

# GERAÇÃO DISTRIBUÍDA OU MERCADO LIVRE DE ENERGIA? UM ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O CONSUMIDOR CLASSE A4

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no Brasil tem apresentado um crescimento expressivo ao longo dos anos. Entre 2000 e 2023, a taxa média de crescimento anual do consumo foi de 2,87%, conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024). A crescente necessidade de eletricidade para atividades comerciais e seu impacto no valor agregado ao longo da cadeia produtiva de bens e serviços têm incentivado iniciativas voltadas à redução de custos com energia. Simultaneamente, a pressão social para que as empresas alinhem seus objetivos econômicos à preservação ambiental tem impulsionado a adoção de medidas como a Geração Distribuída (GD) fotovoltaica e a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), ambas estratégias amplamente utilizadas (Rossi *et al.*, 2024).

A crescente necessidade de eletricidade nas atividades comerciais, aliada aos elevados custos associados ao modelo centralizado de geração e distribuição, tem estimulado empresas a buscarem alternativas energeticamente eficientes e economicamente viáveis. A Geração Distribuída (GD) fotovoltaica e a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) despontam como estratégias que promovem a sustentabilidade corporativa ao reduzir despesas com energia e diversificar a matriz energética. O novo marco legal da GD, instituído pela Lei nº 14.300/2022, fortalece essas alternativas ao estabelecer maior previsibilidade regulatória, incentivar a inserção de consumidores-geradores e permitir a valorização dos atributos ambientais, além de contribuir com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. A nova legislação busca equilibrar o estímulo à GD com a viabilidade econômico-financeira das distribuidoras, tornando o cenário energético mais transparente, justo e favorável à tomada de decisões sustentáveis por parte dos agentes econômicos (Amaral; Büttgenbender Thesing, 2024).

A crescente demanda por energia elétrica, aliada ao objetivo estratégico das organizações de otimizar custos operacionais e ao avanço de políticas públicas de abertura do setor energético, tem impulsionado a migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o uso de Geração Distribuída (GD). Essa mudança é fortalecida por medidas regulatórias, como a Portaria nº 465/2019 e a Portaria nº 50/2022, que ampliaram o acesso ao mercado livre, permitindo que unidades com demanda contratada igual ou superior a 500 kW possam negociar diretamente com fornecedores, reduzindo custos com energia. Além da flexibilidade contratual, o ACL propicia maior previsibilidade financeira e integração com estratégias empresariais voltadas à sustentabilidade (Gomes, 2023).

Neste contexto, diante da necessidade de estratégias energéticas sustentáveis e economicamente eficientes, este trabalho propõe aplicar um algoritmo de suporte à decisão que auxilie na escolha entre a entrada no Mercado Livre de Energia e a utilização de Geração Distribuída, considerando fatores técnicos, econômicos e regulatórios com vistas a auxiliar a tomada de decisão, comparando, sob a ótica de viabilidade, duas alternativas amplamente utilizadas por consumidores do setor elétrico: a Geração Distribuída (GD) fotovoltaica e a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A proposta metodológica envolve a simulação de cenários com base em perfis de consumo, contemplando variáveis como demanda contratada, estrutura tarifária, e horário de consumo. Por meio dessas simulações, pretende-se identificar os principais fatores que influenciam a escolha entre os modelos de suprimento, fornecendo subsídios técnicos e estratégicos para decisões alinhadas à sustentabilidade energética no contexto organizacional.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A segmentação das atividades no setor elétrico, promovida pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, resultou na necessidade de apresentar demonstrações contábeis distintas para cada segmento (geração, transmissão, distribuição e comercialização). A pesquisa de Ferreira *et al.* (2021) destaca a importância de compreender as diferenças entre as contabilidades societária e regulatória, especialmente em ambientes regulados, para garantir a transparência e a eficácia na tomada de decisões por parte dos investidores e demais stakeholders.

### 2.1 Mercado Livre de Energia

O setor elétrico brasileiro apresenta dois ambientes de contratação distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo este último caracterizado pela negociação direta entre consumidores e fornecedores, com maior flexibilidade contratual (Delapiedra-Silva *et al.*, 2023; ANEEL, 2021). A atuação no ACL exige representação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), especialmente por meio de agentes varejistas para consumidores com demanda inferior a 500 kW (MME, 2022).

A abertura do mercado livre tem sido viabilizada por alterações regulatórias desde a Lei nº 9.074/1995 até as Portarias nº 50/2022 e nº 690/2022, com previsão de ampliação da elegibilidade para todos os consumidores do grupo A a partir de 2024 e posterior inclusão dos grupos B entre 2026 e 2028 (MME, 2019; MME, 2022). A dinâmica contratual do ACL difere do ambiente físico do setor, operado pelo ONS, e essa dissociação exige estratégias gerenciais adequadas (Loureiro, 2021).

### 2.2 Geração Distribuída

No contexto da contabilidade, a regulação estatal nas atividades de transmissão e distribuição impõe práticas para controle de custos e eficiência. Por outro lado, nos segmentos de geração e comercialização, a contabilidade gerencial foca na competitividade e maximização de valor (Correia; Lima; Ching, 2020). A diversidade de fontes energéticas no ACL, especialmente as renováveis, impõe desafios de viabilidade e sustentabilidade (Magalhães *et al.*, 2023), demandando regimes de apoio específicos (Beiter *et al.*, 2021) e estratégias adaptativas por parte das geradoras (Peng *et al.*, 2023).

Paralelamente, a Geração Distribuída (GD) tem promovido a descentralização da matriz elétrica, contribuindo para maior eficiência energética e redução de perdas (Saxena *et al.*, 2024). A GD implica transformações contábeis relevantes, com destaque para a contabilidade ambiental, que evidencia os impactos e benefícios dos investimentos sustentáveis (Raupp; Correia; Fey, 2011; Silva, 2025). O Marco Legal da GD, instituído pela Lei nº 14.300/2022 e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, define as classificações da GD e o funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que possibilita a compensação de energia entre unidades consumidoras (Pinheiro; Carvalho; Machado, 2023).

Apesar dos benefícios, a GD também impõe desafios técnicos à rede elétrica originalmente

unidirecional, como a necessidade de adequação de sistemas de proteção e regulação de tensão, diante dos novos fluxos bidirecionais (Saxena et al., 2024). Modelos de negócios e decisões contábeis estratégicas nesse cenário são fortemente influenciados pelos marcos regulatórios (Brinker; Satchwell, 2020).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia deste estudo envolveu, inicialmente, a análise de dados econômicos e regulatórios relacionados às tarifas aplicáveis à Geração Distribuída (GD) e ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), com foco nos requisitos para migração entre modalidades e nos incentivos vigentes no Brasil.

Na etapa seguinte, foi desenvolvida uma ferramenta computacional em linguagem Python, validada por testes de consistência, para simular os custos energéticos em diferentes combinações de consumo e demanda (ponta e fora de ponta) de um consumidor hipotético do grupo A4, localizado na área de concessão da Equatorial-PI, nas modalidades tarifárias verde e azul.

A fonte energética considerada no cenário de GD foi a solar fotovoltaica, dada sua representatividade no país. A geração no horário de ponta foi desconsiderada por sua baixa expressividade. Além dos custos operacionais, foram incluídos aspectos tributários associados à GD, com base em Carvalho e Pinto (2024), que destacam a relevância do planejamento fiscal na viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos, especialmente nos regimes de Lucro Presumido e Simples Nacional.

Para os valores do ACL, utilizaram-se dados prospectivos de preços de energia convencional e incentivada (com 50% de desconto na TUSD), conforme projeções da empresa Dcide em parceria com a CCEE.

#### 3.1 Fórmulas de Cálculo

O estudo realizou simulações comparativas de custo energético considerando consumidores do grupo A4, sob os regimes de Geração Distribuída (GD) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), nas modalidades tarifárias verde e azul. As equações (3.1) a (3.4) foram utilizadas para estimar os custos em cada modalidade, incorporando variáveis como demanda contratada, tarifas de uso e de energia, alíquotas de impostos (PIS/COFINS e ICMS), e, no caso do ACL, o valor da energia contratada no mercado livre e os descontos aplicáveis a fontes incentivadas.

Para construção dos cenários, foram consideradas demandas entre 30 kW e 500 kW, conforme limites regulatórios, com variações proporcionais entre os períodos ponta e fora de ponta, de acordo com normas técnicas da concessionária Equatorial-PI. O consumo mensal foi estimado com base na operação por 12 horas diárias durante 20 dias/mês, variando de 25% a 100% da capacidade contratada. As simulações abrangeram diferentes combinações de demanda e consumo, com incrementos de 10 kW e 1.000 kWh, respectivamente.

O código computacional foi estruturado em três etapas: (i) carregamento das tarifas e alíquotas de impostos (ANÉEL e Equatorial-PI), (ii) cálculo dos custos para cada cenário, por meio de funções específicas para cada modalidade, e (iii) exportação dos resultados em formato tabular (CSV). Cada linha da base de dados resultante representa um cenário com seus parâmetros de entrada, os custos calculados para cada modalidade, e a indicação do cenário mais econômico.

Por fim, a base de dados foi analisada por meio de estatística descritiva e correlação de Pearson, com apoio de visualizações gráficas, visando identificar padrões de comportamento e viabilidade econômica entre os diferentes regimes tarifários e modelos de contratação.

$$CGD_{\text{verde}} = D \cdot \frac{TD}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS/COFINS)} + 0,9 \cdot FB \cdot Cp \cdot \frac{TEfp}{TEp} \quad (3.1)$$

onde:

- D: demanda contratada, em kW;
- TD: tarifa de demanda na distribuidora local, em R\$/kW;
- FB: componente da TUSD ponta relativo ao uso do fio da distribuidora, em R\$/kWh;
- Cp: consumo no horário de ponta, em kWh;
- TEp: tarifa de energia no horário de ponta da distribuidora local, em R\$/kWh;
- TEfp: tarifa de energia no horário fora de ponta da distribuidora local, em R\$/kWh;
- PIS/COFINS: média anual da alíquota do imposto federal;
- ICMS: alíquota do imposto estadual.

Já o custo da GD na modalidade azul, apresentado na equação (3.2), é composto somente pelo custo de disponibilidade, pois a componente Fio B não está presente nas tarifas de consumo:

$$CGD_{\text{azul}} = \frac{Dp \cdot TDp + Dfp \cdot TDfp}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS/COFINS)} \quad (3.2)$$

onde:

- Dp: demanda no horário de ponta, em kW;
- TDp: tarifa de demanda no horário de ponta (modalidade azul), em R\$/kW;
- Dfp: demanda no horário fora de ponta, em kW;
- TDfp: tarifa de demanda no horário fora de ponta (modalidade azul), em R\$/kW;
- PIS/COFINS: média anual da alíquota do imposto federal;
- ICMS: alíquota do imposto estadual.

Os custos no ACL para os consumidores A4, nas modalidades verde e azul, são dados pelas equações (3.3) e (3.4), respectivamente (SOARES, 2018):

$$C_{\text{ACL}} = \frac{Pe \cdot Ct \cdot 1,03 + D \cdot TD \cdot (1 - Des) + [(1 - Des) \cdot (Tp - Tfp) + Tfp] \cdot Cp + Cfp \cdot Tfp}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS/COFINS)} \quad (3.3)$$

onde:

- Pe: valor da energia contratada no mercado livre, em R\$/kWh;
- Ct: consumo total de energia, em kWh;
- D: demanda contratada, em kW;
- TD: tarifa de demanda na distribuidora local, em R\$/kW;
- Des: desconto para energias incentivadas (fração decimal);
- Tp: tarifa de uso do sistema no horário de ponta, em R\$/kWh;
- Tfp: tarifa de uso do sistema fora de ponta, em R\$/kWh;
- Cp: consumo no horário de ponta, em kWh;
- Cfp: consumo no horário de fora de ponta, em kWh;
- PIS/COFINS: média anual da alíquota do imposto federal;
- ICMS: alíquota do imposto estadual.

$$C_{\text{ML}_{\text{azul}}} = \frac{Pe \cdot Ct \cdot 1,03 + Dp \cdot TDp \cdot (1 - Des) + Dfp \cdot TDfp \cdot (1 - Des) + Tp \cdot Cp + Tfp \cdot Cfp}{(1 - ICMS) \cdot (1 - PIS/COFINS)} \quad (3.4)$$

onde:

- Pe: valor da energia contratada no mercado livre, em R\$/kWh;
- Ct: consumo total de energia, em kWh;
- Dp: demanda no horário de ponta, em kW;
- TDp: tarifa de demanda no horário de ponta (modalidade azul), em R\$/kW;
- Des: desconto para energias incentivadas (fração decimal);
- Dfp: demanda no horário fora de ponta, em kW;
- TDfp: tarifa de demanda no horário fora de ponta (modalidade azul), em R\$/kW;
- Tp: tarifa de uso do sistema no horário de ponta, em R\$/kWh;
- Tfp: tarifa de uso do sistema fora de ponta, em R\$/kWh;
- Cp: consumo no horário de ponta, em kWh;
- Cfp: consumo no horário de fora de ponta, em kWh;
- PIS/COFINS: média anual da alíquota do imposto federal;
- ICMS: alíquota do imposto estadual.

$$Dfp_{\text{min}} = \max\left(\frac{Dp}{2}, 30\right) \quad (3.5)$$

$$Dfp_{\text{max}} = \min(Dp \cdot 2, 500) \quad (3.6)$$

Os valores de consumo total (Ct) foram relacionados às demandas contratadas (Dp) e (Dfp), de modo que o consumo máximo reflete um funcionamento em que a demanda contratada é utilizada ao máximo por 12 horas diárias durante 20 dias no mês, respeitando os respectivos postos horários:

$$Cp_{\text{max}} = Dp \cdot 3 \cdot 20 \quad (3.7)$$

$$Cfp_{\text{max}} = Dfp \cdot 9 \cdot 20 \quad (3.8)$$

O consumo mínimo foi definido como um quarto desse valor, de forma analisar uma ampla janela de consumo:

$$Cp_{\text{min}} = \frac{Cp_{\text{max}}}{4} \quad (3.9)$$

$$Cfp_{\text{min}} = \frac{Cfp_{\text{max}}}{4} \quad (3.10)$$

As faixas de consumo analisadas foram incrementadas em 1000 kWh, começando em Cmin e indo

até Cmax. Além disso, as janelas de demandas foram variadas com incrementos de 10 kW. Esses valores foram utilizados para manter a base de dados em um tamanho de fácil análise.

### 3.2 Código

A base de dados retornada segue o formato da Tabela 1, onde as quatro primeiras colunas descrevem os parâmetros caracterizadores do perfil de consumo de cada cenário. As quatro colunas subsequentes apresentam os valores calculados para cada uma das quatro situações analisadas. Por fim, a última coluna indica o cenário mais economicamente vantajoso, sendo representado por: 1 para GD verde, 2 para ML verde, 3 para GD azul e 4 para ML azul.

Tabela 1: Recorte da base de dados produzida

Consumo Total (kWh)	Consumo na ponta (%)	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora Ponta (kW)	GD Azul	ML Azul	GD Verde	ML Verde	Cenário de Menor Preço
1800	0,25	30	30	4750,15	3056,36	2435,42	1948,76	2
3800	0,12	30	30	4750,15	3813,34	2435,42	2705,74	1
2800	0,52	30	30	4750,15	3434,85	5034,92	3737,60	4
6800	0,21	30	30	4750,15	4948,81	5034,92	5251,56	3

Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

## 4 RESULTADOS

Neste trabalho, as simulações de cenários para comparação foram realizadas com base nos índices de referência para os preços de energia convencional e incentivada. Esses índices, disponibilizados pela empresa Dcide em parceria com a CCÉE, são subdivididos em índices trimestrais, que refletem a valorização da energia no próximo trimestre, e índices de longo prazo, que representam a valorização esperada para os próximos quatro anos.

Tabela 2: Distribuição percentual do número de casos vantajosos nos cenários de GD e ML, considerando os índices de referência de energia.

Índice (R\$/MWh)		Valor (R\$/MWh)	GD Verde (%)	ML Verde (%)	GD Azul (%)	ML Azul (%)
Convencional	Curto	84,43	62,94	0,00	37,06	0,00
Convencional	Longo	146,05	62,94	0,00	37,06	0,00
Incentivada	50%	115,58	11,53	44,40	0,81	43,26
Incentivada	50%	177,88	25,77	31,41	6,19	36,63

Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Os resultados obtidos evidenciaram que o valor mensal pago pela energia no ACL só é mais vantajoso, em termos econômicos, nos cenários envolvendo energia incentivada. A Tabela 2 apresenta os índices de referência analisados, juntamente com a participação percentual dos custos associados aos cenários de GD e ACL em relação ao valor total.

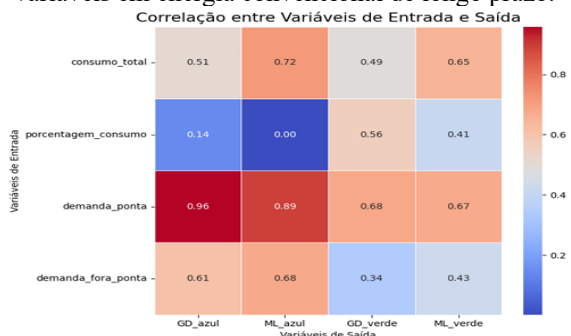
Nos casos relacionados à energia convencional, observa-se que o ACL, em nenhuma das modalidades de faturamento analisadas, apresentou vantagens econômicas significativas. Tal constatação evidencia que, mesmo com preços reduzidos por megawatt-hora (MWh), especialmente para a energia convencional de curto prazo, que possui o menor índice de referência, o principal fator responsável por gerar economia para o consumidor final é o desconto aplicado na TUSD.

Nas Figura 1 e Figura 2, é apresentado o grau de correlação entre os caracterizadores do perfil de consumo e o preço em cada um dos casos analisados. Em todos os cenários de preço, as primeiras e terceiras colunas permaneceram inalteradas, uma vez que os valores finais com GD são independentes do preço da energia.

Ao analisar a segunda e a quarta colunas em ambos os cenários, observa-se que o aumento do preço do MWh altera a sensibilidade dos valores do Mercado Livre (ML) às variações no perfil de consumo. Para a modalidade tarifária azul, o consumo total de energia e a demanda fora de ponta apresentaram uma correlação positiva ainda mais acentuada, indicando que o aumento dessas variáveis resulta em um aumento correspondente no valor do ML azul. Em contrapartida, a demanda de ponta apresentou uma redução em sua correlação positiva, sugerindo menor sensibilidade, enquanto a porcentagem de consumo na ponta apresentou correlação negativa com o ML azul.

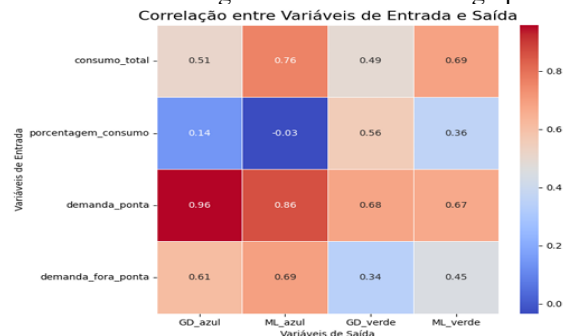
Na modalidade tarifária verde, observaram-se mudanças semelhantes. Todas as variáveis apresentaram correlação positiva; contudo, o aumento do preço ocasionou um incremento na correlação com o consumo total e com a demanda fora de ponta, enquanto a porcentagem de consumo na ponta registrou uma diminuição em sua correlação. Por fim, a correlação com a demanda na ponta manteve-se inalterada.

Figura 1: Mapa de calor: correlação de Pearson de variáveis em energia convencional de longo prazo.



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 2: Mapa de calor: correlação de Pearson de variáveis em energia convencional de longo prazo.



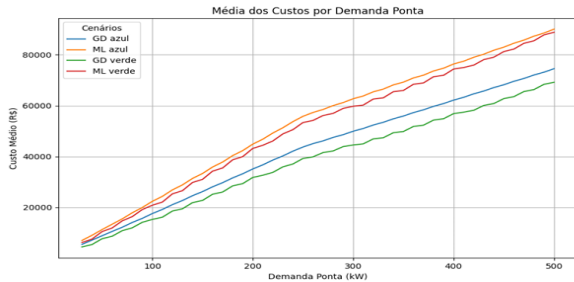
Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 3: Mapa de calor: correlação de Pearson de

A comparação entre as Figuras 3 e Figura 4, que representam a variação da média dos custos associados à demanda de ponta, revela um comportamento distinto do esperado com base na análise anterior. Apesar da

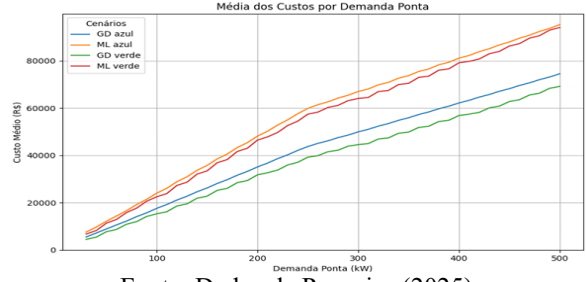
redução na correlação positiva atribuída à diferença de preços entre as energias convencionais de curto e longo prazo, a Figura 4 apresenta custos médios mais elevados para as mesmas faixas de demanda. Por exemplo, para uma demanda de 300 kW, os custos médios no ML na Figura 3 estão mais próximos da faixa de R\$ 60.000,00 do que na Figura 4. Esse comportamento sugere que a diminuição na correlação entre os cenários está relacionada ao consumo na ponta. Como demonstrado nas Equações (3.7) e (3.9), o consumo na ponta tende a aumentar proporcionalmente ao aumento da demanda. Esse efeito é corroborado pela redução mais acentuada na correlação entre a porcentagem de consumo na ponta e os preços em ambas as modalidades do ML.

Figura 3: Média dos custos por demanda ponta para energia convencional de curto prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

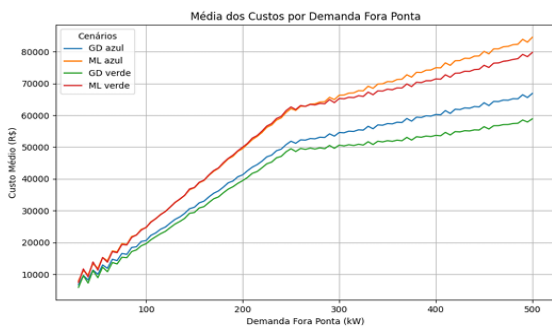
Figura 4: Média dos custos por demanda ponta para energia convencional de longo prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

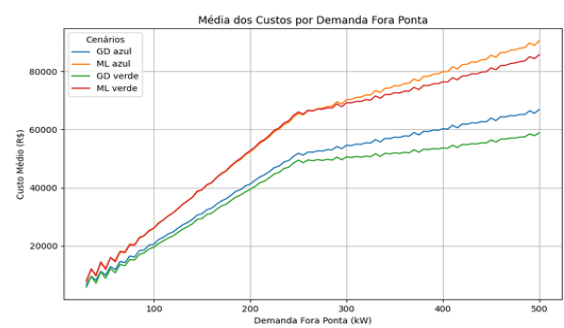
Nas Figura 5 e Figura 6, são apresentados os custos médios em função do aumento da demanda fora de ponta. Observa-se uma maior variação nos gráficos em comparação às Figuras 3 e Figura 4. Esse comportamento ocorre porque os custos associados aos horários de ponta são mais elevados. Consequentemente, consumidores com maior consumo nos períodos de ponta tendem a se beneficiar mais dos descontos aplicados à demanda, especialmente na modalidade tarifária azul, em que o preço da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) nos horários de ponta é menor em relação à modalidade verde.

Figura 5: Média dos custos por demanda fora ponta para energia convencional de curto prazo



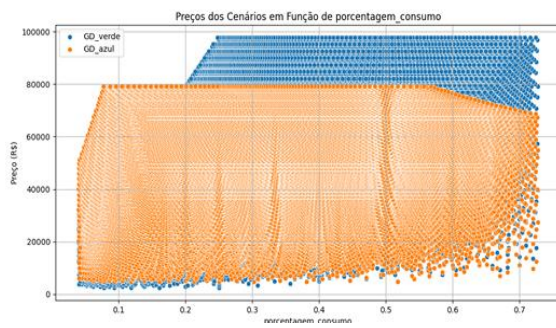
Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 6: Média dos custos por demanda fora ponta para energia convencional de longo prazo



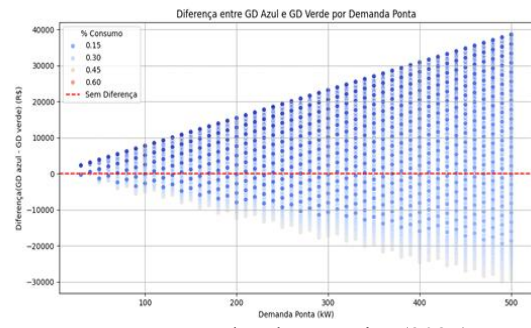
Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 7: Dispersão dos preços em função da porcentagem de consumo na ponta



Fonte: Dados da Pesquisa (2025)

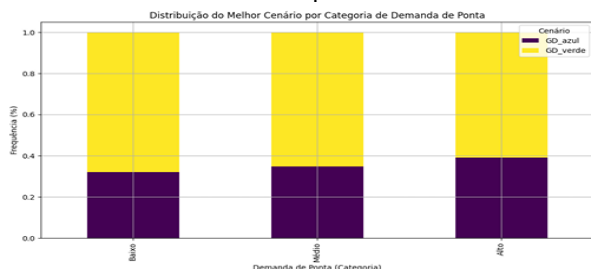
Figura 8: Economia entre os cenários de GD pela demanda ponta e porcentagem de consumo na ponta



Fonte: Dados da Pesquisa (2025)

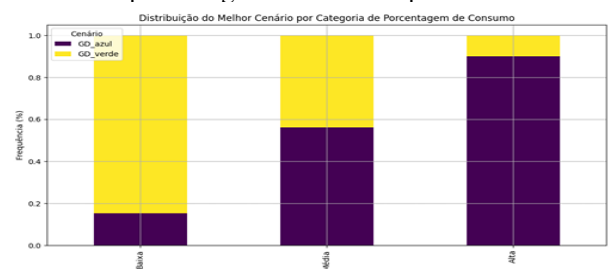
Nos casos em que o Mercado Livre não se mostrou economicamente vantajoso, é possível identificar as características que determinam qual modalidade de Geração Distribuída (GD) será mais favorável. Conforme apresentado na Figura 7, a modalidade tarifária verde apresenta maior variação nos preços em cenários em que o consumo no horário de ponta excede 20% do consumo total. Como não há geração de energia no horário de ponta, a compensação do montante devido ao consumo é realizada por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), ajustando os custos com base na diferença entre as tarifas de energia nos diferentes períodos horários, conforme demonstrado na Equação (3.1). Dessa forma, quanto maior for o consumo no horário de ponta, maior será o valor total pago e menos vantajosa se torna essa modalidade, como visto na Figura 8.

Figura 9: Distribuição dos melhores cenários por demanda ponta



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 10: Distribuição dos melhores cenários por porcentagem de consumo ponta

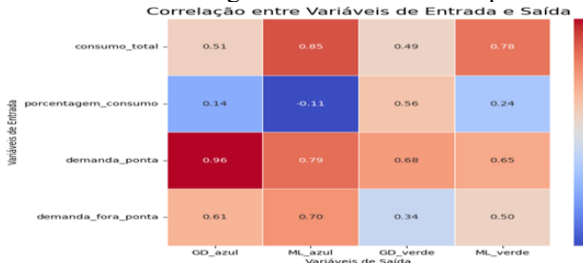


Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Por fim, observa-se que o fator com maior impacto na diferença de preços entre as modalidades de Geração Distribuída (GD) é a porcentagem de consumo no horário de ponta. A Figura 9 apresenta a

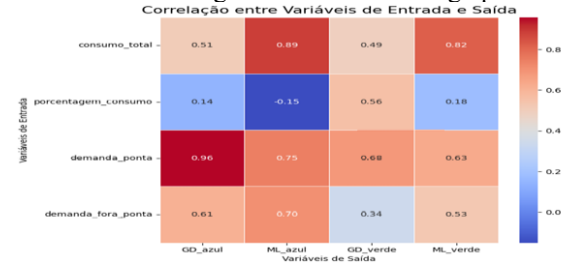
distribuição dos cenários mais econômicos por faixa de demanda na ponta, onde baixa demanda corresponde a valores entre 30 kW e 150 kW, demanda média varia de 150 kW a 350 kW, e alta demanda abrange o intervalo de 350 kW a 500 kW. Não foram identificadas diferenças significativas nas proporções entre as faixas de demanda.

Figura 11: Mapa de calor: correlação de Pearson de variáveis em energia incentivada de curto prazo.



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 12: Mapa de calor: correlação de Pearson de variáveis em energia incentivada de longo prazo.

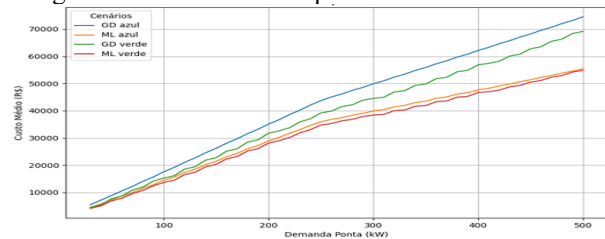


Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

De forma similar, a Figura 10 apresenta os casos divididos por faixas de porcentagem de consumo no horário de ponta, sendo que baixa porcentagem corresponde a valores de até 25%, porcentagem média varia de 25% a 50%, e alta porcentagem corresponde ao intervalo de 50% a 75%. Nesta última faixa, observa-se o maior número de casos em que a modalidade GD azul foi mais econômica.

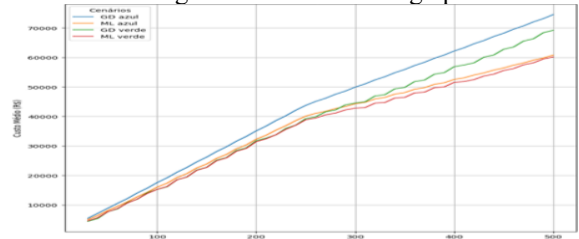
Para as energias incentivadas os cenários de ML tendem a ganhar na maioria dos casos, isso ocorre especialmente devido aos descontos de 50% na demanda contratada e TUSD. As figuras 11 e 12 apresentam o mesmo tipo de variação que as figuras 1 e 2, mudando somente os valores dos coeficientes. De maneira semelhante, nas Figura 13 e Figura 14, as curvas dos custos médios das modalidades do Mercado Livre (ML) apresentam um comportamento similar ao observado nas Figuras 3 e 4, porém em patamares distintos. Na Figura 13, devido ao baixo preço e ao desconto aplicável, os custos médios do ML em ambas as modalidades são inferiores aos da Geração Distribuída (GD). Observa-se que esses custos começam próximos, especialmente em relação aos custos para a GD verde, em situações de pequenas demandas, mas se distanciam progressivamente com o aumento da demanda. Com o aumento do preço da energia incentivada de longo prazo, esse distanciamento entre as curvas ocorre apenas a partir de uma demanda de 300 kW, como ilustrado na Figura 14.

Figura 13: Média dos custos por demanda ponta para energia incentivada de curto prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

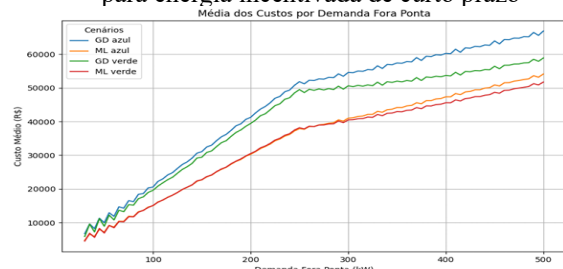
Figura 14: Média dos custos por demanda ponta para energia incentivada de longo prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

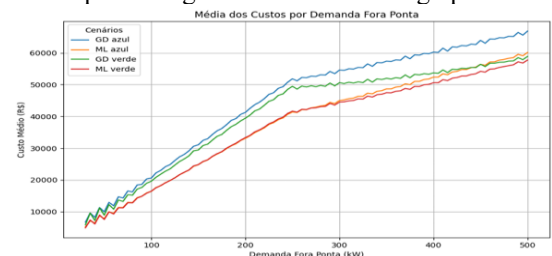
Nas Figuras 15 e 16, as curvas de custos médios do Mercado Livre (ML) em função da demanda fora de ponta apresentam sobreposição até aproximadamente 300 kW. A medida que a demanda aumenta, essas curvas se aproximam gradualmente da curva de custos da Geração Distribuída (GD) verde. Na Figura 16, observa-se que a curva de custos do ML na modalidade azul ultrapassa a curva da GD verde em níveis mais elevados de demanda.

Figura 15: Média dos custos por demanda fora ponta para energia incentivada de curto prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

para energia incentivada de longo prazo

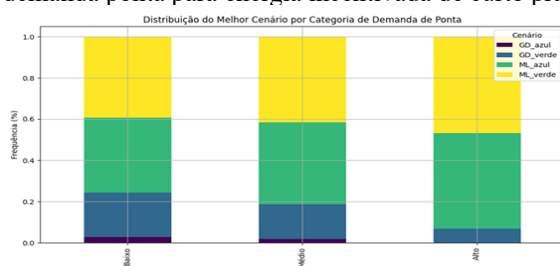


Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 16: Média dos custos por demanda fora ponta

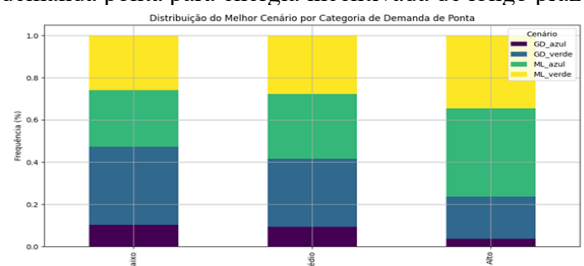
Nas Figuras 17 e 18 vemos que a opção do ACL torna-se mais atrativa para faixas de demanda mais altas, ou seja, em cenários em que o desconto na TUSD ofertado pelas fontes incentivadas torna-se tão significativo de modo a compensar o valor pago pela energia.

Figura 17: Distribuição dos melhores cenários por demanda ponta para energia incentivada de curto prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 18: Distribuição dos melhores cenários por demanda ponta para energia incentivada de longo prazo

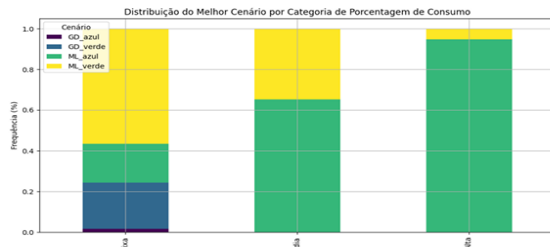


Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

As Figuras 19 e 20 mostram quando classificados por classe de consumo na ponta, o desempenho do ACL se mostra crescente, de modo que só houve casos de maior economia para GD na classe de baixo consumo na ponta. Mesmo para energia incentivada longo prazo, que possui um preço mais elevado, onde na classe de consumo na ponta médio o número de casos em que a GD azul, que anteriormente (Figura 10)

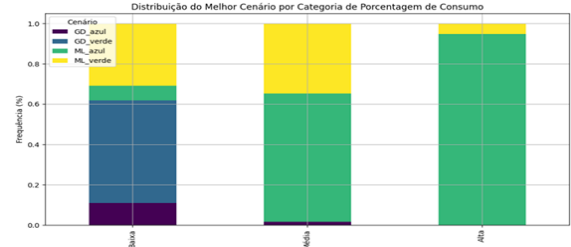
mostrava um desempenho melhor conforme o consumo na ponta era maior, agora apresenta um percentual muito baixo de casos em que se mostrou mais vantajoso.

Figura 19: Distribuição dos melhores cenários por porcentagem de consumo ponta para energia incentivada de curto prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Figura 20: Distribuição dos melhores cenários por porcentagem de consumo ponta para energia incentivada de longo prazo



Fonte: Dados da Pesquisa (2025).

Por fim, a análise das Figuras de 17 a 20 revela padrões distintos entre as modalidades de Geração Distribuída (GD) e Mercado Livre (ML):

- GD Azul: Está associada a cenários com baixa demanda no horário de ponta e baixo consumo no horário de ponta.
- GD Verde: Apresenta uma participação que diminui gradativamente à medida que a demanda no horário de ponta diminui, estando predominantemente concentrada em cenários com baixo consumo no horário de ponta.
- ML Azul: Mostra um aumento proporcional ao crescimento da demanda no horário de ponta, com um incremento significativo à medida que o consumo no horário de ponta aumenta. Em cenários de altos níveis de consumo no horário de ponta, essa modalidade torna-se predominantemente a mais barata.
- ML Verde: Apresenta uma distribuição relativamente uniforme entre todas as faixas de demanda no horário de ponta, com um aumento gradativo conforme a demanda aumenta. Contudo, sua concentração é maior em cenários com baixos e médios níveis de consumo no horário de ponta.

## 5 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos destacam que as diferentes variáveis analisadas possuem um impacto financeiro significativo, influenciando diretamente a escolha da melhor modalidade ou estratégia para economizar na conta de energia elétrica, seja por meio da Geração Distribuída (GD) ou do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim, ressalta-se a importância de conhecer o comportamento do consumo e demanda entre os diferentes postos tarifários de forma a escolher a estratégia de eficiência energética mais adequada para cada caso.

É importante enfatizar que, embora a ferramenta desenvolvida seja eficiente para comparar cenários de economia, outros fatores devem ser considerados antes de tomar decisões definitivas. A GD, por exemplo, exige um investimento inicial elevado, o que implica um período de retorno financeiro mais longo. Por outro lado, os preços reduzidos frequentemente encontrados em contratos de curto prazo no ACL trazem consigo um prêmio de risco. Esses contratos tendem a ser mais baratos porque expõem o consumidor às oscilações do mercado de curto prazo e às variações do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), especialmente se o contrato com o fornecedor for encerrado antes da negociação de um novo acordo. Portanto, a escolha entre GD e ACL deve ser feita com cautela, considerando todos os aspectos envolvidos.

## REFERÊNCIAS

- AMARAL, Volmir Ribeiro do; BÜTTENBENDER, Pedro Luís; THESING, Nelson José. Novo marco legal à geração distribuída de energia elétrica no Brasil: uma abordagem das principais mudanças. **Informe GEPEC**, Toledo, v. 28, n. 1, p. 449-470, jan./jun. 2024. DOI: 10.48075/igepec.v28i1.31536.
- BEITER, P. *et al.* Toward global comparability in renewable energy procurement. **Joule**, v. 5, p. 1485-1500, 2021. Export Date: 28 December 2024; Cited By: 16.
- BRINKER, L.; SATCHWELL, A. J. A comparative review of municipal energy business models in germany, california, and great britain: Institutional context and forms of energy decentralization. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 119, 2020. ISSN 1364-0321.
- CARVALHO, R. R. de; PINTO, S. R. PROCESSO DE PLANEJAMENTO TRIBUTÁRIO EM UMA EMPRESA INTEGRADORA FOTOVOLTAICA. **Boletim de Conjuntura (BOCA)**, Boa Vista, v. 19, n. 55, p. 188-207, 2024. DOI: 10.5281/zenodo.13363633. Disponível em: <https://revista.ioles.com.br/boca/index.php/revista/article/view/5189>. Acesso em: 19 abr. 2025.
- DELAPEDRA-SILVA, V. A. *et al.* A dual-market strategy for evaluating wind energy investments in brazil: a real options approach. **Energy Systems-Optimization Modelingsimulation Andeconomicaspects**, 2023. ISSN 1868-3967.
- FERREIRA, Marília Paranaíba *et al.* Contabilidade Societária X Contabilidade Regulatória: Value relevance das informações contábeis do setor elétrico brasileiro. **Contabilidade Vista & Revista**, v. 32, n. 2, p. 205-229, 2021.
- GOMES, Gustavo Barchi. **Análise de impactos da abertura do mercado livre de energia para unidades consumidoras do grupo A4**. UNESP 2023.
- LOUREIRO, G. K. Contratos de energia no ambiente livre de comercialização: pressupostos de compreensão. FGV CERI, FGV CERI, 2021.
- MAGALHAES, R. F. de *et al.* Exploring life cycle trade-offs of the electricity solutions on brazilian urban environments: Ways towards a low-carbon economy. **Sustainable Productionandconsumption**, v.36, p. 425-438, 2023. ISSN 2352-5509.
- PENG, F. X. *et al.* Review on bidding strategies for renewable energy power producers participating in electricity spot markets. **Sustainable Energy Technologies And Assessments**, v. 58, 2023. ISSN 2213-1388.
- PINHEIRO, S. G.; CARVALHO, R. A. de; MACHADO, F. d. A. L. Políticas públicas do brasil para expansão da energia solar fotovoltaica na geração distribuída: Uma revisão da literatura no período 2011-2021. **Inter Science Place**, v. 18, n. 1, 2023.
- RAUPP, Fabiano Maury; CORREIA, Carla Lucia; FEY, Vladimir Athur. Gastos ambientais no ramo de geração e distribuição de energia elétrica. **Revista de Contabilidade do Mestrado em Ciências Contábeis da UERJ**, v. 14, n. 3, p. 14-26, 2011.
- RODRIGUES, Valquíria Duarte Vieira; WANDER, Alcindo Elenor; DA ROSA, Fabricia Silva. Contabilidade de gestão ambiental: revisão sistemática da literatura. **Revista Sociedade e Ambiente**, v. 4, n. 1, p. 18-40, 2023.
- ROSSI, Vivian Santa Lúcia *et al.* As energias renováveis para o desenvolvimento sustentável organizacional. **Revista de Gestão e Secretariado**, v. 15, n. 1, p. 1550-1566, 2024.
- SAXENA, V. *et al.* Navigating the complexities of distributed generation: Integration, challenges, and solutions. **Energy Reports**, v. 12, p. 3302-3322, 2024. ISSN 2352-4847.