

São Paulo, 18 de abril de 2019.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,

Assunto: Contribuições da COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia, à Audiência Pública ANEEL nº 01/2019, que busca obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 04/2018, sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

Histórico

Já na ocasião da Consulta Pública ANEEL nº 10/2018, qual buscava obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a COGEN defendeu a possibilidade da comercialização de excedentes oriundos da geração de energia dos empreendimentos enquadrados como micro e mini GD, a alocação de créditos em diferentes áreas de concessão (“Portabilidade”) e a manutenção da cogeração qualificada, bem como do limite de 5 MW, na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Questionamentos - Comercialização de Excedentes

No âmbito da AIR - Análise de Impacto Regulatório, 04/2018, qual analisa o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (REN nº 482/2012), a ANEEL realizou uma série de questionamentos relacionados à comercialização de excedentes.

A seguir a COGEN traz considerações e sugestões a estas indagações:

Questionamento - ANEEL: “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)?”

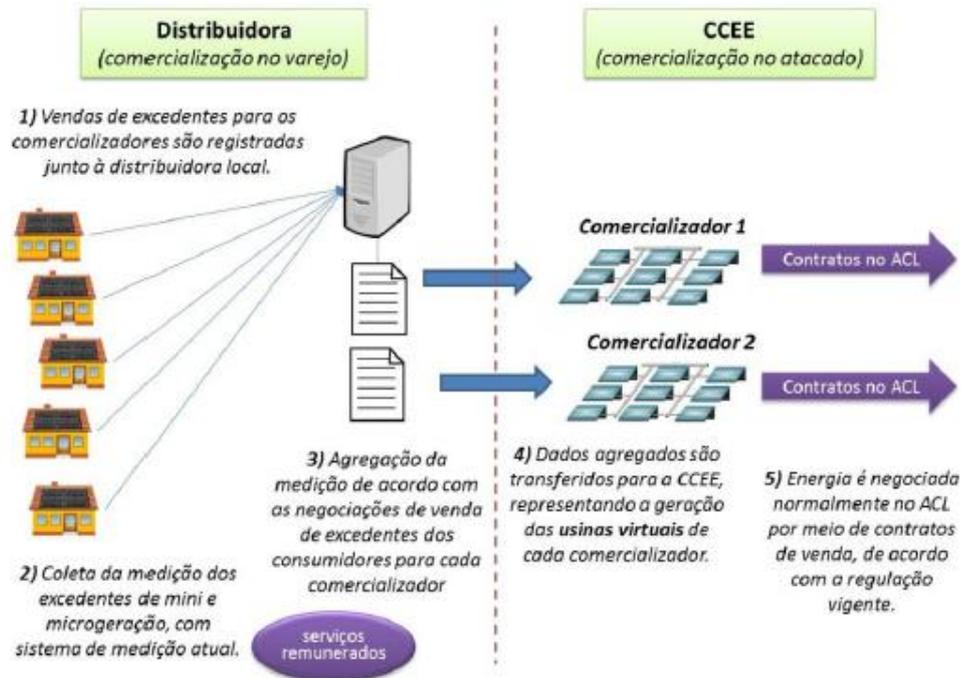
Posicionamento - COGEN: Com base na Nota Técnica CCEE nº 004/2015, não há necessidade de adaptações ou novas instalações no sistema de medição para faturamento. Tal sistema é o mesmo utilizado para o *netmetering* bem como para a venda no ACL – Ambiente de Contratação Livre.

O Grupo de Trabalho *ProGD* do MME, criado a partir da Portaria MME nº 538/2015, concluiu através de seu relatório, publicado em 07 de fevereiro de 2019, no item 4.4 “Tratamento da Medição”:

“(…) a Resolução Normativa Aneel nº 482/2012 incluiu a Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída no Módulo 3 do Prodist. Com isso, estabeleceu os procedimentos e requisitos para conexão da micro e minigeração na rede de distribuição. Entendemos que esses requisitos estabelecidos no Módulo 3 do PRODIST são adequados e suficientes para a implantação da presente proposta, não sendo necessária nenhuma instalação adicional para a comercialização dos excedentes de micro e minigeração.”

O serviço de medição e leitura, já realizado pelas distribuidoras, seria suficiente apenas com a agregação e envio de informações à CCEE. Quaisquer custos adicionais oriundos desta alteração seriam remunerados pelos consumidores e comercializadores envolvidos, e repassados às distribuidoras.

Cabe também ressaltar, que esta nova modalidade traria oportunidades de negócios para as distribuidoras, que poderiam identificar perfis de clientes, através desta nova base de dados e relatórios.



Serviços de medição e alocação dos custos (Fonte: Relatório Final ProGD MME, 2019)

Questionamento - ANEEL: “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 nº 9.074/1995)?”

Posicionamento - COGEN: As medidas necessárias não implicam em mudança no arcabouço legal. De acordo com a Lei nº 9.074/1995, Seção III “Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores”, só existem restrições para a compra de energia no ACL.

A COGEN sugere que, assim como foi realizado para o *netmetering*, esta modalidade seja regulamentada pela própria ANEEL.

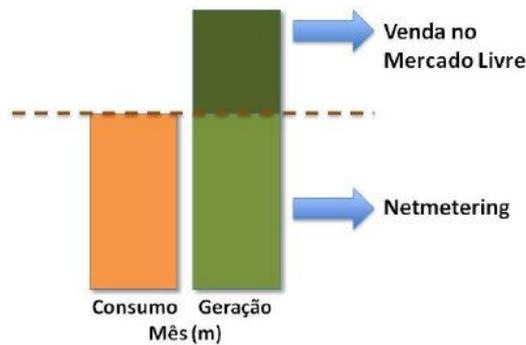
O micro e minigerador seria representado por um comercializador varejista que assumiria as responsabilidades legais e operacionais perante a CCEE.

Questionamento - ANEEL: “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*?”

Posicionamento - COGEN: A COGEN entende que a comercialização de excedentes não deva colocar em risco as isenções atualmente conferidas à parcela de energia compensada via *netmetering*.

Com relação a parcela excedente, qual viesse a ser comercializada, os tributos federais e estaduais incidiriam normalmente sobre a mesma.

Esta prática traria uma elevação na arrecadação tributária, bem como a manutenção das políticas públicas que concederam tais isenções.



Modelo Comercial Proposto (Fonte: ABRACEEL)

Questionamento - ANEEL: “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)?”

Posicionamento - COGEN: As decisões e julgamentos relacionados a taxa interna de retorno, *payback* e variáveis similares, são inerentes ao investidor. A COGEN entende que a regulação deva ordenar esta modalidade proposta, sem interferir na decisão individual de cada consumidor. A viabilidade da parcela excedente está associada às condições de mercado e eficiência dos sinais de preços. Países como a Alemanha, já realizam a comercialização dos excedentes há anos, cabendo ao investidor a decisão frente ao retorno.

Com relação a não realização por meio da forma mencionada, evidencia-se que o desejo em manter a possibilidade do *netmetering* é um fator determinante.

Questionamento - ANEEL: “A energia excedente seria comercializada no mercado de curto prazo? Ou seriam previstas outras modalidades de contrato?”

Posicionamento - COGEN: Assim como a análise de retorno de investimento deve depender do investidor, a decisão da maneira de comercializar o excedente deve ser uma estratégia pelo comercializador varejista. A energia excedente de micro e minigeração seria vendida bilateralmente para o comercializador varejista, qual poderia liquidar no curto prazo ou comercializar no mercado com consumidor, gerador, distribuidor ou comercializador.

Questionamento - ANEEL: “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?”

Posicionamento - COGEN: A COGEN entende que não haveriam especulações indesejadas do mercado, caso a regulação permitisse somente a comercialização do excedente da energia, qual seria obtido após o suprimento completo do autoconsumo da unidade de micro ou minigeração. Além disso, a regulação deve prever que quaisquer riscos na CCEE sejam assumidos pelo comercializador varejista.

Caso o consumidor optasse por não comercializar o excedente, esta parcela poderia ser utilizada para a compensação de energia, assim como já é previsto pelo sistema de compensação da REN nº 482/2012. Isto permitiria que o investidor pudesse gerir a melhor maneira de recuperar o investimento.

Justificativas - Comercialização de Excedentes

O texto da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que atualiza a Resolução 482/2012, define como sistema de compensação de energia elétrica: “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.”

A COGEN sugeriu a seguinte alteração: “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Caso a energia ativa injetada supere a energia consumida, num determinado período, fica prevista a possibilidade da comercialização/venda destes excedentes, pela unidade consumidora, a um comercializador varejista.”

Para justificar esta medida, a Associação elencou uma série de argumentos, enumerados a seguir:

1. Aumento do número de projetos de micro e mini GD, em todos os modelos de negócios e faixas de potências;
2. Fomento da GD, através da mudança cultural dos consumidores, quais não cogitavam instalar projetos deste tipo, e passariam a considerá-lo devido ao apelo econômico e possibilidade de investimento;
3. Novos modelos de negócios para empresas e para o consumidor final, visando a remuneração através do espaço físico do consumidor, qual não necessitaria arcar com um capital para investir em GD;
4. Aumento de confiabilidade e segurança do sistema de distribuição, através da instalação de um maior número de empreendimentos de GD.

Cabe lembrar que esta proposta, em discussão no setor desde 2014, foi definida como uma das ações a serem desenvolvidas pelo Grupo de Trabalho *ProGD* do MME, que concluiu em seu relatório final, no item 4 “Subgrupo de Comercialização”:

“A comercialização dos excedentes de micro e minigeração é um mecanismo importante para o desenvolvimento do mercado de geração de pequeno porte, notoriamente para instalação e operação de painéis fotovoltaicos, mas também para aerogeradores de pequeno porte, biogás de rejeitos rurais e outras fontes que se enquadram na definição de micro e minigeração.

O presente estudo demonstrou ser possível, por meio de um mecanismo simplificado, permitir a venda dos excedentes de mini e microgeração no ACL. A implantação da possibilidade de venda no ACL complementa os avanços já alcançados com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, oferecendo uma alternativa para viabilizar a implantação da micro e minigeração distribuída. Além disso, permite que novos modelos de negócio sejam criados, como a figura do empreendedor que investe na implantação da micro e minigeração para vender a produção para o consumidor e para o ACL.”

Este posicionamento também é defendido pela CCEE que, através de sua Nota Técnica nº 004/2015 sobre “Proposta para Comercialização de Excedentes de micro e minigeração distribuída”, detalha a operacionalização desta modalidade e defende a mesma seja uma alternativa para viabilizar projetos de GD.

Questionamentos – Alocação de créditos em diferentes áreas de concessão

Também no âmbito da AIR nº 04/2018, a ANEEL realizou uma série de questionamentos relacionados à alocação de créditos em diferentes áreas de concessão.

A seguir a COGEN traz respostas e sugestões a estas indagações:

Questionamento - ANEEL: “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 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.”

Posicionamento - COGEN: Do ponto de vista jurídico, a distribuidora continuaria faturando seu próprio consumidor, bem como controlando os créditos advindos da geração distribuída. A unidade produtora de energia atuaria de forma “virtual”, sendo os créditos advindos desta unidade servindo apenas para a compensação por parte da unidade localizada em uma área de concessão pertencente a outra distribuidora. A COGEN entende que a remuneração da distribuidora que supriria consumidores que possuísem créditos de geração localizada em outra área de concessão faz sentido, assim como já é realizado, por exemplo, no setor bancário, através das TEDs - Transferência Eletrônica Disponível, que possuem taxas nas transferências de valores entre bancos distintos.

Com relação ao ICMS, é fato que a alocação de créditos em diferentes unidades federativas traria, em um primeiro momento, certa complexidade. Sendo assim, a Associação sugere que esta modalidade de compensação seja permitida somente dentro da mesma unidade federativa.

Questionamento - ANEEL: “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 possuir 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.”

Posicionamento - COGEN: A distribuidora que possuir concessão no local da geração poderá usufruir de uma série de vantagens, como por exemplo a postergação de investimentos, redução de perda técnicas e novos modelos de negócios. Em contrapartida, a distribuidora que alocar os créditos poderá compreender melhor seu mercado, adquirindo uma nova gama de consumidores interessados em geração distribuída. Além disso, as possibilidades de novas ferramentas e aplicações, inerentes a esta modalidade, são imprevisíveis, podendo trazer novos modelos de negócios para ambas distribuidoras.

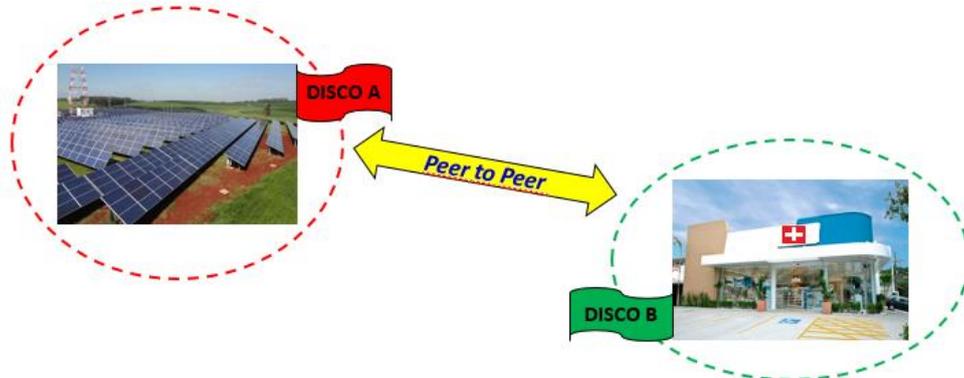
A COGEN entende que as diferenças tarifárias podem trazer incongruências a esta compensação, por isso entende que a justificativa para tal implementação deva ser pautada em fatores como irradiação do local, quantidade de matéria prima disponível para a geração de energia, unidades de um mesmo CPF/CNPJ em diferentes áreas de concessão, e semelhantes. Sendo assim, a COGEN sugere que seja feita uma equivalência tarifária entre as distribuidoras, quando se tratar desta modalidade.

Questionamento - ANEEL: “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.”

Posicionamento - COGEN: O aumento da complexidade, e maior exposição, na contratação de energia são argumentos refutados por mecanismos como o MVE – Mecanismo de Venda de Excedentes, e como fora o MCS - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit qual permite a realocação, entre distribuidoras participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, de sobras e défits de montantes de energia contratados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Isso

demonstra que as distribuidoras, de fato, possuem a capacidade e o *know how* necessário para alocar créditos entre si.

Outro demonstrativo do interesse e capacidade das distribuidoras, é o desejo já externalizado por parte de algumas concessionárias e empresas privadas a COGEN, de realizar um projeto piloto, envolvendo duas concessionárias e unidades da empresa que pudessem gerar energia, e compensar em diferentes áreas de concessão.



Alocação de créditos em diferentes áreas de concessão: Modelo Proposto

Justificativas - Alocação de crédito em diferentes áreas de concessão

O texto da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que atualiza a Resolução nº 482/2012, define como geração compartilhada: “caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão dentro da mesma Unidade Federativa, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)”. Define também, como autoconsumo remoto: “autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão dentro da mesma Unidade Federativa, nas quais a energia excedente será compensada. (Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)”

A COGEN sugeriu as seguintes alterações: “geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma Unidade Federativa, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;” e “autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma Unidade Federativa, nas quais a energia excedente será compensada.

Para justificar esta medida, a Associação elencou uma série de argumentos, enumerados a seguir:

1. Postergação de investimentos, por parte das distribuidoras;
2. Redução de perdas técnicas;
3. Geração de novos produtos e serviços inerentes a esta possibilidade de compensação, tanto para as distribuidoras, quanto para os consumidores;
4. Evolução tecnológica, através das ferramentas necessárias à implantação;
5. Aumento da competitividade e equivalência tarifária entre as distribuidoras.

Cabe ressaltar que no Estado da Califórnia (EUA) o *net metering* não traz restrições quanto a alocação de créditos entre diferentes distribuidoras. A regulação que trata das modalidades de compensação, praticadas pelas três grandes distribuidoras privadas de energia do Estado: *Pacific Gas & Electric* (PG&E), *San Diego Gas & Electric* (SDG&E), e *Southern California Edison* (SCE), é a *Senate Bill No.594*, no âmbito do *Public Utilities Code*, aprovada em 27 de setembro de 2012.

Manutenção da cogeração qualificada a gás natural na REN nº 482/2012 - Reiteração

Através da Nota Técnica nº 62/2018, qual apresentava os principais tópicos para abertura das discussões a respeito da revisão da REN nº 482/2012, no âmbito da Consulta Pública ANEEL nº 10/2018, a ANEEL questionava se a cogeração qualificada a gás natural deveria ser mantida na Resolução.

A seguir a COGEN reitera suas justificativas para a manutenção da cogeração qualificada a gás natural:

O conceito global de Geração Distribuída aponta para a geração próxima à carga, sem distinção de fontes, conforme apontado pela Nota Técnica nº 43/2010 SRD/ANEEL transcrita a seguir: “11. Pode-se conceituar geração distribuída, de maneira genérica, como aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou do lado do consumidor, de pequeno porte e não despachada pelo ONS. No entanto, não há consenso no meio acadêmico sobre o tamanho dessa geração e, a princípio, também não se podem excluir os pequenos geradores que utilizam combustíveis fósseis desse conceito mais amplo.” O objetivo maior da Nota Técnica nº 62/2018 é capturar os benefícios para os sistemas de energia elétrica conforme reconhecido na mesma, no item 13, reproduzido a seguir: “De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam:

- A postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
- O baixo impacto ambiental;
- O menor tempo de implantação;
- A redução no carregamento das redes;
- A redução de perdas;
- A melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- O provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa;
- O aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição; e
- Diversificação da matriz energética.”

Além disso, através da Resolução Normativa ANEEL nº 21/2000, cujo objetivo foi estabelecer os requisitos necessários à qualificação de centrais cogedoras de energia, a ANEEL já definia a figura do cogedor qualificado. Tal resolução é oriunda do *PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act)*, publicado em 1978, que define *Qualified Facilities – QFs*. Cabe também mencionar que tal posicionamento foi posteriormente ratificado através da Resolução Normativa ANEEL nº 235/2006. Ressalta-se que a Nota de Discussão, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, publicada em julho de 2018, defende, nas suas conclusões, o exposto abaixo: “O modelo setorial deve ser aprimorado para sinalizar economicamente os valores que os recursos distribuídos trazem para o sistema, de forma a induzir as decisões individuais ao ótimo global.” É importante salientar que a cogeração qualificada apresenta intermitência na geração, embora com menor volatilidade, frente às fontes solar e eólica, e, portanto, necessita de participação no sistema de compensação para sua viabilidade. Cabe ressaltar que, em relação à eficiência energética, a cogeração a gás natural, apresenta um benefício adicional em relação às outras fontes de geração de energia, que é o deslocamento do consumo de uma utilidade existente (água gelada, vapor, CO₂), o que beneficia ainda mais a utilização dessa fonte dentro da cogeração de energia complementar e/ou na GD. A COGEN entende que a REN nº 482/2012 regulamenta o modelo de negócios para a Micro e Mini GD. Cabe enfatizar que a escolha da fonte

depende da disponibilidade da mesma, no local de implementação, bem como do plano de negócios adotado pelo investidor. Daí a importância da cogeração qualificada, tendo em vista sua capacidade de atender regiões metropolitanas de forma mais competitiva que as demais fontes (inclusive cogeração a partir do biogás). A seguir, a COGEN elenca uma série de justificativas e benefícios que a cogeração qualificada propicia à Micro e Mini GD:

1. A cogeração qualificada com gás natural viabiliza a geração distribuída em grandes centros metropolitanos, os quais apresentariam grandes dificuldades na implementação de GD através de outras fontes, como por exemplo, em shoppings center, edifícios corporativos, hospitais e hotéis;
2. Tendo em vista o perceptível risco hidrológico que o país vem enfrentando, atrelado ao gap de energia nos horários de ponta (apresentado pelo próprio Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, da EPE) o gás natural seria o maior mitigador deste risco, além de um importante combustível para o atendimento à ponta;
3. A cogeração qualificada com gás natural apresenta um enorme potencial de crescimento. Percebe-se que esta fonte representa somente 3,96 MW, ou seja 1% da capacidade de micro e mini GD;
4. A cadeia do Gás Natural possui um grande adensamento industrial, propiciando empregos e um relevante ganho social para o país;
5. Dados da *Cogen Europe* apontam que aproximadamente 45% do combustível utilizado, em todo o continente europeu, para *Combined Heat and Power*, é composto por Gás Natural. Além disso, dados do IEA (*International Energy Agency*) relativos a França, Reino Unido, Alemanha e Itália, apontam que a cogeração deve crescer em aproximadamente 30% até 2030.

Manutenção do limite de 5 MW na REN nº 482/2012 - Reiteração

Também através da Nota Técnica nº 62/2018, a ANEEL questionava se o limite de 5 MW deveria ser mantido na Resolução.

A seguir a COGEN reitera suas justificativas para a manutenção deste limite:

Cabe ressaltar que o espírito da Geração Distribuída se aproxima da autoprodução, com geração exclusiva à carga própria, retirando da Micro e Mini GD os elevados custos de transação do ACL. Observa-se que a tendência mundial é a criação de um sistema de trocas de energia entre consumidores e estas fontes, sem utilizar os sistemas de “bolsas de energia” (*transactive energy*).

A GD corresponde a, aproximadamente, 1% da capacidade instalada no SIN, nesta faixa de potência. Portanto a COGEN não vê qualquer comprovação fática de que exista uma concorrência perversa, provocada pelo limite de 5 MW, vigente pela REN nº 482/2012. A lógica do limite de 5 MW também é respaldada pelo fato das subestações de distribuição terem transformadores de abaixamento com potência instalada de, pelo menos, 5 MVA em sua grande maioria. Cabe ainda ressaltar que muitas instalações, tais como, shopping centers, edifícios corporativos, hospitais e hotéis, possuem capacidade instalada entre 1 e 5 MW, inclusive com cogeração qualificada, que, por estarem no centro de carga, caracterizam-se como Mini Geração Distribuída, porém, como não há exportação para o grid, limitam-se ao atendimento *in loco* da carga. Assim sendo, a COGEN entende que o limite de 5 MW deva ser mantido.

Cordialmente,



Newton Duarte
Presidente Executivo