



# **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**

## **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**

Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL  
Processo nº 48500.004924/2010-51

Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD  
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração – SCG  
Superintendente de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública – SMA

Brasília, 06/12/2018 – Versão nº 1 - Pré-Participação Pública

ASSINADO DIGITALMENTE POR CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 2 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## Sumário Executivo

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN n° 482 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída, e criar um ambiente em que esse tipo de geração de pequeno porte pudesse se viabilizar. Na referida Resolução, criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mecanismo que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. O modelo vigente desse mecanismo (mantido na sua forma original após a revisão da REN n° 482/2012 pela REN n° 687/2015) estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador acaba sendo valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Ocorre que, atualmente, existem diversas discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. De um lado, as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual Sistema de Compensação de Energia Elétrica não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria. De outro lado, instaladores e consumidores interessados em geração própria ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado. Diante da necessidade de definir uma forma de valoração da energia injetada na rede pelo micro ou minigerador que permita o crescimento sustentável da geração distribuída no país, esta AIR levanta alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mostrando os custos e benefícios de cada alternativa sob duas óticas: a do consumidor que deseja instalar a micro ou minigeração e a dos demais usuários da rede de distribuição.

A presente AIR faz parte do processo em curso de revisão da REN n° 482/2012, com previsão de publicação de um novo regulamento com vigência a partir de 2020. Além de informações coletadas ao longo da vigência da norma, as análises aqui apresentadas tomaram por base as contribuições recebidas na CP n° 10/2018, que colheu contribuições da sociedade acerca das premissas e valoração das grandezas a serem consideradas. As alternativas levantadas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valoração, conforme descrito na figura adiante:

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

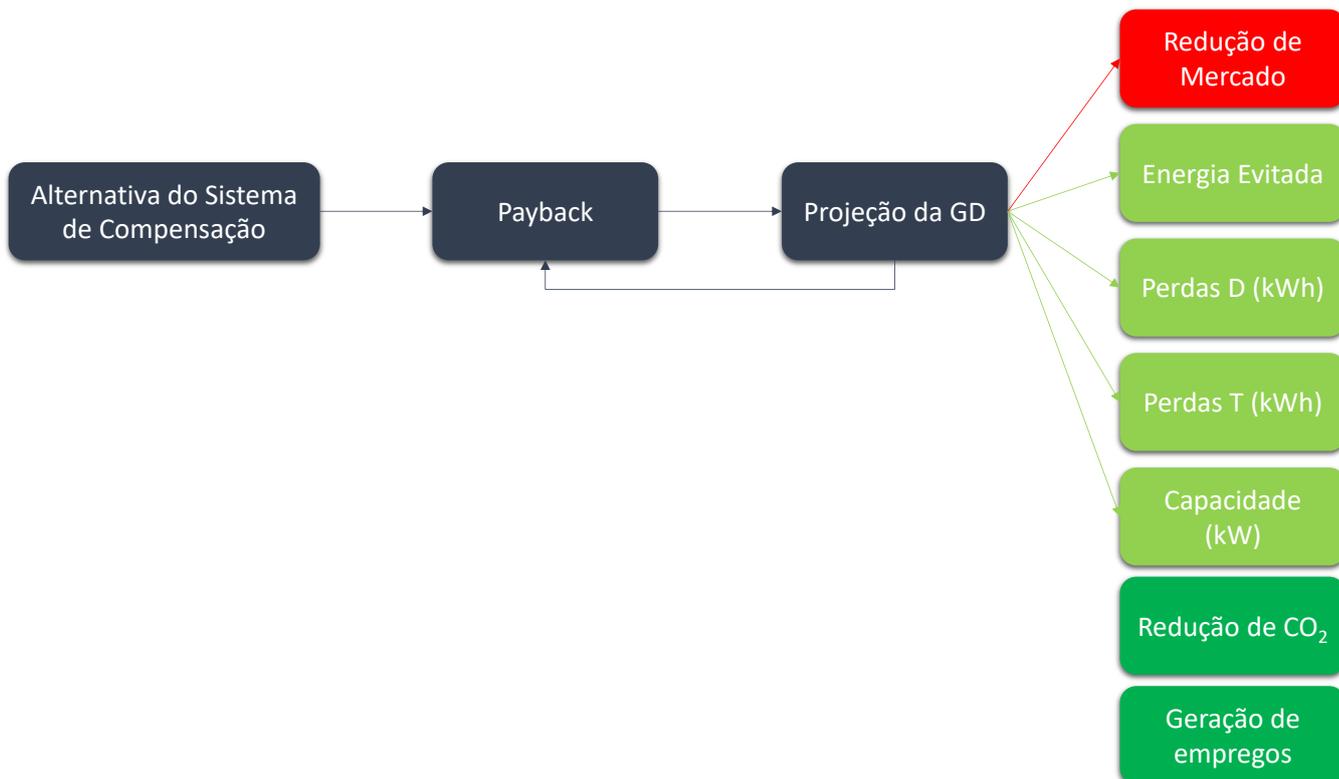


Fl. 3 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.



A alternativa 0 corresponde ao modelo vigente, em que a valoração da energia injetada se dá por todas as componentes da tarifa de fornecimento.

Para cada uma das alternativas, foram calculados os impactos da sua eventual adoção no desenvolvimento do mercado de geração distribuída e, a partir desse desenvolvimento projetado, foram estimados os custos e benefícios que a micro e minigeração aportariam. O procedimento, resumido na figura a seguir, foi aplicado para dois modelos diferentes de geração distribuída: um para a compensação local e outro para compensação remota.



\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 4 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Os resultados mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que optarem por não instalar geração própria. Contudo, os cálculos apontam que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de micro e minigeração distribuída (GD) local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (Alternativa 1). No cenário proposto nesta AIR, estima-se que seria atingida a marca de 17 GW de micro e minigeração local em 2035, implicando na redução de quase 60 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e na geração de cerca de 433 mil empregos.

Já no que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção das regras atualmente vigentes por um longo prazo pode levar a custos de mais de 68 bilhões de reais para os usuários. Esses custos seriam reduzidos em 98% com a adoção da Alternativa 3 a partir de 2020. Contudo, para evitar que houvesse uma interrupção no desenvolvimento do mercado, foi analisado um cenário de transição que permitiria a manutenção das regras atualmente vigentes por mais alguns anos, alterando a forma de compensação para a Alternativa 1 quando o mercado estivesse mais consolidado (na marca da 1,25 GW de potência no país) e, em um segundo momento (quando a GD remota representasse 2,13 GW), passaria a ser aplicada a Alternativa 3. Esse cenário, em que pese sua maior complexidade operacional, permitiria a evolução gradual do mercado de geração distribuída, com impactos reduzidos para os demais consumidores. Nesse caso, estima-se que, no final do período de análise, haveria uma potência total de mais de 4,5 GW somente em sistemas de compensação remota.

Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse (chegando a 1,25 GW de sistemas remotos e a 3,365 GW de sistemas de compensação local antes de qualquer mudança das regras atualmente vigentes), alcançando quase 22 GW em 2035, o que representa mais que a potência instalada das usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional, Santo Antônio e Jirau juntas. Isso equivale a mais de 13% da capacidade de geração total instalada no país atualmente, com redução de emissão de CO<sub>2</sub> da ordem de 74 milhões de toneladas e com uma geração estimada de quase 550 mil empregos no período analisado.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 5 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## Conteúdo

1	Problema regulatório .....	6
2	Atores ou grupos afetados .....	7
3	Base legal.....	7
4	Necessidade de intervenção .....	7
5	Objetivos .....	9
6	Experiência internacional .....	10
7	Participação pública .....	12
8	Alternativas, Resultados e Impactos .....	14
8.1	Visão geral do procedimento.....	14
8.2	Descrição das Alternativas.....	15
8.3	Impactos das Alternativas .....	16
8.3.1	Impactos sob a perspectiva do consumidor que instala micro ou minigeração .....	19
8.3.2	Impactos sob a perspectiva dos demais consumidores e distribuidora .....	21
8.3.3	Impactos das externalidades.....	26
8.4	Premissas e variáveis adotadas.....	28
8.5	Resultados e Discussões.....	33
8.5.1	GD Local .....	33
8.5.2	GD Remota .....	39
8.5.3	Escolha do ano.....	44
8.5.4	Gatilho.....	44
8.6	Resumo da alternativa escolhida .....	46
8.7	Mapeamento de riscos e formas de mitigação .....	49
8.8	Demais aspectos.....	49
8.8.1	Custos associados à conexão de minigeração distribuída para compensação remota.....	49
8.8.2	Cogeração qualificada.....	52
8.8.3	Comercialização do excedente de geração da micro e minigeração .....	54
8.8.4	Respeito aos limites da norma (tentativas de divisão) e simplificação nos termos .....	55
8.8.5	Alocação de créditos em diferentes áreas de concessão .....	55
9	Acompanhamento e fiscalização .....	56
9.1	Acompanhamento da potência instalada para ativação do gatilho.....	57
9.2	Acompanhamento das Reclamações e Fiscalização .....	57
9.3	Impacto Tarifário da Geração Distribuída.....	58
10	Alterações em regulamentos.....	58
11	Vigência.....	59

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 6 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 1 Problema regulatório

1. Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, e seu objetivo foi reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída e incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro, principalmente da geração fotovoltaica, que é o tipo de fonte mais utilizada nesse tipo de mercado.

2. Na referida Resolução, também foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. Nos casos em que a energia injetada, ao final do ciclo de faturamento, é superior à energia consumida, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo dos meses subsequentes.

3. A proposta do Sistema de Compensação de Energia Elétrica seguiu a linha da simplicidade e da adequação à realidade brasileira, em que o consumidor cativo não pode comercializar energia e os custos para instalação da micro e minigeração distribuída eram elevados. O modelo implementado estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo gerador é valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

4. Em 2015, por meio da REN nº 687, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação dos modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Nas discussões que precederam a edição da REN 687/2015, foram analisadas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, mas foi mantido o modelo originalmente estabelecido para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

5. Ocorre que, atualmente, existem diversas discussões sobre a valoração da energia injetada na rede, que pode não refletir o real impacto da geração distribuída para a sociedade. De um lado, as distribuidoras alegam que o atual Sistema de Compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição. De outro lado, instaladores e consumidores interessados no mercado ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado.

6. Tais discussões surgem porque não há uma quantificação dos custos e benefícios da geração distribuída de pequeno porte no Brasil, o que gera questionamentos sobre um possível desalinhamento da forma de compensação vigente em relação à atual realidade da micro e minigeração distribuída. O possível desalinhamento, fruto de um inadequado modelo de Sistema de Compensação, poderia estar causando, de forma imprópria, a transferência de custos ou benefícios aos consumidores que não possuem geração distribuída e que dependem exclusivamente da energia fornecida pela distribuidora.

7. Desse modo, o problema identificado nesta AIR é a valoração da energia injetada na rede, ou seja, o atual modelo do Sistema de Compensação, que pode não refletir o real impacto da geração distribuída para a sociedade.



Fl. 7 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

8. Em linha com o problema identificado, em 2015, quando da nova revisão da Resolução, a Diretoria estabeleceu uma revisão do regulamento, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019 (conforme voto que consta no processo de revisão<sup>1</sup>).

## 2 Atores ou grupos afetados

9. As mudanças propostas nesta AIR afetam os seguintes grupos/atores: distribuidoras, consumidores, empresas de projeto e de instalação de micro e minigeração, fabricantes de componentes de sistemas de geração de energia elétrica.

## 3 Base legal

10. A análise aqui apresentada tem fundamento nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

Dispositivos legais:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;

Dispositivos regulatórios:

- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

## 4 Necessidade de intervenção

11. No estudo denominado *Utility of the Future*, o *Massachusetts Institute of Technology – MIT* alerta que a aplicação de um sistema de compensação (*net metering*) associado a tarifas puramente volumétricas implicaria em um “*subsídio cruzado dos usuários com GD pelos consumidores sem GD*”<sup>2</sup>. Para solução desse problema, os pesquisadores propõem a adoção de um sistema de compensação em curtos intervalos de tempo (base horária ou inferior)<sup>3</sup>. Tendo em vista que atualmente no Brasil ainda não existem sinais tarifários horários com essa granularidade, esse tipo de abordagem somente seria viável após uma maior evolução nos mercados de energia do país, bem como do mercado de medidores – que teriam que ser capazes de abarcar essas estruturas tarifárias mais complexas.

<sup>1</sup> Conforme item 33 do documento disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf) (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

<sup>2</sup> “*cross-subsidization of DG network users by customers without DG*” (MIT, *Utility of the Future*, p. 85, tradução livre).

<sup>3</sup> “*Netting the internal generation and demand of all the devices behind the connection point to the network during a short time interval (one hour or less) is what we propose. However, the actual implementation of NEM — over long periods of time and accompanied by volumetric tariffs that include network and policy costs — introduces serious distortions in the tariff system*” (MIT, *Utility of the Future*, p. 85).

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 8 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

12. Para a *Edison Foundation*<sup>4</sup>, esse subsídio dado ao consumidor por meio do *net metering* possui ainda problemas de alocação: o benefício seria direcionado para consumidores de maior poder aquisitivo (e pago pelos de menor renda) e, além disso, nos casos de locação dos painéis, “a maior parte do subsídio é transferida para a empresa locadora”<sup>5</sup>.

13. Apesar disso, diversos trabalhos têm sido publicados indicando que os impactos da GD podem ser bem mais amplos e não se deve resumir a discussão apenas a um efeito tarifário específico. Pesquisadores do *Dartmouth College* publicaram, em 2017, um artigo<sup>6</sup> avaliando a chamada “espiral da morte” e concluindo que “estruturas de preços que recompensam a geração distribuída (como *net metering*) também reduzem a deserção da rede e o risco de uma espiral de morte”<sup>7</sup>. Estudos do *Lawrence Berkeley National Laboratory*<sup>8</sup> também argumentam a existência de retroalimentações distintas em modelos de compensação de energia que podem diminuir ou mesmo anular os efeitos de uma eventual “espiral da morte”. Na mesma linha, pesquisadores da *KAPSARC* e da *University of Pennsylvania*<sup>9</sup> argumentam que as preocupações com essa “espiral” seriam “infundadas” e que as taxas de adoção de geração própria pelos consumidores permitiriam que as políticas de incentivo sejam ajustadas tempestivamente.

14. Sobre esse assunto, cabe ressaltar que o modelo tarifário existente atualmente no país também leva a um problema semelhante no caso de eficiência energética: a realização de ações de eficiência por alguns consumidores pode impactar negativamente nas tarifas dos demais. Esse efeito, se avaliado isoladamente, poderia implicar na conclusão equivocada de que ações de racionalização de consumo não deveriam ser incentivadas pelo Regulador. No entanto, as avaliações desse tipo de ação devem levar em consideração um escopo mais amplo de impactos positivos e negativos, de maneira a se ponderar adequadamente sua pertinência.

15. Na época da publicação da REN nº 687/2015, foi discutida a forma de compensação da energia excedente, ou seja, se a energia gerada na unidade consumidora remota compensaria todas as componentes da tarifa (Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD), ou se seriam adotadas formas alternativas de compensação (sobre apenas a TE, por exemplo). No entanto, optou-se por manter o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica na forma originalmente concebida.

16. Ciente de que a expansão das modalidades trazida pela REN nº 687/2015 poderia gerar impactos mais relevantes sobre a remuneração do serviço de distribuição e impactar os demais consumidores, o diretor-relator

<sup>4</sup> Net Energy Metering: Subsidy issues and Regulatory solutions. Institute for Electric Innovation. The Edison Institute. September 2014.

<sup>5</sup> Tradução livre de parte da frase original: “Under NEM practices in California today, when a residential customer leases rooftop solar PV (which accounted for about 75 percent of all new residential rooftop solar PV in 2013), most of the NEM subsidy is transferred to the leasing company. This is one of the unintended consequences”.

<sup>6</sup> Nicholas D.Laws, Brenden P.Epps, Steven O.Peterson, Mark, S.Laser, G Kamau Wanjiru. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*. Volume 185, Part 1, January 2017.

<sup>7</sup> Tradução livre do original em inglês: “pricing structures that reward distributed generation (such as net metering) also reduce grid defection and the risk of a death spiral”.

<sup>8</sup> Naïm R.Darghouth, Ryan H.Wiser, Galen Barbose, Andrew D.Mills. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. *Applied Energy*. Volume 162, January 2016.

<sup>9</sup> MohammedMuaafa, Iqba IAdjali, Patrick Beana Rolando Fuentes, Steven O.Kimbrough, Frederic H.Murphy Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. *Energy Research & Social Science*. Volume 34, December 2017.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 9 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

do processo que culminou na publicação da norma, baseado nas projeções para a micro e minigeração distribuída, concluiu em seu voto<sup>10</sup> que “o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019.” E ainda propôs “uma nova revisão da norma, **com foco no aspecto econômico**, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019” (grifo nosso).

17. Em termos de potência instalada, a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos projetados pela ANEEL em suas projeções mais otimistas. Verifica-se, da Figura 1, que os 500 MW de potência instalada esperados para o final de 2019 foram atingidos mais de um ano antes da data esperada.

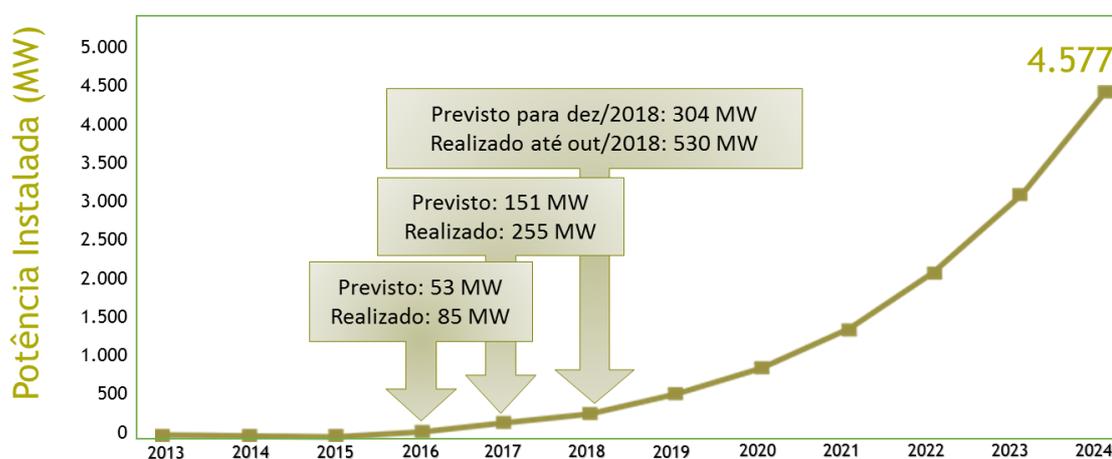


Figura 1 – Evolução da potência instalada – micro e minigeração.

18. Uma vez que a marco de potência (500 MW) foi atingido de forma antecipada, torna-se evidente a necessidade de avaliar quais modificações seriam necessárias na norma de modo a permitir que a GD se desenvolva de maneira sustentável, com equilíbrio entre os agentes setoriais envolvidos.

## 5 Objetivos

19. A REN n° 482/2012 tem o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão de centrais de geração com fontes renováveis de pequeno porte. Além da adaptação das regras de conexão ao porte desses acessantes, a norma buscou viabilizá-las economicamente. Isso foi feito, principalmente, para se colher os benefícios que essa fonte propicia ao setor elétrico e à sociedade em geral. Todavia, deve-se buscar o crescimento da micro e minigeração de forma equilibrada, cuidando para que a redução de barreiras não se converta em algo danoso.

20. Nessa linha, a revisão da REN n° 482/2012 visa criar um ambiente em que a micro e minigeração possam se desenvolver de forma sustentável, reduzindo eventuais transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição. Ou seja, é preciso minimizar impactos tarifários advindos da geração distribuída e, ao mesmo tempo, manter reduzidas as barreiras para a implantação desse tipo de empreendimento, premissa original da REN n° 482/2012.

<sup>10</sup> Documento disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf) (Documento SIC n° 48575.003951/2015-00).



Fl. 10 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 6 Experiência internacional

21. A seguir encontra-se um resumo da experiência com GD em alguns estados norte-americanos. Nota-se uma tendência de substituição dos sistemas *net metering* que valorem a energia a preço de varejo por sistemas que considerem apenas algumas componentes da tarifa para a valoração.

Tabela 1 - Experiência em alguns estados norte-americanos<sup>11</sup>

Estado	Califórnia	Havaí	Nevada	Nova York
<b>Limite dos sistemas atendidos</b>	5 MW	100 kW	1 MW (não pode ser maior que a demanda do usuário)	25 kW residencial 100 kW para fazendas 2 MW não-residencial
<b>Valoração da energia antes da mudança</b>	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo
<b>Condição para a mudança</b>	Mudança por distribuidora ao se atingir um gatilho em termos de potência instalada: PG&E 2.409 MW SCE 2.240 MW SDG&E 607 MW	Outubro/2015; 15% do limite de capacidade instalada para cada circuito de distribuição.	235 MW	-
<b>Data da mudança</b>	SDG&E e PG&E mudaram em 2016 SCE mudou em julho de 2017	12 de outubro de 2015	2015 e 2017	9 de março de 2017 (com período de transição)
<b>Nova compensação</b>	Energia valorada no preço do mercado varejista, mas os usuários devem pagar uma taxa única de interconexão e todas as tarifas não passíveis pela energia consumida da rede (~US\$0.02-0.03/kWh)	Modelos mais parecidos com Feed-in Tariffs, denominados “Customer Grid Supply Plus”, “Smart Export”, “Customer Self-Supply” e “Customer Grid-Supply”. <sup>12</sup>	Em 2015 os créditos deixaram de ser calculados pela tarifa volumétrica, passando a serem calculados com base em uma tarifa para créditos de energia gerada em excesso. Além disso, aumentou-se a tarifa de serviços em excessos e se diminuiu a tarifa volumétrica para esses consumidores. A mudança de 2017 reestabeleceu o modelo de <i>net metering</i> , criando novas regras, nas quais os primeiros 80 MW de sistemas que entrem no <i>net metering</i> tem a	Modelo estilo Feed-in Tariff, com definição de um preço pela energia injetada “Value of Distributed Energy Resource (VDER)”

<sup>11</sup> [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro\\_experiencias\\_internacionais\\_em\\_gd.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf) e <http://programs.dsireusa.org/system/program>.

<sup>12</sup> <https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-renewable-programs> e <http://energy.hawaii.gov/>

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 11 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

			energia creditada a 95% da taxa de varejo e a cada 80MW adicionais, diminui em 7% até o piso de 75% da tarifa de varejo.	
--	--	--	--	--

22. Em relação à experiência internacional com a geração remota, não se encontraram casos em que ela seja tão expressiva quanto no Brasil. Na Figura 2, apresenta-se a proporção da geração remota em relação à GD total no Brasil e nos estados americanos que apresentam maior quantidade proporcional de *net metering* virtual (Massachusetts, Connecticut, Nova York e Pensilvânia)<sup>13</sup>. Observaram-se, nesses estados, restrições à compensação remota muito mais rigorosas do que aquelas observadas na regulamentação brasileira.

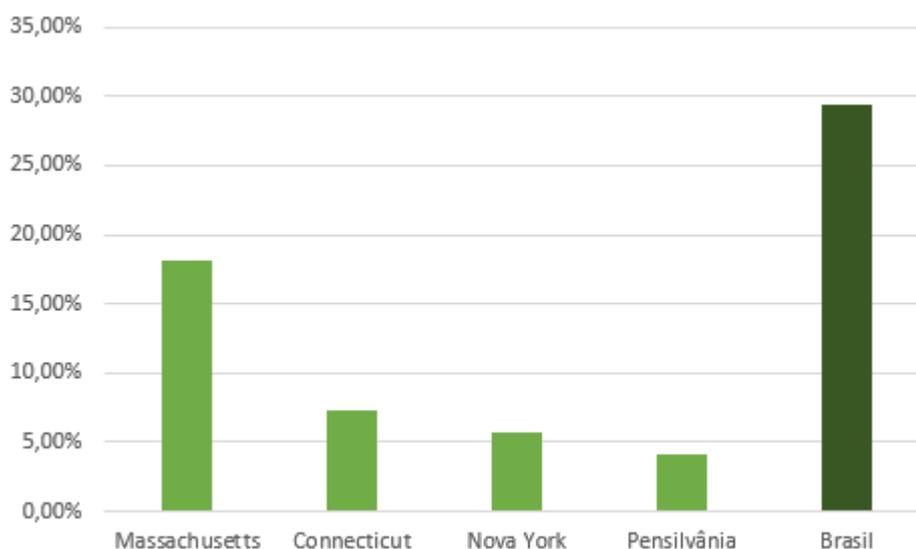


Figura 2 – Participação da GD remota (*virtual net metering*) em relação à potência total instalada de GD. Fonte: ANEEL e EIA<sup>14</sup>.

23. No Estado de Massachusetts, a regra de compensação se aplica até o limite de 2MW para grupos de no mínimo 10 consumidores numa mesma vizinhança e servidos pela mesma distribuidora. Pode-se incluir consumidores, inclusive residenciais, desde que alguns requisitos básicos sejam atendidos.

24. Em Connecticut, o limite dos sistemas é de 3MW e a compensação remota se aplica somente para consumidores que sejam ligados ao governo estadual ou municipal e a consumidores rurais.

25. Já em Nova York, há duas diferentes regras para a geração distribuída remota. A primeira é válida para consumidores rurais e não residenciais, sendo o consumidor responsável pelos custos de conexão. Para a segunda, são elegíveis agrupamentos de pelo menos 10 residências, com no máximo uma unidade consumidora com demanda maior que 25kW, sendo que tal unidade pode representar no máximo 40% da demanda do agrupamento. Para ambas regras os sistemas não devem superar 2MW.

<sup>13</sup> Cabe destacar que o estado de Oklahoma tem uma proporção de remota muito maior que os demais estados. Contudo, a potência instalada de GD é muito pequena (tanto local quanto remota). Por isso, os dados de GD relativos a esse Estado não foram incluídos na Figura.

<sup>14</sup> [http://www2.aneel.gov.br/sca/ad/GD\\_Modalidade.asp](http://www2.aneel.gov.br/sca/ad/GD_Modalidade.asp) e <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861m/>

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 12 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

26. Por fim, observa-se que, na Pensilvânia, a compensação remota é restrita a unidades consumidoras num raio de duas milhas (aproximadamente 3,6 km) do local onde se encontra a GD, na mesma distribuidora. Os sistemas são de no máximo 3MW e o consumidor deve pagar os custos dos equipamentos necessários.

## 7 Participação pública

27. Dada a abrangência das regras da REN nº 482/2012 e o impacto elevado de qualquer alteração no modelo do Sistema de Compensação nos agentes envolvidos (distribuidoras, empresas integradoras, consumidores, fabricantes de equipamentos, pesquisadores, etc.), o processo de revisão da norma previu quatro momentos distintos de participação pública ampla: uma Consulta Pública, um Seminário e duas Audiências Públicas. A Tabela 2 resume as atividades e indica o cronograma de realização.

Tabela 2 – Resumo das atividades desenvolvidas no âmbito da revisão da REN nº 482/2012<sup>15</sup>

Atividade	Previsão
Consulta Pública nº 10/2018 (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR	2º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	1º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	2º semestre de 2019

28. A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico.

29. Dentre os participantes, constata-se uma efetiva atuação das associações do setor, além de empresas de integração de GD, universidades, grupos de pesquisa, conselhos de consumidores, fabricantes de equipamentos e distribuidoras de energia elétrica.

30. Cumpre destacar que alguns participantes – em especial a UFSC, o Gesel e a Absolar – ofereceram uma série de referências bibliográficas, contendo estudos elaborados por organismos internacionais sobre os impactos da GD, de maneira a subsidiar o regulador. Esse tipo de contribuição foi bastante aproveitada por permitir a comparação com métodos abordados por outras entidades de pesquisa e por outros reguladores.

31. Destaca-se que as associações do setor de geração distribuída (ABGD e Absolar, em particular) defenderam que as mudanças nas regras devem ser aplicadas somente aos consumidores que instalarem micro ou minigeração depois de aprovadas as mudanças, em consonância com as diversas manifestações<sup>16</sup> que a ANEEL já emitiu nesse sentido. Essas considerações foram incorporadas aos estudos, de maneira a se considerar o impacto da manutenção dessas regras no longo prazo.

<sup>15</sup> Mesmo com a inserção de uma Audiência Pública específica para a discussão do Relatório de AIR, ficam atendidos os produtos e o cronograma da Atividade 50 da Agenda Regulatória 2018-2019.

<sup>16</sup> Votos de aprovação das Resoluções Normativas nº 482/2012 e 687/2015.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 13 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

32. Algumas distribuidoras, como as do Grupo Equatorial e Neoenergia, argumentaram pela necessidade de inserção de uma tarifa binômia. Essa discussão está ocorrendo no âmbito de outro processo (Atividade 71 da Agenda Regulatória ANEEL 2018-2019)<sup>17</sup> e, adicionalmente, o método proposto na CP 010/2018 foi alterado para permitir a avaliação dos impactos de uma eventual tarifa binômia na evolução da GD.

33. Ainda no que tange às contribuições das distribuidoras, merecem destaque os estudos apresentados pelo Grupo CPFL e pela Cemig. A CPFL enviou estudos dos impactos técnicos da GD na rede, mostrando resultados de projetos de P&D muito bem executados. Já a distribuidora mineira, por sua vez, fez uma avaliação ampla dos custos de conexão de micro e minigeradores.

34. Foram recebidas ainda algumas importantes avaliações e sugestões de melhorias, levantados por empresas como a Raízen, alguns Conselhos de Consumidores e consultores. Muitos desses aspectos foram considerados nesta AIR (como, por exemplo, a contratação de demanda por sistemas de minigeração remota) e outros, por se tratarem de aspectos mais textuais (tais como, contabilização de excedentes e uso de créditos em outras unidades) serão abordados na segunda fase da Audiência Pública, que será aberta em 2019. Dentre as contribuições das empresas, a Órigo realizou análise sobre o cenário atual, fornecendo subsídios para o modelo de projeção da GD, a Alsol abordou questões relacionadas ao sinal locacional e horário de maneira a extrair mais benefícios da micro e minigeração e as empresas da área de gás (Abiogás, Abegás, CIBiogás, Bahiagás, Gasmig, Brasil GTW etc.) propuseram transições suaves e mostraram argumentos para manutenção da cogeração qualificada no Sistema de Compensação.

35. A lista consolidada com todas as 1.511 contribuições dos 136 agentes é apresentada no Anexo 1.

36. Além da CP nº 010/2018, a ANEEL promoveu um Seminário Internacional sobre micro e minigeração distribuída, com o objetivo de ampliar a participação pública no processo decisório. Esse evento, ocorrido nos dias 20 e 21 de junho de 2018, contou com a presença de quase 500 participantes de diferentes segmentos: indústria da geração distribuída, distribuidoras de energia elétrica, associações do setor, academia, etc. As discussões foram transmitidas em tempo real pela internet, permitindo o acompanhamento das apresentações e dos debates por centenas de outros interessados<sup>18</sup>.

37. O objetivo do evento foi debater formas de adequação da Regulamentação vigente e identificar eventuais barreiras à geração de pequeno porte conectada na distribuição, com foco na sustentabilidade do modelo de desenvolvimento da micro e minigeração distribuída. Além das experiências internacionais – relatadas por palestrantes da Alemanha, da Colômbia e dos Estados Unidos –, o Seminário contou com quatro mesas de discussão, nas quais foram debatidos temas relacionados ao modelo de compensação de energia elétrica por micro e minigeradores, aos impactos e barreiras da geração distribuída, às pesquisas realizadas por instituições nacionais sobre o assunto e aos modelos de negócios criados pela regulamentação vigente.

38. Muitas das informações trazidas à discussão no evento estão refletidas na presente AIR, desde premissas gerais (como, por exemplo, a necessidade de avaliação do estágio atual de desenvolvimento da GD e do efeito que qualquer alteração nas regras pode trazer para a consolidação do mercado) até variáveis específicas (destacando-se as considerações apresentadas pelo projeto de P&D da CPFL desenvolvido pela Unicamp).

<sup>17</sup> Atividade nº 71: Realizar estudo e propor regulamentação de Tarifa Binômia - Processo nº 48500.000858/2018.

<sup>18</sup> Vídeos atualmente disponíveis em <https://www.youtube.com/user/aneelcomunicacao/videos>.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 14 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

39. Na Audiência Pública, os cálculos dos impactos da GD para cada uma das Alternativas analisadas pela Agência serão exibidos, juntamente com proposições das decisões que a ANEEL entende, com base na AIR, serem as mais apropriadas. Após realizada essa etapa, todas as contribuições recebidas serão analisadas com o objetivo de aprimorar a Análise de Impacto. Uma vez aperfeiçoada a AIR, será instaurada a segunda fase da Audiência para discutir o texto normativo que irá materializar as alterações sugeridas (prevista para o final do primeiro semestre de 2019). Nessa segunda e última fase da Audiência (AP de texto) se discutirá se as minutas de regulamento efetivamente refletem aquilo que foi apontado na AIR, tendo sido o mérito da proposta discutido e definido nesta primeira fase da Audiência.

## 8 Alternativas, Resultados e Impactos

### 8.1 Visão geral do procedimento

40. O processo de revisão da REN n° 482/2012 e a implementação de um novo modelo para o sistema de compensação de energia podem ser estruturados na forma de um modelo lógico<sup>19</sup>, que apresenta as relações de causa e efeito de todas as etapas do processo, conforme ilustrado na Figura 3. O modelo lógico apresenta o passo a passo de um processo de intervenção (uma política pública, ou como no presente caso, a alteração de um regulamento), demonstrando como os **recursos** (humanos, financeiros) e as **atividades** desenvolvidas, utilizando-se desses recursos, geram **produtos** (novas regras), **resultados**, e os respectivos **impactos**.

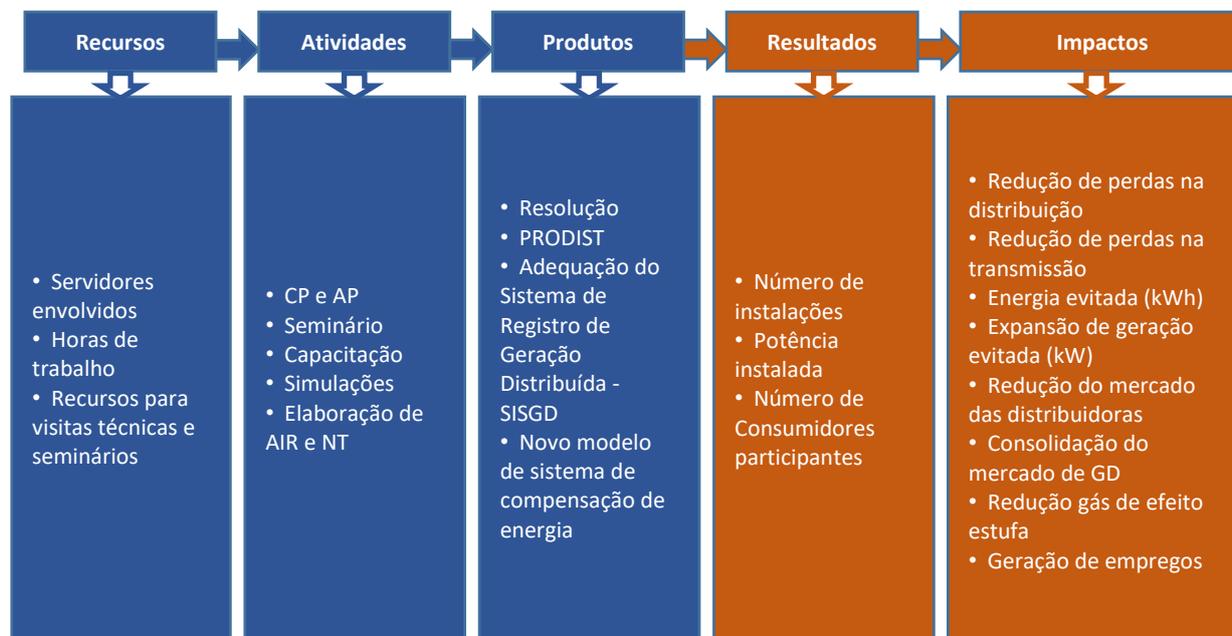


Figura 3 – Diagrama lógico da revisão da REN n° 482/2010.

<sup>19</sup> Avaliação de Políticas Públicas: Guia Prático de Análise *Ex Ante*, Volume 1, 2018.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 15 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

41. Nesta AIR busca-se avaliar os impactos de mais longo prazo a depender do número e da potência instalada de micro e minigeração ao longo do tempo, que por sua vez dependerão da alternativa escolhida para o sistema de compensação de energia. Resta claro, portanto, que há uma relação lógico-causal entre cada uma das etapas do processo de revisão da REN n° 482/2012, que tem como resultados finais os impactos (positivos e negativos) causados às distribuidoras de energia, aos usuários do sistema elétrico e à sociedade em geral.

42. Nesse processo, optou-se por avaliar os impactos da alteração da norma sob duas óticas distintas: sob o ponto de vista do consumidor que decide gerar sua própria energia e sob a perspectiva dos demais usuários da rede de distribuição.

## 8.2 Descrição das Alternativas

43. Com base nas características da composição das tarifas, foram propostas as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da **forma de compensação de energia**:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

44. A Figura 4 exhibe, de forma gráfica, as componentes que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as diferentes alternativas propostas.



Fl. 16 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.



Figura 4 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa<sup>20</sup>.

45. Houve sugestões de alterações dessas alternativas na CP nº 010/2018. Muitos agentes ligados ao mercado de micro e minigeração sugeriram que alternativas que “penalizariam” demasiadamente a GD (por causar uma mudança muito radical no modelo econômico atualmente vigente) deveriam ser descartadas, tais como as opções 4 e 5. Houve também solicitação de que fosse acrescida uma alternativa entre o cenário atual e a alternativa 1, de modo a propiciar uma transição gradativa do sistema de compensação para algo que permitisse uma melhor remuneração da rede utilizada pelos consumidores com geração própria. Por outro lado, algumas distribuidoras argumentaram que a alternativa 0 (manutenção do cenário atual) não deveria nem ser considerada, dada a magnitude de seus possíveis impactos negativos aos demais consumidores. Todavia, o objetivo da AIR é justamente aferir esses impactos de maneira a permitir a escolha de alguma alternativa que permita que o mercado de GD se desenvolva de maneira sustentável, sem prejuízo aos demais consumidores. Portanto, todas as alternativas propostas na Consulta foram mantidas.

46. Alguns agentes ressaltaram que a ANEEL já havia aberto uma Consulta Pública (CP nº 002/2018) para discutir a aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores e que, por se tratar de alteração no modelo tarifário, essa discussão poderia ter impactos significativos na alteração das regras da REN nº 482/2012. Em razão dessas contribuições apresentadas na CP nº 010/2018, a AIR foi então alterada de maneira a considerar a influência de uma eventual tarifa binômia em cada uma das seis alternativas propostas na CP nº 010/2018.

47. Tendo em vista que essa eventual tarifa binômia ainda está em processo de discussão e que, se aplicada, a forma de divisão dos custos fixos e variáveis ainda precisará ser definida, optou-se, nesta Análise, por considerar um caso base dentre aqueles discutidos na Audiência Pública a ser instaurada no âmbito da Atividade 71 da Agenda Regulatória ANEEL 2018-2019<sup>21</sup>. Caso venha a ser aprovada a tarifa binômia para consumidores conectados em baixa tensão, sua real aplicação certamente se iniciaria a partir de 2020, conforme calendários de revisão tarifária das distribuidoras. Além disso, a proposta atualmente discutida poderia ser aplicada em patamares crescentes anualmente em cada área de concessão. De modo a considerar esses cronogramas, na análise aqui apresentada assume-se que a tarifa binômia seria aplicada a partir de 2025 em todos os cenários.

### 8.3 Impactos das Alternativas

<sup>20</sup> As componentes TE – Perdas e TE – Transporte estão agrupadas juntamente com a TE – Encargos.

<sup>21</sup> Atividade nº 71: Realizar estudo e propor regulamentação de Tarifa Binômia - Processo nº 48500.000858/2018.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 17 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

48. Pesquisadores do *Harvard Electricity Policy Group*<sup>22</sup> apresentaram, em 2014, uma discussão qualitativa sobre potenciais impactos positivos e negativos da GD solar fotovoltaica, concluindo que:

*“From an economic point of view solar DG has energy value, the potential for reducing some transmission costs, and perhaps under the right circumstances, some capacity value, and ought to be compensated accordingly. With regard to externalities, it is not entirely clear, when viewed in the entire scope of its impact, that solar DG, has positive environmental value, but it is absolutely clear that when net metering is deployed, it is simply not a cost effective means for reducing carbon emissions.”*

49. Por outro lado, diversas instituições de pesquisa de ponta têm realizado estudos aprofundados com o objetivo de tentar estimar mais adequadamente os custos e benefícios que a GD aporta. Em especial, destaca-se o trabalho que vem sendo desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory – NREL*, instituto ligado ao Departamento de Energia dos EUA. Dentre uma série de trabalhos do Laboratório, destaca-se estudo destinado a apresentar métodos para análise de custos e benefícios para a geração distribuída solar fotovoltaica conectada no sistema elétrico americano<sup>23</sup>. Os impactos da GD são divididos em sete categorias: energia evitada, impactos ambientais, perdas na distribuição e na transmissão, capacidade de geração, capacidade de distribuição e de transmissão, serviços ancilares e outros fatores<sup>24</sup>.

50. O *Rocky Mountain Institute* também publicou trabalho<sup>25</sup> em que revisa 15 estudos de custos e benefícios da GD solar realizados por distribuidoras, laboratórios e outras organizações. Complementarmente, o *Interstate Renewable Energy Council* desenvolveu um guia para ajudar os Reguladores a calcular custos e benefícios da GD Solar Fotovoltaica. Essa publicação avalia as lições aprendidas por 16 estudos e conclui que os benefícios sociais desse tipo de geração “tais como geração de empregos, benefícios à saúde e benefícios ambientais, devem ser incluídos das avaliações”<sup>26</sup>.

51. Seguindo essas e outras referências acerca da estimação dos impactos da GD para escolha das alternativas regulatórias mais apropriadas, esta AIR apresenta um método de avaliação que segue o modelo lógico exibido na seção 8.1, com um procedimento que pode ser descrito da seguinte forma:

Para cada alternativa (definidas conforme Figura 4):

- i. Cálculo do **payback** da GD conforme alternativa escolhida e conforme o ano de instalação (considerando-se que, à medida que o tempo passa e o mercado se consolida, os custos de instalação da GD diminuem)

<sup>22</sup> Ashley Brown; Jillian Bunyan. *Valuation of Distributed Solar: A Qualitative View*. The Electricity Journal. December 2014, Vol. 27, Issue 10.

<sup>23</sup> *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, Lori Bird and Jarett Zuboy, 2014.

<sup>24</sup> “Outros fatores” incluem benefícios da GD em virtude da diversificação do mix, da possível redução de preços de atacado de energia, etc.

<sup>25</sup> *A Review of Solar PV Benefit and Cost Studies*. Rocky Mountain Institute. 2013. Lena Hansen and Virginia Lacy.

<sup>26</sup> Tradução livre de parte da frase original: “*The societal benefits of DSG [Distributed Solar Generation] policies, such as job growth, health benefits and environmental benefits, should be included in valuations, as these were typically among the reasons for policy enactment in the first place*”.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 18 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

- ii. Estimativa da **projeção** da quantidade de GD (conforme modelo de Bass, utilizando-se o *payback* calculado na etapa anterior, que depende do ano de instalação)
- iii. Determinação dos **impactos** da GD (de acordo com a quantidade e potência instalada de GD prevista na etapa anterior)

52. A Figura 5 ilustra esquematicamente esse procedimento:

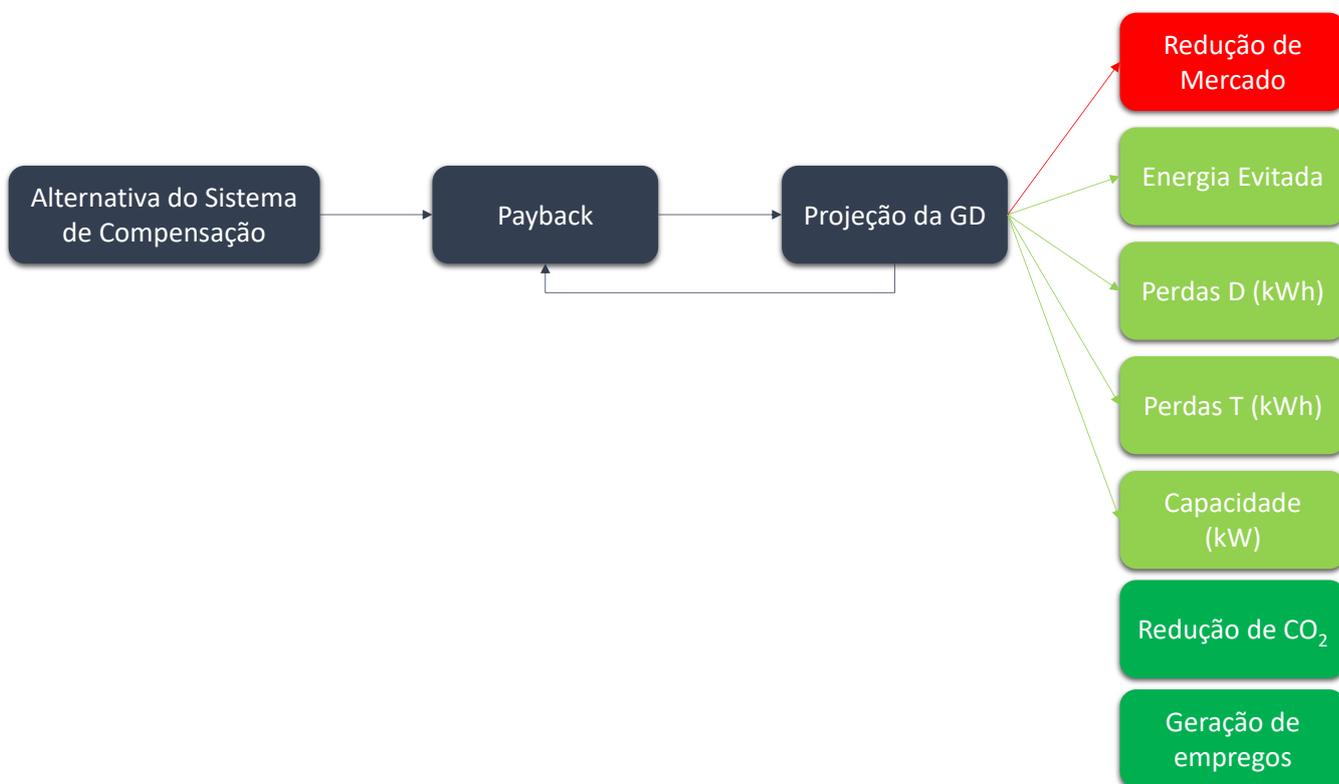


Figura 5 – Esquema do método de estimativa dos impactos da micro e minigeração distribuída.

53. Para cálculo do *payback* do consumidor com GD, são estimados os custos e os benefícios sob a ótica desse consumidor, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD

Benefícios	Pagamento evitado à distribuidora (valorado conforme alternativa)
	Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
Custos	Custo de implantação do sistema
	Custo de troca do inversor (no ano 13)
	Custos de manutenção (incluídos no percentual de redução da energia gerada anualmente)
	Pagamento do custo de disponibilidade
	Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 19 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

54. De posse do *payback* (que depende de qual Alternativa – entre a 0 e a 5 – que será adotada), é possível estimar quantos consumidores provavelmente instalarão geração própria. Essa estimativa é realizada seguindo-se o modelo de Bass<sup>27</sup>, utilizando-se as mesmas regras adotadas nas projeções realizadas pela Agência em 2015 e em 2017<sup>28</sup>, mas ajustando-se anualmente o *payback* de maneira a refletir o retorno do investimento que varia conforme a Alternativa adotada e conforme o desenvolvimento do mercado (com redução no custo de implantação).

55. Uma vez estimada a quantidade de GD que será instalada em cada ano, é possível estimar os impactos positivos e negativos dessa geração sob a perspectiva dos demais consumidores, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores

Benefícios	Energia evitada
	Redução de perdas na distribuição
	Redução perdas na transmissão
	Redução da capacidade máxima do sistema
	Pagamento de custo de disponibilidade
	Contratação de demanda em sistemas para compensação remota
Custos	Redução do mercado das distribuidoras

56. Além desses impactos, intrinsecamente ligados ao setor elétrico, foram apresentados, pelos agentes na Consulta Pública n° 010/2018, alguns efeitos da GD em outras áreas, tais como: redução de gases de efeito estufa, redução de poluição do ar e de uso do solo, geração de empregos, pulverização de investimentos, diversificação da matriz energética, etc. Tendo em vista que as contribuições não apresentaram modelos de monetização objetivos desses fatores, optou-se por realizar avaliações mais qualitativas dessas externalidades, quantificando-se (em grandezas não monetárias) a redução da emissão de CO<sub>2</sub> e a geração de empregos. Essas externalidades são abordadas como sendo uma análise sob a perspectiva social.

57. A seção seguinte apresenta uma discussão acerca dos métodos de quantificação e dos valores adotados no cálculo de cada um desses impactos: sob a perspectiva do consumidor com GD, dos demais consumidores e distribuidora e as externalidades.

### 8.3.1 Impactos sob a perspectiva do consumidor que instala micro ou minigeração

#### 8.3.1.1 Pagamento evitado à distribuidora

58. Do ponto de vista do consumidor que instala geração própria (localmente ou remotamente), o maior benefício que ele percebe é o valor que ele deixa de pagar referente à energia que ele consome e que é abatida pela energia por ele gerada. Essa valoração foi calculada, na presente AIR, com base na alternativa escolhida.

<sup>27</sup> Detalhado no trabalho de 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](http://lsf.iee.usp.br/lsf/images/Mestrado/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf)

<sup>28</sup> Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



Fl. 20 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

59. Assim, para o caso base (Alternativa 0), à energia gerada pelo consumidor é atribuído um valor equivalente à tarifa total de fornecimento, incluídas todas as suas componentes. Já para a Alternativa 1, a energia injetada pelo consumidor para abatimento de sua fatura é valorada por todas as componentes, exceto a TUSD Fio B. O mesmo raciocínio se aplica às demais alternativas.

60. Nesse caso, cumpre esclarecer que o montante de energia que tenha sido gerado em momento simultâneo ao consumo (não havendo injeção na rede de distribuição) é valorado por todas as componentes da tarifa, independentemente da alternativa escolhida para aplicação do Sistema de Compensação. Isso acontece porque essa energia gerada simultaneamente ao consumo se traduz como uma simples redução do consumo. Esse aspecto foi explicado com mais detalhes nos itens 33 a 35 da Nota Técnica n° 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, disponibilizada na CP n° 10/2018.

### 8.3.1.2 Pagamento evitado de impostos

61. Dependendo das regras aplicáveis em cada região e do enquadramento da micro ou minigeração, os tributos incidentes sobre a energia elétrica (PIS/Cofins e ICMS) deixam de ser pagos pelo consumidor quando ele gera sua própria energia. Esse efeito é percebido pelo consumidor-produtor como um benefício que, nesta AIR, foi valorado como sendo equivalente à redução de impostos incidentes sobre todo o montante gerado (consumido instantaneamente na unidade consumidora ou injetado na rede para futura compensação).

62. Apesar de essa consideração ser verdadeira na maioria dos casos, há algumas regiões do país nas quais a aplicação de impostos segue critérios diferentes. Além disso, para o caso de geração compartilhada ou de condomínios com GD, a cobrança de ICMS pode ser incidente sobre toda a energia absorvida da rede pela unidade consumidora. Essas particularidades são explicadas no item 8.4 desta AIR.

### 8.3.1.3 Pagamento do custo de disponibilidade

63. Uma unidade consumidora com consumo médio bastante superior ao custo de disponibilidade raramente pagaria por esse valor em condições normais de faturamento. Todavia, ao se instalar uma microgeração, um consumidor poderia, em alguns meses, produzir mais energia do que a quantidade ótima, gerando o pagamento pelo custo de disponibilidade nesses meses.

64. Se, por exemplo, um consumidor trifásico com consumo médio mensal equivalente a 1.000 kWh fosse instalar uma microgeração, a regulamentação incentiva que ele instale uma central que gere 900 kWh, tendo em vista que ele teria que pagar sempre, no mínimo, o custo de disponibilidade, equivalente a 100 kWh nesse caso. Assim, uma central maior, que gerasse 1.000 kWh, não implicaria em benefício adicional para esse consumidor. No entanto, ao projetar um sistema que gera 900 kWh, haveria meses em que a irradiação solar levaria a uma produção de energia em valor excedente a esses 900 kWh. Nesses meses, o consumidor acabaria pagando pelo custo de disponibilidade.

65. Para valoração desse quesito, adotou-se, como base, que as residências, comércios ou indústrias onde a GD seria instalada são trifásicas (com custo de disponibilidade equivalente a 100 kWh), mas considerando que o projetista do sistema de microgeração levaria a regra vigente em consideração, de modo que o custo de disponibilidade somente seria pago em 30% dos ciclos de faturamento.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 21 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

#### 8.3.1.4 Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

66. Para compensação remota, o modelo tratado nesta AIR considera que seria conectada à rede de média tensão (subgrupo A4) uma nova unidade consumidora, com uma minigeração distribuída de 1 MW<sup>29</sup> para compensação de toda energia produzida em unidades consumidoras do grupo B (tarifa B1 ou B3). Dadas as regras vigentes, essa unidade consumidora, que não necessariamente precisa ter carga física, teria que contratar uma demanda de 1 MW.

67. Dessa forma, o custo de contratação de demanda e pagamento da TUSD (em R\$/kW) na qualidade de unidade consumidora foi devidamente quantificado e incorporado à AIR, tanto como um custo adicional sob a ótica do consumidor com GD, quanto como um benefício adicional de aumento de mercado das distribuidoras.

### 8.3.2 Impactos sob a perspectiva dos demais consumidores e distribuidora

#### 8.3.2.1 Energia Evitada

68. Quando um consumidor gera sua própria energia, utilizando-a diretamente em sua unidade consumidora ou injetando-a temporariamente na rede da distribuidora, a energia total que deve ser adquirida pela distribuidora para atendimento a todos consumidores é reduzida. A valoração desse benefício é dada pela simples multiplicação entre a energia produzida localmente pela GD (em kWh) e o valor atribuído a essa energia evitada (em R\$/kWh).

69. Em relação à valoração da energia produzida pela GD, procurou-se estabelecer valor unitário único para servir de referência para a quantificação de seu benefício econômico sob a ótica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em termos médios e no longo prazo. Para tanto, a abordagem empregada pressupôs que a GD teria sido integralmente antevista no planejamento da expansão setorial (compôs a evolução da oferta e/ou o alívio de demanda), integrando, assim, a cesta de atributos considerados no planejamento que culminaram no sinal econômico traduzido pelo Custo Marginal da Expansão – CME.

70. O CME é o custo associado ao atendimento de uma demanda adicional de energia no âmbito da resolução do problema da expansão, cujo objetivo é estabelecer a estratégia ótima de alocação diante dos recursos disponíveis da oferta e dos requisitos da demanda, observadas as condições de contorno firmadas pela política setorial – CNPE, traduzidas na igualdade entre o CME e o Custo Marginal da Operação – CMO e a manutenção do risco de déficit de energia menor ou igual a 5%. A técnica atualmente empregada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE<sup>30</sup> leva em conta a minimização do valor esperado do custo total da expansão, cuja composição é feita pela soma dos custos de operação e de investimento.

71. O fato de a GD ter sido considerada nesse contexto faz com que o seu benefício energético possa ser valorado, em termos estruturais, pelo CME. Seria importante ponderar, todavia, que a atribuição de valor energético à GD sob a ótica da expansão pressupõe prescindir de considerar seus efeitos no âmbito da operação do

<sup>29</sup> Os dados de entrada utilizados nos cálculos estão definidos na Tabela 6.

<sup>30</sup> Disponível no link [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-67/NT%20DEE%20027\\_17.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-67/NT%20DEE%20027_17.pdf)

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 22 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

sistema, sob pena de incorrer em dupla contabilização de seus atributos. Outra ressalva é a de que o CME é um parâmetro sujeito a uma volatilidade intrínseca ao processo de planejamento, cuja incorporação de fatores próprios de sua dinâmica fugiria ao escopo da presente análise.

72. Com efeito, as referências utilizadas para a definição do CME de referência, empregado em todo o horizonte de estudo da GD, foram estas:

- Horizonte 2018-2021: revisão ordinária de garantia física de usinas hidrelétricas - UHEs, cujo cálculo fora feito em 2017, com aplicação a partir de 2018; e
- Horizonte 2022-2026: nota técnica ad hoc da EPE para o cálculo do CME, balizadora do PDE 2026.

73. Desse modo, o valor adotado, de R\$207/MWh, espelha tão somente o valor médio do vetor de dados dispostos na Tabela 5.

Tabela 5 – CME anual 2018-2026

Ano	CME (R\$/MWh)
2018	193
2019	193
2020	193
2021	193
2022	179
2023	190
2024	215
2025	271
2026	232
<b>Média</b>	<b>207</b>

74. Esse benefício da GD pode ser exemplificado da seguinte forma: supondo que o consumo do sistema seja de 10 MWh e a GD tenha acrescentado 1 MWh, então seria preciso atender por geração centralizada apenas 9 MWh. Este 1 MWh, que deveria ser atendida de forma centralizada caso não houvesse GD, custaria aproximadamente o CME, R\$ 207,00/MWh. Esse benefício econômico é denominado de energia evitada neste estudo.

#### 8.3.2.2 Redução de perdas na distribuição:

75. A geração distribuída pode influenciar no fluxo de energia circulante nas redes de distribuição, alterando de maneira substantiva as perdas no sistema. Há, na literatura, uma série de modelos de quantificação dessas perdas. O NREL<sup>31</sup> apresenta uma compilação desses modelos, que variam em complexidade.

<sup>31</sup> *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, Lori Bird (National Renewable Energy Laboratory), Jarett Zuboy (Independent Consultant). Technical Report NREL/TP-6A20-62447, setembro de 2014.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 23 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

76. O método utilizado nesta AIR para determinação do impacto da GD na redução de perdas foi o método mais simples apresentado pelo NREL, em que se estima que as perdas evitadas pela energia gerada localmente são equivalentes às perdas médias do sistema. Se, por exemplo, fossem gerados 95 kWh de maneira distribuída numa rede em que as perdas são de 5%, então a energia total que a GD teria evitado seria de 100 kWh. A equação abaixo descreve o cálculo da redução de perdas causada pela GD conforme esse método:

$$Impacto_{perdas}(R\$) = EnergiaGerada_{GD} * CustoEnergiaEvitada * \left( \frac{1}{1 - Perdas(\%)} - 1 \right) \quad (1)$$

77. Na equação (1), foi adotado, como custo da energia evitada, o mesmo valor calculado no item anterior (207 R\$/MWh) e o percentual de perdas utilizado foi definido como sendo o percentual médio de perdas técnicas regulatórias na distribuição (7,44%).

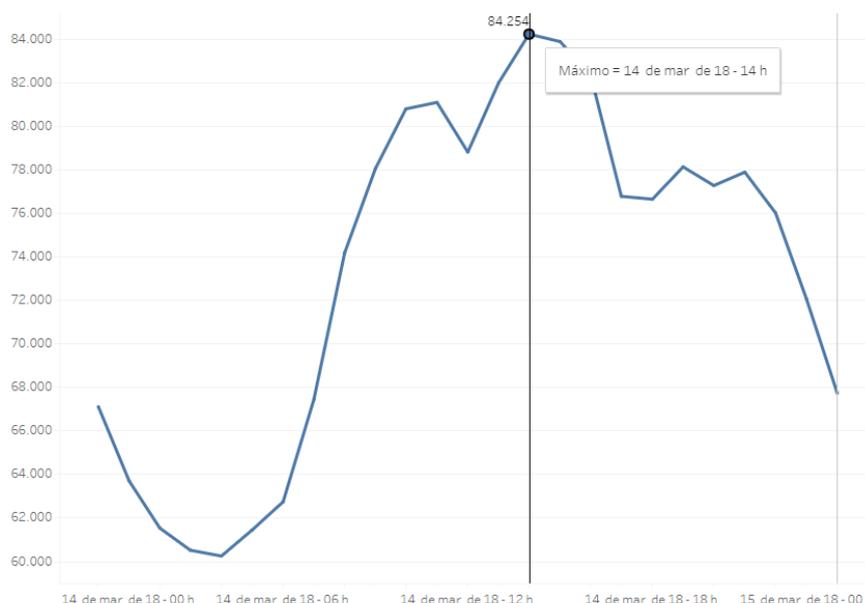
### 8.3.2.3 Redução de perdas na transmissão:

78. Para o cálculo da influência da GD na redução de perdas nos sistemas de transmissão, adotou-se o mesmo procedimento utilizado para a distribuição, alterando-se apenas o percentual de perdas técnicas para 5%, equivalente às perdas técnicas totais da Rede Básica.

### 8.3.2.4 Redução na capacidade máxima do sistema:

79. Por se tratar de uma forma de geração que se traduz numa redução da carga a ser atendida no Sistema Interligado Nacional – SIN, a GD tem potencial para reduzir a potência máxima a ser atendida, implicando em benefício aos demais consumidores.

80. A Figura 6, extraída da página do Operador Nacional do Sistema Interligado – ONS na internet, mostra a demanda máxima do SIN no ano de 2018.



**Figura 6 – Demanda máxima do SIN em 2018.**

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 24 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

81. Percebe-se, da Figura 6, que o pico de demanda do SIN aconteceu no período da tarde, em um dia quente de verão. Esse comportamento tem se repetido nos últimos anos. Isso demonstra que a rede de transmissão e a capacidade de geração (em termos de potência) devem ser dimensionados para atendimento a essa carga máxima. Tendo em vista que a geração distribuída é predominantemente solar fotovoltaica e que o pico da Rede Básica acontece em dias quentes no início da tarde (horário com elevada irradiação solar e, portanto, com capacidade efetiva de contribuição pelas fontes fotovoltaicas), a GD acaba por contribuir para redução desse pico de demanda.

82. Todavia, dada a intermitência da fonte, não seria possível inferir que cada unidade de potência instalada de GD fotovoltaica representaria a mesma unidade de potência excluída do sistema. Em outras palavras, cada 1 kW de GD não reduz, necessariamente, 1 kW da carga máxima do SIN. Nesse caso, é necessário determinar a capacidade de carregamento de carga efetiva da GD (*Effective Load Carrying Capability – ELCC*). Dentre os trabalhos que tratam desse tema, destaca-se a comparação de diversos métodos apresentada pela *Ohio State University* e pelo NREL no estudo *Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States*<sup>32</sup>. Nesse trabalho, os autores concluem que os ELCCs variam entre 52% e 86%<sup>33</sup>. Apesar de os estudos analisados considerarem as características específicas dos Estados Unidos, é de se esperar que, para o caso brasileiro, os valores sejam semelhantes ou superiores, dada a menor variação intra-anual da irradiação no país e a grande dimensão do SIN, que permite diluir os efeitos da intermitência da fonte. Adotando-se, porém, uma postura de precaução, optou-se por considerar o valor mínimo apontado pelos pesquisadores para o ELCC, de 52%.

83. Dessa forma, o impacto da GD na redução da capacidade (ou da carga máxima) do Sistema Interligado Nacional foi calculada como o produto entre o ELCC de 52% e o Custo Marginal de Expansão de Potência médio para o período 2020-2026<sup>34</sup>, valorado em 592,89 R\$/kW.

#### 8.3.2.5 Pagamento de custo de disponibilidade:

84. No item 8.3.1.3, apresentou-se, sob a ótica do consumidor-produtor, um custo que o investidor em GD passaria a ter devido a variações mensais no consumo e na geração (implicando no faturamento pelo custo de disponibilidade). Como esse pagamento do custo de disponibilidade somente passaria a acontecer após a instalação da GD, trata-se, sob a perspectiva dos demais consumidores, de um benefício adicional advindo da geração distribuída. Logo, esse valor deve ser considerado na avaliação de custos e benefícios.

85. A valoração desse benefício aos demais consumidores foi realizada com as mesmas premissas utilizadas para valoração do custo para o consumidor com GD.

#### 8.3.2.6 Contratação de demanda em sistemas de compensação remota:

<sup>32</sup> Technical Report NREL/TP-6A20-54704, July 2012, disponível em <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54704.pdf>.

<sup>33</sup> “Our results show that PV, on average, can have ECPs between 61% and 92% and ELCCs between 52% and 86%, depending on the location and sun-tracking capability of the plant and using the system’s AC rating”.

<sup>34</sup> Conforme dados do PDE 2020-2026.



Fl. 25 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

86. Em contrapartida ao custo considerado no item 8.3.1.4 para os consumidores com GD, considera-se que a receita adicional da distribuidora em virtude da entrada desse novo consumidor seria enquadrada, na perspectiva dos demais consumidores, como um aumento de mercado e, portanto, como um benefício.

87. Cabe destacar que, em razão das regras atualmente vigentes para cálculo da participação financeira no momento da conexão desses agentes, parte da tarifa paga pelos consumidores seria utilizada para amortizar o eventual investimento para conexão que tenha sido arcado pela concessionária por meio do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora – ERD. Ao se considerar que toda a quantia paga pela minigeração a título de demanda seria tida como um benefício adicional para os demais consumidores, estaria sendo considerado, por consequência, que o ERD para esses casos teria sido nulo. Essa consideração deverá ser utilizada para definição da forma de conexão da minigeração durante a Audiência que será aberta em 2019 para discussão do texto da norma.

#### 8.3.2.7 Expansão do sistema de transmissão e de distribuição:

88. A geração distribuída atrelada a uma unidade consumidora com carga relevante pode implicar na redução da energia absorvida da rede por essa unidade, levando a um alívio de carga que permitiria a utilização da capacidade remanescente da rede por outros usuários. Todavia, a energia injetada pela micro ou minigeração pode não necessariamente levar a esse mesmo efeito, dependendo do fluxo de potência na rede nos instantes de injeção. Dada a dificuldade de modelar as incertezas relativas ao impacto da GD intermitente nas redes de média e baixa tensão, optou-se por não valorar esse quesito na presente AIR. Todavia, na hipótese de discordância dessa suposição pelos agentes, espera-se que sejam apresentados modelos confiáveis de valoração desse impacto da GD para que esse critério seja eventualmente acrescido ao modelo de AIR analisado pela ANEEL.

#### 8.3.2.8 Redução do mercado das distribuidoras:

89. A energia gerada pela GD se constitui de duas componentes: energia injetada na rede e energia gerada de forma simultânea ao consumo (ou energia autoconsumida). A Figura 7 ilustra essa divisão.

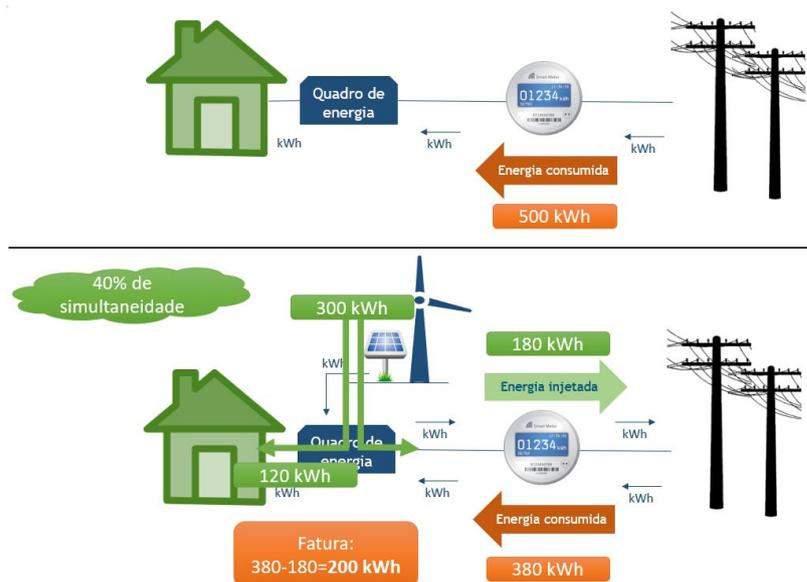


Figura 7 – Energia injetada e energia autoconsumida.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO,

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



Fl. 26 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

90. Ambas as componentes da energia podem incorrer em custo para os consumidores que não instalam geração própria, uma vez que elas representam uma redução de mercado da distribuidora, podendo haver um efeito redistributivo nos valores das tarifas. Tal efeito não ocorreria caso houvesse uma redução dos custos da distribuidora na mesma proporção que a redução do seu mercado (causada pela redução do consumo da unidade que instalou GD). Nos cálculos desta AIR, a parcela de energia injetada na rede foi assumida como um custo, mas o mesmo tratamento não foi dado à energia gerada e simultaneamente consumida, dado se tratar de uma simples ação de eficiência energética.

91. A componente da energia consumida de forma não simultânea à geração é injetada na rede, sendo convertida em créditos. Na prática, a rede assume o papel de uma “bateria virtual”, uma vez que a energia nela injetada é posteriormente utilizada para abater o consumo da unidade consumidora. Dessa forma, o sistema de distribuição deve estar dimensionado para receber essa energia. Mesmo assim, na alternativa 0, a energia injetada é valorada pela tarifa de fornecimento do consumidor (que inclui, além da componente de energia, componentes destinadas a remunerar os serviços de distribuição e de transmissão, as perdas e os encargos). As demais alternativas analisadas nesta AIR alteram essa proporção, de forma que a energia injetada seria valorada por algumas componentes dessa tarifa de fornecimento (a depender da alternativa selecionada). Para a avaliação na AIR, a energia injetada na rede (quantificada conforme a alternativa considerada) é contabilizada como um custo para os demais consumidores.

92. Já sobre a parcela de energia que é consumida simultaneamente à geração, pode-se considerá-la como uma medida de eficiência energética adotada pelo consumidor. Na prática, do ponto de vista da distribuidora, o efeito de um consumidor trocar suas lâmpadas incandescentes por lâmpadas de LED, reduzindo seu consumo, por exemplo, de 500 kWh para 380 kWh é o mesmo do consumidor que gera a energia e a consome sem utilizar a rede, reduzindo na mesma proporção seu consumo. Por isso, para escolha da alternativa a ser aplicada à GD, esta AIR não considera a redução de consumo ocorrida em função da geração simultânea à carga como um custo aos demais consumidores.

93. Todavia, de maneira a explicitar a total redistribuição de custos que poderia ocorrer caso a parte de eficiência energética fosse incluída nos custos aos demais consumidores, esses valores serão apresentados para permitir uma discussão mais aprofundada. Cumpre aqui lembrar que, caso essa redução de consumo fosse considerada como um custo, seria razoável também considerar os benefícios advindos da postergação de investimentos em redes de distribuição e de transmissão em virtude da GD. Tais benefícios não foram considerados nesta AIR, pois ainda há uma série de discussões sobre sua amplitude e sobre como calculá-los a partir da energia injetada na rede. Contudo, a redução de consumo em mercados em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, resulta em benefícios mais evidentes do que em mercados que não apresentam crescimento.

### 8.3.3 Impactos das externalidades

#### 8.3.3.1 Redução da emissão de gases de efeito estufa:

94. A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – UNFCCC estabeleceu metodologia<sup>35</sup> para quantificação da redução de emissão de gases de efeito estufa devida à instalação de sistemas de geração por meio de fontes renováveis.

<sup>35</sup> “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”. ACM0002. 2006: CDM - Executive Board UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 27 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

95. Os dados necessários ao cálculo desse fator são específicos de cada país e levam em consideração a matriz de geração de energia elétrica local. Para o Brasil, esses valores são calculados conforme método específico definido pelas Nações Unidas<sup>36</sup>, com dados do Operador Nacional do SisFatema Elétrico – ONS, disponibilizados pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI<sup>37</sup>.

96. Todavia, tendo em vista que essa metodologia se destina ao cálculo de redução de emissões para projetos MDL para obtenção de créditos de carbono, optou-se por utilizar o Fator de Emissões – FE médio (também utilizado em inventários corporativos)<sup>38</sup> para estimação da redução de emissão de gases de efeito estufa pela GD, considerando que essa geração entraria em substituição à energia tradicionalmente gerada.

97. De posse desses dados, o fator médio dos últimos dez anos foi calculado, resultando em um fator de emissão de CO<sub>2</sub> de 0,0749 tCO<sub>2</sub>/MWh.

#### 8.3.3.2 Geração de empregos:

98. Diversos estudos têm demonstrado que a geração de energia elétrica a partir de fontes distribuídas renováveis, principalmente solar fotovoltaica, geram mais empregos por unidade de energia do que a geração por meio das tradicionais fontes fósseis. Uma análise de 15 estudos sobre geração de empregos no setor é compilada em um artigo de pesquisadores da *University of California, Berkeley*<sup>39</sup>, concluindo que “todas as fontes renováveis e de baixo carbono geram mais empregos do que o setor de combustíveis fósseis por unidade de energia entregue”<sup>40</sup>. De maneira complementar, o estudo “*Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2018*”<sup>41</sup>, da Agência Internacional para as Energias Renováveis – IRENA, conclui que, dentre as renováveis, a indústria solar fotovoltaica é a maior empregadora no mundo.

99. O estudo da “Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”, elaborado pelo SEBRAE, menciona estimativas de geração de empregos pela fonte solar entre 25 a 30 vagas por MW instalado (dados da IRENA) e 95 posições por MW (dados do Greenpeace).

100. Além disso, os cálculos de uma empresa do setor denominada Greener<sup>42</sup> indicam a existência atualmente de 4.029 empresas de micro e minigeração no país, com aproximadamente 6,63 pessoas por firma, o que

<sup>36</sup> [https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v1.1.pdf/history\\_view](https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v1.1.pdf/history_view)

<sup>37</sup> [https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_despacho.html](https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html)

<sup>38</sup> [https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_corporativos.html](https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html)

<sup>39</sup> Max Wei, Shana Patadia, Daniel M. Kammen. Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US? *Energy Policy*, Vol. 38, 2010.

<sup>40</sup> Tradução livre do texto original em inglês: “*all renewable energy and low carbon sources generate more jobs than the fossil fuel sector per unit of energy delivered*”.

<sup>41</sup> Disponível em [http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA\\_RE\\_Jobs\\_Annual\\_Review\\_2018.pdf](http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2018.pdf).

<sup>42</sup> Greener. Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre 2018. Julho de 2018.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 28 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

equivale a um total de aproximadamente 26 mil empregos. Considerando-se que já estão instalados cerca de 550 MW de GD, essas 26 mil vagas corresponderiam a cerca de 47 empregos por MW instalado. Como nem todas as empresas de GD foram criadas exclusivamente para instalação de micro e minigeração, pode-se considerar que as estimativas da IRENA (entre 25 e 30 empregos por MW) estariam adequadas à realidade atual. Dessa forma, esta AIR considera que cada MW de GD instalada poderia ser traduzida na geração de 25 empregos.

#### 8.4 Premissas e variáveis adotadas

101. A Tabela 6 apresenta as variáveis consideradas na análise de custo-benefício, com as respectivas justificativas para sua adoção. De todo modo, aguardam-se contribuições da sociedade sobre os valores e as premissas aqui apresentados.

Tabela 6 – Variáveis adotadas na AIR

Variável	Unidade	Valor	Justificativa
Tempo de análise	anos	15 (entre 2020 e 2035)	Para cálculo do VPL, a sequência anual dos custos e dos benefícios foi analisada durante um período de 15 anos. Optou-se por esse prazo por se tratar de formas novas de geração, com elevado período de consolidação da tecnologia e com benefícios de longo prazo.
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	kWp	7,5	Valor médio calculado com base nas microgerações solares fotovoltaicas instaladas para compensação local e registradas no SISGD/ANEEL <sup>43</sup> . Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos adotados) e potência total instalada.
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp	5.500,00	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener <sup>44</sup> .
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	kWp	1.000	Valor médio calculado com base nas minigerações caracterizadas como autoconsumo remoto no SISGD/ANEEL. Optou-se pela utilização da média de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por

<sup>43</sup> Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>.

<sup>44</sup> Greener. Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre 2018. Julho de 2018.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 29 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

			meio dos métodos adotados) e potência total instalada.
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp	4.150,00	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte, instalado ao solo, obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener <sup>45</sup> .
Custos de troca do inversor (inversor trocado no ano 13 – vida útil do sistema de 25 anos)	% do custo de instalação	15%	
Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração com compensação local	% a.a.	0%	A média dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública n° 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a., seria de 12% a.a. Todavia, entende-se que esses consumidores têm avaliado o payback simples ao optar por instalar uma GD, dessa forma, o custo de capital foi desconsiderado para projeção da quantidade de consumidores que instalariam microgeração para compensação local <sup>46</sup> .
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração com compensação remota	% a.a.	8%	Média simples dos valores informados pelos agentes na Consulta Pública n° 10/2018, descontada a inflação de 4,5% a.a.
Índice de degradação do sistema (para microgeração com compensação local)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	1%	Valor obtido com base na média das contribuições da Absolar e da ABGD.
Índice de degradação do sistema (para minigeração com compensação remota)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	2%	Com o objetivo de considerar custos adicionais de manutenção de sistemas de maior porte (excluída a troca do inversor, mas incluídos ajustes e limpezas periódicos), acrescentou-se 1 p.p. ao percentual de degradação de 1% a.a.

<sup>45</sup> Greener. Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre 2018. Julho de 2018, pág. 88.

<sup>46</sup> Na CP 010/2018, questionou-se acerca do custo de capital do consumidor que decide instalar GD. Entretanto, os valores indicados na GD mostraram-se descolados da realidade, uma vez que, se adotados, resultariam em paybacks tão elevados que o mais racional seria o consumidor não fazer investimento em GD. Em outras palavras, os valores de custo de capital indicados nas contribuições da CP são contraditórios na medida em que indicam ser mais racional o consumidor não investir em GD – algo que se sabe que não está acontecendo. Além disso, os valores indicados nas contribuições (média de IPCA+12% ao ano) também se mostram contraditórios na medida em que as próprias contribuições e a pesquisa realizada pela ANEEL indicam que a maior parte dos consumidores investiram em GD a partir de recursos próprios ou empréstimos de familiares (os quais, por lei, não podem incidir juros). Ou seja, os resultados apontam que os consumidores retiraram dinheiro de seus investimentos próprios para instalar a GD. No momento, não se conhece investimentos com risco compatível com a GD que dê essa média de retorno. Dessa forma, as contribuições da CP não foram aproveitadas para o estabelecimento do custo de capital do consumidor que instala GD. Nessa linha, adota-se, para o caso de compensação local por meio de microgeração, o payback simples.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



Fl. 30 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica	% de aumento ou decréscimo da tarifa em relação à inflação	0%	Dada a dificuldade em se estimar algum valor que reflita adequadamente a realidade, não foi considerada a influência de eventuais aumentos ou reduções reais na tarifa de energia elétrica ao longo do período de análise.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para microgeração com compensação local)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	38,92%	Valor obtido a partir da média de simultaneidade encontrada no projeto de P&D Telhados Solares Unicamp-CPFL, que monitorou, durante 1 ano, a operação de 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica atendidos pela CPFL Paulista no distrito de Barão Geraldo, Campinas – SP.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para minigeração com compensação remota)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	0%	Para a minigeração com compensação remota assume-se que toda a energia gerada é injetada na rede e compensada remotamente.
Mercado potencial para geração local	Número de unidades consumidoras	8.000.000	Total de casas com renda superior a 5 salários mínimos <sup>47</sup>
Mercado potencial para geração remota	Número de unidades consumidoras	90.000	Considera-se que um total de 12 milhões de domicílios <sup>48</sup> poderiam aderir ao sistema de compensação de maneira remota (equivalente aos 8 milhões da compensação local, somados à quantidade de apartamentos e demais tipos de domicílios). Esse total de unidades consumidoras seria agregada de forma a ser atribuída a potência equivalente de 7,5 kW para cada. Dessa forma, cada minigeração de 1.000 kW seria suficiente para atendimento a aproximadamente 133 unidades consumidoras.
Taxa de crescimento anual do mercado potencial	% de crescimento ao ano	2,5%	Crescimento do número de consumidores residenciais previsto no PDE 2026

<sup>47</sup> Conforme pesquisa IBGE 2010, excluídos apartamentos, casas de vila ou condomínios, habitações em casa de cômodos, cortiços, ocas e malocas.

<sup>48</sup> Definidos como o total de domicílios com renda superior a 5 salários mínimos, conforme pesquisa IBGE 2010.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 31 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Taxa de desconto dos custos e benefícios da GD sob a perspectiva do total de usuários do sistema elétrico	% a.a.	8,09%	Uma alternativa para a taxa de desconto seria o uso da Selic. No entanto, sabe-se que os valores atuais dessa taxa (6,5% a.a.) estão próximos do seu mínimo histórico, com tendência de alta. Diante dessa expectativa, optou-se por adotar a taxa de 8,09%, equivalente à taxa utilizada no cálculo da remuneração das distribuidoras, no caso, o custo médio ponderado do capital (WACC).
Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações	Redução % do custo do kW instalado a cada ano	2% ao ano	Redução obtida a partir das contribuições apresentadas pela Absolar.

Demais premissas e considerações adotadas:

- Impostos – ICMS:** atualmente, todas as Unidades da Federação aderiram ao Convênio ICMS n° 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. Isso significa que, em teoria, todos os Estados estariam aptos a aplicar a cobrança de ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada pela micro ou minigeração. Contudo, sabe-se que, em algumas localidades, houve um entendimento de que a cobrança de ICMS sobre a parte relativa à componente TUSD da tarifa de fornecimento se daria sobre todo o montante absorvido pela unidade consumidora da rede de distribuição. Tendo em vista que esse entendimento seria restrito somente a uma parcela dos Estados, optou-se, na análise por considerar que a cobrança do Imposto Estadual se daria sobre a diferença entre consumo e injeção. Caso os agentes tenham informações que permitam evidenciar quais localidades estejam, de fato, aplicando a cobrança de ICMS de maneira diferente, espera-se que essas informações sejam devidamente apresentadas nesta Audiência.

No que tange ao caso da minigeração remota, entende-se que, da redação atualmente vigente no Convênio n° 16/2015, a aplicação dos impostos deve obedecer às mesmas premissas do caso local.

Sabe-se, todavia, que as minigerações com potência superior a 1 MW e aquelas enquadradas como condomínios ou como geração compartilhada não estariam abarcadas pelo convênio. Para considerar esses efeitos, a AIR aqui presente deveria ser dividida em outras duas modalidades, aumentando consideravelmente sua complexidade. Além disso, mesmo que a análise fosse diferenciada, correr-se-ia o risco de se estabelecer regras diferentes para essas modalidades com o intuito de diminuir distorções criadas pelo modelo tributário. Nesse caso, entende-se que a ação da ANEEL, com o objetivo de não prejudicar o desenvolvimento da geração compartilhada ou dos condomínios, deverá ser no sentido de articular com os órgãos de Fazenda dos Estados de maneira a permitir que o mercado se desenvolva em equilíbrio.
- Impostos – PIS/Cofins:** a aplicação da cobrança de PIS/Cofins no Sistema de

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 32 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Compensação obedece ao art. 8º da Lei nº 13.169/2015. Por se tratarem de tributos de natureza Federal, sua aplicação é isonômica em todos os Estados. Nesta AIR, considerando-se os termos da Lei, a cobrança de PIS/Cofins foi aplicada somente sobre a simples diferença entre consumo e injeção.

- **Tratamento das micro e minigerações instaladas até o final de 2019**: 25 anos de manutenção na alternativa 0 (alternativa vigente no momento da sua instalação)<sup>49</sup>, ou seja, manutenção da regra existente no momento da conexão até o final da vida útil esperada dos equipamentos de geração.
- **Tratamento das micro e minigerações instaladas entre a aprovação das novas regras (2020) e a eventual modificação da forma de compensação**: 10 anos de manutenção na alternativa vigente à época da instalação, de modo a permitir que o tempo de retorno seja alcançado, diminuindo consideravelmente os riscos a esses agentes. Após cessado o período de manutenção, aplica-se a alternativa vigente.
- **Consideração de todas as fontes permitidas pelo Sistema de Compensação**: os custos e características de instalação utilizados na AIR referem-se unicamente à fonte solar fotovoltaica por ser a mais típica (representando mais de 99% das conexões). Todavia, de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e os valores das variáveis empíricas do modelo de difusão (sensibilidade ao *payback* – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q) foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação.
- **Tarifa binômia**: entrada em 2025, definida conforme Cenário 3 da AIR<sup>50</sup> apresentada na Audiência Pública a ser instaurada no âmbito da Atividade 71 da Agenda Regulatória (regulamentação da Tarifa Binômia).
- **Permanência do sistema após o fim da vida útil**: nas simulações assumiu-se que, findado o período estimado da vida útil do sistema (25 anos), o consumidor permanece no sistema de compensação de energia, aplicando-se para ele a alternativa que estiver vigente ao final desse período. Tal premissa se justifica pela expectativa de aumento da vida útil dos sistemas e pela expectativa de que esse consumidor tem interesse em continuar gerando sua própria energia.

102. Os impactos de cada alternativa foram calculados considerando que seria mantida a regra atual (Alternativa 0) até, no mínimo, a entrada em vigor das novas regras (início de 2020). A partir daí, foram comparados diversos cenários de mudança da Alternativa 0 para cada uma das demais alternativas entre os anos de 2020 e 2025.

<sup>49</sup> Em que pese a necessidade de manutenção das regras para as instalações anteriores à data de modificação da Norma, a forma de tratamento efetivamente aplicada a esses casos será definida pela Diretoria da ANEEL no momento oportuno. A adoção de um período de 25 anos na AIR não vincula a decisão da Diretoria à premissa considerada na Análise.

<sup>50</sup> Há uma diferença entre o custo fixo de R\$ 23,36, apresentado na Audiência da Tarifa Binômia, e o de R\$ 25,62, utilizado nesta AIR. Essa diferença advém da data utilizada como base para definição das tarifas nas duas Análises.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 33 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 8.5 Resultados e Discussões

### 8.5.1 GD Local

103. A quantificação dos custos e benefícios apresentados no item 8.3.2, para todos os consumidores do setor elétrico, resulta em um Valor Presente Líquido – VPL para cada alternativa considerada.

104. Os resultados, apresentados na Tabela 7, mostram que, se fosse mantida a Alternativa 0 após a revisão da norma (a partir de 2020), haveria um prejuízo para os demais consumidores da ordem de 4,7 bilhões de reais, no período de análise considerado (entre 2020 e 2035). No entanto, se fosse alterado o Sistema de Compensação para qualquer uma das demais alternativas, haveria um ganho líquido positivo entre 8 e 10 bilhões de reais.

Tabela 7 – VPL e quantidade estimada da GD local (alteração da alternativa a partir de 2020)

Alternativa adotada após a mudança da regra <sup>51</sup> :	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R\$4.734	3.145.314
Alternativa 1	R\$8.025	2.173.936
Alternativa 2	R\$9.448	1.919.203
Alternativa 3	R\$10.197	1.691.524
Alternativa 4	R\$10.321	1.391.405
Alternativa 5	R\$8.709	920.503

105. Há que se ressaltar, porém, que a premissa adotada pela Agência para avaliação dos impactos considera que o mercado de GD está em processo de consolidação e que, portanto, a adoção de uma modificação em etapas poderia ser salutar para o desenvolvimento sustentável dessa tecnologia. Assim sendo, foram realizadas simulações com a variação do ano de modificação da regra entre 2020 e 2025. Os resultados mostram que, caso a Agência opte por alterar a regra para qualquer alternativa diferente da atualmente vigente, seria possível permitir que a GD se desenvolva – mantendo-se, por exemplo, a regra vigente até 2025 – e, ainda assim, obter bons retornos para os demais consumidores.

106. Os resultados da Análise de Impactos para uma modificação do Sistema de Compensação em 2025 são exibidos na Tabela 8.

Tabela 8 – VPL e quantidade estimada da GD local (alteração da alternativa a partir de 2025)

Alternativa adotada após o gatilho <sup>52</sup> :	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R\$4.734	3.145.314
Alternativa 1	R\$6.965	2.313.128
Alternativa 2	R\$8.511	2.093.099

<sup>51</sup> Os valores desta Tabela consideram que seria adotada a regra atualmente vigente (Alternativa 0) até o gatilho, que seria o ano de 2020 ou a potência instalada de aproximadamente 0,5 GW.

<sup>52</sup> Os valores desta Tabela consideram que seria adotada a regra atualmente vigente (Alternativa 0) até o gatilho, que seria o ano de 2025 ou a potência instalada de aproximadamente 3 GW.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 34 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Alternativa 3	R\$9.493	1.896.020
Alternativa 4	R\$10.101	1.635.601
Alternativa 5	R\$9.598	1.222.367

107. Nesse novo cenário, os dados mostram, mais uma vez, que não seria sustentável manter o modelo de compensação vigente (Alternativa 0) de maneira indefinida. De maneira complementar, os resultados indicam que a alteração do Sistema de Compensação para a Alternativa 1 (não compensação da TUSD Fio B) seria suficiente para permitir ganhos da ordem de quase 7 bilhões para o setor.

108. Dos dados expressos na Tabela 8, nota-se que, no caso de mudança da Alternativa 0 para a Alternativa 1 ao se atingir a marca de 3,365 GW, seriam esperadas cerca de 2,3 milhões de unidades consumidoras com geração própria para o ano de 2035, o que representa cerca de 17 GW. A evolução da projeção do número de microgerações ao longo dos anos para as diferentes alternativas é mostrada na Figura 8.

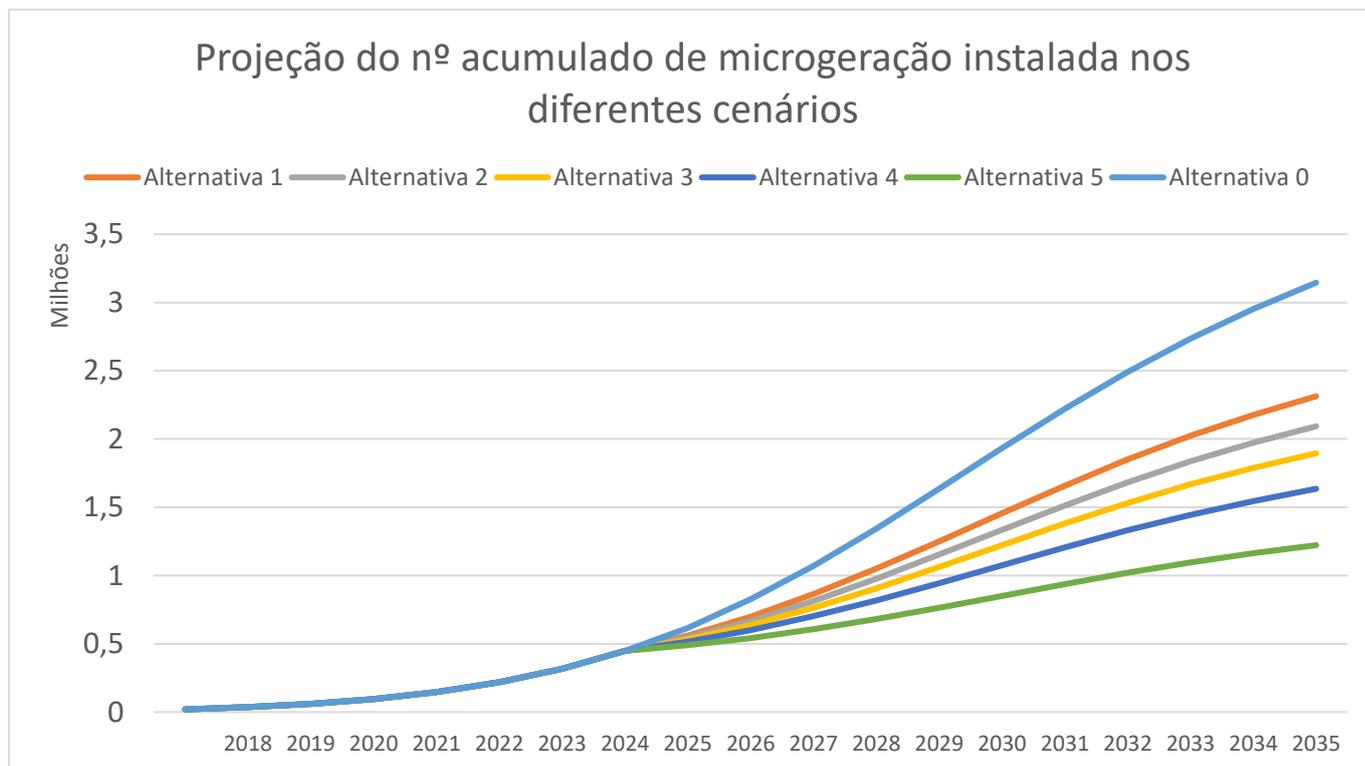


Figura 8 – Projeção do número de instalações para as alternativas 0 a 6.

109. Um aspecto importante de se considerar nesta análise é que em 2025 haveria, segundo as projeções da Agência, 3,365 GW de potência instalada de GD com compensação local. Aqui, destaca-se que, conforme questionado na CP nº 010/2018, a incerteza em relação à real velocidade de desenvolvimento do mercado (se, em 2025, seriam alcançados 3,365 GW ou se esse valor ocorreria em um momento diferente) pode ser eliminada caso a regra seja alterada somente quando determinada potência instalada for atingida. Ou seja, ao invés de se mudar da Alternativa 0 para a Alternativa 1 em 2025, essa mudança ocorreria quando a potência 3,365 GW fosse atingida. Dessa forma, seriam mitigados os receios das distribuidoras de que o mercado de GD cresça descontroladamente e, da mesma maneira, seriam amenizadas as preocupações das empresas integradoras de GD de que o mercado não

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 35 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

se consolide até uma determinada data. Uma discussão desse gatilho, se por ano ou por potência, é apresentada em detalhes no item desta AIR.

110. Sob a perspectiva do consumidor com GD, os resultados mostram que o tempo de retorno de investimento (*payback* simples) é atualmente da ordem de 5 anos, com tendência de queda nos próximos anos, conforme apresentado na Figura 9. A Figura 9 mostra a evolução do *payback* caso mantido o cenário atualmente vigente.

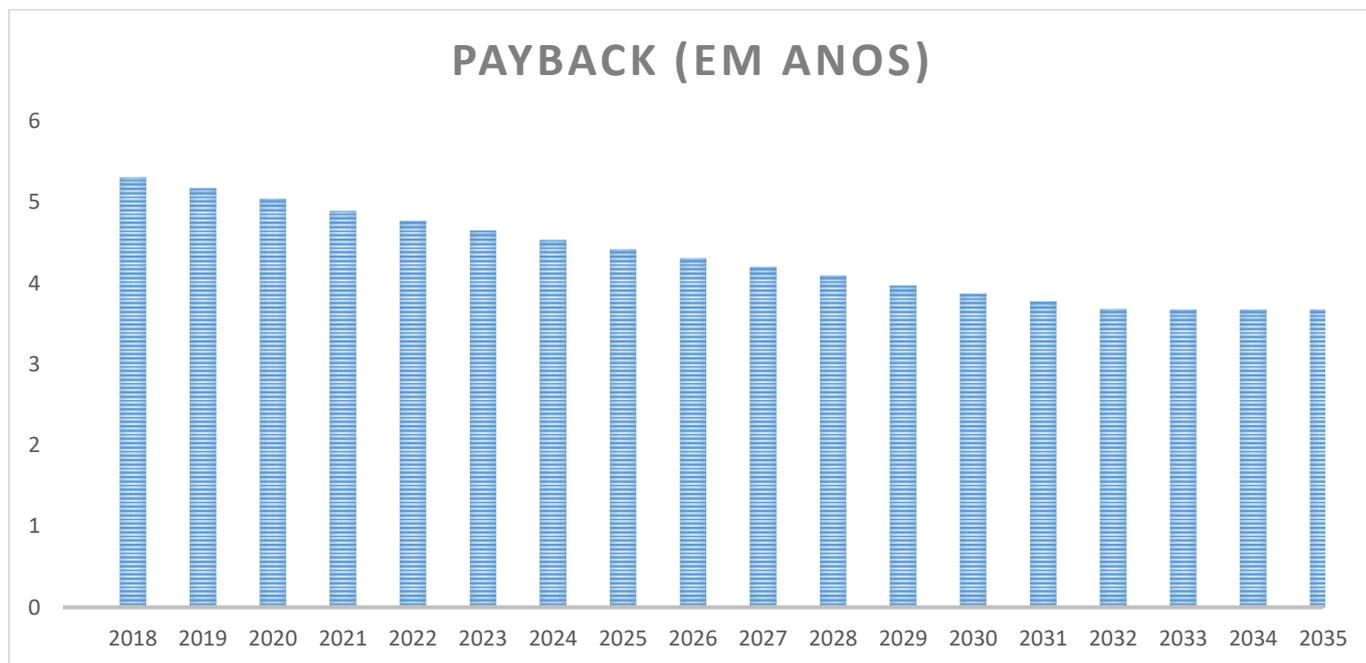


Figura 9 – Evolução do *payback* para o cenário vigente.

111. Esse cenário de consolidação do mercado representado pela queda crescente nos custos permite avaliar quais seriam os impactos de se alterar a regra para uma alternativa que permitisse um maior equilíbrio entre os agentes do setor. Nesse contexto, caso a compensação passasse a se dar sob alguma das demais alternativas a partir do ano de 2025, a evolução do *payback* se daria conforme Figura 10.



Fl. 36 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

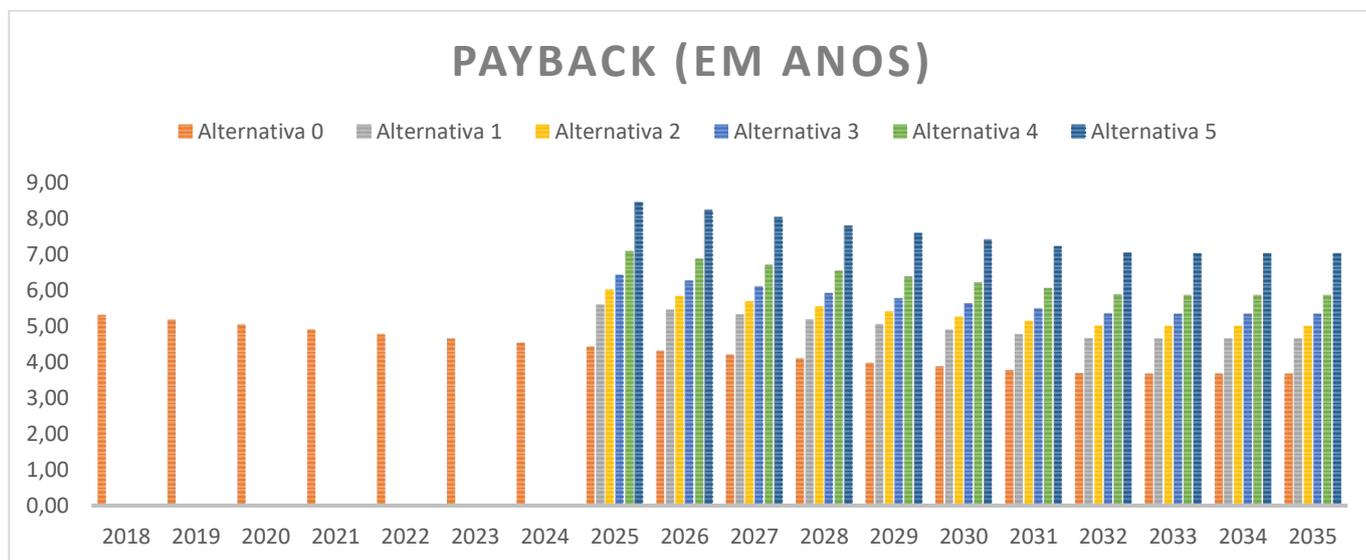


Figura 10 – Evolução do payback para as alternativas de 0 a 5.

112. É possível depreender, da Figura 10, que a modificação da regra para a Alternativa 1 em 2025 (ou quando o mercado atingir a marca de 3,365 GW de potência instalada), apesar de levar a um aumento no tempo de retorno do investimento, não representaria uma ruptura no modelo capaz de comprometer o mercado de GD (a viabilidade dos projetos de GD se manteria). Isso porque, em 2025, a mudança para a Alternativa 1 implicaria em um *payback* de 5,6 anos, valor esse muito próximo ao *payback* de 5,3 anos verificado atualmente para a Alternativa 0. Logo, a alteração no modelo de compensação se daria num momento em que o mercado estaria consolidado e se traduziria em um ajuste que permitiria uma distribuição mais equilibrada dos custos e benefícios da GD e seria facilmente absorvido pelo mercado. Em outras palavras, manter a Alternativa 0 indefinidamente representaria um desequilíbrio entre todos os usuários da rede de distribuição.

113. A análise de longo prazo mostrou que seria possível manter o sistema de compensação para o caso da microgeração local até que a potência instalada chegasse a 3,365 GW, o que aconteceria, conforme as estimativas da Agência próximo a 2025.

114. Nota-se que, caso a ANEEL opte pela manutenção das regras atuais até que seja atingido o limite de potência de 3,365 GW e, em seguida, o Sistema de Compensação passe a ser realizado com pagamento da TUSD Fio B por toda energia consumida (Alternativa 1), seriam atingidos, até o final do período de análise, 2,3 milhões de unidades consumidoras com GD, representando uma potência instalada de 17,348 GW, superior à Usina de Itaipu. Ou seja, a mudança da regra de compensação permitiria que o mercado se desenvolvesse sem causar desequilíbrio aos demais agentes.

115. Destaca-se também que, em termos de redução de emissão de gases de efeito estufa, a GD contribuiria quase 60 milhões de toneladas de CO<sub>2eq</sub> e, além disso, permitiria a criação de aproximadamente 430 mil novos empregos<sup>53</sup>.

<sup>53</sup> Cabe aqui ressaltar que as externalidades (redução de emissão de gases de efeito estufa e geração de empregos) não estão incluídas nos cálculos de VPL apresentados nas Tabelas anteriores.



Fl. 37 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

Tabela 9 – Estimativa de redução do CO<sub>2eq</sub>

Alternativa adotada após o gatilho <sup>54</sup> :	Redução de CO <sub>2eq</sub>	Empregos gerados
Alternativa 0	79,55	589.746
Alternativa 1	59,16	433.712
Alternativa 2	53,79	392.456
Alternativa 3	48,96	355.504
Alternativa 4	42,60	306.675
Alternativa 5	32,53	229.194

116. Uma das incertezas enfrentadas pelos investidores em GD nesse cenário seria a possível aplicação da tarifa binômica aos consumidores conectados em baixa tensão. Caso isso acontecesse, os retornos obtidos pela instalação de micro ou minigeração seriam reduzidos, aumentando o *payback* e reduzindo o número de interessados. Caso esse aumento no *payback* seja significativo, correr-se-ia o risco de que o número de conexões de GD fosse reduzido, impactando negativamente na consolidação do mercado. Assim, com o objetivo de avaliar esses riscos, os impactos de uma eventual tarifa binômica na forma proposta pelo Cenário 3 a ser discutido na AP daquele processo foram calculados e estão refletidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Efeito estimado da aplicação da tarifa binômica

Alternativa adotada após o gatilho:	VPL do setor	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 1 – sem binômica	R\$6.965	2.313.128
Alternativa 1 – com binômica	R\$5.186	2.038.273

117. Percebe-se, da Tabela 10, que a entrada da tarifa binômica em 2025 levaria à redução da quantidade de GD da ordem de 15% (de 2,3 para 2,0 milhões) em relação ao cenário apontado como o mais razoável na análise anterior – de mudança da Alternativa 0 para a Alternativa 1 em 2025 ou quando atingidos aproximadamente 3,365 GW. Mesmo com a binômica, seriam previstos cerca de 2,76 GW até 2025 e, no final de 2035, seriam alcançados cerca de 15,287 GW de potência instalada de GD.

118. A Figura 11 detalha o impacto da tarifa binômica sobre o investidor em GD. Verifica-se que, para a Alternativa 1, o tempo de retorno máximo (que, sem binômica, era de 5,6 anos) ficaria em 5,97 anos.

<sup>54</sup> Os valores desta Tabela consideram que seria adotada a regra atualmente vigente (Alternativa 0) até o gatilho, que seria o ano de 2025 ou a potência instalada de 3,365 GW.



Fl. 38 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

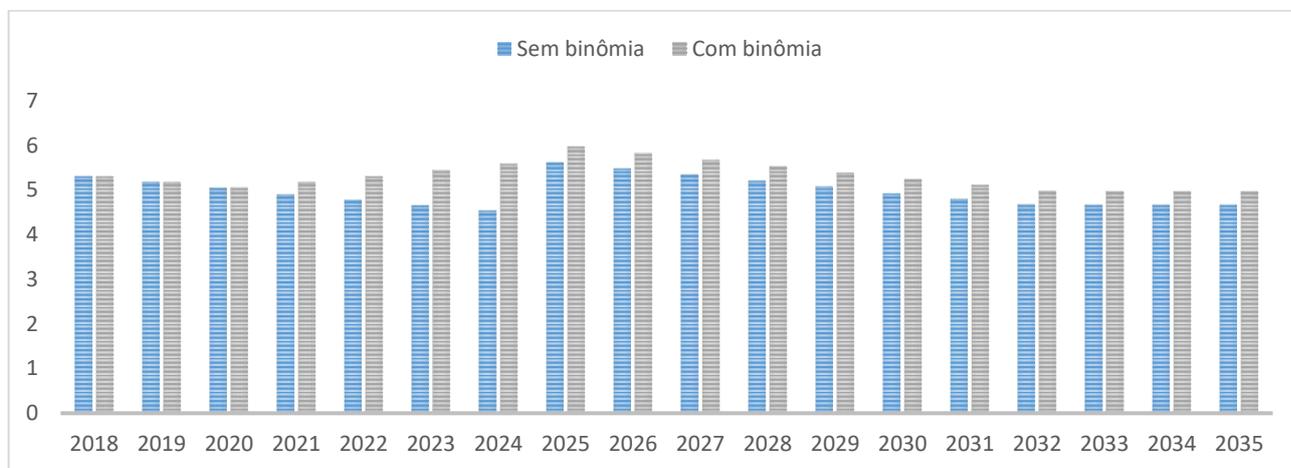


Figura 11 – Evolução do payback (em anos) para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia.

119. Nota-se, portanto, que a aplicação da tarifa binômia não implicaria em aumento drástico do tempo de retorno do investimento em GD, permitindo a evolução contínua, mesmo que em menor escala, do mercado de microgeração, conforme apresentado na Figura 12.

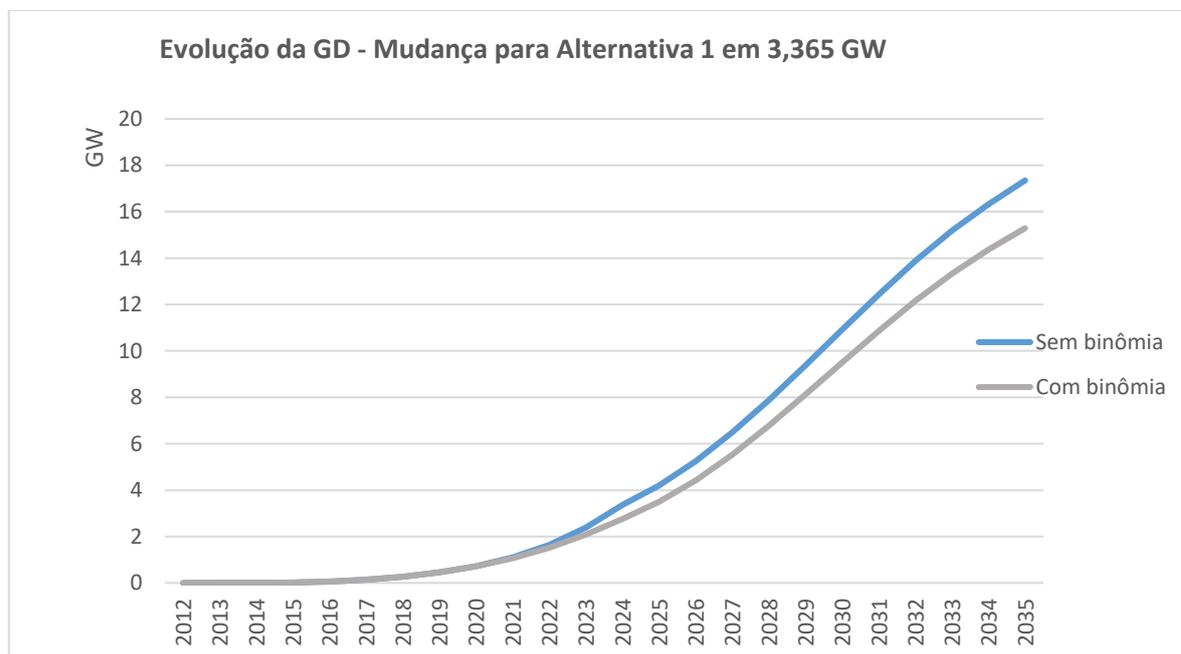


Figura 12 – Projeção do número de instalações para a alternativa 1 com e sem tarifa binômia.

120. É importante lembrar que os cálculos apresentados não contemplam a redução de mercado que aconteceria em virtude da geração simultânea ao consumo e que, portanto, se traduz, do ponto de vista da rede elétrica, como ação de eficiência energética. Entretanto, esses valores podem impactar as tarifas pagas pelos demais consumidores, já que o mercado total seria relativamente diminuído. Caso esses custos fossem incorporados como um impacto negativo aos usuários da rede, os resultados seriam aqueles apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – VPL e quantidade estimada da GD local (alteração da alternativa a partir de 2025), considerando

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 39 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

como custo a geração simultânea ao consumo.

Alternativa adotada após o gatilho:	VPL mudando em 2020 (454 MW)	VPL mudando em 2025 (3.365 MW)
Alternativa 0	-R\$44.112	-R\$44.112
Alternativa 1	-R\$11.924	-R\$16.271
Alternativa 2	-R\$6.671	-R\$11.466
Alternativa 3	-R\$2.817	-R\$7.805
Alternativa 4	R\$831	-R\$4.106
Alternativa 5	R\$3.521	-R\$679

121. É possível perceber que, mesmo para a Alternativa apresentada nos cálculos anteriores como a mais apropriada (Alternativa 1), a eficiência energética advinda da micro e minigeração poderia implicar em uma redistribuição de custos que impactaria negativamente os consumidores sem geração própria. Esse impacto é tão maior quanto mais tempo permanecer a regra de compensação atualmente vigente (caso a regra mude para a Alternativa 1 com 454 MW de potência instalada, esse impacto seria de 11,9 bilhões, já no caso de mudança ao se atingir a marca dos 3,365 GW, o impacto subiria para 16,27 bilhões).

122. Nesse cenário, somente haveria um benefício líquido para os demais usuários caso fossem adotadas, imediatamente (já em 2020), as Alternativas 4 (compensar somente TE) ou 5 (compensar somente a componente de energia da TE). Ressalta-se, porém, que os valores apresentados na Tabela 11 consideram que a eficiência energética trazida pela GD seria encarada como um custo, sem contabilização dos benefícios decorrentes da redução do uso das redes em um mercado crescente, conforme comentado no item 8.3.2.8 desta Nota. Nesse sentido, entende-se que a Agência não deva utilizar esses dados para determinação da melhor alternativa regulatória, de maneira a não penalizar os agentes pelas ações de uso racional da energia elétrica.

### 8.5.2 GD Remota

123. Para o caso de GD Remota, a quantificação de todos os custos e benefícios para o caso da minigeração de tamanho típico de 1 MW, conectada em uma nova unidade consumidora do grupo A (contratando demanda na qualidade de consumidor em montante equivalente à potência da GD) para compensação em diversas unidades do grupo B resulta no VPL para todos os consumidores apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – VPL e quantidade estimada da GD remota (alteração da alternativa a partir de 2020)

Alternativa adotada após a mudança da regra <sup>55</sup> :	VPL demais consumidores	Quantidade total de GD (em 2035)
Alternativa 0	-R\$68.077	42.292
Alternativa 1	-R\$9.249	15.632
Alternativa 2	-R\$3.358	8.301
Alternativa 3	-R\$1.398	2.803
Alternativa 4	-R\$1.236	524
Alternativa 5	-R\$1.123	524

<sup>55</sup> Os valores desta Tabela consideram que seria adotada a regra atualmente vigente (Alternativa 0) até a nova , que seria o ano de 2020 ou a potência instalada de aproximadamente 0,4 GW.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 40 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

124. É possível perceber que, mesmo com o pagamento da TUSD na qualidade de unidade consumidora no local onde a energia é gerada, a compensação dos créditos remotamente em unidades do Grupo B ainda gera impactos negativos significativos para os demais consumidores.

125. Nota-se que a manutenção da Alternativa 0 (regras atualmente vigentes) durante todo o período de análise levaria a um custo para os demais consumidores da ordem de 66 bilhões de reais, com impacto tarifário significativo. A mudança para a Alternativa 1 já reduziria esse valor, mas ainda resultaria em um saldo negativo de mais de 9 bilhões. Já as alternativas 3, 4 ou 5 levariam a resultados muito próximos, da ordem de 1,1 a 1,4 bilhões. Nesse sentido, levando-se em consideração os benefícios externos dessa GD (tais como a geração de empregos e a redução na emissão de CO<sub>2</sub>), seria razoável optar, dentre essas três alternativas com VPL semelhantes, por aquela que leve à maior quantidade de sistemas: Alternativa 3.

126. Sob a perspectiva do consumidor que instala GD remota, essa alteração resultaria na considerável ampliação do *payback* (Figura 13), de 6,49 em 2019 para algo superior à vida útil, fazendo com que o mercado de GD remota tenha apenas um crescimento vegetativo até que o custo caia suficientemente para permitir que o investimento volte a ser rentável, o que ocorreria em 2027. A partir desse ano, os empreendimentos de minigeração para compensação remota voltariam a crescer, atingindo um total de 1,6 GW em 2035, conforme mostra a Figura 14.

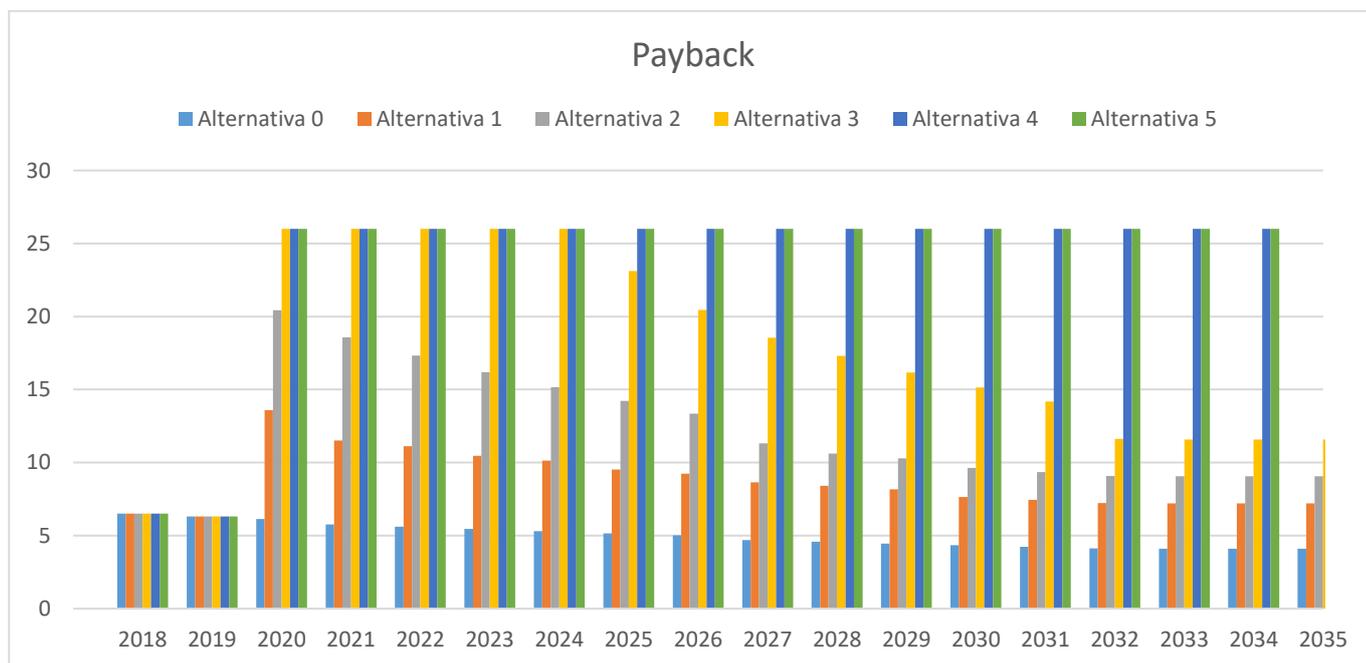
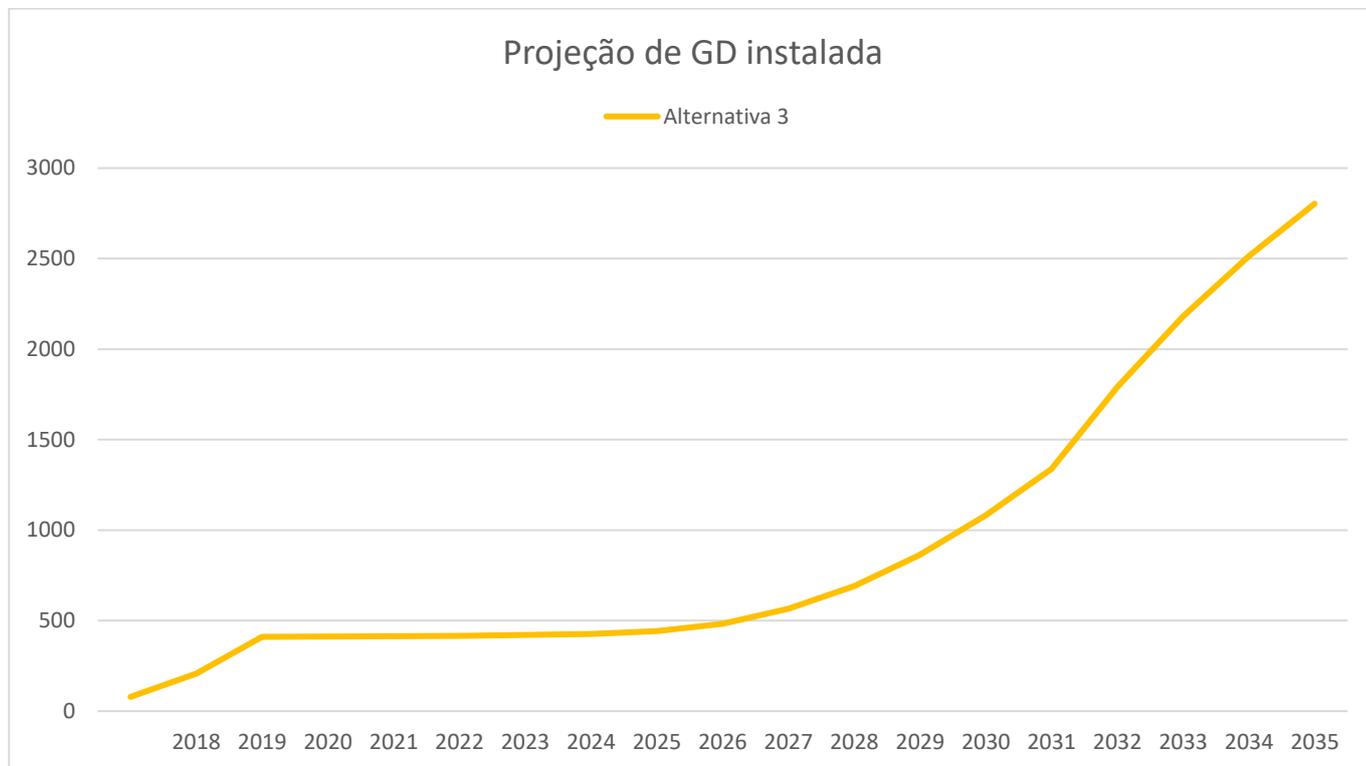


Figura 13 – Evolução do payback para as alternativas 0 a 5.



Fl. 41 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.



**Figura 14 – Projeção do número de instalações para a alternativa 3.**

127. Como o objetivo da revisão das regras da REN nº 482/2012 é permitir que o mercado se desenvolva com equilíbrio entre os agentes, a modificação imediata (já em 2020) para a Alternativa 3, em que pese representar um melhor equilíbrio, levaria à interrupção no desenvolvimento do mercado de GD remota.

128. Dessa forma, foi analisada a possibilidade de manutenção das regras atuais por mais algum tempo para, em seguida, adotar a Alternativa 3. Nesse cenário, caso as regras vigentes fossem mantidas por um período maior, seria possível atingir uma consolidação do mercado (com redução de preços) que permitiria que a GD remota continuasse se desenvolvendo mesmo depois de aplicada a Alternativa 3. O gráfico apresentado na Figura 13 mostra, pela análise do tempo de retorno, que essa alternativa somente passaria a ser viável a partir de 2025 e, por isso, foram realizadas simulações de impactos para início da mudança para a Alternativa 3 em diferentes anos no período compreendido entre 2020 e 2025, apresentadas na Tabela 13.

**Tabela 13 – VPL e quantidade estimada da GD remota (alteração para alternativa 3 em diferentes anos)**

<b>Ano de mudança para a Alternativa 3</b>	<b>VPL demais consumidores</b>	<b>Quantidade total de GD (em 2035)</b>
2020	-R\$1.398	2.803
2021	-R\$2.002	3.121
2022	-R\$2.916	3.642
2023	-R\$4.194	4.429
2024	-R\$5.938	5.592
2025	-R\$8.238	7.252

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 42 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

129. Os resultados mostram que, caso a mudança para a Alternativa 3 se desse somente em 2025, o custo para os demais consumidores de energia elétrica seria elevado (mais de 8,2 bilhões de reais).

130. Assim, por um lado, a mudança para a Alternativa 3 já em 2020 comprometeria o desenvolvimento da GD e, por outro, a mudança somente em 2025 levaria a um aumento tarifário elevado para os consumidores que não aderissem ao Sistema de Compensação. Para contornar esse problema, foi analisado um cenário intermediário, com uma mudança futura e gradual: primeiramente para a Alternativa 1 (em 2022 – ou quando for atingida a potência equivalente) e, em um segundo momento, para a Alternativa 3 (em 2025 – ou na potência instalada equivalente).

131. Os resultados da aplicação desse cenário intermediário, em termos de evolução da quantidade de GD, são apresentados na Figura 15.

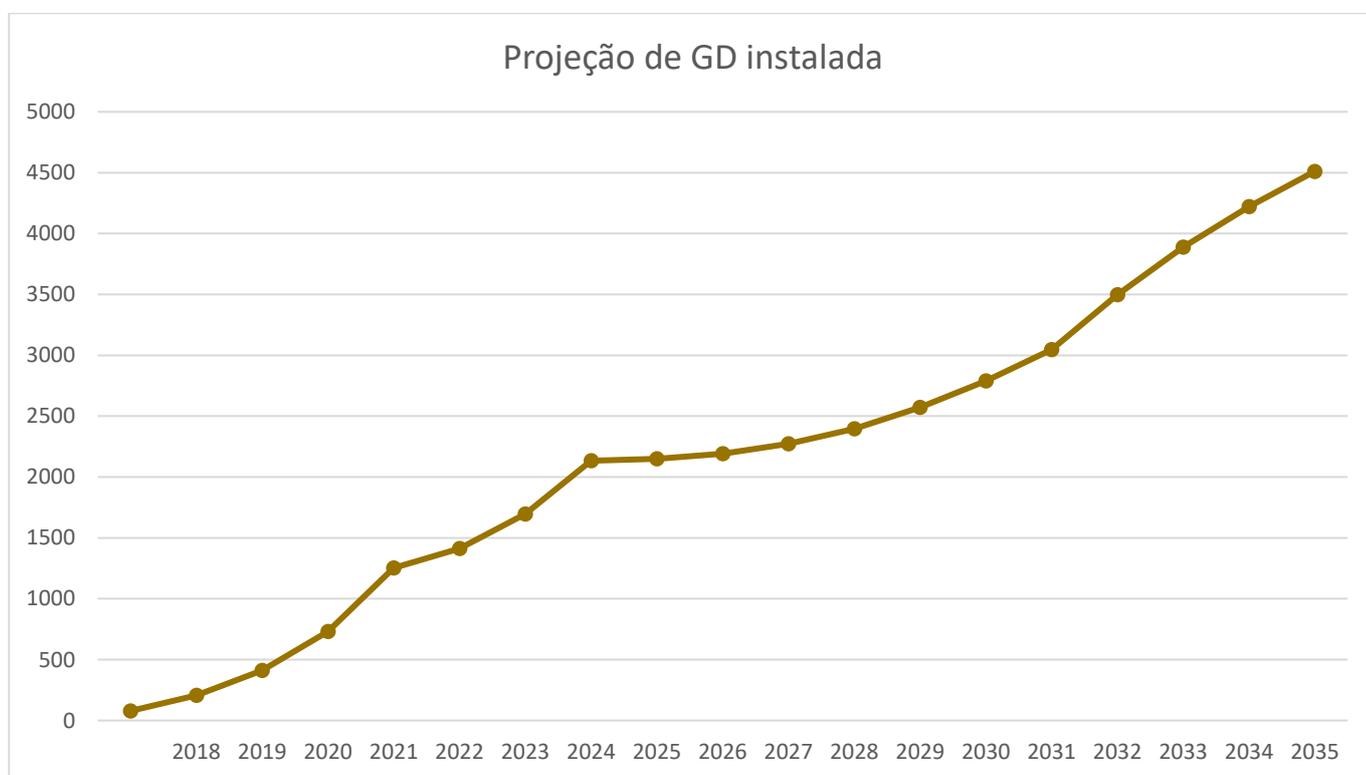


Figura 15 – Projeção do número de instalações: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025.

132. Essa evolução mais constante da GD remota é atingida em virtude de um *payback* (exibido na Figura 16) que varia consideravelmente menos que no caso da troca imediata para a Alternativa 3 e, independentemente do ano de análise, é inferior à vida útil do sistema (considerando-se que, no cálculo desse tempo de retorno, já foi considerada um custo de capital de 8% a.a., trata-se de um investimento que se paga).



Fl. 43 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

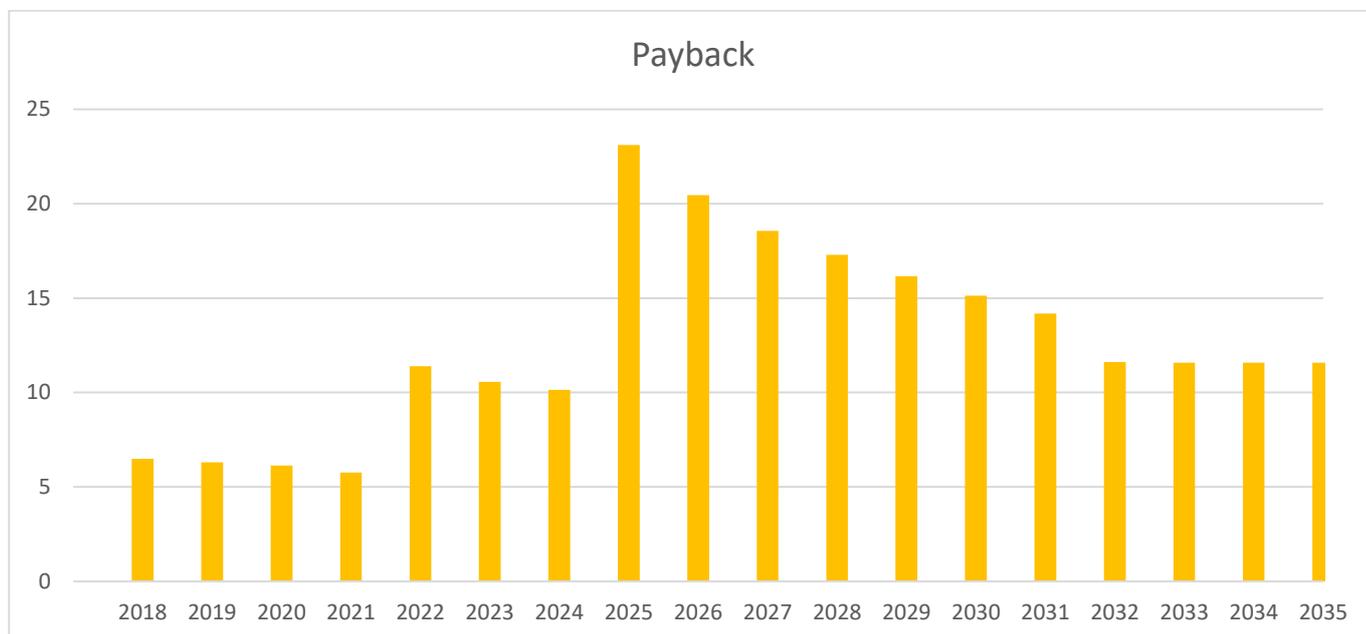


Figura 16 – Evolução do payback: alternativa 1 em 2022 e alternativa 3 em 2025.

133. Tal medida permite que a GD remota se desenvolva – passando dos atuais 100 MW instalados para cerca de 1,25 GW em 2022 e de 2 GW em 2025, alcançando 4,5 GW no final do período de análise – com mais equilíbrio entre os agentes – reduzindo o VPL para os demais consumidores de 68 bilhões negativos para em torno de 3 bilhões negativos.

134. Para esse cenário, os efeitos da possível entrada de uma tarifa binômica foram também avaliados. Assim, caso haja a entrada da tarifa binômica aplicável a todos os consumidores conforme Cenário 3 apresentado na Audiência da Tarifa Binômica, a análise de custos e benefícios sob a perspectiva dos demais consumidores e a quantidade total de GD no final do período de análise não são significativamente afetados (Tabela 14).

Tabela 14 – Efeito estimado da aplicação da tarifa binômica

<b>Alternativa adotada após o gatilho:</b>	<b>VPL demais consumidores</b>	<b>Potência instalada de GD (MW)</b>
Alternativa 1 (2022-2024) e Alternativa 3 (a partir de 2025) – sem binômica	-R\$3.384	4.510
Alternativa 1 (2022-2024) e Alternativa 3 (a partir de 2025) – com binômica	-R\$3.490	6.273

135. No caso da aplicação da tarifa binômica para a GD Remota sob a perspectiva de adoção da Alternativa 3, nota-se que os custos para os demais consumidores aumentam levemente, visto que a quantidade de GD aumenta. Isso acontece, conforme os cálculos, porque não haveria mais cobrança do custo de disponibilidade para os consumidores com GD (melhorando, portanto, o tempo de retorno do investimento)<sup>56</sup>.

<sup>56</sup> Nesse caso, a cobrança da tarifa fixa não foi considerada como um custo adicional para as unidades consumidoras do Grupo B ao se instalar uma GD. Isso porque essa cobrança ocorreria independentemente de o consumidor optar ou não pela geração própria.



Fl. 44 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

### 8.5.3 Escolha do ano

136. Nesta AIR, a alternativa escolhida é aquela que, para o período analisado (de 2020 a 2035), leva a um VPL não negativo para os consumidores e que, ao mesmo tempo, permita que a GD se desenvolva. Para a GD remota, uma vez que os VPL são todos negativos, propõe-se que sejam adotadas alternativas que minimizem os impactos aos demais consumidores, estabelecendo-as de forma gradual, de maneira a preservar a evolução do mercado.

137. Legitimamente, a tecnologia de GD ainda está em desenvolvimento, e uma mudança mais imediata no Sistema de Compensação provocaria retração nesse mercado sem a possibilidade de maximizar os ganhos decorrentes dela. Em outras palavras, o resultado da AIR indica ser mais oportuno aguardar o maior desenvolvimento da fonte para poder capturar melhor os seus benefícios.

138. Por premissa, adotou-se que o regulamento a ser aplicado a partir de 2020 não poderia estabelecer uma regra que passasse a vigorar mais de 5 anos depois. Isso porque o dinamismo do desenvolvimento da tecnologia associada à GD mudaria de forma significativa após esse período, de modo que não seria possível manter as premissas do estudo para um período tão longo. Portanto, a aplicação das alternativas foi avaliada até 2025.

139. Assim, a AIR não consistiu simplesmente em comparar quais das Alternativas 0 a 5 deveriam ser aplicadas a partir de 2020, mas sim em escolher qual das 6 alternativas traria o melhor retorno se fosse aplicada entre 2020 e 2025. Essa abordagem permite à sociedade conhecer com antecedência os rumos que a regulação tomará e, devido a essa previsibilidade de mudança, proporciona condições para que o mercado se ajuste adequadamente.

### 8.5.4 Gatilho

140. Um dos pontos de discussão desta AIR é o momento adequado para a alteração do modelo do sistema de compensação, denominado no texto como gatilho, que pode ser uma data ou de acordo com a quantidade da potência instalada da geração distribuída.

141. Estabelecer uma data é uma solução de fácil controle, uma vez que todos os interessados saberão de forma simples e transparente o momento da alteração do modelo; e de fácil execução, principalmente, por parte das distribuidoras. Por outro lado, considerando que o ano será estabelecido de acordo com a projeção da potência instalada, externalidades podem influenciar na quantidade de conexões, seja ocasionando valores superiores ou inferiores à projeção. Dessa forma, há o risco de se manter um modelo que estimule a conexão de geração, mesmo já tendo atingido a potência estimada, bem como o risco de se alterar o modelo, mesmo não havendo o suficiente desenvolvimento do mercado. De qualquer forma, estabelecer uma data possui o risco de a potência instalada real divergir da projetada. Outra desvantagem é a concentração de uma elevada quantidade de conexões em determinados estados e regiões. Atualmente, o maior número de conexões é nas regiões Sudeste e Sul, e a opção de uma data pode manter a discrepância entre as concessões.

142. Já a alteração do modelo de acordo com a potência instalada garante a permanência do sistema de compensação até um valor desejável de geração distribuída. Também, possibilita estabelecer um limite de potência por distribuidora, o que levaria a uma maior disseminação da geração distribuída e ao compartilhamento dos seus benefícios em todo o país. Ao se saturar a capacidade em uma região, os interessados em GD buscarão distribuidoras em que a regra ainda não mudou, uniformizando o nível de penetração de GD em todo o país. Mais do que evitar uma redução brusca no mercado de GD em todo o Brasil a um mesmo momento (o que geraria externalidades negativas),

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 45 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

isso possibilita o amadurecimento igualitário do mercado de GD em todas as distribuidoras, fazendo com que os benefícios da tecnologia sejam percebidos em todo o sistema de distribuição.

143. Entretanto, isso fará com que existam regras diferenciadas do Sistema de Compensação coexistindo no país. Todavia, esse problema será temporário, até que todas as empresas atinjam o gatilho, e se julga que não se deve abdicar dos benefícios decorrentes dessa modalidade de gatilho em função dessa complexidade. Além disso, o gatilho em termos de potência exige um monitoramento da potência instalada nas distribuidoras, por meio da consolidação das informações em um banco de dados fidedigno com a realidade, e que seja disponibilizado de forma pública e de fácil acesso<sup>57</sup>.

144. Dessa forma, para ajudar a decidir qual o melhor critério de gatilho, listaram-se as seguintes vantagens e desvantagens de cada possibilidade, resumidas a seguir:

Tabela 15 – Critério de gatilho (vantagens e desvantagens)

<b>Critério de gatilho</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Data (ano fixo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Facilidade de acompanhamento</li> <li>- Padronização em todo o país</li> <li>- Previsibilidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risco de evolução muito rápida (ou muito lenta) do mercado de GD, em descompasso com as projeções</li> <li>- Mudança brusca da regra</li> </ul>
Potência Instalada (GW fixo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Garantia de alcance do mercado desejável</li> <li>- Possibilidade de regionalização</li> <li>- Mudança gradual da regra</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dificuldade de acompanhamento</li> <li>- Falta de padronização entre as distribuidoras</li> <li>- Necessidade de acompanhamento e divulgação dos dados de forma célere e eficaz</li> </ul>

145. Uma das principais desvantagens da aplicação de um gatilho por potência diz respeito à falta de uma data objetiva, para o empreendedor que instala GD, de quando a regra mudaria. Ao instalar GD, o consumidor espera determinado nível de retorno do investimento, que está diretamente relacionado com a regra de compensação a ser aplicada. Sem saber exatamente quando o gatilho será acionado na distribuidora em que está instalado, o consumidor não saberá quando a regra mudaria e, conseqüentemente, teria dificuldades em estabelecer o retorno para o investimento de GD. Para contornar esse risco, propõe-se estabelecer um tempo de carência para quem instala GD, de modo a assegurar um período mínimo no qual o consumidor teria garantida a regra do sistema de compensação, mesmo atingido o gatilho na distribuidora. Dessa forma, mesmo se conectando no dia imediatamente anterior ao acionamento do gatilho, o consumidor teria algum tempo garantido de vigência da norma anterior de modo a diminuir as incertezas associadas ao seu investimento.

146. Do exposto, entende-se que as desvantagens de adotar a potência instalada como critério de mudança da regra são mitigáveis e, além disso, o gatilho de acordo com a potência é a solução que traz mais benefícios. Portanto, propõe-se, para a GD com compensação local, que a mudança da regra atual para a Alternativa

<sup>57</sup> Nesse contexto, destaca-se a importância do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD (<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>). Da mesma forma, destaca-se a necessidade de que as distribuidoras cumpram com as obrigações de enviar os dados à ANEEL, e que isso seja feito de forma tempestiva e com a devida correção. A seguir, o debate sobre o acompanhamento dos dados pelo SISGD será retomado neste texto.



Fl. 46 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

1 se dê quando for atingida a potência total de 3,365 GW instalados no país, divididos por distribuidora de maneira proporcional a seu mercado.

147. Outro ponto de discussão é a diferenciação entre o gatilho da geração local e a remota, uma vez que possuem diferentes impactos econômicos e técnicos, e o modelo do sistema de compensação será avaliado de forma independente. Há duas opções de implementação: a primeira é estabelecer valores específicos de potência para o gatilho da geração local e a remota, opção que gera uma maior dificuldade no acompanhamento; a segunda é estabelecer um único gatilho, obtido com a soma das potências dos dois tipos de geração – a sua principal vantagem é a simplicidade, porém, sua desvantagem é o risco de uma das modalidades crescer de forma mais acentuada e limitar a potência de conexão da outra. A opção de gatilhos distintos para a GD remota e a local é a proposta desta AIR.

## 8.6 Resumo da alternativa escolhida

148. Os resultados apresentados no item 8.6 mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que optarem por não instalar geração própria além de impacto tarifário, sendo insustentável manter a situação atual por longo período de tempo.

149. Contudo, os cálculos mostram que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de GD **local** se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (Alternativa 1). O resumo dessa alternativa é esquematizado na Figura 17 e descrito a seguir:

- Consumidores que instalem GD para compensação **local** até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da conexão.
- Consumidores que instalem GD para compensação **local** entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B).
- Consumidores que instalem GD para compensação **local** após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1.
- Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD **local** para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.



Fl. 47 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

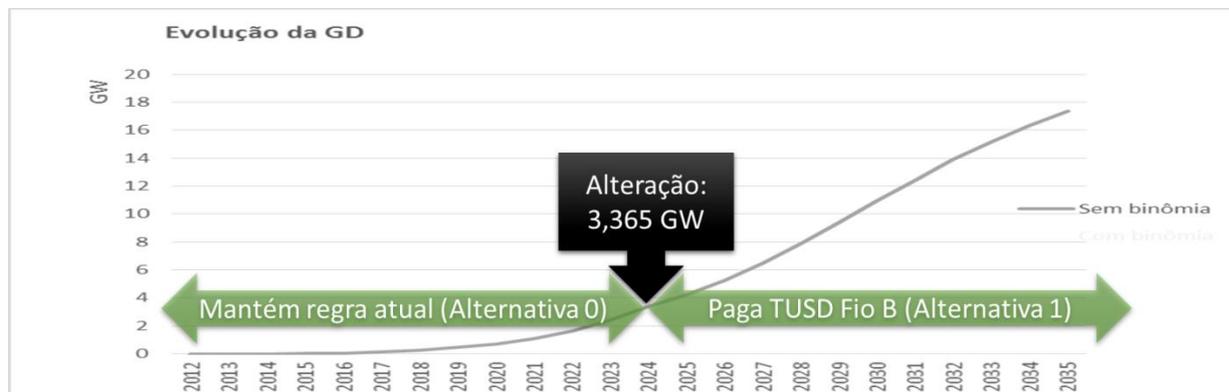


Figura 17 – Evolução estimada da GD local e gatilho de potência.

150. Com esse cenário, estima-se que seria atingida a marca de 17 GW em 2035 (valor quase equivalente à potência instalada das usinas de Belo Monte, Santo Antonio e Jirau juntas). Em termos ambientais, essa GD impactaria na redução de quase 60 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. Além disso, estima-se que poderiam ser criados cerca de 433 mil empregos com esse mercado de GD.

151. Já no que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação **remota**, o cenário apresentado faria com que as regras atualmente vigentes fossem mantidas por mais alguns anos. Somente quando o mercado estivesse mais consolidado, atingindo uma marca equivalente a 1,25 GW de potência no país, seriam aplicadas, gradualmente, alternativas um pouco menos atrativas para a GD (mas que remuneram melhor o uso das redes de distribuição). O resumo desse cenário é descrito a seguir e esquematizado na Figura 18.

- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da data de conexão
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW): seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a alternativa vigente, no caso, Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos)
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados pela Alternativa 1 durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando, em seguida, para a Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos)
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** após o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados conforme Alternativa 3
- Gatilhos: a primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido limite de GD **remota** para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão. Já a segunda mudança de alternativa (da 1 para a 3) aconteceria quando fosse atingida a potência local equivalente à potência nacional de 2,13 GW.



Fl. 48 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

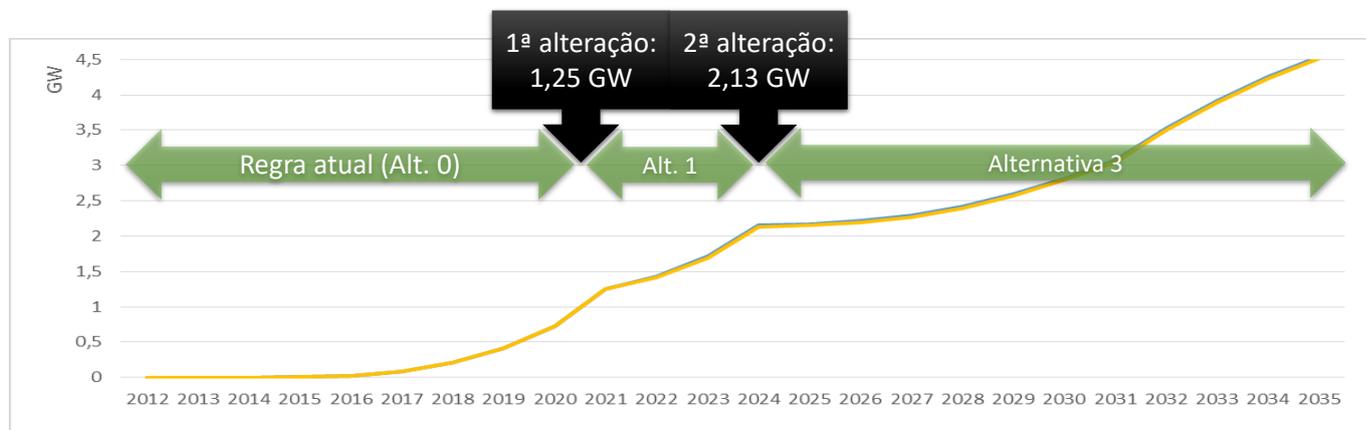


Figura 18 – Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência.

152. Essa regra com degraus, em que pese sua maior complexidade operacional, permitiria a evolução gradual do mercado de GD, com menores impactos sob os demais consumidores. Nesse caso, estima-se que, no final do período de análise, haveria uma potência total de GD de mais de 4,5 GW somente em sistemas de compensação remota.

153. A quantidade de GD **total**, somando-se a potência instalada para compensação local à potência dos sistemas remotos, chegaria em quase 22 GW em 2035, o que representa mais que a potência instalada das usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional, Santo Antônio e Jirau juntas. Atualmente essa potência equivale a mais de 13% da capacidade de geração total instalada no país. A evolução da micro e minigeração distribuída considerando-se as alternativas propostas é mostrada na Figura 19.

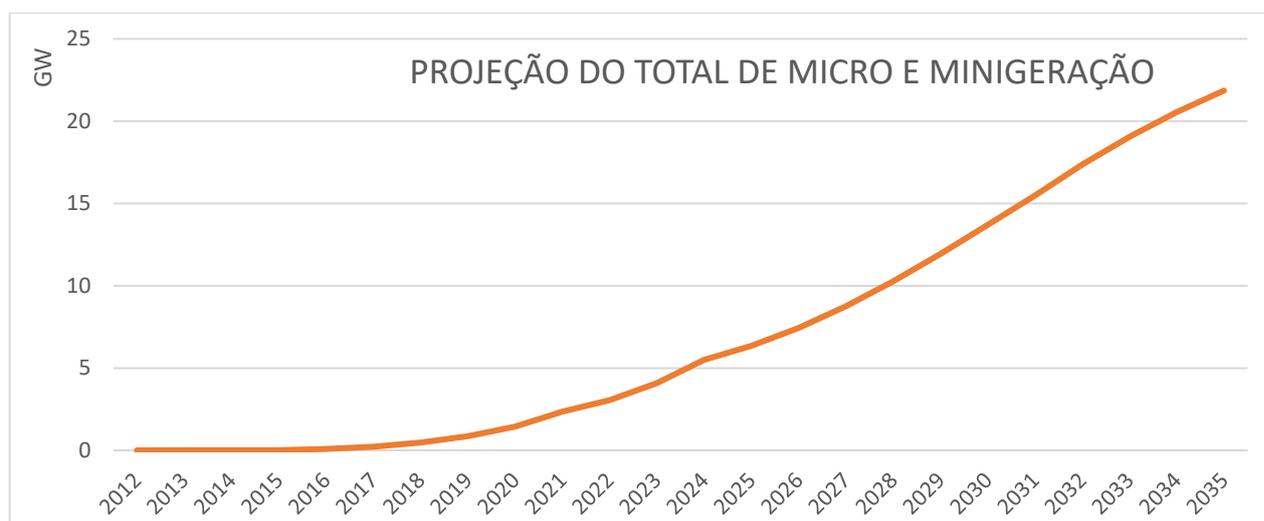


Figura 19 – Evolução estimada da GD local e remota.

154. Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de GD se desenvolvesse (chegando a 1,25 GW somente de sistemas remotos e a 3,365 GW de sistemas de compensação local antes de qualquer mudança das regras atualmente vigentes), com redução de emissão de CO<sub>2</sub> da ordem de 74 milhões de toneladas e com uma geração estimada de quase 550 mil empregos no período analisado.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 49 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

155. É importante lembrar que, com essa estratégia, os custos aos demais consumidores em virtude da aplicação do Sistema de Compensação para a GD remota passariam de 68 bilhões (caso fosse mantida a regra atual) para em torno de 3 bilhões (distribuídos ao longo de todo o período analisado – 2020-2035). Já no caso da micro e da minigeração para compensação local, a manutenção da regra vigente implicaria em custos superiores a 4 bilhões e a mudança proposta levaria a benefícios de cerca de 6,9 bilhões – tal estimativa é somente válida caso a energia gerada de maneira simultânea ao consumo (eficiência energética) não seja considerada como um custo para os demais usuários da rede. Todavia, considerando que essa redução de consumo por eficiência energética leva a um efeito redistributivo nas tarifas volumétricas – aumentando o montante a ser cobrado de todos os consumidores –, o impacto total da GD local, que poderia alcançar um saldo negativo de 44 bilhões (se mantida a Alternativa 0), seria limitado a cerca de 16 bilhões de reais ao longo do período de análise (mudando-se para a Alternativa 1 conforme proposta desta AIR).

## 8.7 Mapeamento de riscos e formas de mitigação

156. Ao longo dos estudos realizados nessa AIR foram mapeados alguns aspectos que poderiam impactar o desenvolvimento da Geração Distribuída, assim como formas de mitigar esses efeitos.

157. O primeiro aspecto identificado foi a eventual adoção da Tarifa Binômica para unidades consumidoras do Grupo B, cuja influência foi considerada nas análises dessa AIR. Assim, buscou-se mitigar esse risco ao apresentar os cálculos considerando um dos cenários que serão propostos na AIR referente à Tarifa Binômica.

158. Outro risco detectado foi a possibilidade de o crescimento realizado do mercado de Geração Distribuída apresentar uma diferença significativa em relação ao crescimento projetado. Para mitigar os efeitos desse aspecto, propõe-se a utilização do sistema de gatilho por potência total instalada, apresentado anteriormente<sup>58</sup>.

159. Identificou-se também o risco de a valoração feita dos custos e benefícios decorrentes da Geração Distribuída não representar de forma adequada as condições reais. A adoção de premissas inadequadas, a utilização de valores que não reflitam a realidade nas variáveis, assim como a possibilidade de erros de cálculo podem ter impactado os resultados apresentados. Dessa forma, com o objetivo de mitigar esse risco pretende-se apresentar a planilha com os dados utilizados nesta AIR e solicitar à sociedade que analise o estudo realizado e envie suas contribuições na Audiência Pública, indicando possíveis erros ou inadequações identificadas. Ressalta-se, nesse caso, a necessidade de avaliação, por parte da sociedade, dos riscos referentes à aplicação de impostos (sobretudo de ICMS) no resultado das análises.

## 8.8 Demais aspectos

### 8.8.1 Custos associados à conexão de minigeração distribuída para compensação remota

160. Uma preocupação que vem à tona em relação às centrais de minigeração com compensação remota é a localização desses sistemas e as obras necessárias à sua conexão à rede de distribuição. Ao serem classificadas como unidades consumidoras com minigeração, a metodologia utilizada para a definição do custo de conexão que deve ser alocado à distribuidora (Encargo de Responsabilidade da Distribuidora – ERD) segue a regra estabelecida

<sup>58</sup> Aqui, novamente destaca-se a importância do SISGD e do envio de dados pelas distribuidoras.



Fl. 50 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

na REN n° 414/2010. Ocorre que a metodologia da REN n° 414/2010 tem como premissa o acesso de cargas à rede de distribuição, que se diferencia da regra de acesso de centrais geradoras – em que o acessante é responsável por construir o sistema de interesse restrito até o ponto de conexão com a distribuidora.

161. A preocupação surge no momento em que a minigeração é instalada em localidades distantes do centro de carga, onde a rede não está preparada para recebe-la, necessitando de obras que resultam em elevado ERD. De forma a investigar se isso de fato é um problema e se os custos alocados à distribuidora nesses casos são superiores aos custos que ela teria com o acesso de uma central geradora de mesmo porte (porém não enquadrada na REN n° 482/2012), a Nota Técnica n° 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL levantou essa questão, solicitando o comparativo desses custos.

162. Nesse aspecto, a principal contribuição foi encaminhada pela distribuidora CEMIG, que apresentou a relação dos custos de conexão obtidos a partir do levantamento de 100 estudos de acesso de geração distribuída com potência de injeção superior a 150 kW, dos quais 83% tratam de unidades fotovoltaicas. Os custos totais das obras de conexão e as parcelas atribuídas à distribuidora, estratificados por faixa de potência injetada, são apresentados na Tabela 16, retirada da contribuição<sup>59</sup> encaminhada pela CEMIG.

Tabela 16 – Custos de conexão – minigeração distribuída (CEMIG).

Faixa de Geração Distribuída	Custo total das Obras de Conexão	Custo total a cargo da Distribuidora	Percentual de participação da distribuidora
de 150 a 1.000 kW	R\$14.547.288,96	R\$6.862.253,00	47%
de 1.001 a 2.500 kW	R\$ 23.887.117,94	R\$ 11.996.783,00	50%
de 2.501 a 5.000 kW	R\$ 65.993.895,22	R\$ 55.086.648,00	83%
Total	R\$ 104.428.302,12	R\$ 73.945.684,00	71%

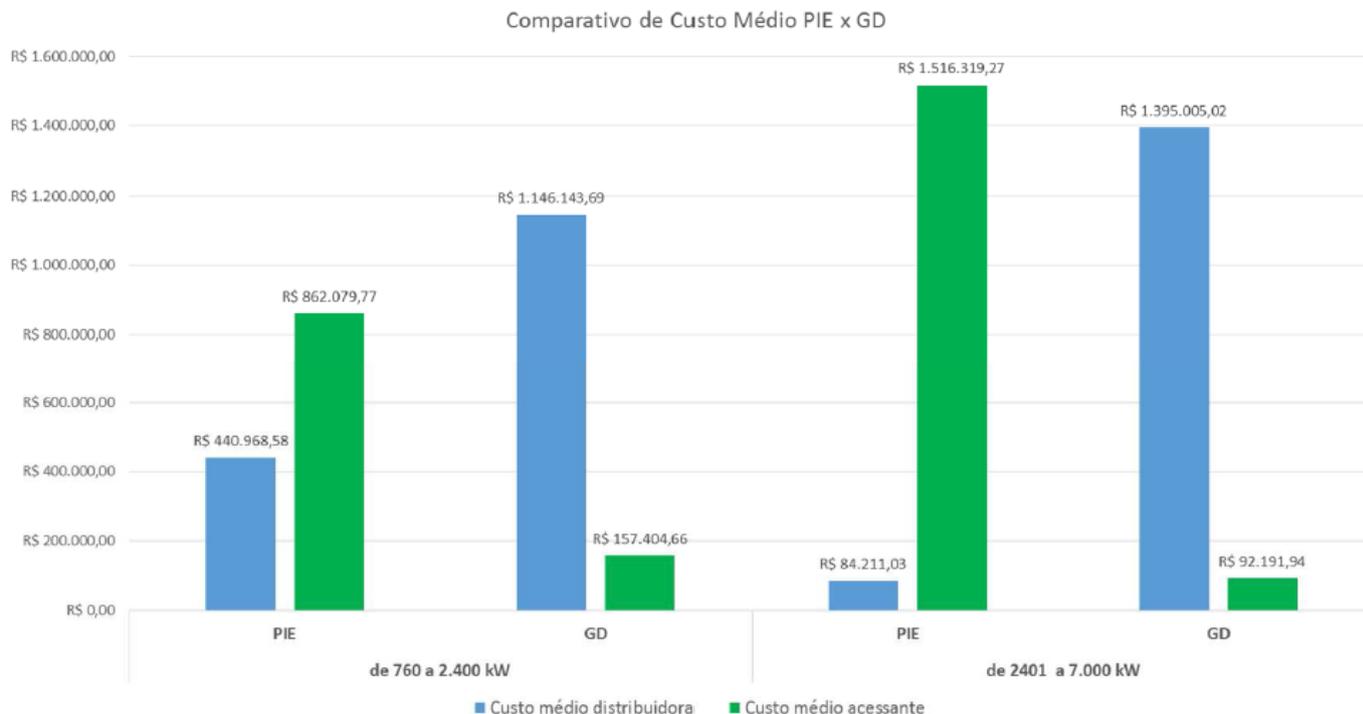
163. Observa-se que, em média, 71% do custo total das obras de conexão são atribuídos à distribuidora, por meio do ERD. E quanto maior o montante de injeção, ou seja, quanto maior o porte da central geradora, maior a participação financeira da distribuidora nas obras. A CEMIG ressalta que muitos desses investimentos não seriam necessários no horizonte de planejamento de 5 anos abrangido pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuidora – PDD.

164. O comparativo dos custos de acesso da minigeração distribuída e de centrais geradoras de porte similar que comercializam energia na CCEE consta na Figura 20, em que se verifica uma grande diferença na alocação desses custos. No caso de centrais geradoras que comercializam energia na Câmara, em torno de 80% do valor das obras é arcado pelo próprio acessante.

<sup>59</sup> Disponível no link [ContribuicaoCEMIGCP10\\_2018](#).



Fl. 51 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.



**Figura 20 – Comparativo dos custos de acesso – minigeração distribuída e central geradora que comercializa energia na CCEE.**  
Fonte: CEMIG.

165. A contribuição da CEMIG reforça a preocupação quanto a eventuais distorções trazidas pela atual metodologia de cálculo do ERD relativo às obras de conexão da minigeração distribuída. Em muitas situações a minigeração remota é instalada em locais onde o terreno é mais barato e onde a rede de distribuição não está devidamente preparada para atendê-la, demandando altos custos de acesso – custos esses alocados em grande parte à distribuidora, por meio do ERD (o que, no momento da revisão tarifária da distribuidora, é repassado às tarifas de todos os usuários da rede).

166. Diante dessa questão, torna-se relevante a avaliação de uma metodologia diferenciada para a alocação dos custos de acesso da minigeração distribuída. Tal metodologia poderia, inclusive, apresentar sinais locais para incentivar a instalação dessas centrais em locais que necessitam de geração de energia e onde a rede de distribuição demande menos obras de conexão. No entanto, entende-se que a discussão sobre o sinal locacional para instalação de geração deve ser abordada de uma forma mais ampla, incluindo geradores que comercializam energia na CCEE (ou até mesmo consumidores de maior porte), de modo que deve ser tratada em um processo específico, e não somente no âmbito da revisão da REN n° 482/2012.

167. Por outro lado, pretende-se propor, na AP de texto, uma metodologia para o cálculo do ERD que seja aplicada ao acesso da minigeração distribuída. Nesse sentido, são incentivadas contribuições da sociedade para subsidiar a Agência na formulação dessa metodologia.



Fl. 52 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 8.8.2 Cogeração qualificada

168. Atualmente, a Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Lei n° 9.427/1996), estabelece o desconto de 50% a ser aplicado nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição de empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 300.000 kW<sup>60</sup>. Essa Lei também determinou que a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, o que foi procedido por meio da Resolução Normativa n° 77, de 18 de agosto de 2004.

169. Entretanto, a Lei n° 9.427/1996 sofreu alterações desde a sua criação. Foi por meio da Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, que foi incluída a possibilidade de se estabelecer o desconto de TUSD/TUST para empreendimentos enquadrados como cogeração qualificada. Consta-se que não havia naquela oportunidade uma definição clara do que seria exatamente a figura do “cogerador qualificado”.

170. A lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, dispõe, dentre outros temas, sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

171. Ou seja, tratava-se de um cenário onde havia recente escassez de energia e de projetos de infraestrutura que pudessem alavancar o setor (haja vista o apagão de 2001). Ademais, não se vislumbrava naquela oportunidade que a geração de energias renováveis não hídricas como a energia eólica ou solar se viabilizasse de tal sorte que passasse a representar parcela relevante na matriz elétrica nacional.

172. Assim, coube à ANEEL, primeiramente por meio da Resolução n° 21, de 20 de janeiro de 2000, e posteriormente por meio da Resolução Normativa n° 235, de 14 de novembro de 2006 (REN 235/2006), regulamentar o tema. A REN 235/2006 estabelece critérios mínimos de eficiência energética para que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis possam ser enquadradas como cogeração qualificada, o que por sua vez dá direito a esses

<sup>60</sup> Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (...)

§ 1o Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I – comercializada pelos aproveitamentos; e

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1o de janeiro de 2016. (...)

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios:

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 53 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

geradores a concessão do desconto de 50% nas tarifas de TUSD/TUST (em se tratando de geração propriamente dita), ou ao enquadramento como Geração Distribuída, nos termos da Resolução Normativa n° 482/2012 (em se tratando de uma unidade consumidora).

173. Indaga-se se um país que tem vocação para a geração de energia naturalmente renovável deveria continuar a incentivar, por meio do enquadramento de cogeração qualificada, usinas cuja fonte primária são os combustíveis fósseis.

174. Destaca-se, contudo, a racionalidade energética da cogeração, que reside na economia de recursos frente a uma configuração convencional que produza calor útil e energia elétrica em separado.

175. Nos processos produtivos em que há demanda por energia térmica, a cogeração apresenta-se como solução tecnológica para a redução da rejeição térmica ao ambiente. Nesse ponto, a cogeração figura como redutor de emissão de gases de efeito estufa.

176. Um dos argumentos trazidos do setor de gás é o de que a exploração do gás natural como cogeração qualificada potencializa a redução de emissão de gases de efeito estufa, importante para ajudar a atingir a meta de redução de emissão de CO<sub>2</sub> em 43% até 2023, com a qual o país comprometeu na Organização das Nações Unidas - ONU. Ainda que esse argumento seja tecnicamente defensável, esse efeito só pode ser considerado ao se deslocar as demais fontes fósseis.

177. Importante a diferença entre a Geração Distribuída – GD, regulamentada pela Resolução Normativa n° 482/2012, por meio da qual unidades consumidoras têm a possibilidade de se enquadrar no mecanismo de compensação de energia, e a Geração Distribuída de que trata o Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, por meio do qual centrais geradoras podem comercializar energia com as Distribuidoras de Energia por meio de Chamadas Públicas.

178. Isso porque alguns agentes propõem a comercialização de energia da fonte com as distribuidoras por meio do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD, com energia valorada pelos Valores Anuais de Referência Específicos – VRES.

179. Assim, as Chamadas Públicas possibilitarão a expansão da exploração do gás natural, e por isso o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Portaria n° 65, de 27 de fevereiro de 2018, que estabeleceu novos VRES, para os Sistemas de Geração Distribuída de que trata o art. 2º, § 8º, inciso II, alínea "a", da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, observado o disposto nos arts. 14 e 15 do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004. Destaca-se que a cogeração a gás natural tem o VRES de R\$ 451,00/MWh, atualizado anualmente pelo IPCA.

180. Para a Geração Distribuída – GD de pequeno porte (hospitais, centros comerciais, shopping centers), infere-se que a sistemática da Resolução Normativa n° 482/2012 contribui para a redução de custos de investimento no sistema de cogeração, especialmente os de paridade térmica, no qual a produção das utilidades segue a demanda do calor.

181. Entretanto, destaca-se que atualmente há apenas 3 Usinas Termelétricas enquadradas como Cogeração Qualificada pela ANEEL, no ambiente da Geração Distribuída, correspondendo a 3.828 kW de potência total instalada.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 54 do Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

### 8.8.3 Comercialização do excedente de geração da micro e minigeração

182. A ABRACEEL encaminhou contribuição propondo a criação de um mecanismo, adicional ao sistema de compensação de energia, que permita ao consumidor (inclusive o residencial) comercializar o excedente de energia gerada pela micro ou minigeração. Nesse mecanismo, a compensação via *net metering* se daria até o consumo mensal da unidade consumidora, e o excesso de geração a cada mês poderia ser comercializado no mercado livre, por intermédio de um comercializador varejista.

183. Na proposta encaminhada pela Associação, os dados de medição seriam enviados à CCEE pela distribuidora local (que, nesse caso, é o agente de medição) via Unidade Central de Coleta de Medição (UCM) e os custos associados ao envio desses dados seriam alocados ao consumidor – apesar de os custos de adaptação do sistema de medição permanecerem com a distribuidora. A energia excedente comercializada no mercado livre estaria submetida às regras e procedimentos de comercialização e sobre ela incidiriam os tributos federais e estaduais (não se aplicando a isenção conferida à energia compensada via *net metering*).

184. Sobre a possibilidade de comercialização do excedente de energia produzida por central de micro ou minigeração, alguns questionamentos merecem atenção, conforme destacado adiante:

- Quais são as necessidades e os custos de adaptação do sistema de medição para faturamento e dos procedimentos de leitura e a quem deve ser alocado esses custos – dado que na regra vigente as responsabilidades técnica e financeira em relação ao sistema de medição são distintas para geradores (que comercializam energia na CCEE) e para consumidores cativos (micro e minigeração)?
- Quais são as medidas necessárias para que um consumidor cativo tenha autorização para comercializar a energia produzida pela micro e minigeração no ambiente de contratação livre? Tal medida implicaria em mudança no arcabouço legal (Lei n° 9.074/1995)?
- A autorização para comercializar o excedente de energia, parcela sobre a qual incidiriam os tributos federais e estaduais, colocaria em risco as isenções atualmente conferidas à parcela de energia compensada via *net metering*?
- O modelo de comercialização proposto é viável do ponto de vista econômico? A energia excedente produzida pela micro e minigeração tem competitividade no mercado? Em caso afirmativo, porque ele atualmente não é realizado na forma prevista por lei (por meio de empreendimentos de geração registrados na qualidade de centrais geradoras, que operam de forma similar à autoprodução de energia)?
- A energia excedente seria comercializada no mercado de curto prazo? Ou seriam previstas outras modalidades de contrato?
- Quais são as implicações trazidas pela possibilidade de o consumidor com micro ou minigeração participar, ao mesmo tempo, do ambiente de contratação livre e do sistema de compensação de energia, com a liberdade de dosar o montante de energia destinado a cada ambiente? Tal medida geraria especulações indesejadas do mercado?

185. Nesse sentido, são incentivadas contribuições em relação aos questionamentos colocados e, caso a comercialização do excedente de energia seja entendida como uma medida viável e de interesse da sociedade, incentiva-se também o envio de propostas para o modelo de comercialização.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 55 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

#### 8.8.4 Respeito aos limites da norma (tentativas de divisão) e simplificação nos termos

186. A respeito de tentativas de divisão de centrais de geração em unidades de menor porte, o § 3º do art. 4º da REN nº 482/2012 veda a “*divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos*”. Esse dispositivo tem o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de microgeração e de minigeração distribuída. Dessa forma, a norma não permite a divisão de uma central geradora em centrais de menor porte que resulte na alteração do enquadramento como minigeração distribuída para o enquadramento como microgerações distribuídas, assim como na alteração de uma condição de não enquadramento para uma condição de enquadramento na norma.

187. Em relação a esse aspecto, questionou-se na Consulta Pública se seria possível que a norma previsse critérios mais objetivos de identificação das tentativas de divisão e, caso positivo, quais seriam esses critérios. Foram apresentadas três contribuições com propostas de critérios para identificação de tentativas de divisão. A AES Tietê propôs determinar que sistemas de minigeração devam ser conectados apenas em rede primária. A CEB sugeriu criar limites de potência instalada por titular de unidade consumidora em cada subconjunto elétrico da distribuidora. A CEEE recomendou a adoção de um critério objetivo mínimo, defendendo que os limites definidos no artigo 2º, incisos I e II da REN nº 482/2012, sejam limitados por caminho elétrico (uma mesma subestação fonte). Além da aplicação desse critério, permanecem os procedimentos vigentes.

188. Em que pese a importância dessa questão, com o objetivo de manter o foco no ponto principal (modelo econômico da GD), outros aspectos, tais como a vedação à divisão e as definições (como, por exemplo, a necessidade de criação de consórcio ou cooperativa) serão discutidos na AP de texto.

#### 8.8.5 Alocação de créditos em diferentes áreas de concessão

189. Em todas as modalidades previstas para a micro e minigeração distribuída, a alocação ou a utilização dos créditos é restrita à área de atuação de uma única distribuidora, na qual a energia excedente é compensada. No âmbito da Consulta Pública nº 10/2018, o Grupo Neoenergia citou dois casos em que pode existir a necessidade da alocação de créditos em diferentes áreas de concessão. O primeiro é quando a geração está localizada em áreas de fronteira e seu atendimento é feito a título precário, e os créditos poderiam ser alocados na distribuidora que não atende a área de concessão onde essa geração está localizada. O segundo caso, que também foi descrito pela Secretaria do Estado de São Paulo, é quando várias distribuidoras atendem um mesmo estado da Federação, assim, é possível que um consumidor possua unidades consumidoras em áreas distintas de concessões, embora em um mesmo estado, o que também implica nas mesmas dificuldades para a alocação de créditos. O grupo Neoenergia entende que não deve ser permitida a alocação de créditos entre distribuidoras, já a Secretaria do Estado de São Paulo considera que deveria ser permitida a alocação de créditos dentro de uma mesma Unidade Federativa.

190. A restrição da alocação dos créditos, em uma mesma área de concessão, é justificável devido a questões jurídicas e técnicas. Do ponto de vista jurídico, faz parte da atividade da distribuidora o faturamento de seus consumidores, inclusive, o controle dos créditos advindos da geração distribuída. Por outro lado, não há previsão para a operacionalização de créditos advindos de consumidores com os quais a concessionária não possui relação contratual. Além disso, atualmente, a energia ativa injetada na rede é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local. Porém, para a operacionalização dos créditos entre concessões, seria necessário estabelecer uma remuneração para a distribuidora que terá que suprir consumidores que possuem créditos advindos de geração

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 56 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

localizada em outra área de concessão. Outro ponto é o desconto do ICMS, que é estabelecido por estado, sendo necessário um critério para a alocação de créditos entre diferentes unidades da Federação.

191. Outro problema que passará a existir com a alocação de créditos em diferentes áreas de concessão é a destinação de todos os benefícios da geração remota para a distribuidora que possui a conexão (principalmente, o pagamento pela demanda contratada) e o principal custo, que é a redução do mercado, para a distribuidora que terá que alocar os créditos. Essa alocação diferenciada entre benefícios e custos poderá ser acentuada com a construção de geradores em locais atendidos por distribuidoras com menores tarifas de demanda, e a utilização dos créditos em locais com tarifas mais elevadas.

192. Mais um ponto a ser avaliado é o aumento da complexidade para a previsão do mercado das distribuidoras e, conseqüentemente, uma maior exposição na contratação de energia. A distribuidora possui o controle da geração de energia distribuída instalada em sua área de concessão, mas, ao permitir a alocação dos créditos em diferentes áreas de concessão, não existirá esse controle, transformando a alocação de créditos de geração remota em algo que a distribuidora não consiga prever, o que trará mudanças na análise do mercado das concessionárias.

193. Do exposto, existem várias restrições para a permissão da alocação e créditos entre consumidores localizados em diferentes áreas de concessão, porém, considera-se importante que os agentes avaliem essa possibilidade, e encaminhem suas contribuições abordando seu posicionamento e, sendo favorável, descrevam as adequações necessárias, em todas as esferas da regulamentação, para a viabilidade da exclusão da limitação.

## 9 Acompanhamento e fiscalização

194. Na Consulta Pública nº 10/2018 foram questionadas as formas de acompanhamento do regulamento (Questão nº 7), sendo enviadas 36 respostas, de um total de 11 diferentes entidades.

195. De forma geral, as contribuições abordaram a necessidade do acompanhamento das reclamações, existindo proposta para a ANEEL criar um canal específico para coleta e tratamento de reclamações relacionadas à geração distribuída. Outro ponto recorrente foi o tempo médio de atendimento para a instalação dos sistemas, que deve ser acompanhado pela Agência. Também houve a sugestão de o monitoramento ser feito com base na quantidade de energia injetada na rede da distribuidora e não em potência instalada; na quantidade de créditos acumulados e os já expirados, o que auxiliaria na avaliação da dificuldade enfrentada pelos consumidores que possuem geração distribuída para efetuar a compensação; no *payback* dos sistemas; e na redução de gases de efeito estufa.

196. Por fim, houve contribuição para uma análise mais aprofundada na base de dados da ANEEL, que pode conter erros devido aos consumidores não serem orientados, no momento do preenchimento dos formulários, sobre a diferença entre a potência em kWp do gerador fotovoltaico (módulos) e da potência do inversor.

197. A seguir serão avaliadas as contribuições recebidas, bem como as formas de acompanhamento da potência instalada desses sistemas e seus impactos no setor elétrico.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 57 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 9.1 Acompanhamento da potência instalada para ativação do gatilho

198. Sobre o acompanhamento da potência instalada, as distribuidoras já enviam, até o dia 10 de cada mês, registro contendo os dados das unidades consumidoras com geração distribuída que entraram em operação no mês anterior. Tais informações são armazenadas no Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD e disponibilizadas na página da ANEEL, cujos dados<sup>61</sup> foram compilados de modo a possibilitar o fácil acesso à informação pela população.

199. Em relação à necessidade de informações fidedignas relatada nas contribuições, os dados informados pelas distribuidoras somente são armazenados no SISGD após uma análise simples de consistência realizada pelo próprio sistema. Porém, como o valor da potência instalada será uma variável essencial para o processo, a ANEEL pode comparar as informações existentes na Base de Dados Geográfica das Distribuidoras – BDGD, de modo a identificar possíveis erros e providenciar correções das distribuidoras.

200. As informações do SISGD são enviadas uma única vez, quando da conexão do gerador, razão pela qual constam dados permanentes, tais como potência instalada, fonte e data de conexão. Já a energia gerada e os créditos acumulados são dinâmicos e são enviados pelas distribuidoras para subsidiar seu processo tarifário e, atualmente, tais informações são agregadas por classe de consumo, não havendo a granularidade da unidade consumidora. Essa característica será alterada a partir de janeiro de 2019, quando, por unidade consumidora, as informações listadas na Tabela 17 serão encaminhadas mensalmente para a ANEEL, conforme estabelecido no Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.

Tabela 17 – Informações das unidades consumidora com geração estabelecidas no Submódulo 10.6 do Proret.

Saldo anterior de créditos
Energia elétrica ativa injetada
Total de créditos expirados
Saldo atualizado de créditos
Créditos utilizados no mês de referência da fatura

## 9.2 Acompanhamento das Reclamações e Fiscalização

201. O acompanhamento das reclamações relativas à conexão e faturamento de unidades consumidoras com geração própria se dará pelo Sistema de Gestão de Ouvidoria da ANEEL, bem como através dos dados de atendimento nas centrais de teleatendimento e ouvidorias das distribuidoras. Essas reclamações serão classificadas de acordo com as categorias do Anexo I da Resolução Normativa nº 414/2010, que está em revisão e passará a contar com as tipologias “conexão de microgeração” e “faturamento de microgeração”.

202. Além de monitorar aumentos expressivos nos números de reclamações por tipologia e distribuidora, a ANEEL acompanha as reaberturas de reclamações, ou seja, os retornos de consumidores não satisfeitos com as

<sup>61</sup> As informações aprimoradas estão disponíveis em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) >> Informações Técnicas >> Geração Distribuída >> Unidades Consumidoras com Geração Distribuída >> Informações compiladas e mapa.



Fl. 58 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

respostas recebidas. Essas grandezas fornecem informações sobre a gravidade e abrangência dos problemas enfrentados pelos consumidores de cada distribuidora na conexão e faturamento de micro e minigeração distribuída.

203. A partir de 2019, serão implementadas pesquisas de satisfação sobre o atendimento das ouvidorias das distribuidoras em relação a todas as tipologias reclamadas, incluindo aí as relativas à geração distribuída.

204. Adicionalmente, destaca-se que, no item 46 da Agenda Regulatória 2018/2019<sup>62</sup>, está sendo previsto o acompanhamento para atendimento dos prazos para GD, de forma semelhante ao que é feito hoje nos artigos 151 e seguintes e no Anexo III da REN nº 414/2012. A proposta da Agência nesse item prevê que eventual violação do prazo pela distribuidora no acesso de micro e minigeração distribuída implicará direito ao acessante em receber uma compensação financeira.

205. Por fim, as demais sugestões de acompanhamento, como *paypack* e a quantidade de CO<sub>2</sub> reduzidos devido à geração distribuída, já são publicados por entidades representantes do segmento de geração distribuída.

### 9.3 Impacto Tarifário da Geração Distribuída.

206. A mudança do sistema de compensação visa estabelecer um modelo que implique em benefícios totais para o setor elétrico. Do ponto de vista dos demais consumidores - os que não possuem GD - a questão a ser acompanhada é o impacto nas tarifas causado pela redução do mercado da sua distribuidora. A sugestão é a inclusão dessa análise no âmbito do processo tarifário das distribuidoras, explicitando a contribuição da GD na definição das tarifas que serão aplicadas aos consumidores.

## 10 Alterações em regulamentos

207. As mudanças propostas nesta AIR levariam à necessidade de alteração das seguintes normas:

- a. Resolução Normativa nº 482/2012;
- b. Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST; e
- c. Resolução Normativa nº 414/2010.

<sup>62</sup> Esse processo objetiva “Aprimorar as disposições do Atendimento ao Público” e tem previsão de ser concluído no 1º semestre de 2019.

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO



Fl. 59 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

## 11 Vigência

208. As propostas da AIR seriam, após finalização da Audiência específica de discussão da alternativa regulatória mais apropriada, materializadas em um texto normativo que, por sua vez, seria igualmente submetido ao crivo da sociedade, com previsão de aprovação até o fim de 2019. Assim, as novas regras começariam a valer a partir do início de 2020.

ANDRÉ SEIKI FIGUEIREDO KOMENO  
Estagiário – SRD

DANIEL VIEIRA  
Especialista em Regulação – SRD

DAVI RABELO VIANA LEITE  
Especialista em Regulação – SRD

DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO  
Especialista em Regulação – SRD

LEONARDO MÁRIO CAVALCANTI GÓES  
Analista Administrativo – SRD

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI  
Especialista em Regulação – SRD

HUGO LAMIN  
Superintendente Adjunto – SRD

ANA CLÁUDIA CIRINO DOS SANTOS  
Superintendente Adjunta – SCG

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA  
Especialista em Regulação – SCG

LETÍCIA LEAL LENG RUBER  
Especialista em Regulação – SMA

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 60 do Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 06/12/2018.

**De acordo:**

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO  
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALES  
Superintendente Adjunto de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública

\* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, DAVI RABELO VIANA LEITE, DANIEL VIEIRA

GUSTAVO MANGUEIRA DE ANDRADE SALAES, HUGO LAMIN, DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO

LEONARDO MARIO CAVALCANTI GOES, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 7483D16C0049A0D1 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

