

## O outro lado da moeda: a visão da Geração Distribuída sobre a revisão da 482

*BUIATTI, Gustavo Malagoli; DE FREITAS, Juliana de Moraes Marreco. "O outro lado da moeda: a visão da Geração Distribuída sobre a revisão da 482". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 01 de agosto de 2018.*

O debate acerca da revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 gerou uma participação riquíssima dos diversos agentes totalizando mais de 80 contribuições e alguns fatos precisam ser trazidos à mesa antes mesmo do início das discussões.

A Geração Distribuída (GD), é uma tendência em todo o mundo, que não poderia ser evitada em um país como o Brasil, beneficiado com espetacular potencial de geração fotovoltaica. Só para se ter uma ideia, a radiação solar no país nos piores locais ainda é superior aos níveis existentes na Alemanha, 4º país do mundo em potência instalada da geração fotovoltaica.

A geração de energia a partir dessa radiação solar é limpa e renovável, não gera poluição local, não apresenta impactos à saúde ou ao meio ambiente, e é a fonte de geração com maiores taxas de crescimento no mundo, com taxas de crescimento médio anuais de 488% entre 2010 e 2015.

Uma das maneiras mais comuns de incentivo à geração distribuída em todo o mundo tem sido o que se chama de "net metering", que nada mais é do que um mecanismo de compensação, onde o consumidor gera um determinado volume de energia, que mesmo que o consumo não seja simultâneo pode ser injetado na rede e compensado em relação ao volume total extraído da rede durante um período.

Países como Austrália, Bélgica, Canadá, Chile, Dinamarca, Itália, Holanda, Coreia, Singapura, Uruguai, e diversos estados dos EUA tais como a Califórnia, adotaram políticas de net metering. Outra forma de incentivo é a adoção de tarifas prêmio. Em alguns países a energia excedente gerada pela geração própria dos consumidores que optaram por ter a sua geração pode ser vendida diretamente para a distribuidora ou mesmo para outros consumidores livremente, a uma tarifa de mercado. No Brasil a venda de energia é proibida para os consumidores. Apenas agentes de geração (denominados Produtores Independentes), de distribuição e de comercialização podem comercializar energia elétrica. Dessa forma, o país optou pela implantação de um regime de "net metering", o que aconteceu com a Resolução Normativa nº 482/2012 e foi impulsionada com a Resolução nº 687/2015. De acordo com a regra existente atualmente a tarifa de energia, composta pelas parcelas de energia, custos de transmissão, custos de distribuição e encargos setoriais, pode ser integralmente compensada pelos consumidores com sua própria geração.

De fato, a partir daí, de acordo com dados da própria ANEEL, já foram instalados 368 mil kW a partir de 30.842 conexões, que geram créditos de energia para 43.578 consumidores, crescimento de quase 300% ao ano.

Seguindo ainda uma tendência mundial, esse crescimento desperta uma série de questionamentos acerca do modelo de "net metering", principalmente advindo de algumas distribuidoras de energia que enxergam esse crescimento como uma

ameaça ao seu mercado consumidor.

Preconizam a existência de um subsídio cruzado às avessas uma vez que os consumidores que passam a ter sua própria geração deixam de pagar os encargos setoriais (que financiam uma série de incentivos para setores específicos tais como agrícola, saneamento, e mesmo a tarifa social de energia), e uma parcela dos custos fixos das distribuidoras e transmissoras que acabarão tendo que ser rateados por uma base menor de clientes que por sua vez pagarão mais caro por essas parcelas.

Dessa forma, o custo de geração evitado pelos consumidores com GD recairia sobre os consumidores que não tem GD, gerando para as distribuidoras o que tem sido denominada uma “espiral da morte”, uma vez que quanto maior o número de clientes com GD, menor seria a margem da distribuidora, ainda que essa ainda preste um serviço aos clientes.

Cabe mencionar que, ainda de acordo com a regra atual, os consumidores que instalam a GD pagam à distribuidora um custo de disponibilidade baseado em um consumo mínimo de 30kWh/mês (monofásicos); 50 kWh/mês (bifásico a 3 condutores) ou 100 kWh/mês (trifásico), conforme Resolução Normativa nº 410.

Após leitura da matéria do Portal CanalEnergia, intitulada “Distribuidoras reclamam do impacto tarifário dos subsídios à minigeração”, e embasada na contribuição da ABRADDEE, relemos na íntegra a contribuição desta associação à CP10/2018.

Claro que existem os dois lados com interesses conflitantes. Do lado das distribuidoras interessa a preservação do seu mercado consumidor, ameaçado pela possibilidade de que a atratividade da GD faça crescer o número de clientes interessados em gerar a sua própria energia a fim de obter economia. Do lado da indústria fotovoltaica, há interesses em fazer crescer o seu mercado consumidor, impulsionado pela atratividade econômica da GD. O papel de elaborar políticas energéticas que cabe ao Ministério de Minas e Energia, que conta com apoio da Empresa de Pesquisa Energética e da própria ANEEL, é justamente buscar um equilíbrio entre esses interesses, visando um benefício maior para a sociedade como um todo, num conceito conhecido na economia como ótimo de Pareto.

Alguns pontos apresentados no documento da ABRADDEE, disponível no site da ANEEL dentre as contribuições listadas à CP10, merecem uma contestação independente.

O documento menciona que o período de retorno dos investimentos (conhecido como payback) é de apenas 5 anos, o que daria um retorno de 20% ao ano para os consumidores. Se a instalação custa R\$6,5/kWp, tal como apontado pela própria ANEEL na nota técnica da Consulta Pública, e considerando um fator de capacidade médio de 18% (típico para média Brasil sem rastreadores, de acordo com o Atlas Solarimétrico do INPE, e considerando uma tarifa média de fornecimento com tributos de R\$597,93 (de acordo com ANEEL, para 2018, Brasil) o payback daria mais de 10 anos. O custo de geração apontado pela energia fotovoltaica de R\$118/MWh refere-se ao valor do último leilão, que considera plantas de grande escala, com investimento de empresas multinacionais que além de contarem com uma captação de recursos mais barata, apresentam requisitos de retorno de capital muito inferiores aos patamares brasileiros. Além disso, refere-se a uma energia destinada ao mercado livre, contando com contrato de longo prazo de 20 anos, aumentando com isso a financiabilidade do projeto e reduzindo os riscos. De modo que esse preço não poderia jamais ser comparado aos custos de geração de energia fotovoltaica na GD, onde além da escala pequena (sistemas menores de 1MW contra projetos de 150 MW no leilão), os consumidores não têm acesso a crédito e nem os investidores segurança de contratos de longo prazo.

O documento da ABRADDEE sugere que a ANEEL deveria se limitar a impactos do setor elétrico, e em outra parte que as externalidades deveriam ser objeto de estudo

do MME ou MMA. Como a agência reguladora não deveria se preocupar em estudar benefícios sócio econômicos e ambientais? Como seria míope a Agência caso se restringisse apenas aos impactos no setor elétrico! Felizmente o que temos visto é uma ANEEL sempre preocupada em olhar benefícios e custos para todos os stakeholders, sejam consumidores, empresas geradoras, distribuidoras e a sociedade brasileira como um todo.

Por fim a ABRADDEE menciona não haver motivos para incentivos à GD, o que nos fez listar a seguir apenas alguns benefícios da GD apontados em artigos internacionais.

- (i) Redução da perda de potência real e de potência reativa;
- (ii) Redução da oscilação do sistema de potência;
- (iii) Aumento da estabilidade do sistema;
- (iv) Aumento da confiabilidade do sistema;
- (v) Aumento da capacidade de carregamento do sistema de potência;
- (vi) Aumento da capacidade de transferência de energia disponível;
- (vii) Aumento da faixa de operação do sistema.

Um estudo sério fruto de um P&D da CPFL com a Unicamp apresentado no seminário Internacional da ANEEL sobre Micro e Mini Geração Distribuída mostra que ao contrário do que afirma a ABRADDEE, evidencia que uma penetração de 20% é considerada segura para adoção da geração distribuída solar fotovoltaica, sendo que com 10% de penetração não há qualquer tipo de violação em 100% das redes secundárias (Freitas, W. 2018) .

A remuneração da parcela da distribuidora pelo uso da rede é justa e deveria ser contemplada na alteração da regra do “net metering”. No entanto, é preciso medir quanto da rede está sendo usada. É preciso considerar as simultaneidades existentes entre a geração e o consumo. E para tanto, é preciso ter medição adequada para essas informações.

Tendo em vista a representatividade ainda pequena da GD nas redes de distribuição o momento seria extremamente favorável à imposição da obrigatoriedade de instalação de medidores de geração e consumo em tempo real (IoT conectados à internet das UCs). A medição do consumo e da geração permitiriam à distribuidora uma avaliação tanto da simultaneidade como do uso real da rede, tendo em vista que a parte do consumo simultâneo que é compensada localmente, no futuro deverá ter cobrança distinta da compensação feita para geração remota que não esteja próxima a cargas conectadas à mesma rede primária e que são muitas vezes muito mais intensivas no uso da rede. A proposta de obrigatoriedade dos medidores, além de proporcionar o “empoderamento” dos consumidores, que passam a entender melhor seu papel e seu potencial de gestão da sua conta de energia, favorece a eficiência energética e permite às distribuidoras um planejamento mais adequado para a expansão da GD, via sinalização locacional.

Admitindo em um segundo momento que os medidores estão preparados e que o valor mínimo de penetração tenha sido atingido, este último ainda longe de acontecer frente aos mais de 81 milhões de consumidores atualmente no Brasil, a cobrança da TUSD deverá ser proporcional ao uso efetivo da rede, em termos de posto horário e de distância entre ponto de injeção e consumo, ou seja, real utilização da rede de distribuição.

A alternativa por si só já favoreceria a diferenciação entre a GD compensada remotamente que não esteja próxima a cargas e a GD compensada localmente. No caso de geração junto à carga, favorece ainda a simplificação da cobrança e tende a reduzir o número de reclamações dos clientes com GD que passam a ter uma visão clara e real do seu consumo e geração.

O impacto dos custos desses medidores no payback de um sistema pequeno é

mínimo, inferior a 1,5 % do investimento.

Mudanças devem ser planejadas e bem fundamentadas. O regulador age de forma correta ouvindo todos os agentes, promovendo transparência e preocupando-se em manter a estabilidade regulatória, tão importante para a atração dos investidores. Conta com um setor organizado e com profissionais e pesquisadores altamente qualificados para esse desafio. Já vivemos outros tempos em que mudanças bruscas tiveram consequências severas para o setor elétrico. Façamos valer a nossa experiência para que ela não seja apenas uma lanterna na popa, que somente ilumina o passado.

**Gustavo Malagoli Buiatti é presidente da ALSOL Energias Renováveis S/A, co-fundador e diretor técnico da ABGD (Associação Brasileira de Geração Distribuída). Juliana de Moraes Marreco de Freitas é sócia e consultora na Peplenergy Consulting.**