

Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL

Em 24 de maio de 2017.

Processo nº: 48500.004924/2010-51.

Assunto: **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.**

I. DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar os resultados e a metodologia utilizada para estimar o número de consumidores residenciais e comerciais que podem instalar ou receber os créditos de microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024, atualizando-se assim as projeções realizadas em novembro de 2015 pela SRD e divulgadas pela Agência em seu site.

II. DOS FATOS

2. A Nota Técnica nº 17/2015-SRD/ANEEL¹, disponibilizada na Audiência Pública - AP nº 26/2015², que tratou da revisão da Resolução Normativa - REN nº 482/2012, apresentou em seu Anexo V - Análise de Impacto Regulatório - as projeções realizadas com base nos cenários levantados para a abertura da referida Audiência.

3. Posteriormente, tendo em vista o resultado da análise das contribuições recebidas na AP nº 26/2015 e a inclusão de novas modalidades de geração distribuídas no regulamento, a SRD divulgou os resultados das novas projeções por meio do Memorando nº 471/2015-SRD/ANEEL³, as quais foram reproduzidas no Voto⁴ do Diretor-relator da Resolução Normativa - REN nº 687/2015⁵.

4. Para permitir o acompanhamento mais adequado dos dados geração distribuída registrados na ANEEL, a SCG desenvolveu, em parceria com a SRD, um sistema eletrônico para as distribuidoras enviarem os dados mensais para registro de micro e minigeração distribuída conectadas no mês anterior, chamado Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, os quais estão disponíveis na página da Agência dedicada à geração distribuída⁶.

1 Documento SIC nº 48554.000842/2015-00

2 Documentos disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>

3 Documento SIC nº 48554.002283/2015-00

4 Documento SIC nº 48575.003951/2015-00

5 A REN nº 687/2015 alterou a REN nº 482/2012

6 www.aneel.gov.br/geracao-distribuida

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

5. Com esta ferramenta, a SRD acompanha a evolução do número de consumidores que instalam ou recebem os créditos oriundos de micro e minigeração distribuída⁷ e, tendo em vista o descolamento dos dados informados pelas distribuidoras das projeções realizadas em novembro de 2015, decidiu-se atualizar os estudos para o horizonte 2017-2024.

III. DA ANÁLISE

III.1 Situação em maio/2017⁸

6. Após a publicação da REN 482/12, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos, o qual começou a acelerar a partir de 2016. A Figura 1 apresenta os valores acumulados de conexões e consumidores que recebem os créditos de micro e minigeração distribuída até o dia 23/05/2017.

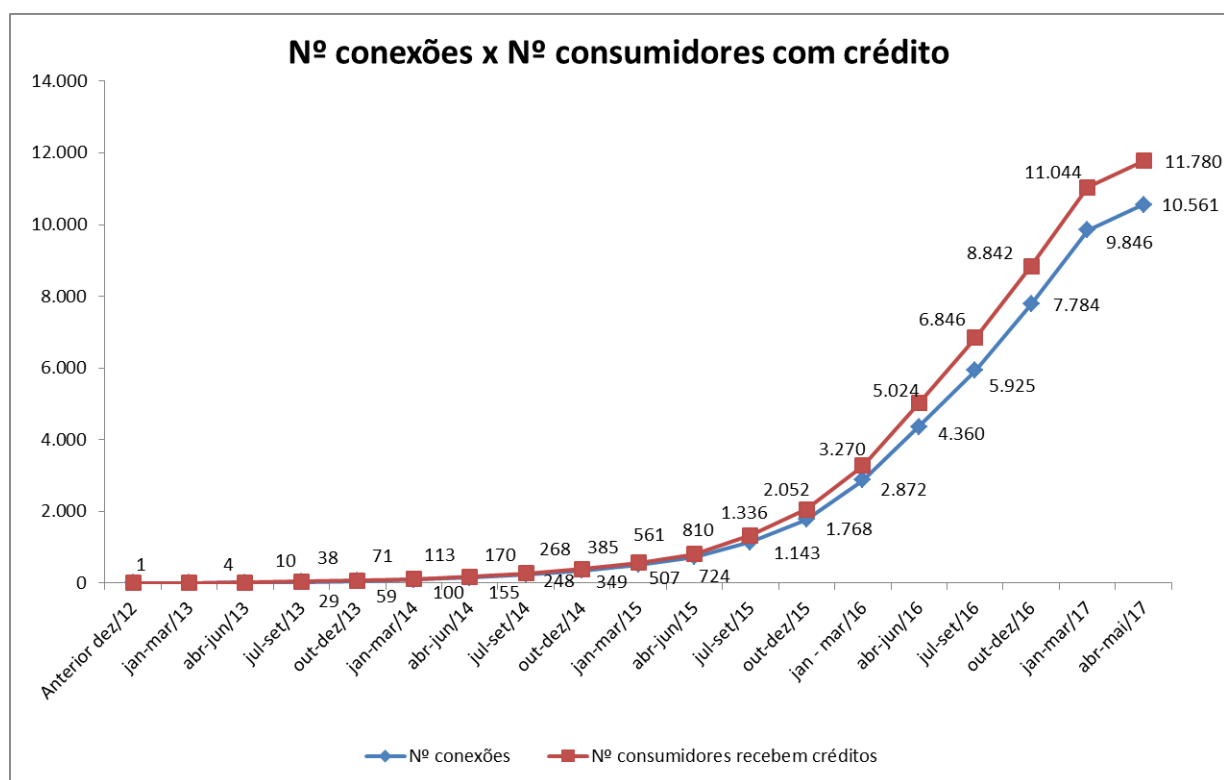


Figura 1: Número de micro e minigeradores até 23/05/2017

7. Conforme apresentado na Figura 1, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2016 é 4,4 vezes superior ao registrado no final de 2015, indicando um crescimento acentuado no último ano, mas ainda abaixo do potencial de expansão no país.

⁷ A qualidade das informações prestadas pelas distribuidoras é insumo primordial para que a Agência possa realizar estudos e avaliar os impactos da REN nº 482/2012. Tendo em vista os erros de preenchimento do SISGD, a SRD incluiu no Ofício Circular nº 0010/2017-SRD/ANEEL, de 22/03/2017, a solicitação de correção dos dados pelas empresas.

⁸ As distribuidoras devem atualizar os dados via SISGD até o dia 10 de cada mês, com as conexões realizadas até o final do mês anterior. Os dados completos para o mês de maio/17 estarão disponíveis no site da ANEEL a partir do dia 11/6/2017.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

8. A Figura 2 ilustra a distribuição dos geradores instalados por fonte de energia, indicando que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações, seguida pela fonte eólica.

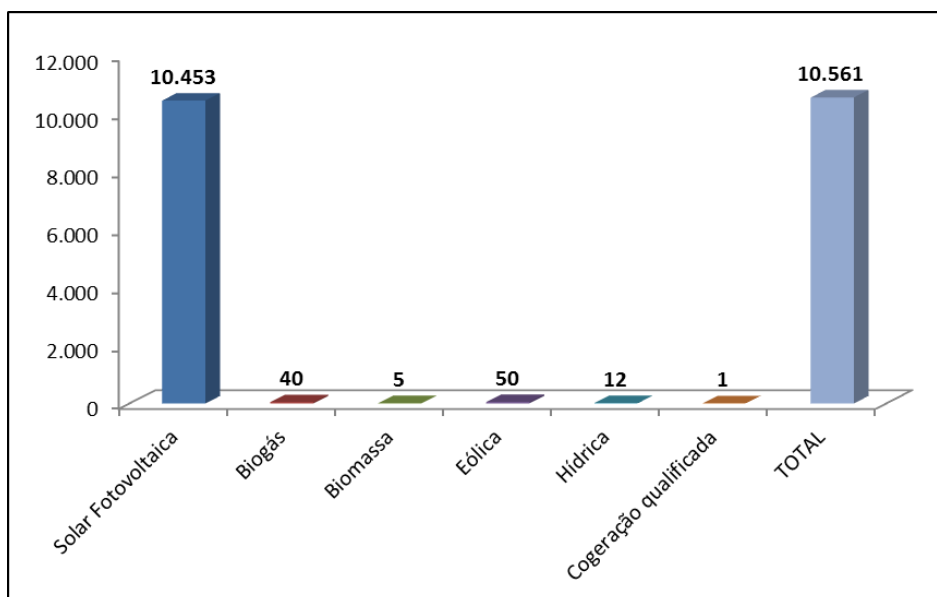


Figura 2: Conexão por tipo de fonte até 23/05/17

9. Em termos de potência instalada, a fonte solar responde por 70% e a eólica por 9%, conforme apresentado na Figura 3.

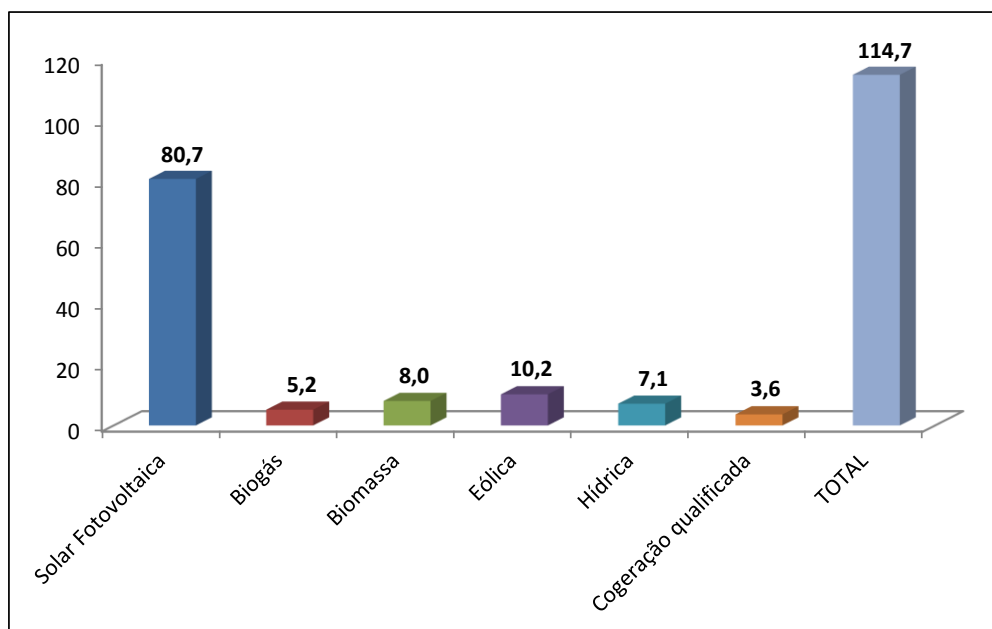


Figura 3: Potência instalada por fonte até 23/05/17

10. A Figura 4 apresenta a evolução da potência instalada desde 2012, evidenciando o forte crescimento em 2016, com aumento de 407% em relação a 2015.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

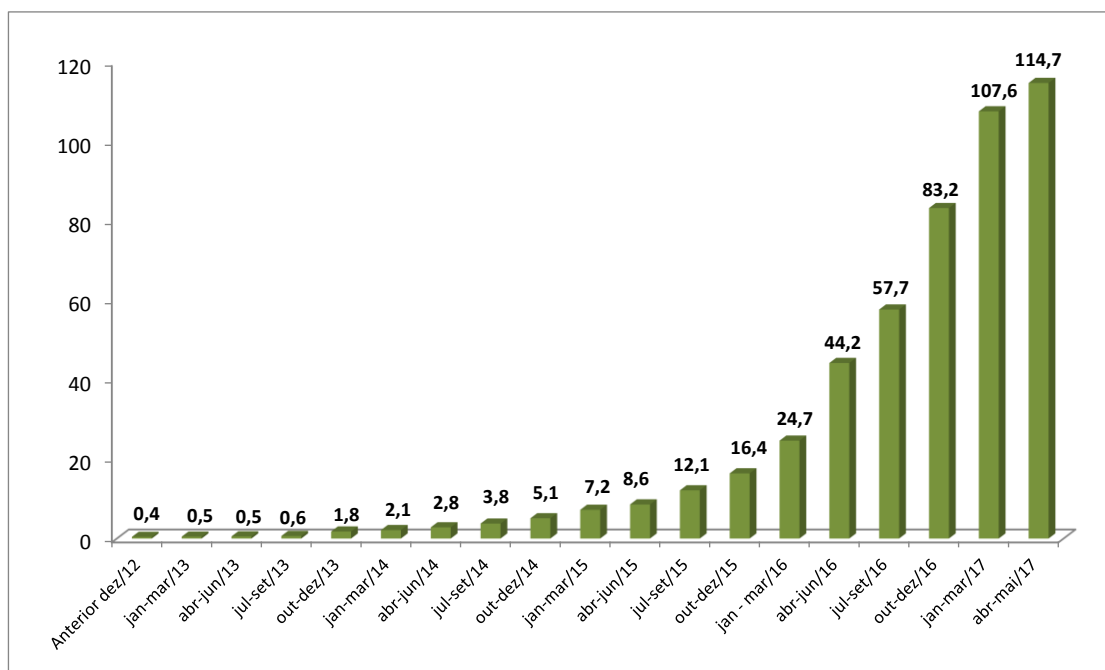


Figura 4: Evolução da potência instalada (MW) até 23/05/17

11. Com relação à participação dos consumidores, destacam-se as classes residencial (79,5%) e comercial (15%), conforme ilustrado na Figura 5.

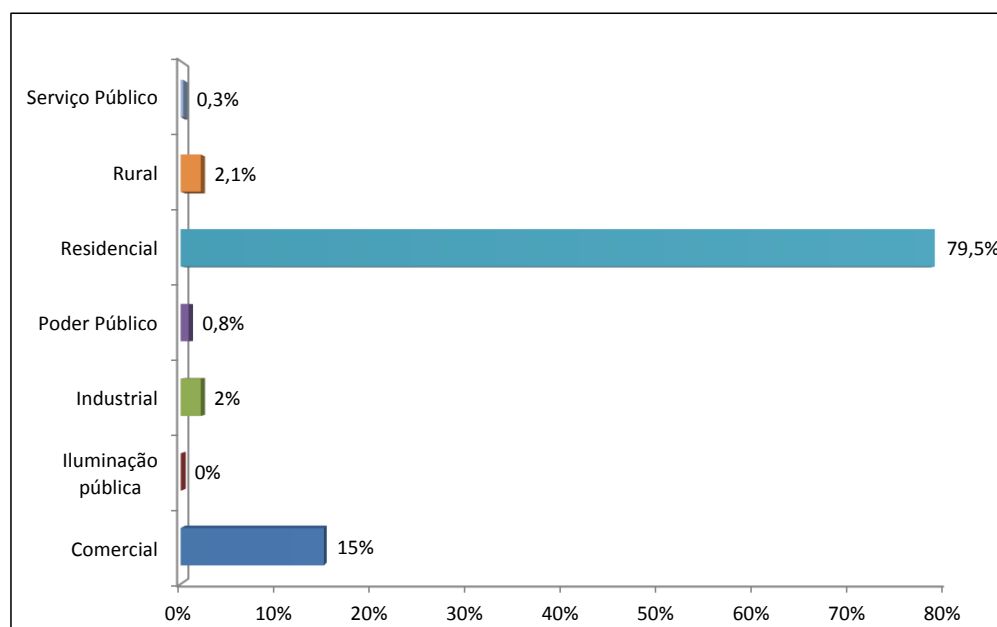


Figura 5: Classes de consumo dos consumidores até 23/05/17

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

12. Em termos de faixas de potência, observa-se que 72% dos equipamentos têm potência menor ou igual a 5 kW, o que está associado principalmente ao perfil dos consumidores residenciais, conforme apresentado na Figura 6.

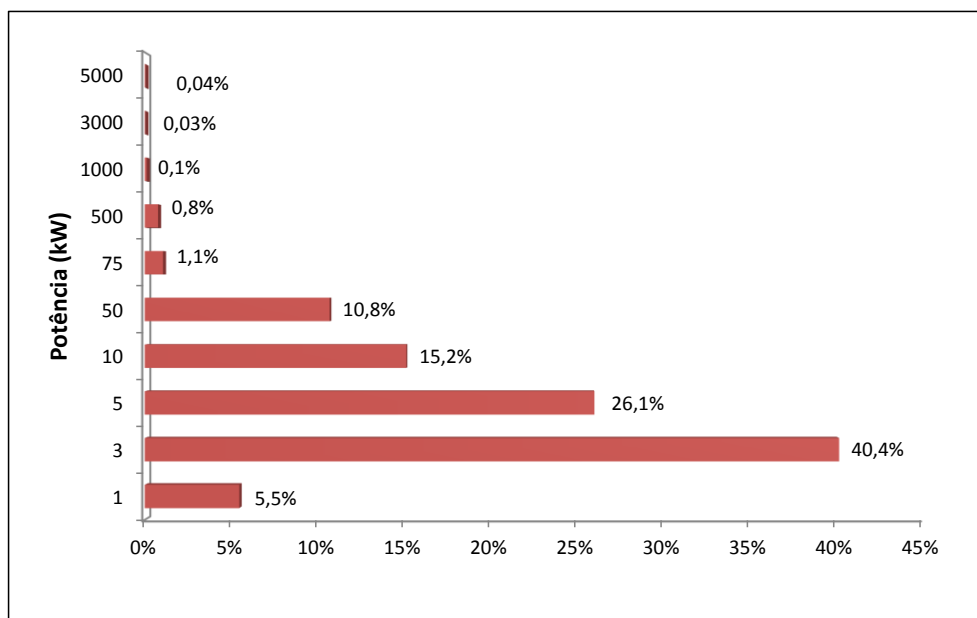


Figura 6: Faixas de potência dos geradores até 23/05/17

13. A distribuição de micro e minigeradores por Estado é apresentada na Figura 7. A maior concentração de sistemas no Estado de Minas Gerais, seguido por São Paulo.

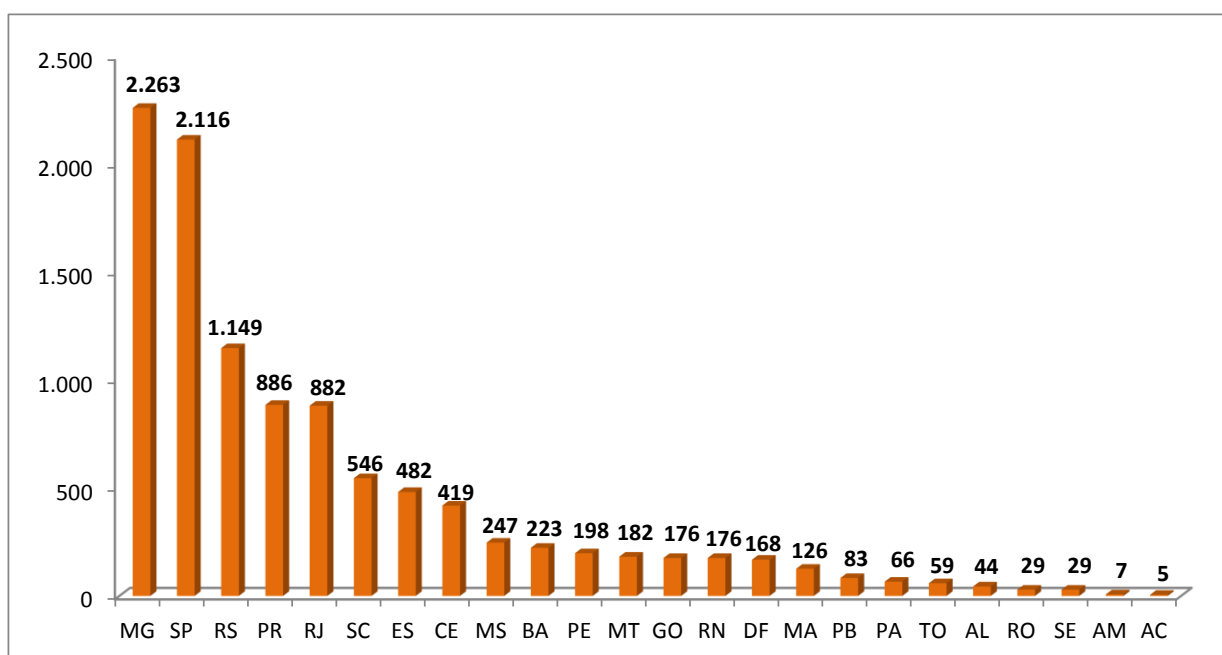


Figura 7: Número de conexões por Estado até 23/05/17

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

14. Com relação às modalidades de geração distribuída, a Figura 8 ilustra a quantidade de conexões e de consumidores que recebem os créditos, ressaltando que no caso de geração na própria unidade consumidora (UC) o sistema atende apenas o próprio local de consumo, e nos outros casos, a geração destina-se a mais de uma instalação, conforme os requisitos estabelecidos na REN nº 482/2012.

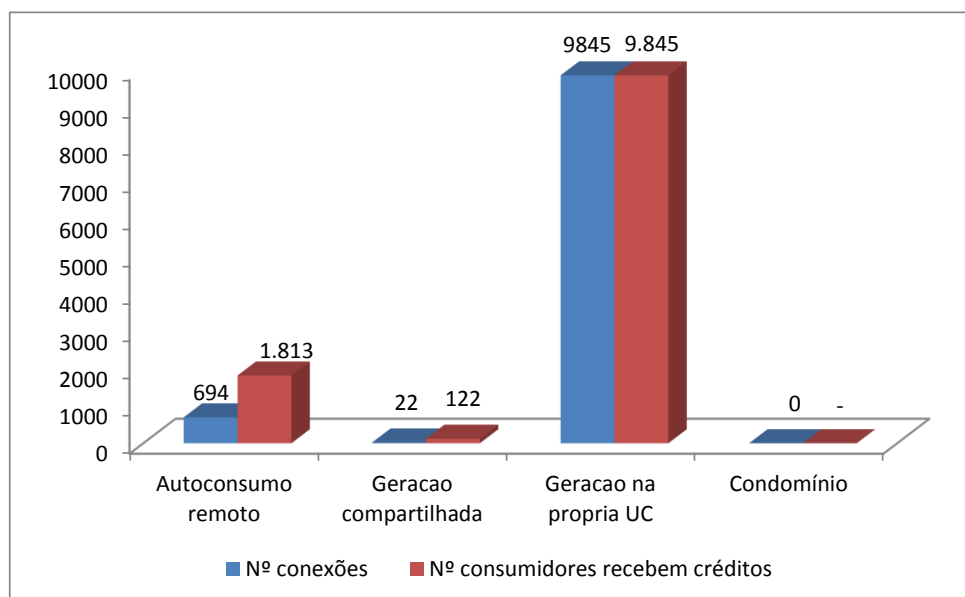


Figura 8: Modalidades de geração distribuída até 23/05/17

15. A partir da Figura 8, pode-se verificar que 93,2% das conexões destinam-se ao atendimento de apenas uma unidade consumidora, o que está coerente com a concentração das instalações de geração nas classes residencial e comercial apresentada na Figura 5. Contudo, deve-se destacar que até o dia 23/05/17, não havia registro de nenhuma conexão de microgeração em condomínios e poucas na modalidade de geração compartilhada⁹, as quais foram inovações trazidas pela REN nº 687/2015.

III.2 Projeções para o horizonte 2017-2024

16. Para estimar o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar ou receber os créditos de microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024, adotou-se a mesma metodologia empregada na Análise de Impacto Regulatório - AIR constante do Anexo V da Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL.

17. No entanto, foram utilizados os dados atualizados para dezembro de 2016, tais como:

- tarifas de energia de cada distribuidora;
- premissa de bandeira tarifária amarela para todo o período em estudo;

⁹ Cabe destacar que há 9 unidades consumidoras residenciais com geração distribuída na modalidade compartilhada que provavelmente foram erroneamente classificadas, pois a quantidade de unidades que recebem os créditos não atende o mínimo de 20 para compor uma cooperativa e também não integram um consórcio (formado por empresas), além de ter uma potência instalada de pequeno porte. Dessa forma, deveriam ser enquadradas como autoconsumo remoto.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

- estimativas de custos dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais;
- calibração de parâmetros do modelo matemático em função da evolução do número de microgeradores conectados na rede atualmente;
- modalidades de geração distribuída constantes da Resolução Normativa - REN nº 482/2012: geração junto à carga, autoconsumo remoto, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínio) e geração compartilhada;
- número de consumidores e mercados (MWh) residenciais e comerciais; e
- projeções de crescimento dos mercados residenciais e comerciais realizadas pela EPE¹⁰.

18. O detalhamento da metodologia de projeção e os parâmetros utilizados nas simulações estão descritos no Anexo desta Nota Técnica.

19. Para fins deste estudo, considerou-se a instalação de sistemas de 3 kWp para os consumidores residenciais e de 10 kWp para os comerciais. Tais valores foram estabelecidos com base nas potências médias dos sistemas instalados desde a publicação da REN 482/2012.

20. A Tabela 1 apresenta os resultados das projeções para os mercados residencial e comercial, indicando o número de consumidores que adotariam a microgeração por qualquer modalidade permitida por ano, os quais são reproduzidos na Figura 9.

Tabela 1 - Número de consumidores residenciais e comerciais que receberiam os créditos

	Residencial	Comercial	Total
2017	23.794	3.040	26.834
2018	51.683	5.917	57.600
2019	94.310	10.196	104.506
2020	157.776	16.434	174.210
2021	250.758	25.362	276.120
2022	383.010	37.903	420.913
2023	565.448	55.156	620.604
2024	808.357	78.343	886.700

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

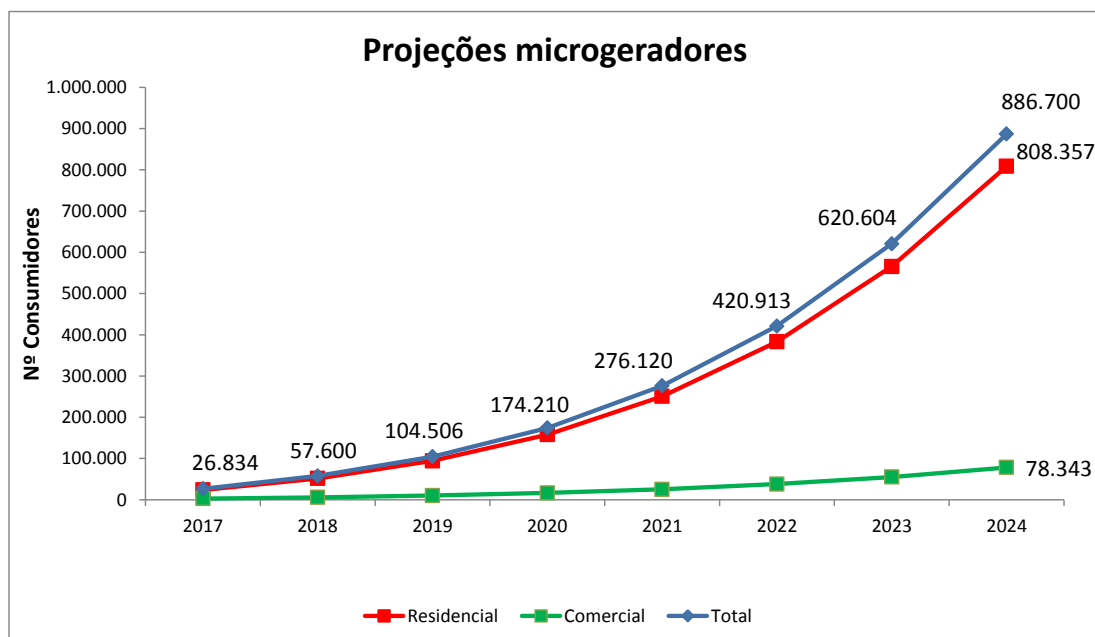


Figura 9: Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos

21. A Tabela 2 apresenta as estimativas de potência instalada por ano para consumidores residenciais e comerciais, as quais foram plotadas na Figura 10.

Tabela 2 Potência instalada em MW

	Residencial	Comercial	Total
2017	71	30	102
2018	155	59	214
2019	283	102	385
2020	473	164	638
2021	752	254	1.006
2022	1.149	379	1.528
2023	1.696	552	2.248
2024	2.425	783	3.208

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

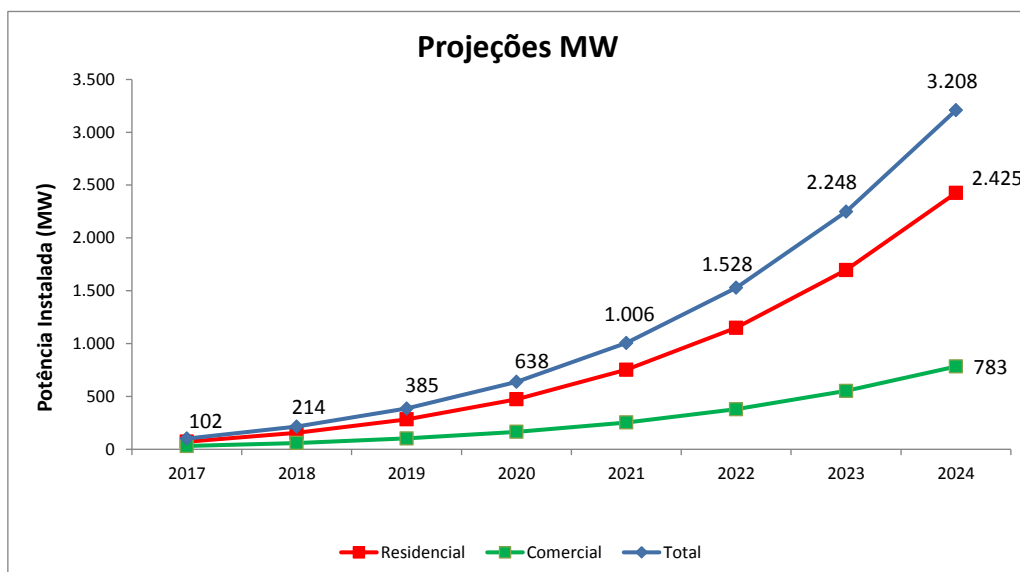


Figura 10: Projeção da potência instalada residencial

III.2.1 Projeções de 2015 x 2017

22. A Figura 11 ilustra as projeções realizadas pela SRD em novembro de 2015 para o número de unidades consumidoras, constantes do Memorando nº 471/2015-SRD/ANEEL, e as apresentadas nas Figuras 9 e 10 desta Nota Técnica. Pode-se observar uma redução entre 28 e 30% dos valores anuais estimados a partir de 2019 e maior aderência do valor estimado para 2016 com relação ao valor registrado junto à ANEEL, que foi de 7.148 consumidores residenciais e comerciais com microgeração integrantes do Grupo B (baixa tensão).

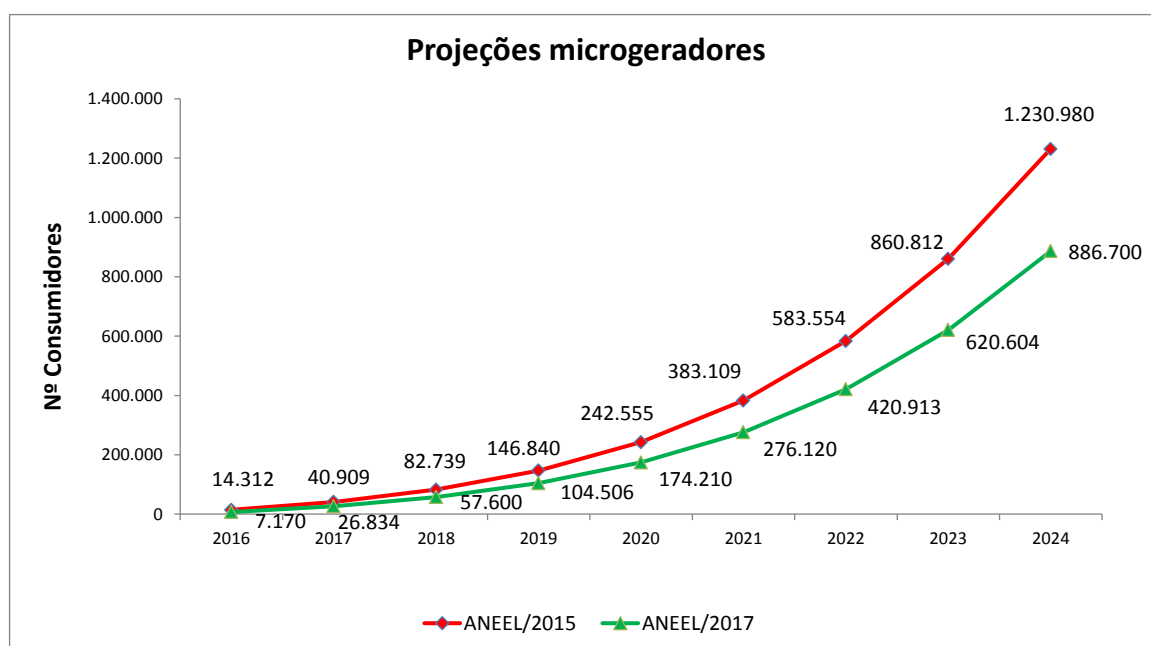


Figura 11: Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

23. Em termos de potência instalada, a Figura 12 apresenta a comparação entre as projeções realizadas em 2015 e nesta Nota Técnica, em que ocorreu também uma redução de aproximadamente 30%, coerente com os dados apresentados na Figura 11.

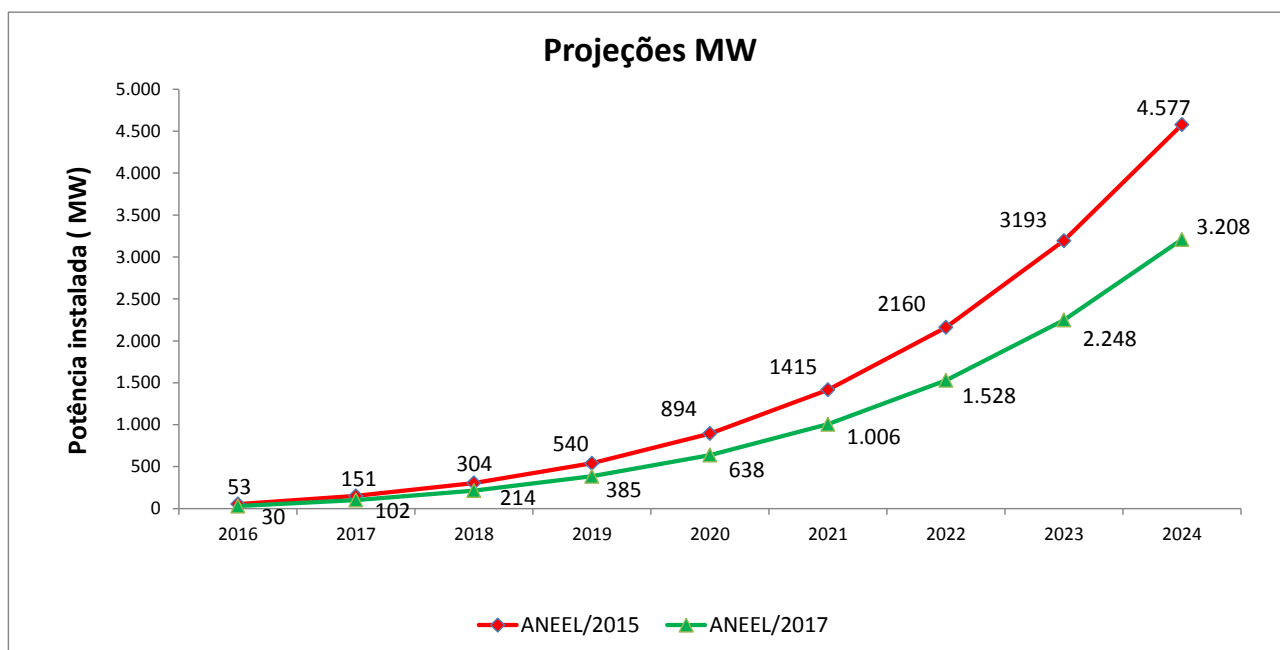


Figura 12: Projeção de unidades consumidoras que receberiam os créditos

24. As diferenças entre as duas projeções se justificam em função das reduções de crescimento dos mercados residenciais e comerciais para o horizonte 2017-2024, da premissa de adoção de bandeira amarela para todo o horizonte de estudo (diferentemente da premissa de bandeira vermelha adotada no estudo anterior) e também do ajuste realizado no parâmetro empírico utilizado no modelo matemático para retratar a sensibilidade ao payback, conforme detalhado no Anexo.

25. Contudo, deve-se ressaltar que com a atualização das tarifas residenciais e comerciais para dezembro de 2016 e dos custos para a aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos de 3 kWp e 10 kWp, o payback estimado para cada área de concessão ficou inferior ao calculado em 2015, o que minimizou os impactos dos ajustes listados no item anterior.

26. Como consequência, as novas projeções são mais conservadoras e possuem maior aderência os dados registrados no site da Agência. Conforme apresentado na Figura 8, ainda não foi registrada no site da Agência nenhuma conexão de microgeração em condomínios e poucas como geração compartilhada, e considerando-se as dificuldades encontradas pelo consumidor em conseguir uma linha de financiamento mais acessível para investir em geração distribuída e a forte crise econômica enfrentada no país, justificam em boa medida o ritmo mais lento das instalações em 2016 quando comparado com as projeções realizadas em 2015.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

III.2.1 Estimativa de impacto tarifário

27. Para avaliar o impacto tarifário da projeção de consumidores residenciais e comerciais que receberão os créditos provenientes de sistemas de microgeração solar fotovoltaicos, utilizou-se a fórmula do reajuste anual, conforme detalhado no Anexo desta Nota Técnica, aplicado a todas as distribuidoras, tendo como referência os reajustes e revisões tarifárias ocorridas em 2016.

28. A Figura 13 apresenta os resultados das simulações realizadas, sendo que o impacto tarifário acumulado médio no país seria de 1,1% em 2024, quando comparado com o ano de 2016. Os maiores impactos seriam na Ampla com 2,4% e na Cemig com 2,6%. Deve-se reforçar que esse seria o valor acumulado no período de 2017 a 2024, e não anual.

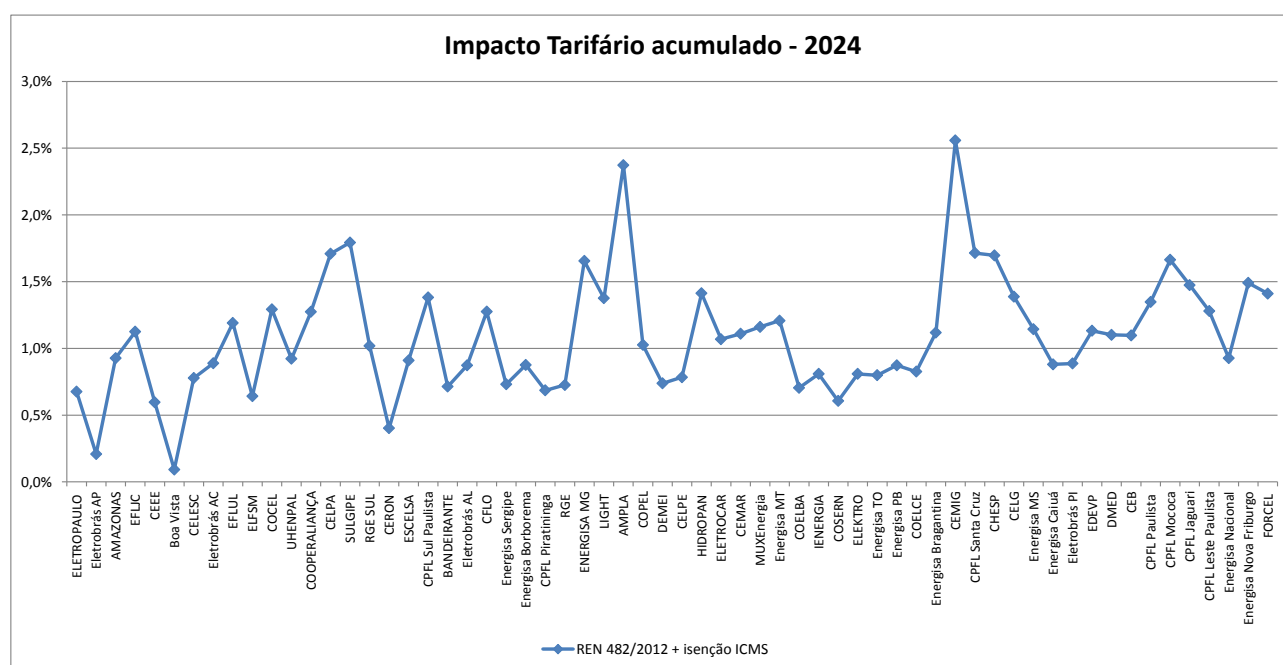


Figura 13: Impacto tarifário acumulado 2017-2024 por distribuidora

29. Comparando-se as estimativas de impacto tarifário realizadas em 2015 e nesta Nota Técnica, constata-se a redução do impacto tarifário médio das distribuidoras acumulado até 2024 de 1,9% (dado de 2015) para 1,1% (dado de 2017), sendo que também houve reduções das estimativas para as áreas de concessões da Cemig (de 3,2% para 2,6%) e da Ampla (de 3% para 2,4%), dentre outras.

30. É importante ressaltar que houve a redução do impacto tarifário em função das novas projeções de microgeradores, a despeito da redução das estimativas de crescimento dos mercados residenciais e comerciais, que atuou como contrapeso nas simulações realizadas.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

31. Fundamentam esta Nota Técnica os seguintes dispositivos legais:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Decreto nº 2335, de 6 de outubro de 1997;
- Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012; e
- Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

V. DA CONCLUSÃO

32. Esta Nota Técnica apresentou as projeções atualizadas de consumidores residenciais e comerciais que podem instalar ou receber os créditos de microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024, assim como a potência instalada estimada.

33. Avaliou-se a evolução do cenário atual da REN nº 482/2012, utilizando os dados de dezembro de 2016 para as tarifas de energia e os valores dos sistemas fotovoltaicos simulados, as projeções atualizadas da EPE para o crescimento dos mercados residencial e comercial para período de estudo, assim como a calibração de parâmetro do modelo matemático em função da evolução do número de microgeradores conectados na rede.

34. Os resultados das projeções indicam que 886,7 mil unidades consumidoras podem vir a receber os créditos oriundos de microgeração distribuída solar fotovoltaica em 2024, sendo 808,3 mil no setor residencial e 78,4 mil no setor comercial, totalizando a potência instalada de aproximadamente de 3,2 GW.

35. A avaliação do impacto tarifário estima que o aumento na tarifa acumulado no período de 2017 a 2024 dos consumidores de baixa tensão será em média de 1,1%, sendo que os maiores valores ocorreriam na Cemig, com 2,6% e na Ampla, com 2,4%. Tais valores são inferiores às estimativas realizadas em 2015.

36. Por fim, é importante destacar que o estudo apresentado nesta Nota Técnica pode ser considerado uma Análise de Impacto Regulatório - AIR ex-post, complementando os estudos realizados no âmbito da Audiência Pública nº 26/2015, o que demonstra a atuação proativa e inovadora da SRD no acompanhamento deste tema.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

37. Recomenda-se a publicação desta Nota Técnica e sua divulgação na página de geração distribuída do site da ANEEL para tornar as novas projeções de consumidores residenciais e comerciais que podem instalar ou receber os créditos de microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024 mais acessíveis ao público em geral.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24/05/2017.

38. Por fim, entende-se que a SRD deve continuar acompanhando a evolução do mercado de micro e minigeração distribuída e atualizar este estudo, considerando novos cenários regulatórios, quando for iniciado o processo de revisão da REN nº 482/2012, cujo término está previsto até o final de 2019.

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO
Especialista em Regulação

De acordo:

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

Metodologia para estimar o número de microgeradores solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024

1. Introdução

Para estimar o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar um microgerador solar fotovoltaico no horizonte 2017-2024, utilizou-se a Teoria da Difusão de Inovações descrita em Rogers (2003)¹ e também a metodologia empregada por Konzen (2014)², com algumas adaptações.

Decidiu-se adoção de tais modelos de previsão em função da qualidade técnica dos referidos trabalhos, pelo fato de tal metodologia já ter sido adotada em outros países³ e também pela aderência dos resultados ao mercado realizado em 2014.

Limitou-se a avaliação para a microgeração solar fotovoltaica porque além de ser a fonte com maior participação no mercado, com mais de 90% dos empreendimentos conectados, também é a que apresenta as melhores informações disponíveis para realizar as simulações dos potenciais de geração em centros urbanos, tais como os níveis de irradiação solar mapeados no Atlas Brasileiro de Energia Solar⁴, o que não está disponível para a fonte eólica para aplicações nesses locais.

Foi adotada a mesma metodologia empregada na Análise de Impacto Regulatório - AIR constante do Anexo V da Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL⁵, disponibilizada na AP 26/2015, sendo que foram atualizados os valores do payback, ajustados alguns parâmetros do modelo matemático e considerando as novas modalidades de geração distribuídas incluídas pela Resolução Normativa - REN nº 687/2015 na Resolução Normativa - REN nº 482/2015, conforme destacado a seguir.

2. Modelo matemático

Segundo a Teoria da Difusão de Inovações, a população pode ser dividida em cinco diferentes grupos, cada um com um comportamento específico frente ao risco de adotar a nova tecnologia: inovadores, adotantes iniciais, maioria inicial, maioria tardia e retardatários.

¹ ROGERS, E. *The Diffusion of Innovations*. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

² KONZEN, G. *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass*. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP., 2014. Disponível em: http://lsf.iee.usp.br/lsf/images/Mestrado/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf.

³ O National Renewable Energy Laboratory (NREL) desenvolveu modelo de difusão para os EUA, conhecido como Solar Deployment System em 2009.

⁴ PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. [S.l.], 2006.

⁵ Documento SIC nº 48554.000842/2015-00

A Figura 1 apresenta a distribuição desses grupos dentro de uma curva normal, com os respectivos percentuais de participação, e também sob uma curva plotada com a distribuição acumulada dos adotantes no tempo que caracteriza uma distribuição sigmoide, conhecida como “curva S” de difusão da tecnologia. Tal curva pode ser utilizada para analisar a difusão de diversas novas tecnologias nos mercados, tais como micro-ondas, condicionadores de ar, celulares, internet e também sistemas de geração solar fotovoltaico², entre outras.

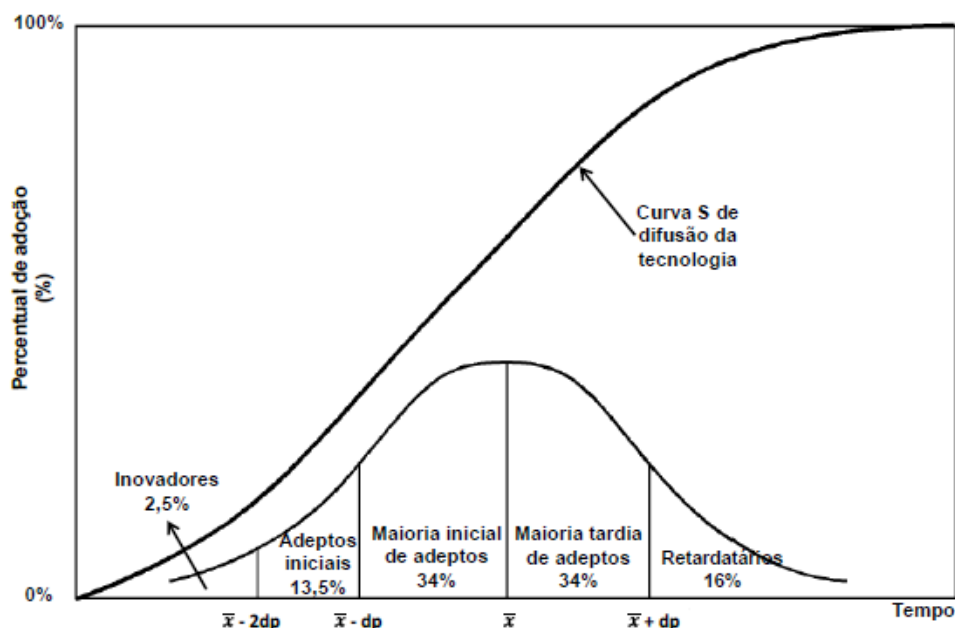


Figura 1: Distribuição de adotantes de inovações - Fonte: EPE (2014)⁶

A seguir, apresentam-se as equações utilizadas pelo modelo matemático de Bass adotado por Konzen (2014) para estimar o mercado potencial total, o mercado potencial final e o número de adotantes ao longo do tempo.

A equação 1 permite o cálculo da probabilidade de adotante ao longo do tempo t , tendo como parâmetros os coeficiente de inovação (p) e imitação (q), que representam as influências externa e interna de difusão da geração solar fotovoltaica, respectivamente.

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

onde:

- $F(t)$ é a função de distribuição acumulada;
- p é o coeficiente de inovação; e
- q é o coeficiente de imitação.

⁶ EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Nota Técnica DEA 19/14: Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.

Para este estudo, foram os valores de p variam entre 0,0015 e 0,02 e de q entre 0,3 e 0,4, conforme os cenários simulados. Tais valores foram utilizados no modelo adotado pelo NREL³ nos EUA, ilustrados na Figura 2.

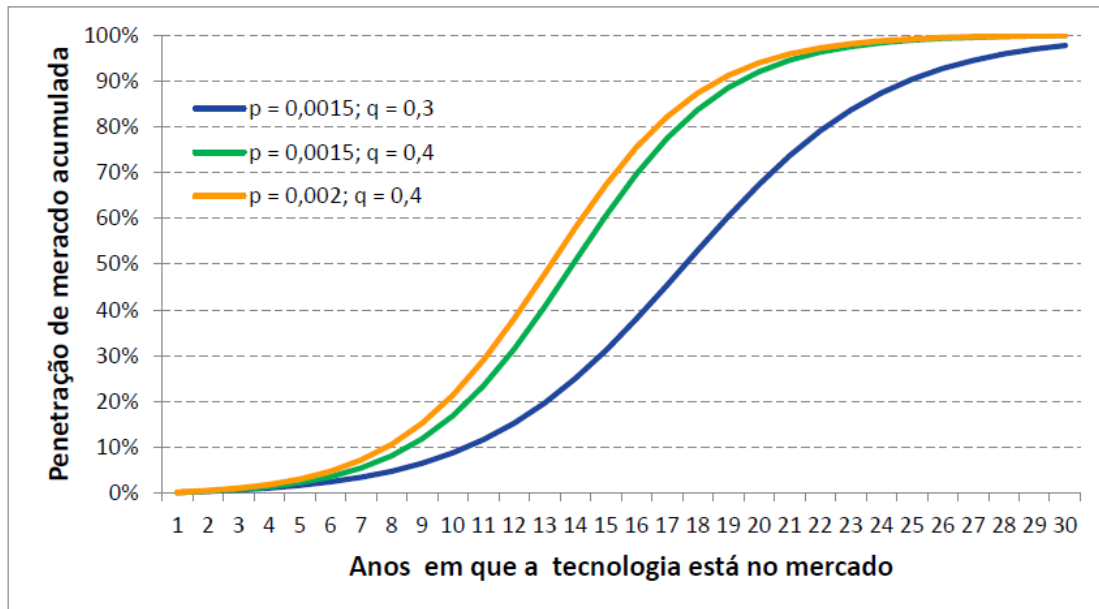


Figura 2: Fonte Konzen (2014)

Para estimar o número total de adotantes, utiliza-se a equação 2, descrita a seguir:

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

onde:

- $N(t)$ é o número acumulado de adotantes no tempo t ;
- m é o mercado potencial final; e
- $F(t)$ é a função de distribuição acumulada obtida com a equação 1.

Dessa forma, deve-se obter o mercado potencial final m , para tanto, faz-se uso da equação 3:

$$m = fmm \times mp \quad (3)$$

onde:

- m é o mercado potencial final;
- fmm é a fração de máximo mercado, calculado conforme equação (4); e
- mp é o mercado potencial.

A fração de máximo mercado (fmm), proposta por Beck (2009)⁷, representa um limitador do mercado potencial, pois leva em consideração o tempo de retorno do investimento (payback) e que o consumidor possui certo grau de sensibilidade a essa variável, ou seja, quanto menor o payback, mais consumidores estariam dispostos a instalar um microgerador. Assim, aplica-se a equação 4 para obter seu valor.

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (4)$$

onde:

- fmm é a fração de máximo mercado;
- SPB é fator de sensibilidade ao payback; e
- TPB é o tempo de payback, em anos.

Para o fator de sensibilidade ao payback (SPB), a simulação apresentada na Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL adotou-se o valor de 0,3, seguindo as referências dos estudos do NREL (2009) e Konzen (2014).

Contudo, tendo em vista que o ritmo de crescimento do número de conexões ao longo de 2016 foi inferior aos valores estimados pela SRD e constantes do Memorando nº 0471/2015-SRD/ANEEL⁸, os quais foram reproduzidos no Voto⁹ do Diretor-relator da REN nº 687/2015, este estudo adotou o valor de 0,4 para o SPB, indicando um comportamento mais conservador do consumidor frente ao tempo de retorno do investimento, tendo em vista a evolução do número de microgeradores conectados na rede, disponíveis no site da Agência¹⁰.

Para estimar o mercado potencial de consumidores que podem instalar um microgerador solar fotovoltaico, considerou-se que consumidores residenciais com consumo mensal acima de 200 kWh/mês, exceto de baixa renda, podem ter um sistema próprio ou receber os créditos de energia de outra unidade consumidora, nos termos da REN nº 482/2012.

Já para o mercado comercial, adotou-se um percentual de 10% do total de unidades consumidoras pertencentes a esta classe conectadas em baixa tensão, por não haver informações consolidadas disponíveis sobre as faixas de consumo e a respectiva distribuição dos consumidores.

2.1 Cálculo do payback

Assim como o estudo realizado pelo NREL (2009) e por Konzen (2014), calculou-se o payback do investimento considerando a taxa de desconto igual a zero e tarifa constante em termos reais ao longo do tempo, ou seja, é como se tarifa variasse apenas segundo a inflação.

⁷ BECK, R. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.

⁸ Documento SIC nº 48554.002283/2015-00

⁹ Documento SIC nº 48575.003951/2015-00

¹⁰ www.aneel.gov.br/geracao-distribuida

Apesar das imperfeições inerentes à própria definição dessa figura de mérito, as imprecisões associadas às estimativas de valor da tarifa em 2024 e também às variações de preço de sistema solar fotovoltaico implicariam na inserção de grandes erros no cálculo do payback descontado, justificando a adoção do payback simples.

2.1.1 Premissas

A Tabela 1 apresenta as premissas utilizadas para o cálculo do payback simples para os consumidores residenciais e a Tabela 2 para os consumidores comerciais, comparando-se os parâmetros utilizados nas projeções constantes no Memorando nº 0471/2015-SRD/ANEEL e os valores adotados neste estudo.

Tabela 1: Premissas para consumidores residenciais

	2015	2016
Potência (kWp)	3	3
Degradação anual	0,5%	0,5%
Vida útil (anos)	25	25
Tarifa residencial	ago/15	dez/16
Custo (R\$/kWp)	9000	7000
Adequação da Medição (R\$)	0	0
Custo Disponibilidade (kWh)	100	100
Substituição do inversor (R\$/kW)	2250	1750
Consumo após GD (%)	60%	60%
Energia compensada com a geração (%)	55%	55%

Tabela 2: Premissas para consumidores comerciais

	2015	2016
Potência (kWp)	10	10
Degradação anual	0,5%	0,5%
Vida útil (anos)	25	25
Tarifa residencial	ago/15	dez/16
Custo (R\$/kWp)	8000	6000
Adequação da Medição (R\$)	0	0
Custo Disponibilidade (kWh)	100	100
Substituição do inversor (R\$/kW)	2000	1500
Consumo após GD (%)	27%	27%
Energia compensada com a geração (%)	24%	24%

Para fins deste estudo, considerou-se a instalação de sistemas de 3 kWp para os consumidores residenciais e de 10 kWp para os comerciais. Tais valores foram estabelecidos com base nas potências médias dos sistemas instalados desde a publicação da REN 482/2012.

Neste trabalho, não se considerou a redução de preço dos módulos e inversores ao longo do tempo, pois o mercado ainda é insipiente no país, dependendo de produtos importados que estão sujeitos não só aos preços praticados no mercado externo, quanto à variação do câmbio.

Com relação ao consumo final da unidade consumidora após a instalação da microgeração e o montante de energia que é injetada na rede e compensada em outros horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, as Figuras 3 e 4 ilustram as curvas de carga típicas de consumidores residenciais e comerciais e as respectivas curvas de geração ao longo de um dia típico.

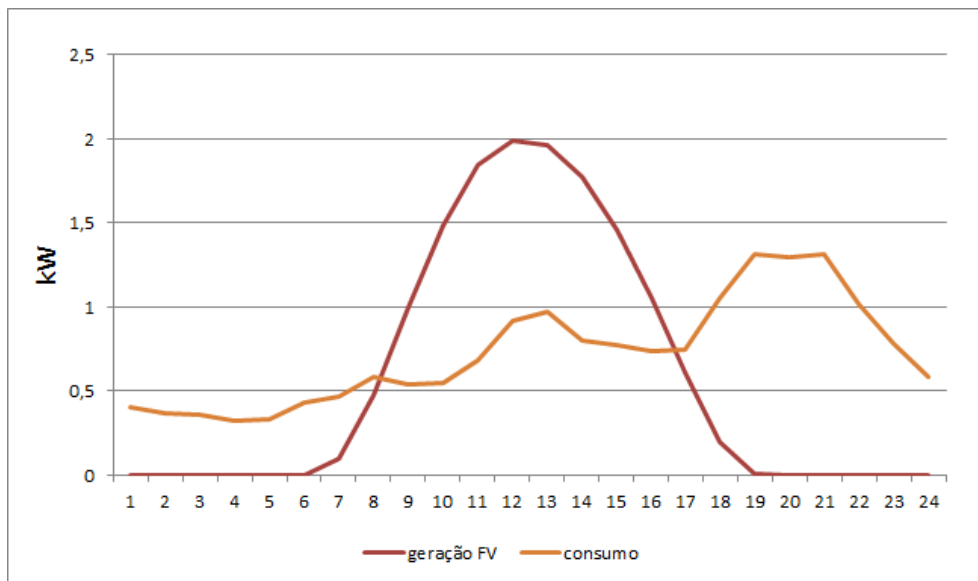


Figura 3: Consumo residencial versus a geração solar fotovoltaica.

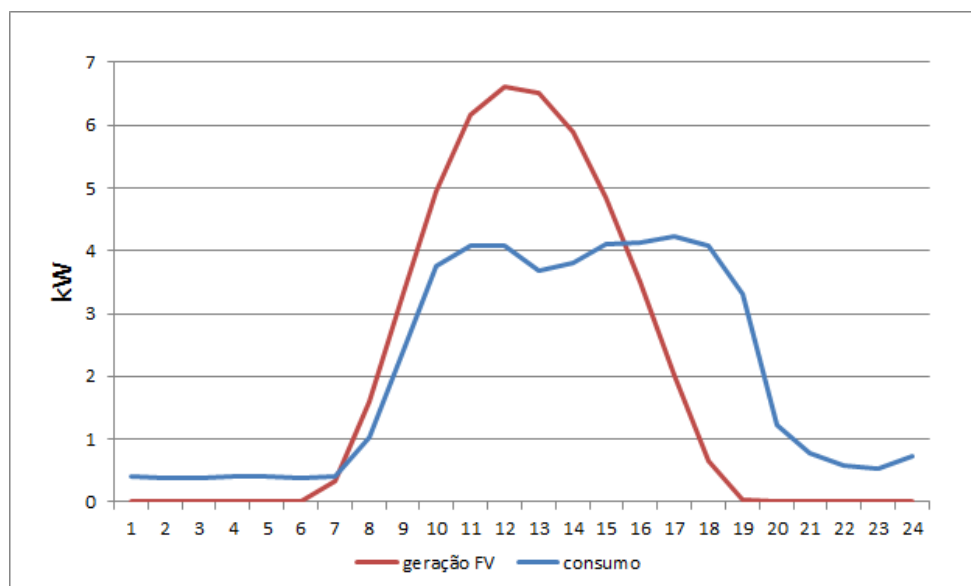


Figura 4: Consumo comercial versus a geração solar fotovoltaica.

Com base nas curvas apresentadas na Figura 3, estimou-se em 60% o consumo final da residência após a instalação de microgeração solar fotovoltaica quando comparado com o consumo sem a geração, pois a maior parte do consumo ocorre nos horários em que não há geração. Da mesma forma, estimou-se em 55% o montante de energia injetada na rede pelo microgerador, pois a geração supera o consumo no período entre 8h e 16h.

Por seu turno, tendo como referência as curvas típicas ilustradas na Figura 4 e estimou-se em 27% o consumo final da unidade consumidora comercial depois de instalar a microgeração. Por outro lado, a energia excedente injetada na rede foi estimada em 24%, uma vez que a geração supera o consumo no período entre 8h e 16h.

As diferenças entre os percentuais acima descritos entre consumidores residenciais e comerciais, tanto de consumo final quanto de injeção de energia na rede, se justificam pelas características das curvas de carga de cada consumidor, sendo que o comercial possui maior grau de aderência ao horário de geração solar que o residencial.

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

Considerou-se neste estudo que as unidades consumidoras residenciais e comerciais são atendidas por sistemas trifásicos e, por isso, o custo de disponibilidade é o valor em reais equivalente ao consumo de 100 kWh.

Nas simulações, buscou-se o aproveitamento ótimo dos créditos resultantes da geração para cada área de concessão, variando-se o consumo por distribuidora de forma que o consumo final após a geração seja no mínimo igual a 100 kWh, que é o valor mínimo a ser pago na fatura de energia, a título de custo de disponibilidade.

Com relação à incidência de tributos, adotou-se a aplicação do Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2016 para todas as distribuidoras, estabelecendo que o ICMS deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pelos micro e minigeradores.

Com respeito às tarifas, utilizaram-se os valores vigentes em dezembro de 2016, acrescidas da bandeira tarifária amarela¹¹. Neste ponto, há diferença com relação à projeção realizada em novembro de 2015, a qual considerou as tarifas vigentes em agosto daquele ano e a incidência da bandeira vermelha ao longo de todo o período de estudo.

¹¹ A bandeira tarifária amarela significa um acréscimo de R\$ 2,00 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos.

Tendo em vista que projetar os percentuais anuais de reajuste das tarifas até 2024 traria mais imprecisões, em função da dinâmica do mercado e das diversas variáveis envolvidas, considerou-se que as tarifas seriam constantes em termos reais, ou seja, descontada a inflação.

Para o cálculo da geração de energia, utilizou-se como referência Konzen (2014), onde são apresentados os dados de produtividade (kWh/kWp/ano) estimados para área de concessão de cada distribuidora pela médias da irradiação global anual disponíveis na base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, multiplicado pelo rendimento global do sistema (*performance ratio* –

PR) de 0,75. Adicionalmente, considerou-se a degradação anual de 0,5% na produtividade do sistema durante toda a vida útil. A Tabela 3 apresenta os valores de produtividade utilizados.

Tabela 3: Produtividade do sistema FV em cada área de concessão

Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)	Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)	Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)
AES-SUL	1.450	CFLO	1.461	EFLUL	1.413
Amazonas	1.394	CHESP	1.564	ELEKTRO	1.524
AMPLA	1.488	CNEE	1.618	ELETROACRE	1.412
BANDEIRANTE	1.460	COCEL	1.419	ELETROCAR	1.498
Boa Vista	1.409	COELBA	1.514	ELETROPAULO	1.376
CAIUÁ	1.577	COELCE	1.541	ELFSM	1.416
CEA	1.389	COOPERALIANÇA	1.428	Energisa Minas Gerais	1.477
CEAL	1.460	COPEL	1.492	Energisa Nova Friburgo	1.209
CEB	1.594	COSERN	1.524	Energisa Paraíba	1.528
CEEE	1.406	CPFL Jaguari	1.611	Energisa Sergipe	1.465
CELESC	1.410	CPFL Leste Paulista	1.611	Enersisa Borborema	1.466
CELG	1.571	CPFL Mococa	1.610	ENERSUL	1.572
CELPA	1.436	CPFL Paulista	1.601	ESCELSA	1.450
CELPE	1.494	CPFL Piratininga	1.469	Forcel	1.340
CELTINS	1.528	CPFL Santa Cruz	1.561	HIDROPAN	1.496
CEMAR	1.498	CPFL Sul Paulista	1.451	IENERGIA	1.516
CEMAT	1.504	DEMEI	1.494	LIGHT	1.482
CEMIG	1.546	DMED	1.586	MUXENERGIA	1.501
CEPISA	1.583	EDEVP	1.584	RGE	1.476
CERON	1.450	EEB	1.544	SULGIPE	1.439
CERR	1.427	EFLJC	1.395	UHENPAL	1.421

Dessa forma, de posse de todas essas informações, calcula-se a economia que o consumidor terá no final de cada ano, comparando-se os valores finais das faturas de energia antes e depois de instalar a microgeração.

Por fim, obtém-se o valor do payback simples para cada distribuidora considerando a vida útil dos painéis de 25 anos e de 15 anos do inversor. A Tabela 4 apresenta os valores de payback obtidos para cada área de concessão, tendo em vista os parâmetros adotados neste estudo.

Como foram adotadas premissas conservadoras neste estudo, o valor do payback calculado no final de 2016 mantém-se constante ao longo do período 2017-2024.

Tabela 4: Payback para sistemas FV residenciais e comerciais

Distribuidoras	Payback residencial (anos)	Payback comercial (anos)	Distribuidoras	Payback residencial (anos)	Payback comercial (anos)	Distribuidoras	Payback residencial (anos)	Payback comercial (anos)
ELETROPAULO	8,1	6,6	CFLO	6,2	5,0	Energisa PB	6,6	5,4
Eletrobrás AP	9,6	8,0	Energisa Sergipe	6,9	5,7	COELCE	6,1	5,0
AMAZONAS	5,9	4,9	Energisa Borborema	7,0	5,7	Energisa Bragantina	6,0	5,0
EFLIC	6,2	5,0	CPFL Piratininga	7,6	6,2	CEMIG	5,2	4,3
CEEE	8,2	6,7	RGE	7,5	6,1	CPFL Santa Cruz	5,7	4,7
Boa Vista	10,6	8,8	ENERGISA MG	5,7	4,6	CHESP	5,5	4,6
CELESC	7,5	6,1	LIGHT	6,0	4,9	CELG	6,4	5,2
Eletrobrás AC	6,2	5,1	AMPLA	5,1	4,1	Energisa MS	5,7	4,8
EFLUL	5,9	4,9	COPEL	6,8	5,6	Energisa Caiuá	6,6	5,4
ELFSM	6,8	5,6	DEMEI	7,4	6,1	Eletrobrás PI	6,6	5,4
COCEL	6,3	5,1	CELPE	6,9	5,6	EDEVP	6,4	5,3
UHENPAL	5,5	4,5	HIDROPAN	6,1	5,1	DMED	7,3	5,9
COOPERALIANÇA	6,3	5,2	ELETROCAR	6,6	5,4	CEB	6,4	5,3
CELPA	5,3	4,4	CEMAR	5,5	4,5	CPFL Paulista	6,5	5,3
SULGIPE	5,9	4,8	MUXEnergia	7,3	6,0	CPFL Mococa	5,9	4,9
RGE SUL	6,6	5,4	Energisa MT	5,8	4,8	CPFL Jaguari	6,6	5,4
CERON	7,4	6,2	COELBA	6,7	5,5	CPFL Leste Paulista	6,2	5,2
ESCELSA	6,8	5,6	IENERGIA	6,9	5,7	Energisa Nacional	6,8	5,6
CPFL Sul Paulista	6,5	5,3	COSERN	7,2	5,9	Energisa Nova Friburgo	6,3	5,0
BANDEIRANTE	7,8	6,4	ELEKTRO	6,6	5,4	FORCEL	5,8	4,7
Eletrobrás AL	7,1	5,8	Energisa TO	5,6	4,6			

2.2 Projeções dos mercados residenciais e comerciais

Para avaliar os resultados ao longo do horizonte de estudo 2017-2024, projetaram-se os mercados residenciais e comerciais para cada ano, tendo como referência as projeções da EPE, ONS e CCEE¹², além de valores de mercado apurados em dezembro de 2016 pela ANEEL.

Assim, adotou-se a taxa de crescimento anual da quantidade de domicílios para estimar o número de consumidores residenciais, conforme percentuais da Tabela 5.

Tabela 5: Projeção do número de domicílios por região¹³

Região	2016-2025
N	2,0%
NE	1,3%
SE	1,5%
S	1,7%
CO	2,3%
Brasil	1,6%

¹² Cenário econômico (2016-2021) - II Workshop ONS/EPE/CCEE dez/16; Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2017 – 2021, ONS/EPE dez/16; Avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN, ONS/EPE/CCEE dez/16; NOTA TÉCNICA EPE DEA 24/16 - Projeção da demanda de energia elétrica 2016-2025.

¹³ Fonte: NOTA TÉCNICA EPE DEA 24/16 - Projeção da demanda de energia elétrica 2016-2025.

Para os consumidores comerciais, utilizou-se a média do crescimento anual de unidades consumidoras entre 2011 e 2015, conforme dados da EPE¹⁴, para estimar a taxa de crescimento para o período entre 2017-2024, apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Projeção do número de consumidores comerciais

ESTADO	Crescimento anual médio	ESTADO	Crescimento anual médio
Rondônia	1,2%	Sergipe	2,3%
Acre	2,9%	Bahia	3,5%
Amazonas	2,1%	São Paulo	2,2%
Roraima	2,7%	Minas Gerais	1,3%
Pará	3,7%	Espírito Santo	1,7%
Amapá	3,7%	Rio de Janeiro	2,9%
Tocantins	3,2%	Paraná	3,6%
Maranhão	3,6%	Santa Catarina	2,7%
Piauí	2,9%	Rio Grande do Sul	3,7%
Ceará	1,4%	Mato Grosso do Sul	2,4%
Rio Grande do Norte	3,0%	Mato Grosso	2,6%
Paraíba	1,5%	Goiás	0,4%
Pernambuco	2,9%	Distrito Federal	1,5%
Alagoas	2,9%		

Por seu turno, a previsão de crescimento dos mercados residenciais e comerciais (em MWh) no horizonte 2015-2024, também considerou as projeções da EPE¹⁵, resumidas na Tabela 7.

Tabela 7: Previsão de crescimento anual dos mercados (MWh).

Região	Residencial	Comercial	Total
N	6,4%	6,0%	5,0%
NE	4,6%	5,1%	4,1%
SE	3,4%	4,2%	3,6%
S	4,3%	4,7%	3,8%
CO	3,4%	4,2%	3,6%
Brasil	4,0%	4,5%	3,8%

¹⁴ Anuário estatístico de energia elétrica 2016, ano-base 2015. EPE.

¹⁵ Nota Técnica EPE DEA 24/16 - Projeção da demanda de energia elétrica 2016-2025

2.3 Premissas para as projeções de microgeração solar fotovoltaica

A REN nº 482/2012 estabeleceu quatro modalidades de geração distribuída, a saber:

- geração junto à carga;
- autoconsumo remoto;
- empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínio); e
- geração compartilhada

Dessa forma, tendo em vista a metodologia e as premissas apresentadas anteriormente, simularam-se os efeitos da aplicação da REN nº 482/2012 considerando a adesão de todos os Estados ao Convênio ICMS nº 16/2015, incluindo o impacto tarifário estimado para cada área de concessão.

Para o mercado residencial, a Tabela 8 resume as premissas utilizadas na simulação do cenário anteriormente descrito.

Tabela 8: Premissas para o mercado residencial

Cenário	Sistema FV	Tarifa	Payback simples	custo disponibilidade (kWh)	mercado potencial	p	q
REN nº 482/2012 + Convênio ICMS 16/15	3 kW/pico	dez/16	constante	100	>200 kWh/mês	0,002	0,4

Para o mercado comercial, a Tabela 9 resume as premissas utilizadas na simulação.

Tabela 9: Parâmetros adotados para o mercado comercial.

Cenário	Sistema FV	Tarifa	Payback simples	custo disponibilidade de (kWh)	mercado potencial	p	q
REN nº 482/2012 + Convênio ICMS 16/15	10 kW/pico	dez/16	constante	100	10% mercado comercial	0,002	0,35

3. Análise do impacto tarifário

Para avaliar o impacto tarifário da projeção de consumidores residenciais e comerciais que receberão os créditos provenientes de sistemas de microgeração solar fotovoltaicos, utilizou-se a fórmula do reajuste anual, conforme equação 5, aplicado a todas as distribuidoras e tomou-se como referência as Notas Técnicas e Resoluções que aprovaram os reajustes e revisões tarifárias em 2016¹⁶.

¹⁶ Informações disponíveis no site da Agência por meio do seguinte link: <http://www.aneel.gov.br/tarifas>

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0} \quad (5)$$

onde:

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS, os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico e as receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade;

VPA1 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento (DRP) e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como o mercado de energia faturada da CONCESSIONÁRIA nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA1 = Encargos + Transporte + Compra de energia

VPB0 - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

VPA0 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Fator numérico calculado conforme regulamento próprio, a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação (IVI) quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os usuários e consumidores os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

Pode-se rescrever a equação 5 para melhorar a compreensão das variáveis envolvidas e obter os dados mais facilmente nas Notas Técnicas que fundamentaram os reajustes e revisões tarifárias de 2016, resultando na equação 6.

$$IRT = \frac{\text{Encargos} + \text{Transporte} + \text{Compra energia} + \text{Parcela B}}{\text{Receita}} \quad (6)$$

Inicialmente, estimou-se o crescimento anual do mercado total da distribuidora por meio das projeções da EPE, expressas na Tabela 7, e obteve-se a estimativa para o mercado de cada empresa em 2024, tendo como referência o mercado de 2016 utilizado nos reajustes e revisões tarifárias.

Considerou-se que a participação percentual do mercado em baixa tensão (BT) no mercado total em 2016, ano base, se mantenha constante até 2024 e, dessa forma, estimou-se o mercado BT.

Da mesma forma, o percentual de perdas na rede básica e perdas na rede de distribuição (técnicas e não-técnicas) também se manteriam constantes no período de estudo.

De posse do mercado total e das perdas totais, estimou-se a energia requerida para 2024, tendo como referência os dados dos reajustes e revisões tarifárias de 2016, ou seja, sem considerar a inserção da geração distribuída.

Na sequência, estimaram-se os novos mercados totais, mercados BT, perdas totais e energias requeridas para cada distribuidora. Assim, foram calculadas as variações de receita para os mercados BT e também as variações na compra de energia para 2024.

Por fim, calculou-se o impacto tarifário acumulado para cada distribuidora para o ano de 2024 aplicando-se a equação 5, e comparando-se os resultados obtidos com os percentuais dos reajustes e revisões aprovados pela Agência em 2016.