

NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 010/2020

Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2030

Novembro de 2020



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica
Rodrigo Limp Nascimento

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE

010/2020

Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2030

Coordenação Geral
Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva
Carla da Costa Lopes Achão
Jeferson Soares
Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica
Gabriel Konzen
Thiago Toneli Chagas

Nº EPE-DEA-SEE NT 010/2020
Data: 11 de novembro de 2020

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
2. OBJETIVO	3
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	3
4. CARACTERÍSTICAS GERAIS	6
4.1. Fontes consideradas	6
4.2. Resolução espacial	7
4.3. Resolução temporal e Horizonte de análise	8
4.4. Segmentação dos consumidores	8
4.5. Ambiente de programação	9
4.6. Resumo da metodologia	9
5. ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL	10
5.1. Avaliação Socioeconômica	10
5.1.1. Residencial	10
5.1.2. Outros segmentos de consumo	11
5.2. Crescimento do Mercado Potencial	12
5.3. Mercado Potencial Final	12
5.3.1. Tempo de <i>payback</i>	14
6. DIFUSÃO DO MERCADO	15
6.1. Definição dos parâmetros de inovação e imitação	16
6.1. Cálculo dos adotantes	18
7. POTÊNCIA E ENERGIA	19
8. PROJEÇÃO DAS CGHS	21
9. CONSIDERAÇÕES FINAIS	23
10. REFERÊNCIAS	24

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)¹, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle e pelo papel mais ativo dos consumidores.

Dentre os diferentes RED, a micro e minigeração distribuída (MMGD) têm papel de destaque, sendo uma modalidade de geração que cresce exponencialmente no país. A MMGD foi regulamentada no Brasil em 2012 pela ANEEL através da Resolução Normativa (REN) n° 482, que instituiu o modelo de *net-metering* no país. Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada.

Além do potencial de transformar profundamente os sistemas elétricos, que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente, a inserção dos RED exige novas práticas de planejamento, conforme detalhado em nota específica da EPE (2018). Nesse sentido, projetar a difusão da geração distribuída é um dos desafios que precisa ser enfrentando. Além disso, é importante ter estimativas precisas, pois caso o planejador projete um cenário de baixo desenvolvimento da geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário “alto”, haverá um sobreinvestimento na matriz elétrica centralizada. Por outro lado, caso seja assumido que haverá elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida ou os custos de suprimento podem ser encarecidos. Esse dilema do planejador está ilustrado no diagrama a seguir.

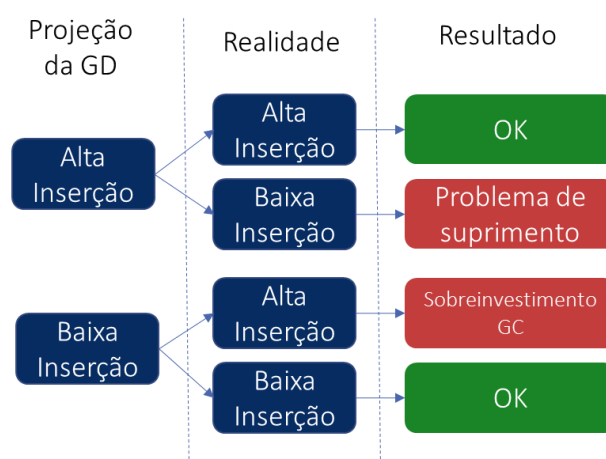


Figura 1 - Dilema do planejador numa matriz com geração distribuída

¹ Inclui i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD).

Cabe ressaltar que a adoção de sistemas de geração distribuída é tomada por diferentes indivíduos e suas decisões nem sempre são economicamente racionais, havendo outros fatores socioculturais e ambientais, por exemplo, que influenciam suas ações. Dessa forma, projetar o mercado de micro e minigeração distribuída não é tarefa trivial.

Sabendo da importância de projetar adequadamente a difusão da micro e minigeração distribuída no Brasil, a EPE vem desde 2013 trabalhando em modelos com essa finalidade. Inicialmente, utilizava-se um modelo baseado em paridade tarifária e em 2015 foi desenvolvido um modelo de Bass, com base no trabalho de Konzen (2014), que foi batizado de Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD). Esse modelo, além de ser utilizado pela EPE, também foi adotado pela ANEEL em seus estudos relacionados à regulamentação da micro e minigeração distribuída no Brasil². Desde então o modelo vem sendo aperfeiçoado e ampliado para incluir mais setores de consumo, fontes e cenários regulatórios.

A novidade desta edição está no uso de uma nova abordagem para realizar o cálculo dos adotantes incrementais da tecnologia. Essa abordagem permite realizar as projeções mesmo em cenários de alguma alteração regulatória no meio do processo de difusão, o que é uma limitação do modelo de Bass clássico.

Com o intuito de dar transparência ao trabalho desenvolvido pela EPE, estimular a pesquisa no campo das projeções de geração distribuída e de receber contribuições construtivas acerca da metodologia utilizada, a EPE publica este documento com uma descrição do 4MD.

2. OBJETIVO

Descrever a metodologia utilizada no Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD).

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

As tecnologias de micro e minigeração de energia podem ser classificadas como inovações descontínuas. Envolvem a introdução de um produto inteiramente novo, alterando significativamente os padrões de comportamento do consumidor. Esta classificação permite enquadrar a micro e a minigeração distribuída dentro da estrutura das teorias de inovações e, conseqüentemente, das trajetórias qualitativas de difusão segundo estas teorias (ISLAM, 2014).

Nesse campo de pesquisa, a Teoria da Difusão de Inovações, de Everett Rogers (2003), é a principal referência. O estudo diz que o processo de difusão é sobretudo um processo social,

² Vide a [Análise de Impacto Regulatório da Audiência Pública 026/2015 e Análise de Impacto Regulatório da Audiência Pública 001/2019](#).

que envolve relações interpessoais para dar suporte às decisões da maioria da população. Essa

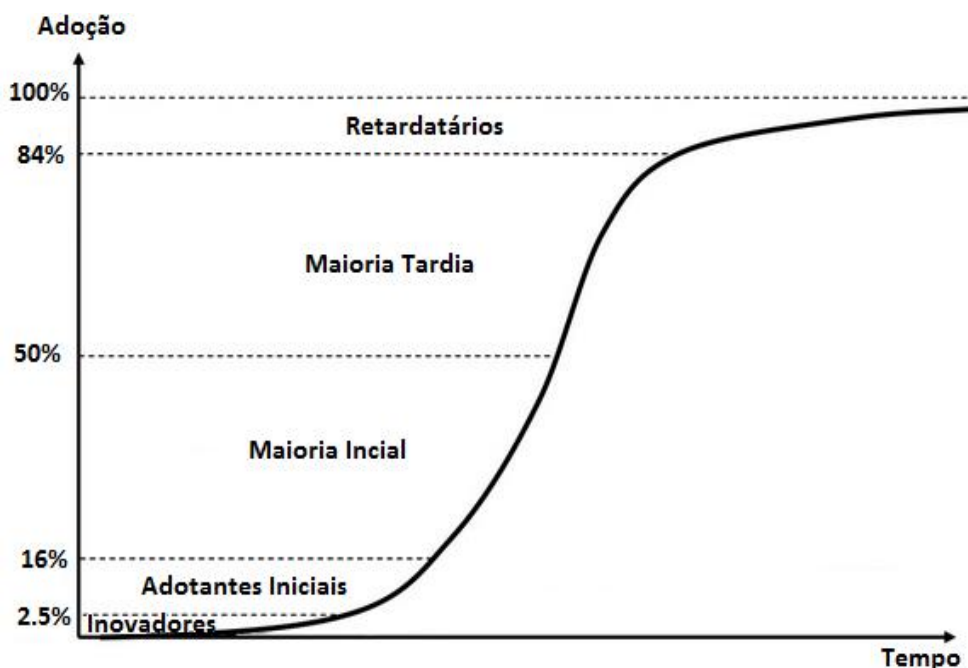


Figura 2 - Curva S - Fonte: KONZEN, 2014.

dinâmica acaba moldando a forma como uma inovação é adotada pela sociedade, que pode ser ilustrada por uma curva “S”, conforme ilustra a Figura 2.

Inicialmente, poucos indivíduos adotam a nova ideia (inovadores). Assim que a inovação começa a ter seus benefícios visíveis, passa a ser adotada pelo segundo grupo, composto por formadores de opinião e, à medida que as redes interpessoais são ativadas, a curva S decola. Esta fase, quando a inovação passa a ser adotada por 10% a 20% da população, é o cerne do processo. Passando desta etapa, acredita-se ser quase impossível parar o processo de difusão. Naturalmente, a “curva S” começa a atenuar quando a metade dos indivíduos de um sistema social tenha adotado a inovação. Neste ponto, cada novo adotante encontra uma dificuldade crescente de passar a ideia adiante para um novo indivíduo que ainda não adotou, pelo fato destes estarem cada vez mais escassos.

Conforme ilustra a Figura 3, a curva “S” pode ser verificada em diversos produtos e serviços, com preços heterogêneos, com velocidades diferentes de adoção.

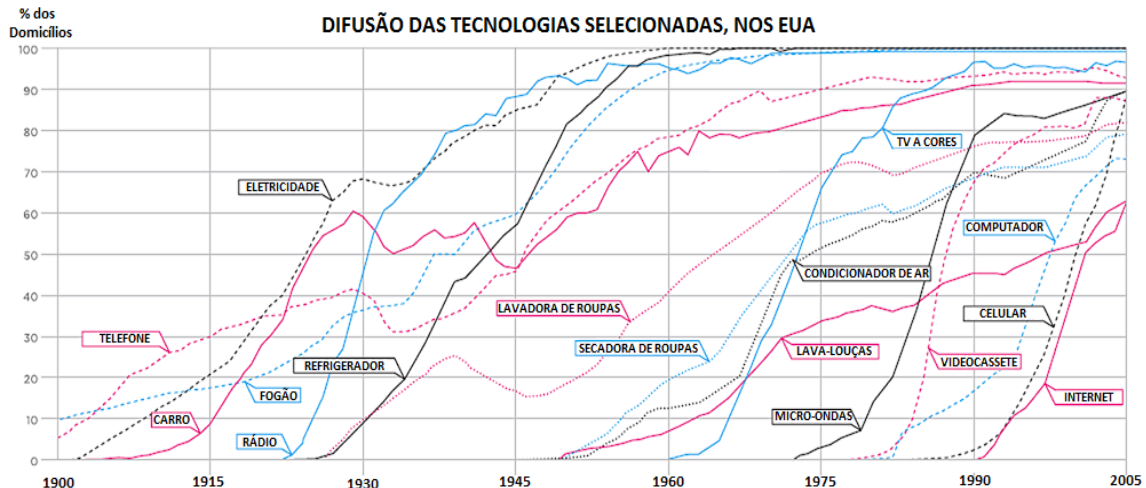


Figura 3 - Exemplo de difusão de alguns produtos nos EUA - Fonte: COX e ALM, 2008 apud KONZEN, 2014.

O estudo de Rogers descreveu o processo de difusão e suas características, mas sem modelá-lo. A sua representação matemática foi elaborada posteriormente por alguns autores, sendo o modelo de Bass (1969) o mais conhecido e referenciado na literatura.

Basicamente, o modelo parte da seguinte formulação:

$$f(t) = (p + qF(t))(1 - F(t)) \quad (1)$$

onde:

$f(t)$ é a probabilidade de adoção no tempo t .

$F(t)$ é a distribuição acumulada.

p é o coeficiente de inovação. Representa a influência externa ao processo de difusão.

q é o coeficiente de imitação. Representa a influência interna ao processo de difusão.

No início do processo de difusão, $F(t)$ é muito baixo, e, portanto, o fator “inovação” (p) é responsável pelo crescimento do mercado. Com o passar do tempo, $F(t)$ fica maior, e então o efeito “imitação” (q) ganha destaque.

Finalmente, a taxa de adoção acumulada no tempo é multiplicada pelo mercado potencial final, para então determinar o número absoluto acumulado de adotantes.

$$N(t) = mF(t) \quad (2)$$

onde

$N(t)$ representa o número acumulado de adotantes no tempo t ;

m é o mercado potencial final, i.e., o número de indivíduos que adotarão a tecnologia dado tempo suficiente de difusão;

$F(t)$ é a distribuição acumulada da probabilidade de adoção.

O modelo de Bass “puro” é um modelo *top-down* que tem como vantagem a baixa necessidade de dados de entrada, sendo de fácil implementação. Como exemplo, os parâmetros p , q , e mesmo o mercado potencial (m) podem ser extraídos através de uma regressão não-linear, baseada exclusivamente nos dados históricos de adoção. No entanto, essa abordagem não permite fazer análise de cenários com alterações de regulamentações e políticas energéticas (Dong et al, 2017).

Para conduzir análises mais sofisticadas, muitos autores (BECK, 2009; DENHOLM et al., 2009; KONZEN, 2014; NREL, 2016) adotam uma abordagem híbrida, com um modelo *bottom-up* prévio para definir o mercado potencial (m). Essa abordagem é útil para estimar o mercado potencial com base no *payback*, por exemplo. No entanto, esses modelos têm uma limitação para fazer análises de alterações regulatórias no meio do processo de difusão. Basicamente, ao haver uma mudança na regulação que leve a um salto no valor do *payback*, ocorre uma quebra no mercado potencial (m), e, por consequência, uma quebra no número acumulado de adotantes. Portanto, é necessário utilizar um método de adoção incremental, que será apresentado no capítulo 5. Essa abordagem foi introduzida pela ANEEL, em 2019, nas análises da Audiência Pública 001/2019 (ANEEL, 2019).

Dessa forma, no capítulo 4 são descritas algumas características gerais do modelo; no capítulo 5 é apresentado como é feito o cálculo do mercado potencial para cada ano; e no capítulo 6 é apresentado como são calibrados os parâmetros p e q e calculado o número de adotantes anuais de MMGD. Por fim, no capítulo 7 é exposto como é feita a distribuição dos adotantes por fonte, e o cálculo em potência e energia gerada.

4. CARACTERÍSTICAS GERAIS

4.1. Fontes consideradas

Conforme a divisão empregada pela ANEEL no seu banco de dados sobre micro e minigeração distribuída, o 4MD inclui quatro fontes nas projeções: (i) fotovoltaica, (ii) eólica, (iii) termelétricas³ e (iv) CGHs. No entanto, há uma distinção entre a modelagem das três primeiras fontes e das CGHs.

³ Inclui biomassa de diversas fontes e cogeração qualificada.

Para as três primeiras fontes, é utilizado o modelo de Bass para calcular o número de adotantes de micro e minigeração distribuída, sem distinguir imediatamente a tecnologia. Numa etapa posterior, são utilizados fatores para distribuir o número de adotantes para cada tecnologia. Essa abordagem se justifica em função da regulamentação atual permitir modelos de geração compartilhada e autoconsumo remoto, fazendo com que um consumidor tenha acesso às diferentes tecnologias, mesmo sem ter o recurso energético no seu terreno. Adicionalmente, para essas fontes considera-se que o potencial energético é abundante⁴, não sendo um fator limitante para a expansão. Portanto, o número de adotantes calculado pelo modelo se refere ao número de consumidores que recebem créditos de micro e minigeração distribuída, que não necessariamente é o número de micro e minigeradores instalados.

No caso das CGHs, foi adotada uma abordagem alternativa, por dois motivos. Primeiramente, o histórico de entrada de projetos hidrelétricos via REN 482/2012 está enviesado, pois conta com diversos projetos antigos que migraram para o modelo de MMGD, até que a REN 786/2017 adequasse o modelo para apenas unidades novas. Esse viés no histórico dificulta a estimativa da taxa de adoção futura. Em segundo lugar, projetos de CGHs costumam ser atrativos economicamente, porém o potencial técnico é limitado. Dessa forma, foi optado por estimar a expansão de acordo com o potencial remanescente registrado na ANEEL, que limitaram a expansão dessa fonte.

As próximas seções descreverão a primeira abordagem, para fotovoltaica, eólica e termelétricas. No final do documento, será explicada a abordagem para CGHs.

4.2. Resolução espacial

Um dos principais fatores que influenciam a adoção dos sistemas de geração distribuída é a atratividade econômica. Essa, por sua vez, é influenciada pelo investimento inicial e pelas tarifas de eletricidade. Portanto, faz sentido segmentar os consumidores de acordo com a distribuidora a qual pertencem.

A base de dados georreferenciada das áreas de concessão das distribuidoras foi obtida através do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL)⁵, concebido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em função de algumas fusões e aquisições que ainda não estavam incorporadas no mapa, foi atualizada manualmente a lista de distribuidoras para adequá-la à realidade. Dessa forma, o modelo conta com 52 diferentes distribuidoras.

⁴ Com exceção da eólica, que no modelo é limitada a apenas alguns estados onde há potencial eólico significativo.

⁵ <http://sigel.aneel.gov.br/portal/home/index.html>



Figura 4 - Divisão geográfica das áreas de concessões das distribuidoras brasileiras de energia elétrica - Fonte: ANEEL, 2014.

4.3. Resolução temporal e Horizonte de análise

O modelo considera 2013 como ano inicial das projeções (ano em que a Resolução n° 482/2012 da ANEEL entrou em vigor), indo até 2050, com uma resolução anual.

4.4. Segmentação dos consumidores

O modelo inclui nas projeções todas as unidades consumidoras do país. No entanto, existem diversas classes de consumo e cada uma delas tem aberturas de acordo com o nível de tensão, tipo de atividade comercial, entre outros. Portanto, em função da complexidade de desagregar cada classe e faixa de tensão, o modelo foi configurado para trabalhar com quatro segmentos, denominados:

- Residencial (Local);
- Outros Baixa Tensão (Local);
- Alta Tensão (Local);
- AT/BT (Remoto).

Os três primeiros tratam de compensação local. O último segmento representa os modelos de geração remota de grande porte, que são instalados em unidades de AT, mas compensam os créditos em unidades de BT. Ao longo do documento, serão dadas mais informações sobre o tratamento de cada segmento.

4.5. Ambiente de programação

Atualmente, o modelo de difusão é construído em interface Microsoft Excel, com o auxílio da linguagem Visual Basic for Applications (VBA). De modo complementar, é utilizado o *software* de sistema de informações geográficas ArcGIS, desenvolvido pelo Environmental Systems Research Institute (ESRI), responsável por auxiliar a análise espacial do estudo.

4.6. Resumo da metodologia

Na sequência, são apresentados os diagramas da metodologia principal (utilizado para as fontes fotovoltaica, térmica e eólica) e da metodologia empregada para a projeção da entrada de CGHs.

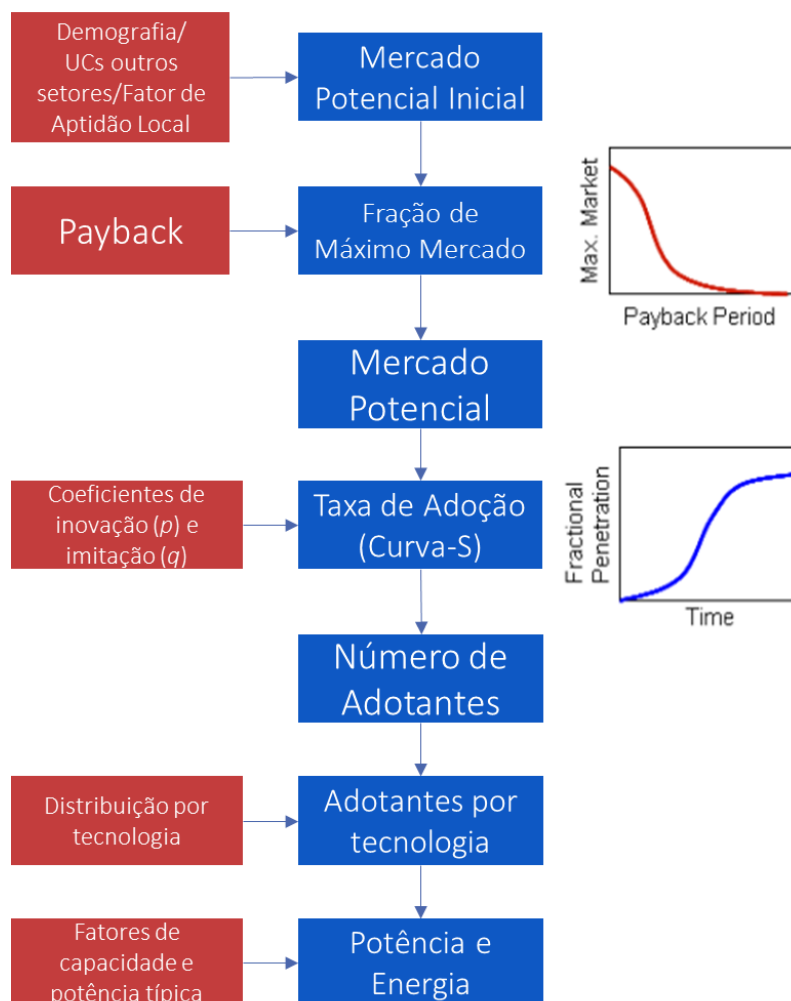


Figura 5 - Diagrama da metodologia principal (fotovoltaica, termelétricas e eólica)

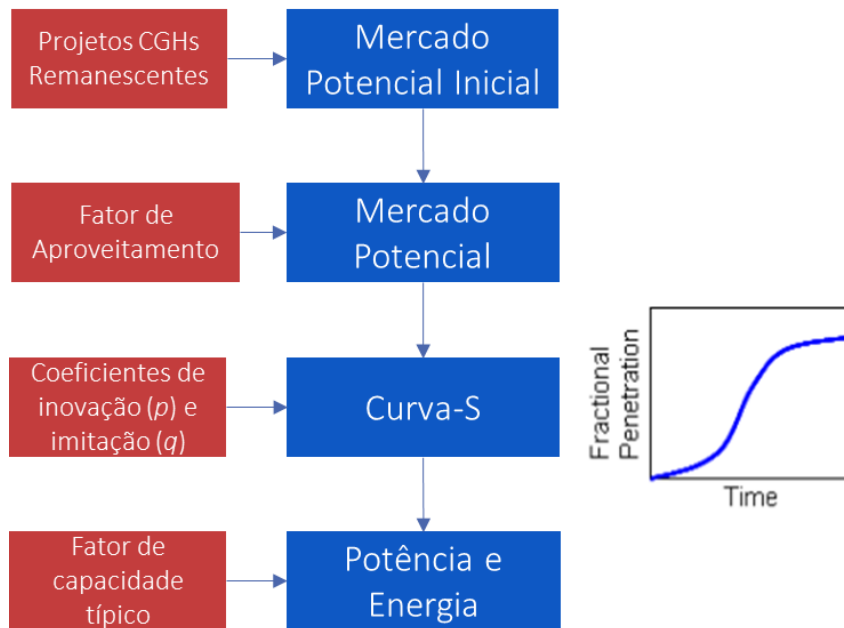


Figura 6 - Diagrama da metodologia da difusão de CGHs

5. ESTIMATIVA DO MERCADO POTENCIAL

5.1. Avaliação Socioeconômica

5.1.1. Residencial

Ao estudar a difusão de um produto no mercado, deve-se ter definido qual é o mercado potencial para tal produto, i.e., quem tem condições iniciais de adquiri-lo ou adotá-lo. No caso dos sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD), dado o elevado custo inicial, entende-se que somente domicílios com maior renda tenham condições de fazer tal investimento. Mesmo através de financiamento, que pode reduzir a barreira do custo inicial, há uma exigência de renda para a qualificação de crédito, portanto, é razoável limitar o mercado potencial de acordo com a renda do domicílio. Essa delimitação de acordo com o perfil econômico formará o mercado potencial inicial (*mpi*).

Antes das atualizações propostas pelas ANEEL através da REN 687/2015, a EPE considerava como aptos domicílios cujo responsável recebesse acima de cinco salários mínimos. No entanto, a atualização do regulamento possibilita modelos de negócio inovadores, como a geração compartilhada, que pode facilitar o acesso de consumidores com menor renda. Dessa forma, a partir de 2016 o mercado potencial é definido pelos domicílios cuja renda do responsável seja superior a três salários mínimos. Esse grupo representa 17,5% do total de domicílios no país em 2018.

O mercado nicho (mercado potencial) foi levantado com base em georreferenciamento com as bases de dados de renda do Censo 2010 do IBGE e das áreas de concessão de cada distribuidora disponíveis no SIGEL – ANEEL.

Adicionalmente, deve-se reconhecer que nem todos os domicílios têm condições físicas de instalar um sistema de geração distribuída em sua propriedade. Por exemplo, moradores de apartamentos não dispõem de telhado para a instalação de um sistema fotovoltaico. Outra restrição se origina da condição de ocupação do imóvel, isto é, se o mesmo é próprio, alugado ou cedido. Por se tratar de um investimento de longo prazo e que dificilmente será transferido de uma residência à outra, não se percebe como atrativa a instalação de sistemas fotovoltaicos para consumidores que não estejam morando num domicílio próprio. Portanto, para o segmento “Residencial (Local)” foram considerados apenas os domicílios residenciais do tipo casa própria como mercado potencial inicial (*mpi*). O percentual de domicílios nessa condição para cada distribuidora foi extraído do trabalho de Konzen (2014), e será denominado aqui como *Fator de Aptidão Local (FAL)*.

Os domicílios que não se enquadram na instalação local (casa própria) foram alocados dentro do segmento “AT/BT (Remoto)”. Essa alocação foi feita em função da regulamentação permitir arranjos de cooperativas e consórcios, tornando possível a compensação de créditos remotamente.

5.1.2. Outros segmentos de consumo

A base das unidades consumidoras de outros setores foi levantada através dos “Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição”, presente no site da ANEEL⁶. São selecionados os números de unidades consumidoras em dezembro do último ano disponível, com as classificações presentes na *Tabela 1*. Também se utiliza um fator para diferenciar consumidores com potencial de instalação local e remota. Na ausência de base detalhada das unidades comerciais e industriais, foi utilizado o mesmo fator residencial (*FAL*).

Ao contrário do segmento residencial, não se dispõe de base de dados detalhada para a classificação das demais classes. Dessa forma, foi adotada a mesma razão resultante da segregação do potencial residencial para limitar o mercado das demais classes. Ou seja, como exemplo, em 2019 foi utilizado o fator de 16%, com base no número de domicílios com renda acima de três salários mínimos em relação ao total.

⁶ <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>

Tabela 1 - Segmentação da base de consumidores da ANEEL e Fator de Aptidão Local

Grupo do Modelo	Classe de Consumo (Base ANEEL)	Faixa de Tensão (Base ANEEL)	Fator de Aptidão Local
Outros Baixa Tensão (Local)	Todas as classes, menos a residencial	Todas as faixas de tensão, menos Grupo A	FAL
Alta Tensão (Local)	Todas as classes, menos a residencial	Grupo A	FAL
AT/BT (Remoto)	Todas as classes, menos a residencial ⁷	Todas as faixas de tensão, menos Grupo A	(1-FAL)

5.2. Crescimento do Mercado Potencial

O crescimento do mercado potencial inicial depende de condições demográficas e econômicas. Como premissa, para todos os segmentos de mercado são utilizadas as projeções anuais de crescimento do PIB nacional feita pela EPE no horizonte em análise para as taxas anuais de crescimento do mercado potencial inicial.

5.3. Mercado Potencial Final

O mercado potencial anteriormente segregado indica uma parcela dos consumidores que estaria apta, técnica e financeiramente, a adotar um sistema de geração distribuída. Desses, empiricamente se sabe que apenas um percentual será estimulado a realizar este investimento de acordo com a atratividade econômica. O estímulo varia individualmente, sendo que alguns consumidores aceitam realizar investimentos com prazos de retorno maiores, enquanto que a maioria só é atraída por retornos financeiros rápidos (KASTOVICH, 1982; NAVIGANT CONSULTING, 2007; SIGRIN e DRURY, 2014).

Para o segmento “Residencial (Local)”, com base em alguns estudos internacionais (NREL, 2016 e AEMO, 2012), o valor do *payback* simples foi utilizado para estimar o mercado potencial final. Ou seja, qual o percentual do mercado que teria interesse em investir em um sistema de GD, dada a sua atratividade econômica. Cabe ressaltar que, apesar do *payback* simples não ser a métrica mais acurada⁸, ela é referência para o modelo de difusão porque o modelo trabalha com a perspectiva do consumidor comum. Nesse sentido, alguns estudos estadunidenses apontam que o *payback* simples é a métrica mais utilizada pelos consumidores residenciais (RAI e SIGRIN,

⁷ As unidades residenciais fazem parte desse segmento, mas foram agregadas através da base do IBGE (ver item 5.1.1.)

⁸ Não leva em consideração a taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, por exemplo.

2012; DENHOLM et al., 2009). Para consumidores comerciais e industriais, outras métricas também costumam ser utilizadas, mas no modelo também foi utilizado o *payback* por ser uma aproximação da atratividade econômica e existir uma forma direta de transformar o tempo de *payback* em percentual de mercado disposto a investir.

O perfil de intenção de investimento de acordo com o valor de *payback* simples foi levantado empiricamente em Kastovich (1982) e Navigant Consulting (2007), sendo utilizadas estas referências em estudos americanos de difusão fotovoltaica (PAIDIPATI et al., 2008; BECK, 2009; DENHOLM et al., 2009; NREL, 2016). Beck (2009) apresenta uma função que representa os resultados obtidos com as duas pesquisas citadas. Esta equação é apresentada a seguir:

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (3)$$

Onde:

fmm – fração de máximo mercado;

SPB – sensibilidade ao *payback*;

TPB – tempo de *payback*, calculado em anos.

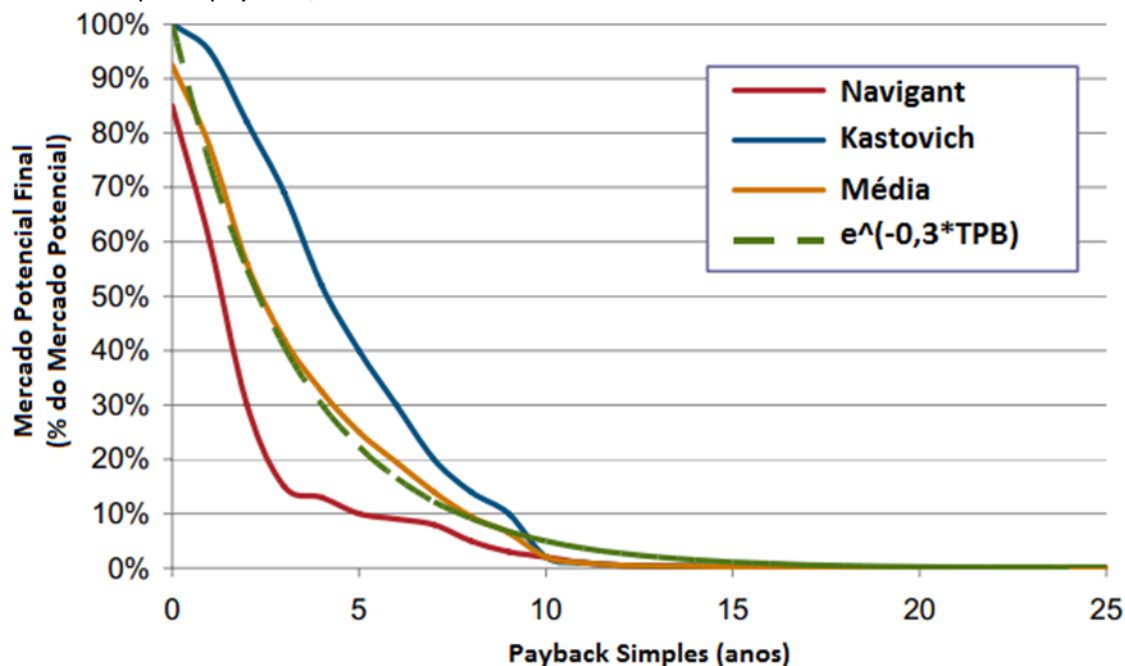


Figura 7 - Mercado Potencial Final vs. Payback - Fonte: KONZEN, 2014.

Como visto, a equação gera uma curva condizente com os resultados experimentais de Kastovich (1982) e Navigant Consulting (2007), demonstrando um aumento exponencial do mercado potencial final conforme o tempo de *payback* diminui.

Para o caso brasileiro, na ausência de estudo empírico similar, foi optado por gerar os valores de sensibilidade ao *payback* (SPB) com base numa regressão não linear, em conjunto com a calibração dos parâmetros de adoção e inovação (mais detalhes na seção 6).

Como sugestão de aprimoramento da metodologia está uma pesquisa da propensão dos domicílios e firmas em adotarem um sistema de geração distribuída de acordo com o tempo de retorno do investimento.

Ao multiplicar a fração de máximo mercado (*fmm*) pelo mercado potencial inicial (*mpi*), obtém-se o mercado potencial final (*m*), conforme a equação a seguir:

$$m = fmm \times mpi \quad (4)$$

Para os demais segmentos não residenciais foi adotada a mesma metodologia, mas com o cálculo do *payback* descontado, ao invés do *payback* simples. Isso se deve em função de unidades comerciais e industriais utilizarem métricas mais avançadas de análise de investimentos.

5.3.1. Tempo de *payback*

O cálculo do tempo de *payback* é calculado através de um fluxo de caixa, com o custo de investimento, “receitas” proveniente da economia na conta de luz e despesas com O&M e demanda contratada (segmento AT/BT Remoto). As “receitas” são separadas por parcelas, como receita de autoconsumo, receita injeção (parcelas TE e TUSD). Essa separação é feita para capturar as particularidades da tributação de ICMS e do modelo de compensação. O modelo incorpora uma macro VBA para rodar o fluxo de caixa para cada ano, distribuidora e segmento (Residencial, Outros BT, Alta Tensão e AT/BT Remoto).

Em função da relevância da fonte fotovoltaica no mercado de micro e minigeração e da maior disponibilidade nacional de dados para a fonte, o cálculo do *payback* foi feito com base nas características dessa fonte. Essa premissa pode ser considerada como conservadora, uma vez que outras fontes podem apresentar custos menores em determinadas localidades. A Tabela 2 apresenta as principais premissas para o cálculo do *payback*.

Tabela 2 – Premissas para o cálculo do payback

Premissa	Valor	Referência
Tipo de Cálculo	Residencial: Payback Simples Demais: Payback Descontado. Taxa Real = 8% a.a.	RAI e SIGRIN, 2012
Potência típica de um SFV ⁹	Residencial: 6,2 kW Outros BT: 20 kW Alta Tensão: 100 kW AT/BT Remoto: 200 kW	Valor médio de acordo com os sistemas presentes na base da ANEEL
Irradiação Global Inclinada	Valor médio por área de concessão	INPE, 2017
<i>Performance Ratio</i> (PR)	Sistemas Locais: 75% Sistemas Remotos: 80%	EPE, 2012
Degradação anual de produtividade	0,50%	Viana et al., 2012;
Vida útil do sistema	25 anos	Montenegro, 2013
Despesas anuais com O&M	Sistemas Locais: 1% do investimento inicial Sistemas Remotos: 2% do investimento inicial	EPE, 2019
Evolução das tarifas de eletricidade	Tarifa real constante	EPE, 2012
Custo Inicial do Sistema Fotovoltaico Instalado (2020)	Residencial: R\$ 5,47/Wp Outros BT: R\$ 4,70/Wp Alta Tensão: R\$ 3,91/Wp AT/BT Remoto: R\$ 4,14/Wp	Greener, 2020 ¹⁰
Redução de custos	2,9% a.a. (2021 - 2030);	IEA, 2014 e NREL, 2018

Em relação às tarifas utilizadas no modelo, é feito um levantamento periódico das tarifas “abertas” das distribuidoras através do site da ANEEL¹¹, em que cada componente é especificada. Dessa forma, o modelo permite avaliar a “receita” da geração distribuída para diferentes mecanismos de compensação (ex: compensação integral, somente parcela de energia, etc.).

6. DIFUSÃO DO MERCADO

Na seção anterior, foi definida a metodologia utilizada para estimar o mercado potencial final. Ou seja, ao longo do processo de décadas de difusão, e se este for bem-sucedido, todo o mercado potencial final (m) terá adotado a tecnologia. A próxima etapa consiste em definir a forma como o fenômeno da difusão se desenvolve neste mercado (m) ao longo do tempo.

Para isso, foi utilizado o modelo de Bass, que é o modelo de difusão mais citado e referenciado na literatura de marketing, havendo sido testado em diversas indústrias para diferentes

⁹ Nos estudos de micro e minigeração distribuída, foi assumido um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) igual a 1. Ou seja, potência CC igual a potência CA.

¹⁰ Valores atualizados com dólar a R\$ 4,90.

¹¹ <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

produtos (BASS BASEMENT, s.d). O resultado do modelo é uma curva “S” de adoção, sendo uma representação matemática do processo social teorizado por Rogers (2003).

6.1. Definição dos parâmetros de inovação e imitação

O ponto de partida do 4MD é a expressão na sua forma fechada, conforme em Guidolin e Mortarino (2010) e em Islam (2014). Assim sendo, a função distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção no tempo t é

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}, \quad t > 0, p, q > 0 \quad (5)$$

Como pode ser visto na equação 5, dois parâmetros são usados: um deles (p) é exógeno (efeito da inovação), e o outro (q) é endógeno (imitação ou efeito boca-a-boca). Desta forma, quanto maior o número de usuários efetivos de uma tecnologia, maior o número de usuários potenciais que tomarão conhecimento da mesma e, conseqüentemente, tornar-se-ão adotantes (BONADIA, 2007).

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros p e q do modelo de Bass, podendo ser baseados em dados históricos de vendas com auxílio de regressão linear ou não linear caso o produto esteja disponível no mercado há algum tempo, através de analogia com outros produtos similares ou via pesquisas de opinião para levantar a intenção de compra dos consumidores (LILIE et al., 2007).

Inicialmente, o modelo utilizava parâmetros da literatura, no entanto, considerando o histórico superior a seis anos da tecnologia no Brasil, foi optado por calibrar os parâmetros p e q através de regressão não linear com auxílio do Método dos Mínimos Quadrados, através do Solver, do Excel. Desta forma, o Solver procura os valores de p e q e SPB (seção 5.3) que minimizem a soma das diferenças entre os valores da projeção e os dados verificados. Segundo o trabalho de Jeuland (1994, apud MAHAJAN et al., 1995), o valor de p costuma ser entre 0 e 0,01 e o valor de q costuma ser entre 0,3 e 0,5.

No entanto, como apresentado na Figura 3, produtos recentes (a partir da década de 1990) têm experimentado uma curva de adoção mais rápida do que produtos mais antigos. Uma das explicações para esse efeito é o advento de novas tecnologias de comunicação, que facilitou o processo de difusão do conhecimento. A MMDG tem apresentado uma adoção bastante acelerada, indicando uma curva S empinada, com parâmetro q acima de 0,5. No estudo de Dong et al. (2017), por exemplo, foi utilizado um limite superior para q de 0,8. Já a PSR (2019), indica um valor q de aproximadamente 0,9 em seu estudo. Dessa forma, a EPE, no PDE 2030 utilizou as seguintes restrições para p e q :

Tabela 3 - Restrições para os parâmetros p e q

	p (inovação)	q (imitação)
Cenário A	$0 < p < 0,01$	$0,3 < q < 0,7$
Cenário B	$0 < p < 0,01$	$0,3 < q < 1$

No caso do cenário B apresentado no PDE 2030, por indicar uma alteração mais imediata e brusca da regulação da MMDG, estima-se que haja um efeito “corrida do ouro” no setor, acelerando ainda mais o processo de difusão. Dessa forma, é permitida uma curva S mais empinada ao aumentar a restrição de q para 1.

Essa abordagem foi adotada para a calibração dos parâmetros p e q para cada segmento (Residencial, Outros BT, Alta Tensão e Alta Tensão Remota), resultando em quatro curvas diferentes de adoção para cada cenário. A calibração é feita nacionalmente. Ou seja, para cada segmento é utilizada a mesma taxa de adoção para todo o país.

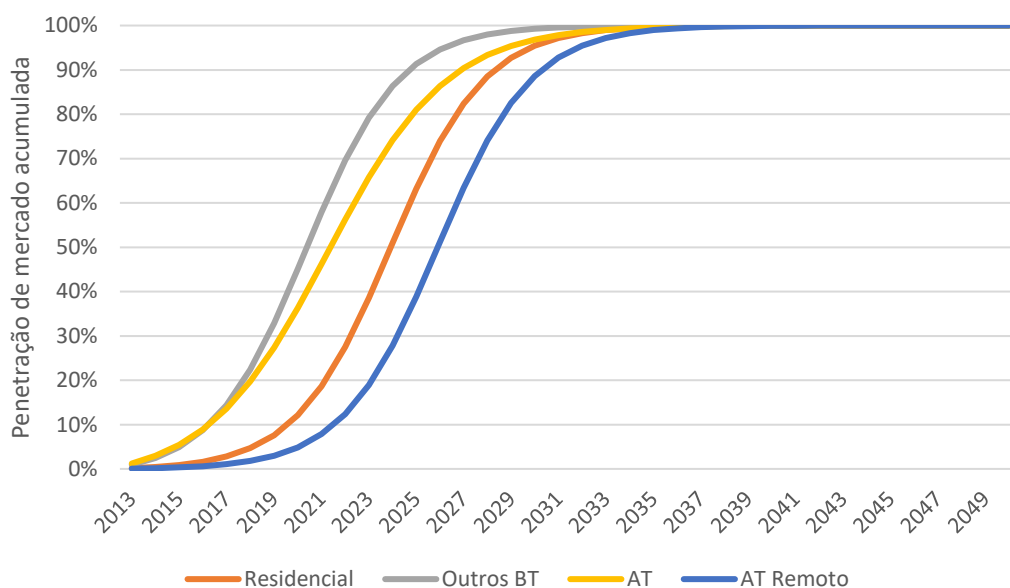


Figura 8 - Exemplo de curvas de adoção

Tabela 4 – Resumo de parâmetros extraídos via regressão

Segmento	Cenário A			Cenário B		
	p	q	SPB	p	q	SPB
Residencial (Local)	0,000438197	0,6987910	0,231345519	0,00028982	0,826112	0,28540811
Outros BT (Local)	0,000979508	0,7000000	0,195873217	0,00018321	0,996857	0,19577908

Alta Tensão (Local)	0,01	0,5112310	0,298623	0,0530908	0,110259	0,298201
AT/BT (Remoto)	0,001094982	0,3538859	0,414164065	0,0010949	0,353885	0,41416406

6.1. Cálculo dos adotantes

Conforme explicado no capítulo 3, foi utilizada uma abordagem de adoção incremental para permitir a análise de alterações na regulação no meio do período de difusão. É uma adaptação da abordagem introduzida pela ANEEL, em 2019, nas análises da Audiência Pública 001/2019 (ANEEL, 2019).

Inicialmente, calcula-se a taxa de crescimento do mercado potencial em relação ao primeiro ano:

$$k(t) = \frac{m(t)}{m(0)}, \quad k(0) = 1, m(0) \geq 1 \quad (6)$$

em que $m(t)$ é o mercado potencial no ano t e $m(0)$ é o mercado potencial no ano inicial. A partir da equação 5, calcula-se o efeito da taxa de crescimento do mercado potencial com o efeito do avanço da curva de difusão:

$$G(t) = k(t)F(t) \quad (7)$$

A partir de então, calcula-se o fator $G(t)$ incremental:

$$g(t) = MÁX[G(t) - G(t - 1); 0] \quad (8)$$

em que a função MÁX garante que a adoção incremental não seja negativa em nenhum ano. O último passo é o cálculo dos adotantes em cada ano e o acumulado, respectivamente:

$$n(t) = m(0)g(t) \quad (9)$$

$$N(t) = n(t) + n(t - 1) \quad (10)$$

Essa abordagem mantém a mesma projeção do modelo clássico no caso de não alteração brusca do mercado potencial. Por outro lado, como mostra a Figura 9, no caso de alteração, o modelo clássico indica uma redução no número acumulado de adotantes, enquanto a abordagem do 4MD é capaz de evitar tal inconsistência.

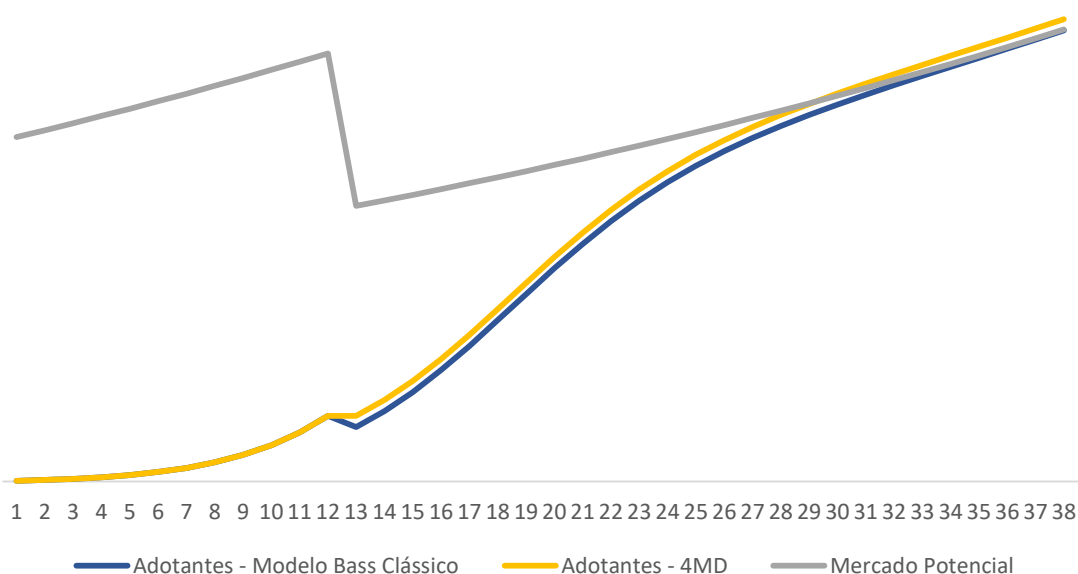


Figura 9 – Comparação ilustrativa do modelo de Bass Clássico e o 4MD

7. POTÊNCIA E ENERGIA

Nas seções anteriores, foi explicado como o modelo projeta o número de adotantes de um sistema de micro ou minigeração distribuída. No entanto, apesar da análise ser feita com base na competitividade de um sistema fotovoltaico, considera-se que o resultado representa um adotante genérico, que recebe créditos de energia, independentemente da fonte ser fotovoltaica, eólica ou termelétrica. Para fins de cálculo de contribuição energética e contribuição para a demanda máxima, além de apresentação para a sociedade, é estimada posteriormente a distribuição dos adotantes por tecnologia.

A distribuição é feita com base na distribuição histórica por fonte, segmento e subsistema, conforme base recente da ANEEL. Um exemplo da distribuição utilizada no PDE 2030 é apresentado na sequência.

Tabela 5 - Exemplo de distribuição dos adotantes por fonte, segmento e subsistema

Residencial	MAD	MAN	N	NE	S	SE
FV	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%
Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
Termelétrica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros BT						
FV	100,0%	100,0%	99,8%	99,9%	99,7%	99,7%
Eólica	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
Termelétrica	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,3%	0,3%
Alta Tensão						

FV	100,0%	100,0%	100,0%	98,9%	98,0%	95,1%
Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,4%	0,1%
Termelétrica	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,6%	4,8%
AT Remoto						
FV	100,0%	100,0%	31,9%	47,8%	56,8%	52,2%
Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%	0,0%
Termelétrica	0,0%	0,0%	68,1%	48,2%	43,2%	47,8%

No caso das CGHs, conforme explicado no item 3.1, a metodologia parte dos projetos inventariados.

Para o cálculo da potência instalada, são utilizadas as seguintes potências típicas para cada adotante, com base na potência média por adotante presente na base da ANEEL.

Tabela 6 – Potência típica por adotante [kW]

	Residencial	Outros BT	Alta Tensão	AT/BT Remoto
FV	5,2	15	100	18
Eólica	4,4	6	14	230
Termelétrica	-	35	400	5

No PDE 2030, em função do modelo resultar algumas mudanças bruscas na potência adicionada (principalmente pela redução acentuada do PIB em 2020), a evolução da potência final instalada nacional foi suavizada manualmente. Esse ajuste manteve o acumulado no final do período, apenas antecipando parte da capacidade projetada pelo modelo.

Por fim, para o cálculo da contribuição energética, é considerado que os sistemas são instalados na metade do ano, operando por seis meses no ano da instalação. A seguir, são apresentados os fatores de capacidade utilizados por subsistemas para a quantificação da contribuição energética.

Tabela 7 – Fatores de capacidade por fonte e subsistema

Subsistema	FV Local	FV Remota	Eólica	Termelétrica	CGH
MAD	14,5%	15,5%	-	70%	53%
MAN	14,7%	15,7%	-	70%	53%
N	15,4%	16,4%	-	70%	53%
NE	17,3%	18,5%	47%	70%	32%
S	14,7%	15,6%	40%	70%	55%
SE	15,9%	17,0%	28%	70%	48%

8. PROJEÇÃO DAS CGHS

No caso das CGHS, conforme explicado no item 3.1, a metodologia parte dos projetos inventariados remanescentes. Foram, portanto, levantados os projetos hidrelétricos de até 5 MW inventariados e registrados no Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas (ANEEL, 2018). Um resumo dos projetos é apresentado na sequência.

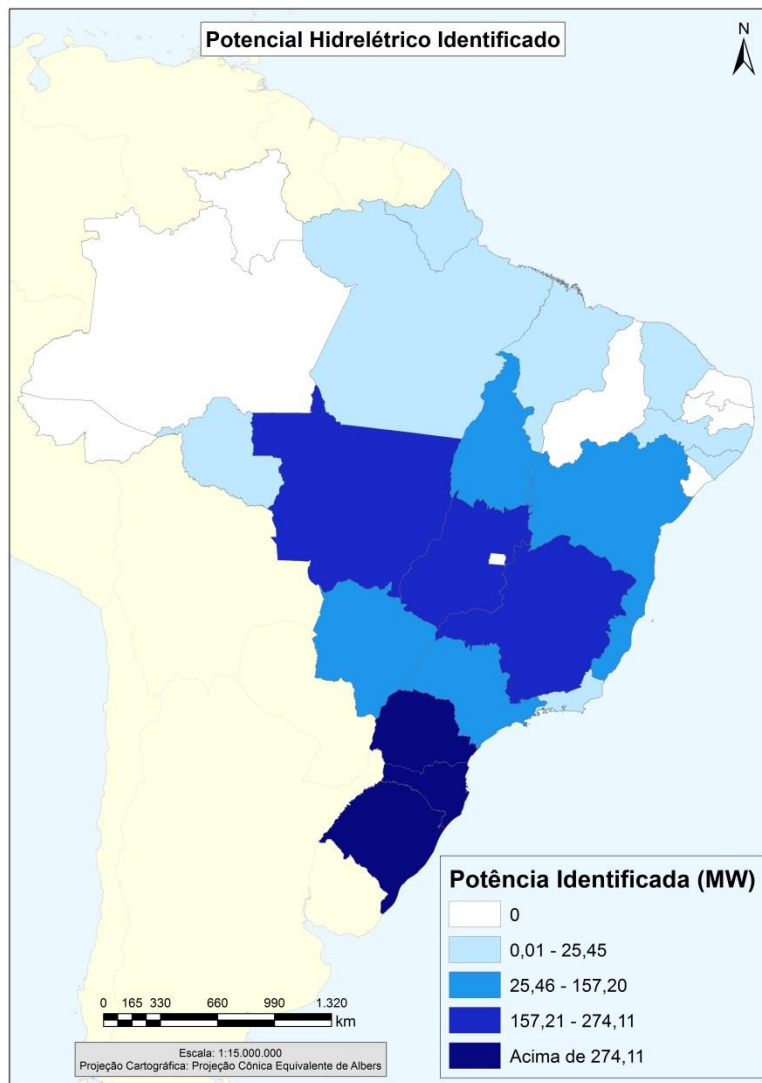


Figura 10 - CGHS inventariadas remanescentes

Tabela 8 – Lista de CGHs inventariadas remanescentes (2018)

UF	QTD	POTÊNCIA IDENTIFICADA (MW)
AL	1	4,5
AL/PE	1	3,8
AP	6	13,6
BA	34	87,6
CE	2	6,9
ES	27	72,6
ES/MG	1	5,0
GO	79	252,5
GO/TO	3	8,9
MA	2	5,3
MG	92	274,1
MG/RJ/SP	3	6,4
MG/SP	2	4,4
MS	25	66,5
MS/MT	1	4,3
MT	60	182,9
PA	8	21,3
PE	1	4,3
PR	161	474,6
PR/SP	3	10,1
RJ	8	21,9
RO	3	9,1
RS	129	358,7
SC	143	350,9
SP	25	62,7
TO	16	42,8
TOTAL	836	2.355

A premissa básica para a projeção das CGHs no modelo é de que é uma fonte competitiva e que a maioria dos projetos se viabilizará no longo prazo. Dessa forma, foi aplicado um fator de aproveitamento de 85% sobre os 836 projetos inventariados, de forma a representar que alguns projetos encontrarão dificuldades para se viabilizar, resultando em 699 projetos disponíveis. Desse valor foram descontados os projetos que entraram em operação em 2019, e o restante foi alocado na projeção.

A partir do potencial de projetos remanescentes, foi aplicada uma curva “S” padrão que definiu a velocidade com que os projetos vão ser desenvolvidos de 2020 até 2050. Em função do histórico de adoção de projetos de CGHs estar enviesado (migração de projetos, posteriormente

proibida pela REN 786/2017), os parâmetros utilizados para formar a curva são de uma curva S genérica ($p = 0,0015$ e $q = 0,3$), utilizada por Konzen (2014) na construção dos seus principais cenários de difusão.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A EPE vem desde 2013 aperfeiçoando seus modelos para projetar a micro e minigeração no país. Inicialmente, a abordagem era limitada à geração fotovoltaica no setor residencial. No entanto, com o passar dos anos, o avanço tecnológico, as mudanças da regulamentação, e o desenvolvimento de novos modelos de negócio tornou o mercado da micro e minigeração muito mais amplo, evidenciando a necessidade de uma ampliação do modelo. Dessa forma, o 4MD foi atualizado para englobar todas as fontes permitidas pela REN 482 e todos setores de consumo. Por outro lado, cabe a ressalva de que a abordagem utilizada para as demais fontes e setores ainda é simplificada. Isso porque há menor disponibilidade de dados para avaliar a economicidade das demais tecnologias em todas as áreas do país e o perfil detalhado das unidades consumidoras não residenciais. Adicionalmente, a metodologia tem outras limitações decorrentes do relativo reduzido histórico de desenvolvimento dessa forma de geração no país e da existência de poucos estudos que avaliem a intenção de investimento dos consumidores dadas as condições de retorno.

Dadas as limitações metodológicas e a inerente incerteza decorrente do comportamento humano, os resultados das simulações do 4 MD devem ser utilizados com ressalvas. Busca-se com o modelo enxergar alguns movimentos da expansão do mercado de micro e minigeração distribuída e o potencial desse mercado, com foco no longo prazo. O efeito de políticas de incentivo e alterações regulatórias podem ser modelados, mas o resultado da transição no curto prazo é bastante incerto. Portanto, reforça-se o objetivo do modelo em identificar resultados de médio e longo prazo.

Dada a importância da ferramenta e das limitações existentes, a intenção da EPE é aperfeiçoar continuamente o 4MD, contando com o auxílio de demais pesquisadores e instituições interessados no tema. Nesse sentido, o e-mail contato.4md@epe.gov.br pode ser utilizado para o envio de contribuições ao modelo.

10. REFERÊNCIAS

- AEMO [Australian Energy Market Operator]. **Rooftop PV Information Paper – National Electricity Forecasting**. 2012.
- ANEEL. **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL)**. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br>. Acesso em 01/03/2014.
- ANEEL. **Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas. Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG**. Fevereiro de 2018.
- ANEEL. Audiência Pública 001/2019. **Análise de Impacto Regulatório**. Planilhas de Cálculo. 2019.
- BASS, F. M. A new product growth for model consumer durables. **Management Science**, v. 15, n. 5, Theory Series, p. 215-227, 1969.
- BASS BASEMENT. **The Bass Model [internet]**. Disponível em: <http://www.bassbasement.org/BassModel/Default.aspx>. Acesso em 20/10/2018.
- BECK, R. **Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study**. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.
- BONADIA, G. et al. Modeling the acceptance and use of telecenters in Brazil. **Journal of Technology Management & Innovation**, v. 2, n. 4, 2007.
- DENHOLM, P. et al. **The Solar Deployment System (SolarDS) Model : Documentation and Sample Results**. Technical Report NREL/TP-6A2-45832, 2009.
- Dong, C. et al. Forecasting residential solar photovoltaic deployment in California, **Technological Forecasting & Social Change**, vol. 117, pp 251–265, April 2017.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2012.
- EPE. **Nota de Discussão – Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. No EPE-DEA-NT-016/2018-r0. 11 de julho de 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>
- EPE. Audiência Pública ANEEL n° 001/2019. Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética. Abril/2019.
- GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1ºSemestre – 2020**. 2020.

GUIDOLIN, M. e MORTARINO, C. Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. **Technological Forecasting & Social Change**, v. 77, n. 2, p. 279-296, 2010.

IEA. **Technology Roadmap –Solar Photovoltaic Energy**. 2014 edition. 2014.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed. São José dos Campos, 2017.

ISLAM, T. Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. **Energy Policy**, v. 65, p. 340-350, 2014

KASTOVICH, J. C. et al. **Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis**. ORNL/Sub/79-2471/1. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. Oak Ridge, TN : Oak Ridge National Laboratory, 1982.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.

LILIEN, G. L. et al. **Principles of Marketing Engineering - The Bass Model: Marketing Engineering Technical Note**. Trafford Publishing, 2007.

MAHAJAN, V. et al. Diffusion of new products : empirical generalizations and managerial uses. **Marketing Science**, v. 14, no. 3, Part 2 of 2, 1995.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 175 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC., Florianópolis, SC., 2013.

NAVIGANT CONSULTING. **Arizona Solar Electric Roadmap Study Full Report**. Preparado para Arizona Department of Commerce. 2007.

NREL. **The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation**. Technical Report. NREL/TP-6A20-65231. February 2016.

NREL. Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030. Technical Report NREL/TP-6A20-70748. January 2018. PAIDIPATI, J. et al. **Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios**. Subcontrat Report NREL/SR-581-42306. Burlington, MA : Navigant Consulting Inc., 2008.

PSR. **Contribuição para a Audiência Pública ANEEL 001/2019**. Abril de 2019.

RAI, V.; SIGRIN, B. **Economics of individual decision-making : buy vs. Lease differences in the adoption of residential solar**. 31st USAEE/IAEE North America Conference, Austin, TX, EUA. November 4-7, 2012.

ROGERS, E. **The Diffusion of Innovations**. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

SIGRIN, B., DRURY, E., 2014. **Diffusion into New Markets: Economic Returns Required by Households to Adopt Rooftop Photovoltaics**. AAAI Energy Market Prediction Symposium. Washington, November 13-15, 2014.

VIANA, T. S. et al. **Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES. São Paulo, SP.: [s.n.], 2012. p. 6.