

À ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

SGAN 603 – Módulo J. Brasília/DF – CEP: 70830 – 110

O presente documento tem como objetivo apresentar as contribuições da **Mizha Energia**, 100% subsidiária da empresa japonesa MITSUI & CO., LTD, acerca da Consulta Pública nº 25 de 2019, que possui como objetivo “Obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)”.

Esta contribuição está estruturada da seguinte forma: 1) apresentação do problema regulatório; 2) análise específica da necessidade de intervenção; 3) avaliação dos resultados e impactos das diferentes alternativas para os sistemas de geração compartilhada com contribuições para a redação normativa; 4) observação sobre a necessidade de preservação da segurança jurídica; 5) análise geral das recomendações das áreas técnicas da ANEEL e da lógica tarifária; 6) avaliação sobre a possibilidade de aplicação do desconto legal sobre a TUSD; e 7) síntese das contribuições.

A Mizha parabeniza a ANEEL pela iniciativa de convidar a sociedade para contribuir em tema de tanta relevância. A Mizha buscou colocar respeitosamente todas suas ideias, buscando unicamente a melhoria e a evolução deste marco para o Brasil que é a REN nº 482.

Resumidamente, nossas contribuições estão pautadas nos seguintes princípios:

- A micro e minigeração distribuída possuem externalidades positivas para o sistema elétrico, a economia, o meio ambiente e para a sociedade, caracterizando-se como bens meritórios cujo uso deve ser incentivado para que o benefício social ótimo seja alcançado;
- Mais especificamente, a micro e minigeração contribuem para a redução de perdas elétricas nas redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica e para a postergação dos investimentos em potência necessários para o atendimento a ponta da carga;
- A micro e minigeração distribuída compartilhada é fundamental para democratizar o acesso dos consumidores ao regime regulatório de autoconsumo;
- A micro e minigeração distribuída compartilhada possui um modelo de negócios distinto das demais modalidades e seu mercado ainda se encontra insipiente e pouco consolidado;
- A participação atual da micro e mini geração distribuída é ínfima na matriz elétrica brasileira, e seu impacto foi superdimensionado pela consideração de empreendimentos existentes, cuja participação no sistema de compensação foi revista pela REN nº 786/2017, e por equívoco das distribuidoras na classificação

das unidades consumidoras com geração distribuída no Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD/ANEEL;

- Para efeitos da definição de sua estrutura tarifária ideal, os autoconsumidores com micro e minigeração distribuída devem ter tratamento regulatório análogo ao conferido aos autoprodutores; e
- A segurança regulatória deve ser preservada, assegurando-se a manutenção do atual regime de compensação de energia para os autoconsumidores existentes.

Por este e outros motivos que serão abordados ao longo do texto, a Mizha sugere que a AIR avalie as modalidades da REN nº 482/2012 (autoconsumo local, autoconsumo remoto, múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada) separadamente, e não apenas consolidadas em geração local e remota.

1. Problema Regulatório

Conforme estipulado nos documentos disponibilizados pela Audiência Pública nº 01/2019 e pela Consulta Pública nº 25/2019, a ANEEL corretamente reconhece a relevância do desenvolvimento do mercado de recursos energéticos distribuídos no sistema elétrico brasileiro e identifica a existência de externalidades positivas (como a redução de perdas elétricas, a postergação de investimentos na distribuição e na transmissão de energia elétrica e a redução da emissão de gases de efeito estufa) que caracterizam a geração distribuída como um bem meritório e, portanto, são necessárias ações que permitam o desenvolvimento desse mercado de forma sustentável.

Nessa linha, a ANEEL publicou a REN nº 482/2012 com a intenção de fomentar os investimentos em pequenos sistemas de geração distribuída por meio da adoção do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 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 micro ou minigerador é valorada pela totalidade da tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Ainda assim, o mercado não se desenvolveu com um ritmo desejado pela Agência e em maio de 2015 a potência instalada de micro e minigeração distribuída era de apenas 9.559 kW, referentes a 670 unidades consumidoras. A insipiência e imaturidade do mercado de então motivou a publicação da REN nº 687/2015, que simplificou as regras e procedimentos para instalação e conexão dos sistemas de geração, elevou da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e estabeleceu as modalidades de geração distribuída para múltiplas unidades consumidoras e para geração compartilhada.

Pouco mais de quatro anos depois, a capacidade instalada de micro e minigeração distribuída alcançou o patamar de 1.649.141,32 kW, referentes a pouco mais de 130 mil sistemas que beneficiam 174 mil unidades consumidoras e possibilitou que o

desenvolvimento do mercado alcançasse o ritmo de instalação de 300 sistemas por dia útil, equivalente a quase 3 MW diários em todo país.

Sendo assim, a ANEEL entende que a REN nº 482/2012 alcançou seus objetivos, notadamente para os sistemas de geração a partir da fonte solar, e que, portanto, seus parâmetros precisam ser revistos para se garantir que a implantação da geração distribuída no Brasil continue a se desenvolver de forma sustentada e saudável, conforme exposto no Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL:

“16. Desse modo, o problema aqui tratado é reavaliar a necessidade de manter um modelo de Sistema de Compensação que cria incentivos ao desenvolvimento da geração distribuída, mas, ao mesmo tempo, tem potencial de elevar as tarifas em cerca de R\$ 55 bilhões em 15 anos. Isso deve ser feito considerando os impactos positivos e negativos que a tecnologia propicia, bem como o seu nível de maturidade.”

2. Necessidade de Intervenção

De acordo com a AIR nº 03/2019, a manutenção das regras atuais indefinidamente poderia levar a custos da ordem de R\$ 55 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período, para os consumidores que não instalarem geração própria, sendo R\$ 23 bilhões referentes à ampliação da geração local (autoconsumo próprio e múltiplas unidades consumidoras) e R\$ 32 bilhões à expansão da geração remota (autoconsumo remoto e geração compartilhada).

Os referidos impactos foram estimados com base na projeção do crescimento do mercado de geração distribuída realizada a partir do Modelo de Bass, que descreve o processo de adoção e difusão de um novo produto por meio da interação *agentes inovadores e imitadores*, considerando, entre outras, as seguintes variáveis:

- Tempo de análise de 15 anos (entre 2020 e 2035);
- Tamanho típico de um sistema solar de geração distribuído de 600kWp para geração remota;
- Mercado potencial de 92.063 sistemas, com taxa de crescimento de 2% ao ano;
- Coeficiente de inovação igual a 0,000476;
- Coeficiente de imitação igual a 0,5;
- Ano de implantação da inovação: 2012 para geração local e remota; e
- Número de adotantes no início da simulação: 152.507 sistemas e 457,52MW para geração local em 2019 e 291 sistemas e 174,60 MW para geração remota.

Sendo assim, para verificar a maturidade do mercado e realizar as projeções de crescimento do autoconsumo remoto, a AIR nº 003/2019 adotou o tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota (autoconsumo remoto e geração compartilhada) em 600kWp, valor que seria igual a média verificada no

SISGD/ANEEL. De acordo com a agência, a adoção da média seria fundamental para manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos aplicados) e potência total instalada.

Ocorre que, conforme informações do SISGD/ANEEL disponíveis no site da própria Agência e reproduzidos na Tabela 1, o valor médio da potência instalada em sistemas de geração compartilhada seria de 75kWp e em sistemas de autoconsumo remoto seria de 18kWp.

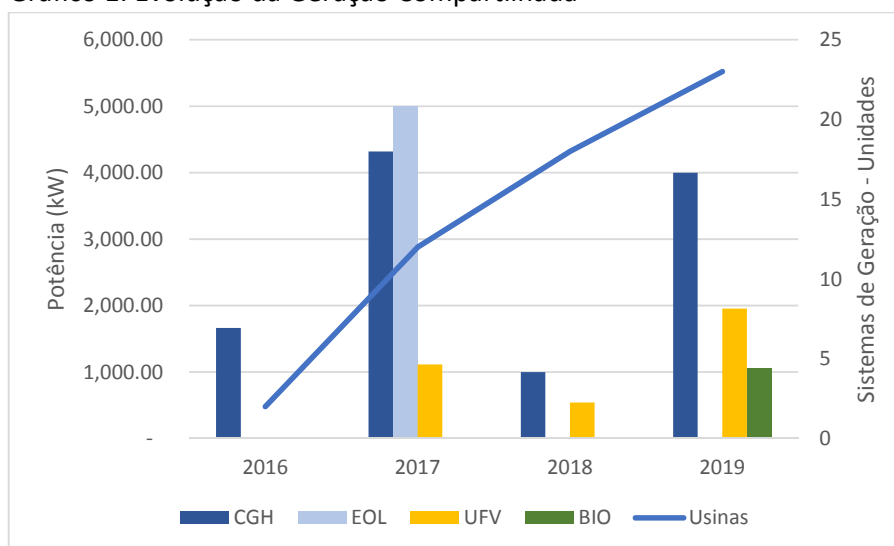
Tabela 1: unidades consumidoras com geração distribuída

Modalidade	Quantidade	Unidades Consumidoras	Potência Instalada (kW)	Potência Instalada Média (kW)
Autoconsumo remoto	19.341	62.379	342.641,19	17,72
Geração compartilhada	370	1.538	27.784,87	75,09
Geração na própria UC	109.701	109.701	1.270.730,08	11,58
Múltiplas UC	33	225	735,97	22,30

Fonte: SISGD/ANEEL disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp

Entretanto, ao se analisar em profundidade as informações do SISGD/ANEEL verifica-se que existem 347 sistemas classificados pelas distribuidoras como geração compartilhada que não atendem aos requisitos da REN nº 482/2012, ou seja, não estão caracterizados pela reunião de consumidores em consórcio ou cooperativa. Os referidos sistemas estão em nome de pessoa física, jurídica ou poder público e atendem em média 3 unidades consumidoras com potência típica de 20kWp, devendo ser caracterizados, portanto, como autoconsumo remoto. O Gráfico 1 apresenta a evolução do mercado de geração compartilhada sem os erros de classificação.

Gráfico 1: Evolução da Geração Compartilhada



Fonte: Elaborado a partir dos dados do SISGD/ANEEL disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp

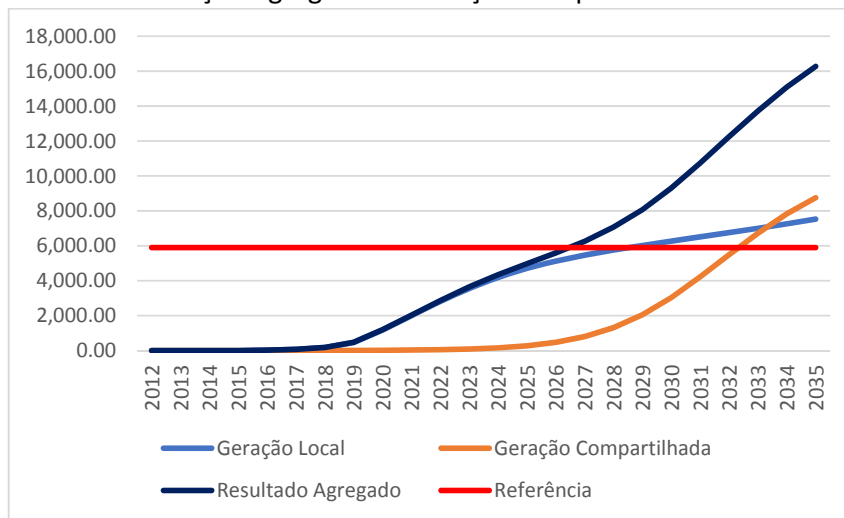
O Gráfico 1 revela claramente que o mercado de geração compartilhada não alcançou a maturidade do mercado de autoconsumo local. A linha de geração compartilhada tem uma taxa de crescimento declinante, indicando que número de novos entrantes é decrescente, caindo de 10 em 2017 para 6 em 2018 e 5 em 2019. Adicionalmente, a predominância de empreendimentos hidrelétricos e eólicos de maior porte em tão pouco tempo de vigência da norma, indica que o resultado pode estar ainda superdimensionado pela presença de empreendimentos existentes, que foram, posteriormente, impedidos de participar do sistema de compensação de energia pela REN nº 786/2017.

Sendo assim, considerando somente os empreendimentos fotovoltaicos, existem atualmente 13 sistemas de geração compartilhada, atendendo 215 unidades consumidoras com uma potência instalada de 3.612 kW (sistema típico de 277 kWp). Trata-se de um mercado muito mais insipiente e menos desenvolvido do que o do autoconsumo local e remoto por ocasião da REN nº 687/2015, que finalmente deu eficácia à REN nº 482/2012.

Adicionalmente, destaca-se que, conforme se verifica na Planilha AIR-minigeração-Remota_posAP, disponibilizada no âmbito da Consulta Pública nº 25/2019, as projeções realizadas pela ANEEL indicam que a adoção da Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia) no mercado de geração compartilhada faria com que a instalação de novos sistemas ficasse suspensa por 6 anos (de 2020 a 2025). Um hiato dessa magnitude desagregaria todas as empresas voltada ao desenvolvimento desse mercado, desperdiçando todo o esforço regulatório desprendido pela inovação da REN nº 687/2015, com enorme prejuízo a segurança regulatória do setor elétrico brasileiro.

Por outro lado, a projeção corrigida do crescimento do mercado de geração compartilhada, realizada por meio da Planilha AIR-minigeração-Remota_posAP, indica que o valor agregado de referência de 5.900 MW estipulado pelo AIR nº 03/2019 para o acionamento da Alternativa 5 continuaria sendo atingido somente em 2027. As simulações foram realizadas considerando-se (i) o uso da Alternativa 0 em todo o período; (ii) os valores do SISGD/ANEEL sem o autoconsumo remoto com equívoco de classificação; (iii) o tamanho típico do sistema de geração compartilhada em 277 kWp; e (iv) o início da inovação em geração compartilhada em 2017, ano em que ocorre a primeira conexão de um sistema fotovoltaico na modalidade de geração compartilhada.

Gráfico 2: Evolução Agregada da Geração Compartilhada e Local



Fonte: Elaborado a partir da Planilha AIR-minigeração-remota_posAP e de dados do SISGD/ANEEL disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp

3. Análise de Resultados e Impactos

O processo de revisão da REN nº 482/2012 foi estruturado pela ANEEL na forma do modelo lógico representado pela Figura 1.

Figura 1: Diagrama lógico da revisão da REN nº 482/2010.



Para tanto, foram a ANEEL propôs a avaliação de seis alternativas para a abrangência de aplicação do mecanismo de compensação de energia regulado pela REN nº 482/2012:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede abrange todas as componentes da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia (TE);

- Alternativa 1 – A componente tarifária correspondente ao uso do sistema de distribuição de baixa tensão (TUSD Fio B) não é abrangida pelo sistema de compensação.
- Alternativa 2 – As componentes tarifárias correspondentes ao uso do sistema de distribuição de baixa e de alta tensão (TUSD Fio B e TUSD Fio A) não são abrangidas pelo sistema de compensação.
- Alternativa 3 – As componentes tarifárias correspondentes ao uso do sistema de distribuição de baixa e de alta tensão e ao pagamento de encargos (TUSD Fio B, TUSD Fio A e TUSD Encargos) não são abrangidas pelo sistema de compensação.
- Alternativa 4 – Todas as componentes tarifárias ao sistema de distribuição, inclusive perdas, não são abrangidas pelo sistema de compensação (TUSD Fio B, TUSD Fio A, TUSD Encargos e TUSD Perdas). Nesta Alternativa somente a TE é objeto de compensação.
- Alternativa 5 – Somente a componente energia da TE é objeto de compensação pela energia injetada na rede, as demais componentes tarifárias, inclusive os encargos incidentes na TE não são abrangidas pelo mecanismo.

Figura 2: Alternativas de Abrangência do Mecanismo de Compensação

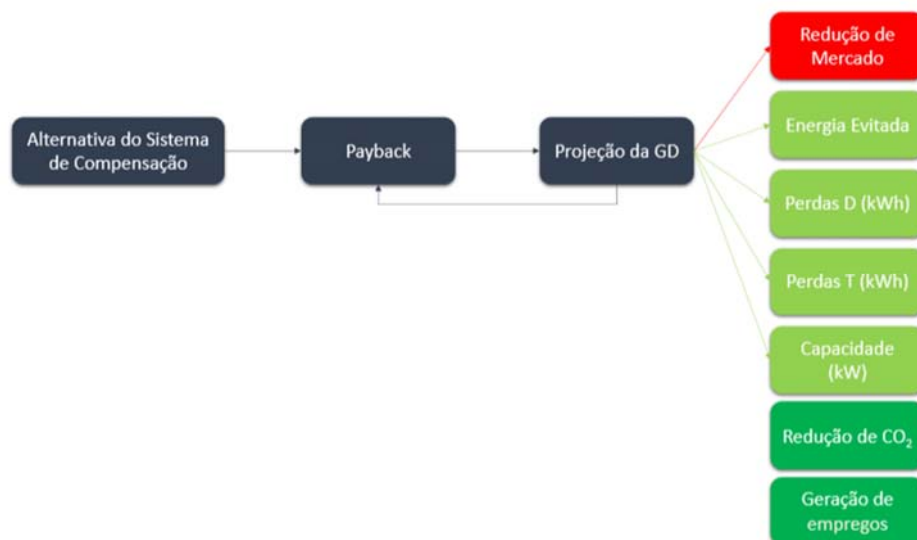


Fonte: Relatório de AIR N° 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL

Conforme o diagrama lógico apresentado na Figura 1, os resultados e impactos da adoção de cada alternativa resumida na Figura 2 são estimados a partir dos seguintes procedimentos:

- Cálculo do *payback* da Geração Distribuída (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);
- 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);
- Determinação dos impactos da GD (de acordo com a quantidade e potência instalada de GD prevista na etapa anterior)

Figura 3 – Esquema do método de estimação dos resultados e impactos.



Fonte: Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

A simulação do Valor Presente Líquido (VPL) determinístico, apresentada nesta contribuição, foi realizada a partir das planilhas disponibilizadas pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 25/2019 e adotou a mesma metodologia, variáveis e parâmetros empregados pela Agência no Relatório de AIR nº 003/2019. Ajustou-se, tão somente, os equívocos apontados na seção anterior em relação ao tamanho típico dos sistemas de geração remota e compartilhada, à quantidade de sistemas existentes e à data de início da inovação.

Também optou-se por manter as análises quantitativas relativas à redução de emissão de gases de efeito estufa e de geração de emprego apresentadas no Relatório de AIR nº 004/2018, ressaltando-se que, ao contrário do sustentado pelas áreas técnica da Agência no AIR nº 003/2019, não são variáveis estranhas ao setor elétrico e devem ser consideradas na análise de custo benefício, especialmente as projeções de geração de empregos que podem ser monetizadas e desdobradas em crescimento do consumo de energia elétrica. Para tanto, utilizou-se o valor médio do rendimento do trabalho na iniciativa privada, exceto trabalho doméstico, divulgado pela Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD Contínua) de R\$ 2.166,00 para o segundo trimestre de 2019¹ e a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica de 1,3, constante do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)².

Sendo assim, para cada 10 MW de potência instalada de micro e minigeração distribuída são criados 250 empregos, gerando em 2035 uma renda anual de

¹ <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/9173-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-trimestral.html?=&t=o-que-e>

² <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

aproximadamente R\$ 7 bilhões e um incremento no consumo de energia elétrica de MWh 1.200 por ano, que, descontado o custo da componente energia da TE gera a receita anual de R\$ 380.000,00, que reduz o impacto negativo da incidência do mecanismo de compensação sobre as demais componentes tarifárias que compõe o custo fixo do serviço de distribuição.

Tabela 2: Resultados e Impactos sobre o Autoconsumo Local

	Sistemas em 2035	Potência instalada em 2035	Emissão evitada de CO2 equivalente até 2035	Empregos em 2035	Valor Presente Líquido
Alternativa 0	2.509.310	20.074	9.722.806,19	501.862,09	-R\$23.124,24
Alternativa 1	2.011.333	16.091	7.750.825,34	402.266,62	-R\$11.675,78
Alternativa 2	1.891.328	15.131	7.276.689,51	378.265,59	-R\$8.484,22
Alternativa 3	1.738.551	13.908	6.677.503,71	347.710,12	-R\$4.954,67
Alternativa 4	1.541.969	12.336	5.917.189,22	308.393,83	-R\$3.360,83
Alternativa 5	1.379.841	11.039	5.286.218,44	275.968,14	-R\$986,46

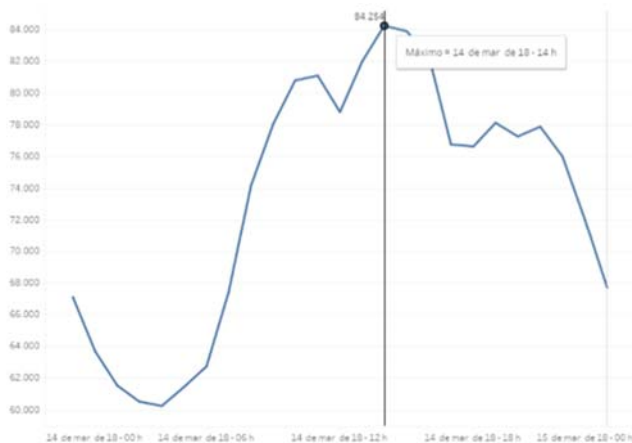
Tabela 3: Resultados e Impactos sobre a Geração Compartilhada

	Sistemas em 2035	Potência instalada em 2035	Emissão evitada de CO2 equivalente até 2035	Empregos em 2035	Valor Presente Líquido
Alternativa 0	35.453	9.821	5.664.266,92	245.514,43	-R\$8.426,39
Alternativa 1	17.635	4.885	2.706.124,40	122.121,62	-R\$2.625,16
Alternativa 2	13.527	3.747	2.044.364,76	93.673,06	-R\$1.512,56
Alternativa 3	8.480	2.349	1.250.420,42	58.726,03	-R\$590,10
Alternativa 4	3.310	917	471.772,76	22.920,66	-R\$232,35
Alternativa 5	729	202	125.128,05	5.051,50	-R\$133,11

Pelo exposto nas Tabelas 2 e 3 verifica-se que a ANEEL superestimou os impactos negativos e subestimou os impactos positivos da micro e minigeração distribuída. Particularmente no caso da geração compartilhada, a análise e conclusão das áreas técnicas da ANEEL, baseada em informações com erros de classificação no SISGD/ANEEL, levaria a inviabilização de uma modalidade que agrega o benefício adicional de democratizar o acesso ao sistema de compensação de energia, com custos monetizáveis modestos.

Adicionalmente, é preciso destacar que a geração distribuída permite postergar investimentos na rede de distribuição (média tensão) e de transmissão por meio da redução da carga a ser atendida e do requisito de potência máxima. Como há coincidência entre a geração solar e a ponta da carga e como a dispersão geográfica dos sistemas distribuídos suaviza o efeito da intermitência da fonte, a expansão da geração distribuída fotovoltaica reduz a carga líquida do sistema e, conseqüentemente, a necessidade de investimentos em potência.

Gráfico 4 – Demanda máxima do SIN em 2018.



Fonte: Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

O gráfico 4 (reprodução da Figura 6 do AIR 004/2018), demonstra que o pico de demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2018 aconteceu no período da tarde, em um dia quente de verão. Como apontado pela própria ANEEL, esse comportamento tem se repetido nos últimos anos, demonstrando 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, especialmente na média e alta tensão.

Nesse sentido, exemplos de situações pontuais em que a instalação de geração distribuída em um determinado alimentador gera a necessidade de antecipação de investimentos, eventualmente trazido pelas distribuidoras de energia elétrica no âmbito do processo de participação pública, não são suficientes para afastar a verdade material de que a geração distribuída agregada é benéfica para as redes de distribuição e de transmissão.

Finalmente, ressalta-se que, mesmo no caso do autoconsumo remoto e da geração compartilhada, a energia produzida por sistemas distribuídos tende a ser consumida pelas cargas vizinhas, não transitando pelas redes de distribuição e transmissão. De fato, a necessidade de novos investimentos no reforço da rede por decorrência da geração distribuída ocorreria apenas em situações pontuais e específicas, quando a potência instalada superar o somatório das cargas conectadas a um mesmo conjunto. A solução, todavia, não pode ser a oneração de todos os sistemas, o que reduziria a percepção dos demais benefícios, mas a possibilidade de que as Distribuidoras possam conceder descontos na TUSD G aplicável à geração distribuída, de modo a conferir dinamismo ao sinal locacional.

4. Princípio da Segurança Regulatória

Em relação a transição dos autoconsumidores existentes do regime atual de compensação para uma nova modalidade a ser definida ao final da Consulta Pública nº 25, destaca-se que o regime atual da REN nº 482/2012 foi desenhado com a motivação expressa de fomentar o desenvolvimento do mercado de geração distribuída, oferecendo condições mais abrangentes de compensação para equilibrar a equação econômica dos autoconsumidores em um cenário de mercado insipiente e custos de equipamentos e instalação elevados, conforme se extrai do voto condutor proferido pelo então Diretor Romeu Donizete Rufino no âmbito do Processo nº 48500.004924/2010-51:

*“1.No período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 foi realizada a Consulta Pública n. 015/2010 **com o objetivo de apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição e receber contribuições sobre as questões que o regulador deveria enfrentar para reduzir as barreiras existentes.**” (grifou-se)*

.....

*4. Assim, foi realizada, no período de 8 de agosto a 14 de outubro de 2011, a Audiência Pública (AP) n. 42/2011 para o recebimento de contribuições **sobre as propostas para reduzir barreiras para geração distribuída** com potência instalada menor ou igual a 1 MW e também para elevar o desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para fonte solar com potência injetada até 30 MW. (grifou-se)*

.....

*30. **Considerando a inovação da proposta apresentada e que o avanço inicial da inserção desta nova modalidade de conexão e o desenvolvimento das tecnologias associadas permitirão um aprofundamento das análises até então efetuadas, foi inserido um artigo na minuta de resolução estabelecendo que a ANEEL revisará o presente ato em até 5 anos.** Nessa ocasião, serão analisados seus impactos técnicos, econômicos e sociais e apresentados à sociedade eventuais aprimoramentos para o sistema de compensação de energia, observando, entre outros, aspectos relacionados aos processos de medição e aos estudos de viabilidade de acesso necessários. **Cabe esclarecer que quaisquer alterações a serem eventualmente contempladas no presente regulamento só farão sentir seus efeitos a partir de sua publicação, alcançando apenas os casos futuros e não impactando os sistemas até então implantados.**” (grifou-se)*

Destaca-se que, em homenagem ao princípio da segurança regulatória e para permitir que os autoconsumidores interessados em aderir ao regime de compensação de energia pudessem dispor da estabilidade e previsibilidade mínimas para a tomada de decisão, a decisão da ANEEL, fundamentada no voto condutor colacionado acima, expressamente assegurou que as alterações futuras nos regimes regulatórios contidos na REN nº 482/2012 alcançariam somente os autoconsumidores conectados após a aprovação da nova regulação.

A mesma indicação foi repetida no voto condutor da REN nº 687/2015, que procedeu a primeira revisão da REN nº 482/2012:

“33. Entretanto, conforme as simulações de impacto regulatório atualizadas e fornecidas pela SRD, por meio do Memorando nº 471/2015-SRD/ANEEL, de 23 de novembro de 2015, o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019. A grande aceleração ocorreria somente a partir de 2020, quando se espera a conexão de mais 1 (um) milhão de unidades consumidoras e a instalação de 4.000 MW adicionais, de modo que proponho uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019. Assim, entendo que o sistema de faturamento atual (TE+TUSD) deve ser mantido para todos os micro e minigeradores distribuídos.

34. Por ocasião dessa nova revisão, da mesma forma como se propõe proceder na alteração da Resolução Normativa nº 482 em deliberação, acredito que a ANEEL deve homenagear o princípio da segurança regulatória e preservar a manutenção do regime jurídico dos consumidores que vierem a aderir ao sistema de micro e minigeração distribuída na vigência da versão da referida Resolução a ser aprovada na deliberação de hoje.” (grifou-se)

Pelo exposto, para que seja preservada a coerência da atuação da Agência ao longo de todo o presente processo administrativo e seja assegurada a segurança regulatória para os autoconsumidores e investidores que atenderam ao chamado da ANEEL para desenvolverem o mercado de micro e minigeração distribuída, é necessário estabelecer que o novo regime regulatório não será retroativo e não alcançará os autoconsumidores existentes.

5. Recomendações das áreas técnicas da ANEEL e Lógica Tarifária

Com base nas análises realizadas por meio da AIR nº 003/2019 as áreas técnicas da ANEEL recomendam, para o caso da micro e minigeração local, a adoção da Alternativa 2, alterando para a Alternativa 5 (compensação apenas da TE Energia) quando atingida a potência instalada adicional de 4.700 MW ou até o final de 2030, o que ocorrer primeiro. Para a micro e minigeração remota, todavia, seria aplicada a Alternativa 5 imediatamente. Os consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso completa (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os

anexos devidos) antes da publicação das novas normas continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até o final de 2030.

Tais recomendações, entretanto, foram baseadas i) na premissa de que a manutenção das regras atuais da REN nº 482/2012 teria um impacto estimado de R\$ 55 bilhões sobre os demais consumidores e que R\$ 32 bilhões seriam resultantes unicamente da geração remota e ii) em avaliação conceitual superficial da estrutura tarifária, que não analisou a natureza dos componentes dos encargos setoriais e ignorou a contribuição da GD para a redução de perdas elétricas.

Ocorre que, como visto acima, os estudos e simulações foram realizadas com dados distorcidos por equívocos na classificação de 347 sistemas de geração. Corrigidos os dados, percebe-se que o impacto da geração compartilhada é de fato insignificante.

Por outro lado, a correta análise conceitual da estrutura tarifária indica que o equilíbrio entre os benefícios trazidos pela geração distribuída e a responsabilidade de compartilhamento dos custos fixos associados aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

De fato, ainda que não possuam o mesmo regime regulatório, para efeitos da apuração dos benefícios sistêmicos líquidos os autoconsumidores são análogos aos autoprodutores, visto que ambos assumem a responsabilidade pela instalação de capacidade suficiente para assegurar sua própria carga e, portanto, contribuem para o “bem público” de segurança do suprimento.

Sendo assim, os autoconsumidores devem ser desonerados dos pagamentos dos encargos relacionados com a segurança energética (Energia de Reserva, Encargo do Serviço de Sistema Energético e Proinfa) e com as políticas públicas de desenvolvimentos energético (Conta de Desenvolvimento Energético), exatamente como ocorre com o autorprodutores e se beneficiar, adicionalmente, da redução de perdas elétricas.

Tal entendimento alinha-se com o que o Ministério de Minas e Energia (MME) tem proposto no âmbito do processo de modernização do setor elétrico desde a instauração da Consulta Pública nº 33, no sentido de que os encargos pagos pelos autoprodutores para cobertura dos custos dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN decorra sobre a parcela do consumo líquido (calculado pela diferença entre a energia elétrica consumida e a energia elétrica autoproduzida)³.

³ PLS 232/2016:
“Art. 16-C

.....

§ 3º O encargo a ser pago pelo produtor deverá ser calculado com base no consumo líquido, nos termos definidos pelo art. 16-E da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.”

6. Aplicação do Desconto Legal

Entende-se que proposta de contratação do uso da rede pelos minigeradores de modo a possibilitar a cobrança de uma TUSDg sem a descaracterização da condição de autoconsumidor é salutar e pode ser efetivada.

Todavia, como visto acima, muito embora possuam regimes regulatórios distintos, para efeitos da lógica tarifária conceitual, os autoconsumidores devem ter tratamento análogo ao conferido aos autoprodutores, o que também se aplica à incidência do desconto tarifário de 50% previsto no art. 26 da Lei nº 9.427/1996.

Art 26.... ..

*§ 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.*

Neste ponto, destaca-se que o conceito de autoprodutor se equipara ao de autoconsumidor, em ambos os casos a produção é para consumo próprio e não se destina à comercialização. As diferenças entre autoprodutor e autoconsumidor se limitam ao fato de que um opera no mercado livre e o outro no regulado, mas não afeta o direito ao desconto tarifário de que fala o referido art. 26. A versão atual da REN nº 482/2012 implica inclusive na definição de descontos de 100% para a TUSD, em harmonia com a Lei que estabelece o valor mínimo em 50%.

Sendo assim, o argumento da ANEEL de que o desconto seria aplicável apenas a geradores que operam comercialmente não procede.⁴

⁴ Parágrafo 24 da Nota Técnica nº 78/2019:

“24. Nesse ponto é importante destacar que, apesar da aplicação da TUSDg, o consumidor com minigeração continua não fazendo jus aos descontos de fonte incentivadas, previstos na Lei nº 9.427/1996, que são destinados a geradores que operam comercialmente, mesmo que em regime de autoprodução. Segue trecho da Lei nº 9.427/1996 que trata da aplicação dos descontos aos geradores de capacidade reduzida, em que se destaca a destinação da energia gerada que faz jus ao benefício:”

7. Contribuições

Por todo o exposto, a Mizha reitera que a capacidade instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil é irrisória, seja por sua penetração (energia e número de consumidores), ou seja pela expectativa de crescimento nos anos futuros. Neste sentido, os dados brutos de capacidade instalada não representam uma métrica adequada de avaliação, considerando as dimensões do setor elétrico brasileiro. É importante relativizar a base para termos a real dimensão de sua maturidade. Os indicadores de que a aplicação da Alternativa 5 conduziria a *payback* de 26 anos e a total interrupção de novas instalações por um hiato de 6 anos, por exemplo, sinalizam a baixa maturidade do mercado brasileiro.

Da mesma forma, a Mizha reforça a manifestação de que a modalidade de Geração Compartilhada teve seus impactos negativos superdimensionados, pela sua representação conjunta com a modalidade de autoconsumo remoto, que possui modelo de negócio e maturidade distinto, e pela utilização da base de dados do SISGD/ANEEL com inconsistências equívocos de classificação, e suas externalidades positivas desconsideradas. De fato, a modalidade de geração compartilhada é a única capaz de conferir acesso democrático a todos os consumidores e fontes energéticas ao sistema de compensação da REN nº 482/2012.

Sendo assim, é fundamental que a ANEEL efetue uma análise de impacto regulatório com a correta distinção entre as diferentes modalidades de micro e minigeração distribuída e que proceda o teste de consistência das informações do SISGD/ANEEL utilizadas.

Em relação ao processo da Consulta Pública nº 25/2019, apresentamos as seguintes contribuições:

- 1. A micro e minigeração distribuída possuem externalidades positivas para o sistema elétrico, a economia, o meio ambiente e para a sociedade, caracterizando-se como bens meritórios cujo uso deve ser incentivado para o benefício líquido ótimo seja alcançado;**
- 2. Particularmente, a geração compartilhada agrega o benefício suplementar de democratizar o acesso ao regime de compensação de energia sem incorrer em custos adicionais relevantes;**
- 3. O mercado específico da geração compartilhada é mais recente e encontra-se em um estágio de maturidade inferior ao do autoconsumo local por ocasião da revisão promovida pela REN nº 687/2015, portanto necessita de mais tempo para se desenvolver e deve ser submetido a condições menos onerosas, ou pelo menos equivalentes, as conferidas à modalidade de autoconsumo local;**
- 4. O processo de transição para aplicação de regimes menos abrangentes de compensação tarifária deve ocorrer a partir do atingimento de uma penetração em termo de potência relativa ao mercado das distribuidoras, de modo a considerar o efeito do crescimento do mercado e manter o princípio**

de que deve haver equilíbrio entre os benefícios e os custos da maior inserção de geração distribuída;

- 5. Independente da metodologia de gatilho (seja por potência, seja por penetração de mercado, ou qualquer outra), deve ser observado um processo de suavização da migração entre alternativas, através do conceito de gradualidade dependendo de penetração de cada modalidade;**
- 6. Com a redução da abrangência da compensação tarifária a ANEEL deve estabelecer um valor específico de TUSD GD, que considere os descontos legais;**
- 7. É preciso assegurar a segurança regulatória por meio da manutenção do regime regulatório vigente para os autoconsumidores existentes;**