



**Conselho de
Consumidores de
Energia da
Coelba**

Contribuições CCEC – Audiência Pública ANEEL 025/2019

Consulta sobre alteração das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa nº 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Autor: Eng. Tássio Barboza, consultoria Enersol Brasil.

20 de dezembro de 2019

Contexto

A ANEEL traçou um caminho de diálogo no princípio das discussões da **CP 010/2018**, em 30 de maio de 2018, com:

- Pesquisas de mercado;
- Levantamento de dados e premissas;
- Grande participação dos setores;
- 1.511 contribuições;
- Setor confiante.

Com a **AP 001/2019**, de 24 de janeiro de 2019

- Resultados das pesquisas de mercado;
- 3 audiências públicas;
- Mais de 3 meses de período de contribuição;
- 364 contribuições;
- Expectativa de 25 anos para os que já haviam sido interconectados;
- Setor confiante com alternativa 0.

Expectativa

Com as conclusões tiradas pela ANEEL, por conta da AP001/2019, foram de tal maneira **que o mercado do setor se viu confiante**. Apesar de se saber que haveria alteração para 2020, ela seria saudável para o setor e para a sociedade, conforme gráficos da AIR em questão, a seguir.

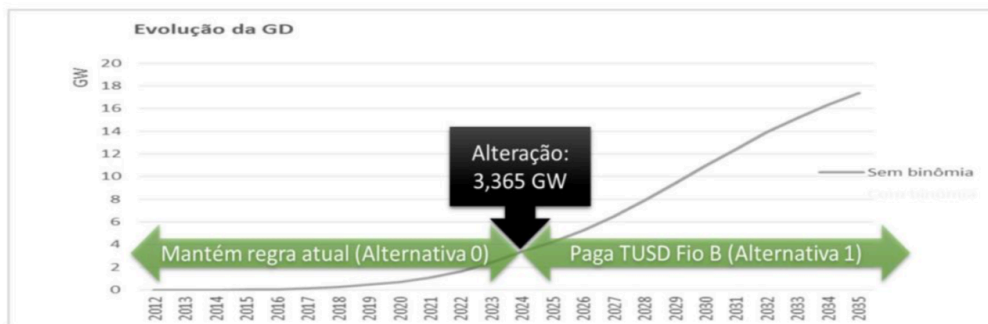


Figura 17 – Evolução estimada da GD local e gatilho de potência.

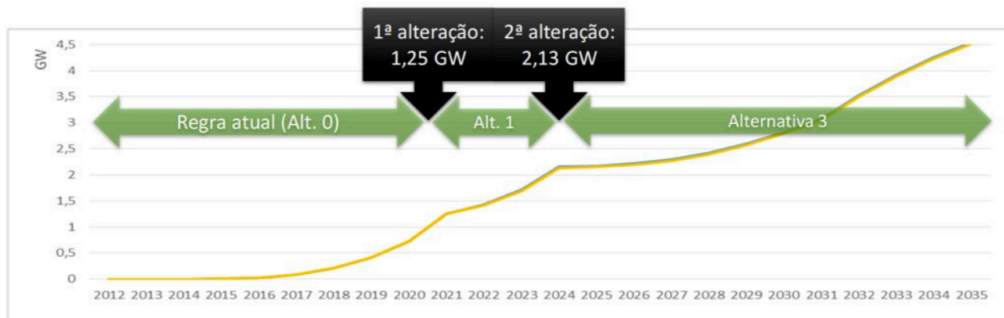


Figura 18 – Evolução estimada da GD remota e gatilhos de potência.

- Expectativa de alternativa 0 para geração junto à carga até 2024;
- Expectativa de alternativa 1 para geração remota até 2024.

Prejuízos

Com a mudança de entendimento da ANEEL, em 15 de outubro de 2019, **com a liberação da CP25/2019**, a **sociedade** como um todo, **passou a se** preocupar, dentre outros fatores, **com** o seguinte:

- **Mais de 10 mil empresas;**
- **Mais 100 mil empregados;**
- **Mais de 130 mil prossumidores;**
- **Investidores.**

Visto que a segurança do investimento em 25 anos estava garantida, porém a sugestão passou a ser para 10 anos, apenas;

Além disso, investidores não poderiam mais vender seus imóveis com a devida valorização em consequência da energia solar, já que foi proposto que, em caso de titularidade, a taxaçoão sobre a energia injetada dos prossumidores passaria de 0 para cerca de 62% mesmo para os que já tivessem o sistema instalado antes da entrada em vigor da nova resolução.

Essa insegurança jurídica precisa ter um fim o quanto antes.

Contradições da ANEEL

A motivação primordial para a proposta de taxaço da energia injetada em 62% vem, segundo a ANEEL, do fato de que a energia solar geraria custos para os demais consumidores e, caso as regras não sejam alteradas, esse custo irá aumentar de maneira exponencial.

1. No entanto, **na Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL**, nos itens 41 e 42 que **o Sistema de Compensação de Energia é não oneroso para os demais consumidores**, sendo que experiências internacionais, como a da Califórnia, que já tinha o sistema implantado há cerca de 15 anos, poderia servir de subsídio para a ANEEL tirar conclusões precisas mesmo no ano de divulgação dessa nota, em 2011;
2. **Na AIR da AP001/2019**, a **agência estimou prejuízo em 4 bilhões**, no caso da permanência da Alternativa 0, já **na AIR da CP025/2019**, **o prejuízo foi majorado para 23 bilhões**. Uma das alterações foi a não consideração dos benefícios da energia autoconsumida para o sistema elétrico, justamente o contrário dos princípios do PROCEL;
3. **Na resposta aos Requerimentos nº01/2019 e nº18/2019 - CÂMARA DOS DEPUTADOS**, a **ANEEL indicou a instalação de GD no contexto de diminuir a tarifa de energia elétrica da CELPA (Pará)**;
4. A agência calcula o “prejuízo para a sociedade” com uma taxa fixa de R\$191,67MWh. O “prejuízo para a concessionária” seria de R\$138,10/ /MWh. **Esses valores vieram da NT nº 188/2019 – SGT/ANEEL, que explicita que não considerou os benefícios da energia solar nesse cálculo (item 25)**;
5. Nas planilhas de simulação do prejuízo à sociedade, a ANEEL atribui ao usuário o prejuízo advindo dos R\$138,10/MWh que seria da concessionária. **Ou seja, o risco de mercado não mais seria da concessionária, mas sim do usuário final**, contradizendo o item 50 da própria Nota Técnica nº 188/2019 – SGT/ANEEL, de 08/10/2019;

Contradições do Ministério da Economia

1. Na nota técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME, o ministério calcula **um prejuízo à população de cerca de 23 bilhões** antes dos impostos (VPL @4,47%), entre 2020 e 2035, no entanto, **desconsidera que a energia evitada pelo uso da GD deve ser valorada ao CME**, assim como indicado pela própria ANEEL, pela EPE, PROINFA, etc. Com a energia valorada a R\$247/MWh [CME - PDE 2029 (EPE)], considerando que a taxa mínima é paga em duplicidade em 4 meses ao ano (conforme AP001 da ANEEL), em vez de 1x ao ano, e considerando também a diminuição das perdas (considerou-se o ganho em 12,44%, a partir das considerações da ANEEL, na CP025/2019, valorado da mesma forma que CME, já que essa energia seria perdida no fio e não precisará ser gerada), **tem-se a inversão do prejuízo de 23 bilhões para um lucro de mais de 1 bilhão de reais.**

Ou seja, a sociedade ganha com a GD, para níveis baixos de inserção.

Benefícios da GD

Devem ser considerados, dentre outros benefícios, para o sistema elétrico:

1. **Perdas evitadas** na transmissão e distribuição;
2. **Redução da necessidade de investimentos** no sistema de transmissão;
3. **Custo alternativo da geração** (Custo Marginal de Expansão);
4. Ganho da concessionária por **antecipação de receitas** sobre os créditos acumulados de seus clientes (vende antes de ter comprado);
5. **Valoração da segurança energética** (descentralização);
6. **Valoração da energia perdida** pelos prosumidores, ao compensarem em outra unidade e terem que gerar também o valor da taxa de disponibilidade;
7. **Aumento de demanda para geração de prosumidores Grupo A** em locais de grande consumo sem gerar custos para a concessionária.

Benefícios da GD

Devem ser considerados, dentre outros benefícios, além do sistema elétrico:

1. **Emissões de CO2 evitadas;**
2. **Injeção de dinheiro no PIB, devido aos empregos;**
3. **Injeção de dinheiro no PIB, devido aos recursos economizados** pela GD;
4. **Ganho de arrecadação** (impostos) gerados pelo setor;
5. **Ganho de competitividade** (nacional e internacional) das indústrias e comércios com GD.

Visões Externas

Defensores da segurança jurídica e manutenção das regras atuais até a maturação do sistema:

1. **Associação dos Juizes Federais (Ajufe)** – Afirma que haverá **judicializações** e o Brasil entrará na contramão dos países desenvolvidos;
2. **Conselho Federal da OAB** – A eventual alteração da REN necessita **considerar a imposição de sanções administrativas** primando por maior fiscalização para o cumprimento mais efetivo dos prazos e determinações;
3. **O Ministério Público Federal (MPF)** – Deve ser enfaticamente avaliada **a manutenção das regras atuais até que a energia elétrica gerada distribuidamente atinja, no mínimo, o patamar de 5% (ou mesmo de 10%) de toda energia gerada no país.**

Impacto para o consumidor

Aneel informa impacto de R\$191,67/MWh, ou seja, 35% do valor cheio;

Mesmo aceitando os dados da ANEEL, sem considerar nenhum benefício da GD e com 12x mais unidades geradora do temos que hoje (5% da energia gerada no país), **o impacto na fatura seria de ~1,8%.**

Simulação	UCs pagantes	R\$ a pagar	R\$ a pagar /unidade	Impacto na tarifa (pior caso)
Com 0% GD	100	R\$ 10.000,00	R\$ 100,00	0,0%
Com 5% GD	95	R\$ 9.675,07	R\$ 101,84	1,8%

Contribuições

1. **Que a GD seja considerada eficiência energética**, assim como *peak shaving*, termoacumulação, troca de equipamentos, iniciativas do PEE ANEEL e do PROCEL, etc.
 - Para isso, deve-se fazer **alterações no PRODIST e no PRORET**, para desconsiderar a GD na contratação de demanda das concessionárias, cálculo dos fatores de eficiência para revisões tarifárias, etc;
 - Deve-se estabelecer **que não poderá haver fluxo reverso nas subestações de distribuição**, para que haja a garantia de que 100% da energia gerada será consumida na baixa ou na média tensão, garantindo a eficiência do sistema e evitando a necessidade de grandes obras de adequação do sistema de distribuição das concessionárias;
2. **Que clientes** que se enquadrem no Art. 100 da REN ANEEL 414/2010 **possam continuar como B-Optantes e serem minigeradores**, pois não foram dados respaldos técnicos para qualquer alteração dessa regra;
3. **Que as regras de compensação vigentes sejam mantidas e, somente quando se atingir entre 5 e 10% da matriz elétrica do país**, o prosumidor passe a pagar parte da TUSD Fio B, baseado em experiências internacionais (Califórnia, Havaí, Nova Iorque, etc) e nas contribuições da ABahiaSolar para a CP25/2019, onde ficou evidenciada diminuição no pico do Sistema Interligado Nacional para inserções de cerca de 16% do pico do SIN, em termos de potência;
4. **Não se deve alterar as regras em caso de troca de titularidade ou após 10 anos, para os clientes que derem entrada no processo antes da nova resolução, para garantir a segurança jurídica do processo.**

Contribuições

5. **A ANEEL deve criar a regulamentação de inversores híbridos** com baterias e permitir o acesso deles aos projetos atuais, por meio de certificados internacionais, antes de criar regra que supervaloriza o autoconsumo e desvaloriza injustamente a injeção à rede;
6. **Distribuidoras deveriam ser multadas em caso de descumprimento de prazos**, porém a pressa que a ANEEL está tendo em alterar a REN 482/2012 não é a mesma que a agência demonstrou para analisar a aplicação de multas às concessionárias (vide contribuições da OAB);.
7. **O consumidor deve poder optar por ordem de compensação**, em vez de percentuais (como era antes da REN 687/2015), caso entenda como mais benéfico. Atualmente, há muitos consumidores com créditos ociosos em uma UC e sobra de créditos em outra. É bastante prejudicial para o indivíduo e benéfico para as concessionárias;
8. **Deve-se estabelecer, na nova REN 482, que os créditos utilizados (dos meses anteriores) devem ser os mais antigos** (algumas concessionárias usam os mais recentes);
9. **Deve-se desconsiderar demanda contratada na limitação para grupo A e sim a máxima injeção do sistema**, a ser declarada pelo cliente. Caso ultrapasse, já pagaria a multa de 3x o valor da TUSD. Isso viabilizaria que parte da geração fosse utilizada para autoconsumo, com sistemas de controle de injeção;
10. **Deve-se deixar claro que a geração no próprio mês também não pode ser utilizada para abatimento do custo de disponibilidade**, evitando os atuais pagamentos em duplicidade;
11. **Deve-se explicitar que projetos de ligação nova ou aumento de carga podem ser feitos já considerando a GD.**