

CONSULTA PÚBLICA EPE

APRIMORAMENTOS NO MODELO DE MERCADO DA MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (4MD)



Sumário

1. Considerações Iniciais.....	3
2. Contribuições do Grupo CPFL Energia	4
2.1. <i>Mercado Potencial.....</i>	4
2.1.1. Mercado Nicho	5
2.1.2. Sensibilidade ao payback.....	7
2.1.3. Taxa de crescimento do mercado potencial de UCs.....	8
2.2. <i>Fator de aptidão local (FAL)</i>	9
2.2.1. Metodologia para projetar a GD remota.....	9
2.3. <i>Potência média.....</i>	10
2.4. <i>Abertura de adotantes por fonte.....</i>	11
2.5. <i>Fatores de autoconsumo</i>	11
2.6. <i>Modelo de projeção alternativo</i>	12
2.6.1. Modelo de curto prazo	12
2.6.2. Modelo Pearl-Reed	12
2.7. <i>Evolução de preços</i>	14
2.8. <i>Cálculo da geração</i>	15
2.8.1. Fator de Capacidade (FC).....	15
2.8.2. Degradação	16
2.8.3. Impacto da GD no mercado	17
3. Considerações Finais	18
4. Referências Bibliográficas.....	18

1. Considerações Iniciais

A inserção de geradores distribuídos nas áreas de concessão das distribuidoras do Grupo CPFL é crescente, principalmente, após a promulgação da Lei 14.300/2022, em janeiro de 2022, que ocasionou uma entrada acima da expectativa de novos geradores.

Dentre outras iniciativas que estão modernizando o setor elétrico brasileiro, o Grupo CPFL celebra que atualmente haja inúmeros fóruns de discussão acerca da Geração Distribuída (GD) e dos impactos que essa geração causa nas distribuidoras. Portanto, compartilha-se com satisfação sugestões de aprimoramento da metodologia de projeção de GD desta renomada instituição, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ressalta-se que a Metodologia do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD) inspirou o desenvolvimento dos modelos de projeção utilizados internamente.

Entretanto, como bem expresso na documentação da presente consulta pública, a revisão do modelo, em especial, suas parametrizações e premissas de forma periódica é de suma importância para torná-lo aderente à realidade do crescimento de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) observado, uma vez que as tecnologias e o comportamento humano são dinâmicos. Essa atitude ganha ainda mais importância no momento, pois essa tecnologia já responde por um percentual expressivo da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), e tem contribuído para aumentar a sobre oferta sistêmica, juntamente com empreendimentos renováveis centralizados advindos do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

É fundamental que a projeção de MMGD corresponda a uma expectativa realista da inserção dessa modalidade de geração na matriz energética Brasileira para mitigar risco tanto na ótica de uma oferta superdimensionada, na expansão de outras fontes mais caras e muitas vezes mais poluentes, desnecessariamente, quanto pela ótica da segurança de suprimento, pela falta de contratação de fontes controláveis e despacháveis, que possam cobrir eventuais oscilações e falhas no fornecimento de energia por MMGD.

Outro fator que levanta a preocupação do Grupo CPFL é quanto a utilização de resultados do modelo 4MD para estimativa de geração nos modelos de curto e médio prazo, uma vez que há um grupo de trabalho no CT PMO&PLD focado na inserção dessa fonte para programação e planejamento da operação.

Corroborar-se com a importância e necessidade da modelagem dessa fonte em todos os modelos da cadeia de planejamento uma vez que seu montante já é significativo e negligenciá-lo já tem causado distúrbios na percepção da carga global do sistema, contudo cabe atenção para que a modelagem seja adequada a cada etapa.

O modelo 4MD foi idealizado para fornecer uma visão sistêmica de longo prazo, anual e baseada em parâmetros estruturantes, o que pode não ser adequado para estimativas mensais de médio prazo (obtidas por discretização) ainda mais considerando incentivos exógenos, como a possibilidade ou não da cobrança pelo uso da transmissão que afeta diretamente a percepção de payback. Assim, além de revisar parametrização e premissas do modelo 4MD, recomendamos avaliar criticamente sua eficácia para aplicação em processos de curto e médio prazo, buscando modelos alternativos que sejam mais adequados para a projeção do primeiro ano de planejamento haja vista a rápida dinâmica econômica e regulatória no Brasil.

Ainda, cabe observar a importância de avaliar a utilização das informações relacionadas aos pedidos de conexão de MMGD protocolados junto às distribuidoras e incluí-las nos modelos de curto prazo, uma vez que ela tem potencial para traduzir o apetite do consumidor por essa tecnologia, em especial devido ao novo marco legal, e assim dimensionar de maneira mais adequada o mercado potencial de curto prazo.

Dito isto, neste documento, apresentam-se sugestões de metodologias com base nos modelos aplicados internamente, e aproveita-se a oportunidade para compartilhar questionamentos sobre alguns temas desafiadores referentes a esse processo e que, devidamente equacionados, podem colaborar para uma projeção mais assertiva tanto da EPE, a nível Brasil, como para as distribuidoras, a nível local.

Sugere-se que após a consolidação das contribuições dessa CP o conjunto de parâmetros recomendados seja avaliado em estudos de backtest no período não inferior aos últimos cinco anos a fim de verificar se tais ajustes teriam sido suficientes para fornecer um nível de assertividade adequado nesse período quanto a projeção de potência instalada de MMGD. Considerando a possível aplicação nos modelos de curto e médio prazo, tais estudos de backtest precisarão ser levados até a discretização horária para inferir se o processo completo teria resultado em informações melhores para a programação da operação e para o planejamento mensal com atenção especial na composição/recomposição da carga global.

Nesse contexto, na sequência, apresentam-se as contribuições do Grupo CPFL visando a contribuir com sugestões para aprimoramentos no Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD).

2. Contribuições do Grupo CPFL Energia

2.1. Mercado Potencial

Observa-se nos modelos utilizados pelo Grupo CPFL que quanto menor o mercado potencial mais inclinada é a curva S, denotando um alcance mais rápido da estabilidade do número de adotantes e que

a fase de disseminação da tecnologia se aproxima do fim. Entretanto, o que se observa atualmente é uma curva crescente de novas instalações, denotando que a GD ainda se encontra em fase de crescimento exponencial.

Afim de melhor equacionar essa questão, realizou-se uma série de estudos sobre quais métricas poderiam ser mais aderentes para modelar o mercado potencial para as nossas distribuidoras que serão melhor explorados no itens apresentados a seguir.

2.1.1. Mercado Nicho

O mercado nicho utilizado pela EPE se baseia na renda do responsável dos domicílios apurada no censo de 2010 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). E apesar de compreender a necessidade de expandir o nicho de mercado, não acreditamos ser coerente com a realidade econômica do brasileiro reduzir a premissa de um piso salarial de 3 salários-mínimos para 2, principalmente por termos uma diminuição do poder de compra da população e o significativo comprometimento da renda com endividamento. Ademais, considerar a renda média de responsáveis por domicílios garante maior assertividade somente para as projeções da classe residencial. Entende-se que todas as classes necessitam ter uma metodologia para definição de mercado nicho.

Além de não parecer coerente a diminuição do piso salarial, cabe lembrar que a informação advinda do censo de 2010 do IBGE está defasada e só será atualizada ao final do processo em curso de recenseamento. Por isso, optou-se por não mais utilizar essa premissa após as projeções internas não indicarem um comportamento aderente ao que era observado quanto ao número de novas instalações de GD nas áreas de concessão do Grupo CPFL.

Como sugestão para a definição de nicho de mercado de Baixa Tensão (BT), a equipe de Projeção de Mercado das Distribuidoras do Grupo CPFL atualmente estuda o comportamento de todos os clientes que instalaram GD. Essa análise inclui o consumo médio nos últimos 5 anos dos clientes que instalaram a GD, a classificação desses consumidores em faixas de consumo específicas e a criação de histogramas por distribuidoras, classes de consumo, localidade (remoto e local) e ano. Com os histogramas, consegue-se captar a quantidade de clientes por faixas de consumo que instalaram GD.

Como se tem as faixas de consumo médio de todos os clientes por distribuidora e por classe, após a análise dos histogramas, é possível definir com maior precisão os nichos de mercado de cada distribuidora e classe do BT. Identifica-se em quais faixas de consumo há entrada de mais consumidores com GD e, assim, considera-se o nicho de mercado como os consumidores que estão nessa faixa de consumo em diante.

Ademais, a análise do perfil dos clientes que instalam a GD garante que os dados não desconsiderem os consumidores amparados pelos programas de incentivo à GD nas residências de baixa renda, conforme assegurado na Lei 14.300/2022.

Para que a EPE consiga fazer o estudo dos clientes por faixas de consumo, em primeiro lugar, sugere-se que haja uma abertura no SIMPLES (1ª etapa) para as distribuidoras enviarem a quantidade de clientes por faixas de consumo das classes industrial, comercial, rural, poder público e serviço público do BT.

Sugere-se como premissa que a capacidade média de GD instalada no último ano geraria energia o suficiente para cobrir todo o consumo de quem instalou a GD nesse ano, separando os dados de GD local e de GD remota. Ao cruzar essa capacidade média com a informação dos clientes abertos por faixa de tensão, seria possível definir um mercado nicho nos moldes parecidos com o que fazemos no Grupo CPFL para cada classe, grupo de tensão e localidade (local e remota).

Quanto à definição dos consumidores em Alta Tensão (AT), outra tratativa é recomendada. A premissa adotada no Grupo CPFL é que a migração para o ACL seria um evento excludente à instalação de GD. Mais precisamente, um cliente que migra para o ACL não poderia usufruir dos benefícios advindos dos créditos de energia, uma vez que isto é garantido ao mercado cativo somente, por isso, a GD não seria tão atrativa. Deste modo, o Grupo CPFL não considera apropriado que todos os consumidores AT sejam reconhecidos como mercado nicho, conforme proposto na NT 017/2022.

Para definir o nicho de mercado de AT, os analistas de mercado do Grupo CPFL realizam um estudo acerca das demandas contratadas de cada cliente do AT, a fim de definir quais consumidores potencialmente migrarão para o ACL. Para definir o nicho de mercado para o AT, considera-se a Portaria Nº 465/2022 que declara que estão aptos a migrar para o ACL em 2023 todos os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW. Adicionalmente, para 2024, todos os consumidores com carga individual inferior a 500 kW estão aptos a migrar para o ACL, segundo a Portaria Nº 50/2022.

De maneira semelhante ao que foi sofrido para a projeção do BT, entende-se que a EPE necessita receber um relatório, como o do SIMPLES, com a demanda de todas as classes aberta por faixas. O segundo passo seria prever a migração de clientes do AT para o ACL e assim retirá-los da projeção de novas conexões de GD no AT. Deste modo, os modelos de projeção de GD irão captar essa tendência de mercado e não estarão com o mercado nicho AT superdimensionado.

2.1.2. Sensibilidade ao payback

O Grupo CPFL também utiliza a sensibilidade ao payback para captar a parcela do mercado nicho que adotaria a GD da maneira indicada no Modelo 4MD. Não se dispõe de estudos acerca de qual fator seria mais aderente, mas cabe nesse momento compartilhar alguns observações e constatações sobre o tema.

Ressalta-se que os montantes economizados através dos créditos de energia compensados nas contas de energia superam, em alguns casos, a rentabilidade obtida se o capital inicial fosse aplicado, o que poderia tornar o brasileiro mais suscetível a esta tecnologia e menos sensível ao tempo de payback. Atualmente, inúmeras instituições oferecem créditos facilitados aos interessados em instalar a GD, possibilitando um parcelamento desse montante em várias partes, o que poderia minar um pouco a percepção da real importância do payback na decisão por prosseguir com a instalação de GD.

Ademais, os consórcios, ou cooperativas, foram uma das modalidades que cresceu nos últimos meses. Os consumidores que optarem por comprar cotas desses empreendimentos não necessitam se preocupar com o dispêndio de capital inicial. Esses empreendimentos contam com economias de escala por serem maiores que a média das instalações, e os custos são divididos em muitas partes, tornando-se mais atrativos aos consumidores, que não precisarão preocupar-se com custos de manutenção, troca de equipamentos, entre outros. Esse outro aspecto também pode influenciar na sensibilidade do brasileiro ao payback.

O Grupo CPFL entende, também, que o fator de sensibilidade ao payback precisa corresponder à realidade de cada classe, pois um consumidor conectado ao AT não teria a mesma percepção de risco atrelado ao tempo de retorno do investimento de um consumidor de menor porte, como um BT.

Por fim, na literatura, é possível encontrar estudos que analisam outros fatores de sensibilidade ao payback, como citado em Konzen (2014), NREL (2009) e BECK, R. W (2009)¹, sendo os limites máximo e mínimo oriundo de Navigant Consulting e Kastovich (1982)². O Grupo CPFL recomenda, portanto, que a EPE realize estudos comparativos entre diferentes fatores de sensibilidade ao payback para definir aqueles que se adequem melhor para cada classe, localidade e grupo de tensão.

A seguir, explicita-se a diferença entre o que chamamos payback estático e payback dinâmico, e como a metodologia de cálculo do payback necessita uma atenção especial na projeção dos novos adotantes.

¹ BECK, R. W. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009

² Kastovich, J.C., Lawrence, R.R., Hoffman, R.R., and Pavlak, C., Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis, 1982.

2.1.2.1. Cálculo do payback

O payback como o conhecemos é calculado da seguinte forma:

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Fluxo\ de\ caixa / (1 + t)}$$

Onde:

$t = T$ Taxa definida por quem faz o cálculo.

O Grupo CPFL obtém o payback através de um cálculo dinâmico, no qual a energia injetada na rede e o autoconsumo são remunerados à tarifa do ano corrente.

Esse item visa alertar a EPE quanto ao possível equívoco de se utilizar um fluxo de caixa estático, ou seja, em que os ganhos anuais correspondam à tarifa do ano da instalação, pois essa premissa não consideraria os efeitos da Lei 14.300/2022 nas tarifas da energia compensada. Entende-se que no cálculo do payback dinâmico as “entradas de caixa” de cada cliente com GD necessitam refletir a tarifa do ano corrente. Esse alerta é pertinente para que a EPE não incorra no mesmo erro verificado quando se analisa propostas de empresas voltadas à instalação de GD, onde não há aplicação de uma taxa de evolução das tarifas no cálculo do payback.

O risco de se usar o payback estático é que ele fique defasado segundo a regra de compensação do fio B, da Lei 14.300/2022, e quanto à evolução das tarifas.

2.1.3. Taxa de crescimento do mercado potencial de UCs

Conforme contribuição enviada no item 2.1.1 deste documento, o Grupo CPFL utiliza uma premissa diferente da EPE para definir o nicho de mercado do BT, pois não utiliza a renda do responsável das famílias como referência para estimar os a quantidade de conexões futuras de GD. Deste modo, contribuímos no sentido de sugerir que o cálculo para a taxa de crescimento de mercado não utilize variáveis econômicas, mas sim as utilize para validar os resultados obtidos.

Quanto à classe residencial, o Grupo CPFL sugere, também, que a EPE valide os resultados dos modelos de expansão do mercado através de estudos de elasticidade com o crescimento populacional.

O Grupo CPFL estima a quantidade futura de consumidores por distribuidora, unidade de negócio (regionalização da área de concessão a partir de características semelhantes) para a classe residencial e o total através da aplicação de modelos de análise de séries temporais do tipo Autorregressivo de Média Móvel (ARIMA) e de Suavização Exponencial.

Quanto ao AT, a sugestão de melhoria está estreitamente relacionada as contribuições realizadas no item 2.1.1, onde descrevemos a necessidade de unir as projeções de clientes a migrar para o ACL e a projeção de GD do AT.

2.2. Fator de aptidão local (FAL)

Entende-se ser adequado a EPE não adotar um FAL para consumidores AT, uma vez que as características desses consumidores é de ter um perfil predominantemente horizontal e com áreas disponíveis para a instalação dos painéis.

Do mesmo modo, o Grupo CPFL acredita que uma métrica semelhante pode ser adotada para consumidores rurais do BT, uma vez que é razoável assumir que possuem terreno suficiente para instalação dos painéis.

Quanto a aplicar o percentual de casas próprias para a classe residencial, o Grupo CPFL sugere que o FAL reflita a quantidade de casas em relação ao total de habitações no Brasil, em uma tentativa de excluir as habitações em formatos de apartamentos e não mais excluir as residências alugadas, uma vez que o fato de ser alugada, não exclui a possibilidade de ter instalação de GD, pois uma série de acordos podem ser feitos com o proprietário.

Além disto, consideramos que os valores do Censo 2010 do IBGE precisam passar por uma revisão para que o FAL reflita a atual situação das habitações no Brasil.

Quanto à projeção dos clientes remotos, fruto de discussão do item 3.2 da NT 017/2022, o Grupo CPFL exporá a seguir como realiza a projeção desses clientes.

2.2.1. Metodologia para projetar a GD remota

Conforme destacado pela EPE no item 3.2 da NT 017/2022, busca-se uma metodologia alternativa voltada para a projeção dos clientes remotos que poderiam adotar a GD.

“Portanto, questiona-se se há sugestão de metodologia para distinguir potenciais consumidores remotos e locais para unidades não residenciais.”

Como mencionado no item 2.1.1, a projeção do Grupo CPFL conta com uma estimativa de mercado potencial individualizada para as distribuidoras, classes e para as modalidades local e remoto. Portanto, tem-se um modelo para projetar a inserção de unidades consumidoras locais e outro para as remotas.

A diferença entre esses modelos recai sobre o retorno sobre o investimento da GD. Para os consumidores locais, considera-se que haverá o pagamento pela energia injetada e o consumidor verá

uma economia direta, proporcionada pelo seu autoconsumo. O que o consumidor economiza ao não necessitar consumir a energia fornecida pela distribuidora local é caracterizada como receita, assim como o crédito de energia obtido através da injeção de energia na rede. Em contrapartida, os modelos para consumidores remotos valoram somente a energia injetada na rede, o que aumenta o seu tempo de payback.

Quanto a esses modelos, é preponderante observar a tarifa utilizada. O Grupo CPFL utiliza a projeção de tarifas com a regra de transição na tarifa da energia compensada, que consta na Lei 14.300/2022. E para o passado, considera-se a tarifa média de fornecimento com tributo, pois essa tarifa reflete mais o custo percebido pelo consumidor.

Os modelos para consumidores locais utilizam a tarifa segundo a regra de transição para nos novos entrantes a partir de 2023 para valorar a energia injetada. Já para a energia consumida durante a geração – o autoconsumo, a valoração se dá pela tarifa cheia. Enquanto a energia injetada pelos clientes projetados como remotos é valorada pela tarifa segundo a regra de transição para nos novos entrantes a partir de 2023.

Ao projetar a quantidade de consumidores que podem instalar a GD remotamente, essa quantidade é multiplicada pela capacidade instalada média dos consumidores nessa modalidade. A seguir, o Grupo CPFL contribuirá sobre a definição da potência média.

2.3. Potência média

O Grupo CPFL concorda com a EPE sobre a necessidade de aplicar uma variação da potência instalada ao longo do tempo e que é relevante aplicar uma metodologia matematicamente mais apurada para definir esse parâmetro. Entretanto, as projeções do Grupo CPFL ainda não contemplam tendência quanto ao comportamento da potência instalada média, pois se aplica os dados médios de potência instalada do ano anterior.

O Grupo celebra as colocações do item 3.3 da NT 017/2022, na qual atesta que a potência média necessita ser reduzida ao longo do tempo para refletir o consumo médio dos consumidores de classes sociais menos abastadas, que estão instalando GD uma vez que a tecnologia atinge mais maturidade e alcança valores mais acessíveis.

“Essa diferença pode ser considerada natural em momentos iniciais da difusão, quando domicílios de maior renda e maior consumo tendem a prevalecer. No entanto, a manutenção dessa premissa ao longo do tempo pode levar ao resultado mostrado na Figura 13. Foram gerados vários cenários a partir dos fatores discutidos na seção anterior. Percebe-se uma relação praticamente linear, que leva a resultados em cenários de maior inserção em que cerca de 20% das unidades consumidoras cativas com MMGD atenderiam cerca de 70% do

consumo desses clientes. Logo, entende-se que a potência média precise ser reduzida à medida que cresça a adoção para refletir o consumo médio nacional.”

Verificou-se essa queda da potência média instalada nas distribuidoras do grupo ao analisar os histogramas que citados no item 2.1.1, que evidenciam que consumidores com consumos cada vez menores estão aderindo a esta tecnologia.

Ademais, na tentativa de captar melhor a evolução desta premissa ao longo do tempo, o Grupo CPFL sugere uma análise de séries temporais para a geração de uma previsão da capacidade instalada média no futuro.

2.4. Abertura de adotantes por fonte

O Grupo CPFL entende que pela baixa representatividade das demais fontes em relação ao total de GD instalado na área de concessão das distribuidoras que fazem parte do grupo, as projeções para essas fontes podem perpetuar a observação do último mês realizado sem prejuízos significativos.

2.5. Fatores de autoconsumo

O Grupo CPFL reconhece que o autoconsumo é de suma importância para o cálculo assertivo do impacto sobre o mercado.

Internamente, realiza-se o cálculo do autoconsumo baseado em uma pesquisa de posses e hábitos dos consumidores localizados nas áreas de concessão, pois a partir deste material se identifica os perfis de consumo de cada classe. E as curvas de autoconsumo trata-se do cruzamento das curvas de carga da campanha de medidas pela irradiação solar média, na frequência mensal e ponderada para o ano.

O autoconsumo é utilizado para obter a economia financeira dos consumidores locais e para conhecer o impacto do autoconsumo na redução do mercado faturado de energia das distribuidoras.

Entende-se que o levantamento de fatores de autoconsumo mais apurados para a geração advinda de outras fontes seja de suma importância para levantar os impactos da GD no mercado faturado de energia. Mas não dispomos dessas informações até então.

Na tabela 1, apresenta-se a comparação entre os valores de autoconsumo das classes residencial BT e comercial BT das distribuidoras que fazem parte do Grupo CPFL, e dos valores aplicados pela EPE.

Tabela 1: Fatores de autoconsumo para a GD local fotovoltaica

	EPE	Distribuidora A	Distribuidora B	Distribuidora C	Distribuidora D
Residencial BT	40%	37,3%	39,2%	36,8%	37,4%
Comercial BT	50%	56,6%	55,4%	55,2%	56,8%

Adicionalmente, o Grupo CPFL identificou a necessidade de colaborar com outras sugestões para a metodologia 4MD, portanto, os tópicos a seguir focam nos seguintes temas: modelo de projeção alternativo, evolução do custo dos painéis, fator de capacidade e cálculo do impacto da GD no mercado faturado de energia.

2.6. Modelo de projeção alternativo

As projeções do Grupo CPFL utilizam os dados que constam na 4MD, juntamente com outras referências, como base para aplicação do modelo de Bass para a projeção dos consumidores com GD. Entretanto, também se realiza a projeção através do modelo Pearl-Reed para os modelos de longo prazo e modelos de curto prazo para projetar os meses faltantes do ano corrente.

2.6.1. Modelo de curto prazo

O Grupo CPFL entende que os meses restantes até completar o ano corrente não deveriam ser projetados segundo a metodologia para longo prazo, pois no curto prazo é necessário captar a tendência das instalações nos últimos meses com mais precisão.

Nós aplicamos um modelo de incremento linear e um modelo de incremento exponencial. Os resultados do modelo que obtiver o menor erro absoluto são utilizados para projetar o ano de saída da projeção e esse resultado é utilizado como um parâmetro para o formato da curva quando do cálculo dos erros dos modelos de Bass e do modelo Pearl-Reed, que será exposto a seguir.

2.6.2. Modelo Pearl-Reed

O modelo de Pearl-Reed representa o crescimento logístico da população (Kingsland, 1982; Kawamoto, 2010; Tsoularis and Wallace, 2002) e é utilizado para incremento demográfico, por exemplo (Baker et al., 2008). A seguir, apresenta-se a formulação matemática deste modelo.

$N(t)$ é a quantidade de indivíduos da população em um determinado tempo t , r é taxa de crescimento per capita e $K(t)$ é a capacidade limite do ambiente (quando a população atinge o limite). Portanto, a taxa de crescimento logístico é expressa como:

$$\frac{dN(t)}{dt} = r \cdot N(t) \cdot \left(1 - \frac{N(t)}{K(t)}\right) \quad (1)$$

Quando $\frac{N(t)}{K(t)} \rightarrow 0$, a população é muito pequena em relação à capacidade de suporte do ambiente, tem-se $\frac{dN(t)}{dt} = r \cdot N(t)$.

Já quando $\frac{N(t)}{K(t)} \rightarrow 1$, a população é igual à capacidade de suporte do ambiente, resulta $\frac{dN(t)}{dt} \rightarrow 0$.

De acordo com as proposições do modelo, conclui-se que no início do processo de difusão, há taxas de crescimento mais elevadas (exponencial), que se reduzem à medida que a população tende a atingir o limite de suporte do ambiente, resultando em uma curva em formato de “S”.

Na Figura 1, apresenta-se os conceitos de taxa de crescimento exponencial e crescimento logístico.

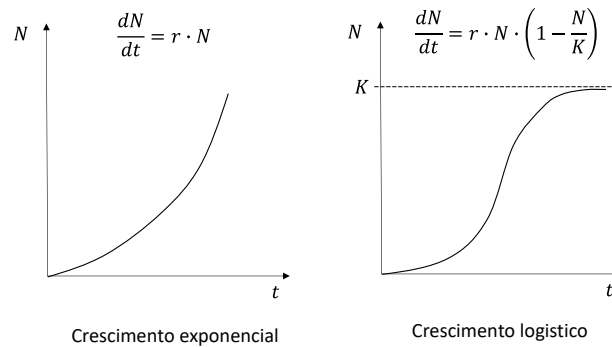


Figura 1: Conceitos de taxas de crescimento exponencial e logístico.

Para $K(t) = m$, o modelo de Pearl-Reed é obtido pela solução da Equação (2). Desta forma, o número de adotantes do novo produto no tempo t é expresso como (Daniel Research Group, 2011; Kawamoto, 2010; Tsoularis and Wallace, 2002):

$$N(t) = m \cdot \frac{1}{1 + \alpha \cdot e^{-r \cdot t}} = m \cdot F(t) \quad (2)$$

onde α e r são parâmetros de locação e de forma da curva de difusão. O parâmetro r pode ser entendido como a velocidade de difusão do novo produto.

Na Figura 2, apresenta-se o comportamento de $F(t)$ para diferentes combinações dos parâmetros α e r para o modelo de Pearl-Reed. Nota-se que os parâmetros α e r têm papel semelhante aos dos parâmetros p e q no modelo de Bass, no sentido de que definem o formato da curva “S”.

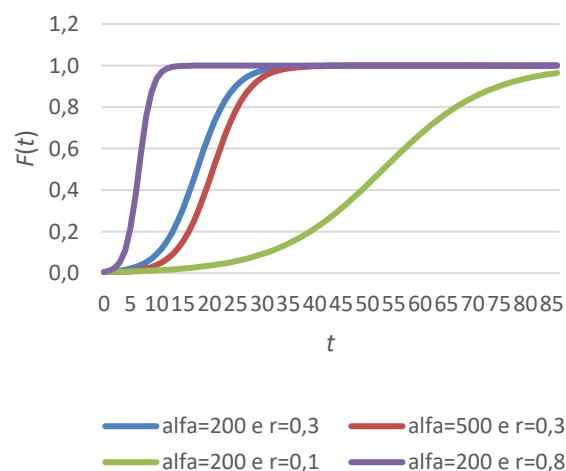


Figura 2: Comportamentos do modelo de Pearl-Reed.

Ao final da projeção de GD por distribuidora, classe, subgrupo de tensão e localidade (local e remoto), os modelos Bass e Pearl-Reed são classificados segundo o menor índice de erros entre os resultados dos modelos e o realizado. Quando se tratar do ano da projeção, o erro é calculado em cima do resultado do modelo de curto prazo, utilizado para projetar os meses que faltam até o ano acabar.

Na Tabela 2, apresenta-se o Erro Percentual Absoluto Medio (MAPE) obtido na projeção de GD da Distribuidora A, que faz parte do Grupo CPFL. A tabela também indica o melhor modelo para projetar cada classe segundo esta premissa de erro.

Tabela 2: MAPE dos modelos Bass versus Pearl-Reed

	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Públicos
Pearl-Reed	0,16	0,60	0,25	0,49	1,15
Bass	0,17	0,56	0,24	0,93	2,47
Melhor modelo	PEARL-REED	BASS	BASS	PEARL-REED	PEARL-REED

Já a Tabela 3, apresenta-se o melhor modelo por classe da Distribuidora A de acordo com a premissa de cálculo de Erros Quadráticos Médios (EQM).

Tabela 3: EQM dos modelos Bass versus Pearl-Reed

	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Públicos
Pearl-Reed	37,92	1,44	4,09	3,39	0,31
Bass	39,26	1,43	3,02	10,18	0,23
Melhor modelo	PEARL-REED	BASS	BASS	PEARL-REED	BASS

A partir da análise dos erros, pode-se identificar que o modelo de Pearl-Reed performa melhor que o modelo de Bass em alguns casos, o que aumenta a chance de assertividade da projeção, por isso, reiteramos que a EPE poderia usar esse modelo em suas projeções também.

2.7. Evolução de preços

Dentre os fatores que impactam os custos da GD Fotovoltaica, o incremento da eficiência dos painéis é o mais relevante. Pois se é possível converter mais ondas eletromagnéticas em eletricidade por painel instalado (GREEN, 2019).

Como medida de referência, tem-se que a eficiência dos painéis de silício monocristalino, que é a tecnologia mais utilizada atualmente, passou de 14,7% em 2006, para 18% em 2019. E apresenta uma tendência semelhante de crescimento até aproximadamente 2030 (IRENA, 2019, p. 41). Além disso, o incremento da eficiência também possibilitou uma redução da quantidade de silício na estrutura, tornando-a mais leve, além de mais barata (PILLAI, 2015).

O Grupo CPFL utiliza o relatório da Greener, que é a mesma referência utilizada pelo modelo 4MD, porém, no ano passado, mais precisamente em um espaço de tempo de 6 meses, observou-se uma variação significativa do preço de instalação dos painéis. Os custos médios de instalação em janeiro de 2022 estavam 13% maiores que os custos publicados por essa instituição em junho de 2022.

A partir dessa mudança do patamar de custo, o Grupo CPFL elaborou um estudo acerca da correlação do custo dos painéis fotovoltaicos com diversos índices, a saber: IPCA, IGP-M, câmbio e o preço do silício no mercado internacional, na tentativa de desenvolver uma projeção interna de custo dos painéis de geração fotovoltaica.

A correlação com o preço do silício no mercado internacional resultou nos melhores resultados de correlação, resumidos a seguir na Tabela 4.

Tabela 4: Correlação entre o preço do silício e os diferentes tamanhos de painéis

<i>Custo painel 4 kW</i>	0,528
<i>Custo painel 8 kW</i>	0,669
<i>Custo painel 12 kW</i>	0,734
<i>Custo painel 30 kW</i>	0,949
<i>Custo painel 75 kW</i>	0,913
<i>Custo painel 150 kW</i>	0,837

Nesse sentido, contribui-se na direção de alertar a EPE acerca da necessidade da elaboração de uma previsão mais assertiva dos preços dos painéis, pois essa premissa causa impactos significativos na projeção de GD. Ressalta-se que somente obter dados de preço de silício gratuitamente até 2017, o que impossibilita calcular uma previsão de custos mais exata.

A seguir, explicita-se como o Grupo CPFL calcula a geração advinda da capacidade instalada de GD verificada e projetada, e como calcula os efeitos de mercado.

2.8. Cálculo da geração

Após a projeção do número de adotantes e da capacidade instalada ao longo dos anos, nós fazemos a abertura desses resultados pelos meses do ano, com projeções até 2035. A seguir, realiza-se essa discussão considerando os seguintes itens: Fator de Capacidade (FC), degradação dos equipamentos, efeito da GD sobre o mercado.

2.8.1. Fator de Capacidade (FC)

No caso da geração fotovoltaica, o Grupo CPFL entende ser o mais apropriado aplicar um FC por município e mensal, afinal, a base de dados da ANEEL disponibiliza a localidade da instalação e a irradiação média mensal é um dado público, que se obtém no Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª edição. Com a

aplicação dessas premissas, o cálculo da geração das usinas existentes fica muito mais aderente às diversas particularidades regionais, enquanto guarda as propriedades de sazonalidade mensal característica da irradiação solar.

Já para as instalações fotovoltaicas projetadas, nós aplicamos um FC mensal por área de concessão, que usa como base as irradiações mensais médias dos municípios que compõem as áreas de concessão das distribuidoras do Grupo CPFL.

$$FC_m = \frac{I_m \times IP \times D_m}{H_m} \quad (3)$$

Onde:

FC_m = Fator de Capacidade Mensal da usina

I_m = Irradiação mensal verificada no município de instalação

IP = Índice de Performance dos equipamentos (Assume-se o IP é de 75% para todas as instalações, conforme a Nota Técnica EPE DEA 005/2021, página 66)

D_m = Quantidade de dias no mês

H_m = Quantidade de horas no mês

Já para as outras fontes, o Grupo CPFL calcula a geração de energia com base nos FC descritos na NT 162/2022-SRM/ANEEL, de 22 de novembro de 2022.

2.8.2. Degradação

O Grupo CPFL acredita que aplicar a mesma capacidade instalada durante todo o horizonte de projeção seja equivocado, por isso, aplicamos um fator de degradação de 0,5% ao ano aos equipamentos de geração fotovoltaica (NREL, 2015). Segue a fórmula para o cálculo da degradação:

$$D = (1 - 0,005)^{\frac{d}{365}} \times (1 - 0,005)^a \quad (4)$$

Onde:

D = Degradação de produtividade da usina

d = quantidade de dias entre a data de instalação da MMGD até o último dia do ano em que ocorreu a instalação

a = quantidade de anos completos desde a instalação até o último dia do ano base

Após a aplicação da degradação, calcula-se a energia gerada estimada. Conforme exposto anteriormente, o Grupo CPFL entende que a estimativa seria mais assertiva através utilização do FC

mensal por usina, levando em consideração a irradiação do município de instalação. Assim, a Energia Gerada Estimada no ano deve ser a soma da geração ao longo dos doze meses.

A formulação seguinte expressa a proposta de cálculo da Energia Gerada Estimada no ano:

$$E_a = \sum_{m=1}^{12} P \times D \times FC_m \times H_m \quad (5)$$

Onde:

E_a = Energia Gerada Estimada no ano

m = Mês

P = Potência instalada

D = Degradação da usina até o final do ano

FC_m = Fator de Capacidade estabelecido para cada usina e para cada mês m

H_m = Número de horas no mês m

Após a definição das premissas e dos cálculos mais adequados para a projeção da geração, na sequência, o Grupo CPFL discorre sobre a apuração do efeito da GD sobre o mercado faturado de energia das distribuidoras.

2.8.3. Impacto da GD no mercado

O impacto da GD no mercado traduz como essa geração retira energia que seria faturada para os clientes do Grupo CPFL. O efeito da GD no mercado contempla o autoconsumo, a energia compensada (fruto dos créditos de energia abatidos das contas mensais dos consumidores), e subtrai o custo de disponibilidade. Segue o cálculo do efeito da GD no mercado aplicado no Grupo CPFL:

$$\text{Efeito GD} = \text{Energia Compensada} + \text{Autoconsumo} - \text{Custo de Disponibilidade}$$

Após o cálculo da geração na base mensal, esse montante é defasado de um mês e é ajustado conforme calendário de faturamento. Deste modo, a geração na visão de carga, ou seja, computada quando ela é produzida, torna-se uma geração na visão de mercado.

A porcentagem de autoconsumo de cada distribuidora e classe, explicitado com maiores detalhes no item 6 deste documento, é aplicado sobre esse montante de geração na visão de mercado.

A energia compensada é apurada mensalmente com base nos faturamentos da compensação de créditos. Para dados futuros, aplica-se a participação histórica da energia compensada sobre a energia na visão de mercado.

Por fim, o custo de disponibilidade é calculado tomando como base a quantidade de UCs e o mínimo de fase, que advém do mínimo de fase proporcional à quantidade média de relógios monofásicos, bifásicos e trifásicos em cada classe.

3. Considerações Finais

Tendo em vista o objetivo de presente consulta pública, observa-se que o Grupo CPFL pretende com as contribuições oferecidas no presente documento oferecer percepções em relação aos testes de sensibilidade realizados pela EPE para identificar as variáveis mais significativas e, assim, sensibilizar quanto a necessidade de realizar estudos de back test visando assegurar que eventual intervenção nessas variáveis de fato resultariam em estimativas mais assertivas àquelas realizadas anteriormente.

Ainda, aproveitando o espaço de ampla discussão, o Grupo CPFL apresenta também alguns dos métodos e modelos utilizados internamente para realização de suas projeções e que, com o devido tratamento, poderiam vir a ser considerados pela EPE na melhoria do modelo em discussão.

4. Referências Bibliográficas

Baker, J., Ruan, X., Alcantara, A., Jones, T., Watkins, K., McDaniel, M., Frey, M., Crouse, N., Rajbhandari, R., Morehouse, J., Sanchez, J., Inglis, M., Baros, S., Penman, S., Morrison, S., Budge, T., Stallcup, W., 2008. Density-dependence in urban housing unit growth: An evaluation of the Pearl-Reed model for predicting housing unit stock at the census tract level. *J. Econ. Soc. Meas.* 33, 155–163. <https://doi.org/10.3233/jem-2008-0301>

Daniel Research Group, 2011. *The Mathematics of Growth and the Limits to Growth, Understanding the Future*. Belmont.

GREEN, Martin A., (2019). *Photovoltaic technology and visions for the future*. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/ab0fa8/meta>.

IRENA (2019). *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects* (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf

Kawamoto, C., 2010. Projeção Da Penetração Do Home Broker No Mercado De Capitais Brasileiro Através Dos Modelos Linear, Fisher-Pry E Gompertz. *Futur. Stud. Res. J. Trends Strateg.* 02, 33–51. <https://doi.org/10.7444/future.v2i1.46>

Kingsland, S., 1982. The Refractory Model: The Logistic Curve and the History of Population Ecology. *Q.*

Rev. Biol. 57, 29–52. <https://doi.org/10.1086/412574>

Konzen, G., 2014. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: Uma simulação via modelo de Bass. Universidade de São Paulo. http://lsf.iee.usp.br/sites/default/files/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf

NREL (2009). *The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results*. National Renewable Energy Laboratory, Anaheim, CA, EUA. <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf>

NREL (2015). *Overview of Field Experience - Degradation Rates & Lifetimes*. National Renewable Energy Laboratory, Anaheim, CA, EUA. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/65040.pdf>

PILLAI, Unni, (2015). *Divers of cost reduction in solar photovoltaics*. <https://sci-hub.se/https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014098831500167X>

Tsoularis, A., Wallace, J., 2002. Analysis of logistic growth models 179, 21–55. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0025-5564\(02\)00096-2](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0025-5564(02)00096-2)