

**CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE
CONSULTA PÚBLICA Nº 25/2019**

**Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração
distribuída (Resolução Normativa nº 482/2012)**

Dezembro de 2019

Sumário

Prólogo	3
Custos e benefícios da Geração Distribuída – Modelo Econométrico	3
Demais aspectos regulatórios	11
Conclusões	15

Prólogo

Inicialmente a ENERGISA manifesta seus cumprimentos à ANEEL pela promoção de processo transparente para discussão de tema tão relevante a todos os agentes participantes do sistema elétrico nacional.

Observa-se no relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 (AIR 03) um grande avanço em termos teóricos e conceituais acerca dos impactos da difusão da micro e mineração distribuída e os subsídios implícitos promovidos pela regulamentação vigente por meio do modelo de *net metering*.

É natural que a discussão aberta e franca sobre adequações regulatórias que resultem no equilíbrio de um sistema em detrimento da garantia de privilégios e favorecimentos a um grupo em específico possa resultar na concepção de discursos apelativos e midiáticos, mesmo que tais argumentos não possuam fundamentação teórica que os sustentem. Dessa forma, faz-se necessário que a discussão, análise e definição de um processo de atualização de dispositivo regulatório se dê de forma técnica e transparente, de forma que seus objetivos possam ser compreendidos pela sociedade em geral.

Nesse contexto, as contribuições apresentadas neste documento buscarão apresentar análises complementares à documentação apresentada pela ANEEL no âmbito da CP 25, destacando-se os seguintes pontos:

- Aplicação de modelo econométrico para definição de regulamentação; e
- Demais aspectos regulatórios referentes à REN 482/2012;

Custos e benefícios da Geração Distribuída – Modelo Econométrico

Em que pese a compreensão da ENERGISA que o encaminhamento dado pela ANEEL, qual seja, a avaliação de custos e benefícios da geração distribuída para tomada de decisão e até mesmo a análise da taxa interna de retorno de investidores em GD, apresenta a caracterização de promoção de política pública e, portanto, extrapola as atribuições da Agência, na sequência serão apresentadas considerações da mesma forma relevantes que restam por confirmar que a eventual utilização de um modelo econométrico com os parâmetros e premissas adotados imputam ao processo decisório um conjunto de incertezas que não pode ser negligenciado.

Inicialmente cabe um relevante destaque. O relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 04/2018 (AIR 04/2018) apresentou um modelo que buscava permitir a mensuração do Valor Presente Líquido – VPL resultado da agregação de todos os custos e benefícios associados à difusão da geração distribuída para todos os consumidores do setor elétrico. Naquele momento foram aplicados como benefícios os seguintes parâmetros: energia evitada, redução de perdas técnicas na transmissão e distribuição e postergação de investimentos. Por outro lado, como custo ao sistema foi considerada a redução de mercado das distribuidoras relativa à energia injetada pela MMDG.

De imediato é possível perceber que o novo modelo financeiro apresentado pela ANEEL na AIR 03/2019 trouxe um expressivo avanço metodológico a partir da aplicação de variáveis de entrada

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

estocásticas em vez dos parâmetros determinísticos utilizados na AP 01/2019. Tal aprimoramento afasta a possibilidade de utilização de valores de entrada discricionários que tenderiam a enviesar o resultado.

De toda forma, faz-se importante observar os diversos desafios a esse tipo de metodologia de mensuração de custos e benefícios, haja vista, por exemplo, a ampla gama de possibilidades das variáveis de entrada e as mais distintas características tanto técnicas (estrutura e configuração de rede, local de instalação, potência e carga média, etc.), quanto econômicas que se fazem presentes em uma mesma área de concessão de uma distribuidora de energia e, especialmente, entre as diversas concessões do país dadas as características particulares de cada região.

Ou seja, conforme já indicado na contribuição da ENERGISA na AP 01/2019, os impactos associados à difusão da MMDG passam necessariamente por uma análise holística do sistema elétrico e do modelo tarifário associados aos conceitos locacionais e temporais. Assim, seria possível avaliar e tentar quantificar os benefícios da MMDG se, e somente se, houvesse dispositivos regulatórios que permitissem, de forma planejada, orientar incentivos para a difusão da tecnologia nos pontos de otimização do sistema elétrico. Ademais, tal benefício também somente ocorreria caso o agente gerador dispusesse de formas de garantir a geração de energia de forma firme e consistente ou possuísse meios de armazenar a energia gerada para utilização em momentos de baixa capacidade de geração. Tal abordagem ainda será apresentada de forma mais detalhada neste documento.

Ante todo o exposto, o entendimento da ENERGISA é de que, apesar do notável e reconhecido avanço conceitual observado no novo modelo financeiro apresentado pela ANEEL no âmbito da CP 025/2019, a aplicação dos resultados de tais modelos não é suficiente para a análise objetiva do tema em pauta e consequente determinação de novo dispositivo regulatório. Tal procedimento, conforme já citado, deve ser realizado a partir da análise técnica dos impactos da proposta regulatória sobre todos os agentes envolvidos, tendo como objetivo primordial a garantia do equilíbrio entre os agentes e, por se tratar de um regulamento com impacto na forma de avaliação da estrutura tarifária, a correta alocação dos custos do sistema aos seus usuários.

Dessa forma, passa-se a seguir a uma abordagem conceitual dos parâmetros elencados pela ANEEL na AIR 03/2019.

A. Energia Evitada

Assim como na AP 01/2019 a ANEEL considera que a difusão da MMDG resulta em um benefício para os consumidores de forma geral associado à redução dos custos pela compra de energia por parte das distribuidoras. Ou seja, segundo a premissa adotada pela Agência, com mais energia sendo gerada de forma distribuída pelos prosumidores, seriam necessários menores montantes de energia dos sistemas centralizados e, conseqüentemente, reduzindo os custos e as tarifas de todos os consumidores da concessão.

Entretanto, sabe-se que o processo de compra de energia por parte das distribuidoras se dá por meio de procedimento regulado, planejado e formalizado por contrato entre distribuidoras e agentes geradores. Nesse sistema as distribuidoras possuem a previsibilidade dos montantes de energia que

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

serão fornecidos e estão submetidas a mecanismos de penalidades em casos de ineficiência de contratação.

Dessa forma, a falta de previsibilidade acerca da difusão da geração distribuída, explicada por variáveis como i) a regra de tarifação vigente, ii) incentivos fiscais, iii) nível tarifário, iv) redução de custos de sistemas, v) localização geográfica (região do país), etc., e a ausência de mecanismos que exijam a garantia do fornecimento de energia pelos prosumidores, não permite às distribuidoras observar a segurança necessária para alteração em seu perfil de planejamento e contratação de energia.

Ademais, pode-se dizer que em termos de contratação de energia o modelo atual de compensação impõe, novamente, um processo de ineficiência de custos e subsídios injustificados. Isto pois, partindo-se da premissa que a MMGD resulta em uma redução da energia comprada pela distribuidora, pode-se afirmar que tal redução de custos ocorre tendo como referência o preço médio de aquisição de energia - PMIX. Por outro lado, o *net metering* promove, em termos de energia, a compensação do mercado faturado da distribuidora na totalidade das componentes tarifárias. Ou seja, “reduz-se custos” em uma **proporção muito inferior à proporção em que se reduz o rateio dos custos totais**.

Ante o exposto, considerando i) as regras atualmente vigentes relativas à comercialização de energia e ii) a impossibilidade de associar a difusão da MMGD aos critérios de planejamento energético, a ENERGISA reitera seu entendimento acerca da inobservância de benefícios da MMGD na redução dos custos de compra de energia por parte das distribuidoras.

Assim, embora a ENERGISA sustente a afirmação de que a discussão ora em pauta não possa ser balizada pelos resultados de modelos financeiros, sugere-se que, caso a Agência ainda opte pela utilização do modelo de VPL para subsidiar suas análises, seja reavaliada a utilização desta variável como um fator de benefício promovido pelo MMGD.

B. Redução de perdas técnicas

Observa-se na AIR 03/2019 que a ANEEL manteve como premissa a utilização da fórmula de cálculo apresentada pelo NREL para avaliação dos impactos da MMGD na redução das perdas técnicas nos sistemas de transmissão e distribuição.

Importante observar que, neste momento, tal benefício não foi considerado ao se avaliar a geração remota, o que apresenta coerência com a forma geral de difusão desta modalidade observada pelas distribuidoras nos últimos anos.

Em função da ausência de critérios tarifários locacionais ou mesmo pelo baixo nível de responsabilidade no compartilhamento de custos para viabilização do acesso, observa-se majoritariamente o surgimento de geradoras na modalidade de compensação remota em instalações afastadas dos centros de carga e do sistema de distribuição. Esse movimento, além de implicar em oneração tarifária imputada aos demais consumidores da concessão em função dos investimentos realizados pela distribuidora para viabilização do ponto de entrega, resulta normalmente em um aumento das perdas técnicas verificadas.

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

Já em relação à geração local, os estudos apresentados pela ENERGISA na contribuição encaminhada à AP 01/2019 permitem observar que os impactos associados às perdas técnicas (redução ou aumento) dependem diretamente de fatores locais e temporais. Ou seja, embora a geração próxima a carga possa ajudar na redução das perdas de energia, o aumento dessa difusão e a proporção de energia gerada em relação à carga média pode resultar comprovadamente na elevação dos níveis de perdas técnicas.

Dessa forma, a aplicação de uma premissa generalista que considera que a difusão de GD em qualquer lugar e em qualquer nível resulta necessariamente na redução de perdas técnicas de energia não apresenta fundamento teórico que possa sustentá-la.

Complementarmente, partindo-se novamente para uma observação conceitual do tema em pauta, cumpre destacar o posicionamento apresentado pela ANEEL na AIR 03/2019 acerca das perdas de energia:

Em relação às perdas técnicas, é fato que ao utilizar a energia injetada para compensar a energia consumida, o consumidor com GD em nada se diferencia de um consumidor sem GD na sua parcela de consumo e, portanto, deve arcar com as perdas técnicas da mesma forma. O mesmo argumento vale para a componente de Perdas na Rede Básica devido às perdas na distribuição. (Grifos nossos)

Outra visão está na discussão de potencial redução das perdas técnicas devido à GD. Inicialmente, cabe observar que, se de fato a GD reduz as perdas técnicas, a metodologia de definição das perdas regulatórias deveria observar tal fenômeno. Logo, a discussão é se esse benefício deve ser alocado a um grupo específico de consumidores, ou se deve ser percebido pela totalidade dos usuários. Volta-se à discussão dos critérios de incorporação dos benefícios, e tal qual no uso dos sistemas de transmissão e distribuição, as duas premissas não são atendidas.

Ressalta-se que uma das premissas citadas no parágrafo acima (e que não é atendida) se refere à garantia de que os benefícios em análise não sejam somente potenciais, mas sejam firmes, mensuráveis e incontestáveis.

Além disso, cumpre destacar que, conforme também ponderado pela ANEEL, os eventuais benefícios que a difusão da GD possa trazer em relação à redução de perdas técnicas serão capturados pelo modelo de cálculo regulatório e compartilhados com todos os acessantes do sistema.

Assim, a ENERGISA reitera seu posicionamento acerca da impossibilidade de consideração deste benefício de forma simplificada no modelo de análise financeira.

C. Postergação de investimentos

Sob aspectos dessa variável de postergação de investimentos, a AIR 03/2019 apresenta uma análise mais aderente à realidade observada em termos de engenharia e de capacidade do sistema elétrico em relação à difusão da MMGD, conforme trechos transcritos a seguir:

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

Embora seja intuitivo pensar que a geração próxima da carga provoque alívio no carregamento das redes, permitindo a entrada de novos usuários sem a necessidade de investir na expansão da capacidade do sistema, isso nem sempre ocorre na prática. A redução do carregamento e a consequente postergação de investimentos na rede ocorrem quando a energia é injetada de forma firme, em locais específicos e em momentos de carga máxima.

O que se verifica é que a característica intermitente desse tipo de geração não tem permitido a alteração do planejamento da distribuidora no que concerne ao dimensionamento da sua rede. As alterações de planejamento nesse caso têm mais o intuito de comportar fluxos bidirecionais de energia. Mas a rede deve estar dimensionada e disponível para atender a demanda máxima agregada dos consumidores quando há indisponibilidade da geração, seja por questões meteorológicas ou técnicas.

Da mesma forma, o sistema deve estar preparado para receber a energia injetada na rede por tais geradores em condições de baixo consumo da unidade consumidora. Logo, o benefício de alívio de rede de distribuição pode, em certas situações, transformar-se na necessidade de investimentos para atender a um fluxo bidirecional da energia.

De acordo com o que já fora apresentado na AP 01/2019, a ausência de dispositivos regulatórios que incentivem a instalação de gerações remotas próximas às cargas ou ao sistema de distribuição malhado vem resultando em um processo de antecipação de investimentos por parte das distribuidoras como forma de viabilização do acesso pelo empreendedor.

Dessa forma, a ENERGISA entende que uma abordagem possível a ser avaliada pela Agência Reguladora refere-se à possibilidade de inclusão das unidades de geração remota na contabilização da potência instalada associada ao gatilho que realizará a alteração da alternativa 2 para alternativa 5 de compensação, desde que forem estabelecidos alguns critérios técnicos com vistas à otimização da utilização de recursos, ou seja, com caráter locacional. Para tanto, tornam-se necessárias discussões adicionais sobre este aspecto.

D. Custo de disponibilidade

Na primeira versão da AIR apresentada na AP 01/2019, foi adotada pela ANEEL a premissa de que o pagamento do custo de disponibilidade em 30% do tempo por parte do consumidor com MMGD representava um benefício ao setor no cálculo do VPL.

Nesse contexto, a ENERGISA reitera o entendimento apresentado na ocasião acerca desse “benefício” muitas vezes citado de forma extremamente equivocada nos mais diversos veículos que abordam sobre o tema MMGD.

Algumas abordagens indicam que os consumidores com MMGD já contribuem com o rateio dos custos e já pagam a parcela referente ao uso do sistema de distribuição, uma vez que ocorre o faturamento do chamado “custo de disponibilidade”, conforme Art. 98 da REN nº 414/2010.

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

Entretanto, os valores de referência para a cobrança do consumo mínimo (custo de disponibilidade) estão associados à Portaria MME nº 378/1975, sem que fosse feita qualquer reavaliação de tais números e da efetividade em alcançar o objetivo pretendido.

Nesse contexto, conforme apresentado na AP 01/2019, foi feita uma análise por parte da ANEEL (AP 59/2018) acerca do pagamento dos custos fixos do sistema elétrico a partir do reajuste do consumo mínimo associado ao conceito de custo de disponibilidade, conforme trecho transcrito a seguir:

O custo de disponibilidade deve refletir o montante a ser pago pela disponibilização da infraestrutura. Este custo deve ser cobrado existindo ou não o consumo de energia, no entanto, ele guarda certa relação com a quantidade consumida. Um consumo muito baixo, ou nulo, possui um custo para o sistema de transporte diferente de um consumidor que tenha um consumo elevado.

Há uma clara incoerência entre a expressão custo de disponibilidade e o que realmente ocorre. Como mencionado, independente da expressão empregada, o que existe para os consumidores do grupo B é uma franquia mínima de consumo. E sua aplicação não guarda relação com a regulação econômica e as metodologias de cálculo tarifário.
(Grifos nossos).

Ou seja, partindo-se da premissa de que a cobrança do custo de disponibilidade deveria garantir a recuperação da receita associada a Parcela B das distribuidoras, foram realizadas simulações com os dados reais de eventos tarifários nas distribuidoras, onde buscou-se realizar o novo rateio da receita de Parcela B, associada ao mercado BT, somente a partir da cobrança do custo de disponibilidade dos consumidores, tomando-se como referência as informações constantes na BDGD. O quadro abaixo apresenta uma síntese dos resultados obtidos:

	Consumo mínimo atual (kWh)	Consumo Mínimo - Receita Parcela B (kWh)
monofásico	30	104
bifásico	50	174
trifásico	100	348

Verifica-se, portanto, que não é possível afirmar que a MMDG remunera a sua parcela de custos da rede apenas pelo pagamento do custo de disponibilidade, uma vez que, em média, seria necessária a majoração em mais de 3 (três) vezes o consumo mínimo regulamentado para garantir a cobertura da receita associada ao pagamento da Parcela B.

Por outro lado, ao considerarmos a necessidade de utilização da rede tanto no momento de excedente de geração quanto nos momentos de consumo e a contribuição com os custos apenas pelo pagamento da franquia mínima, observa-se mais uma vez a evidência clara do subsídio implícito promovido pelo modelo de *net metering atualmente regulamentado*.

Isto posto, a ENERGISA reitera sua concordância com a nova métrica de cálculo da AIR 03 em que se desconsidera o pagamento do custo de disponibilidade como um “benefício” da geração distribuída.

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

E. Tratamento da simultaneidade

A primeira versão da AIR utilizava a premissa de que a simultaneidade entre geração e carga, ou seja, a energia que é gerada e consumida localmente de forma imediata pelo consumidor, representava um alívio ao sistema de distribuição e que poderia ser traduzido também na verificação do benefício de postergação de investimentos.

Tal consideração foi positivamente corrigida na AIR 03/2019, uma vez que foi abordada a diferença entre a consideração da energia integralizada no período de faturamento com a demanda instantânea exigida do sistema de distribuição que efetivamente direciona o planejamento e os investimentos da distribuidora.

Portanto, sugere-se que o fator de simultaneidade observado no modelo de VPL ANEEL também seja incluído como uma parcela de custos ao setor, haja vista a impossibilidade de mensuração de qualquer benefício ao setor associado ao autoconsumo e o conhecido impacto no rateio dos custos setoriais, uma vez que pode-se afirmar que a energia do autoconsumo se beneficia de todas as componentes tarifa.

Ademais, cumpre destacar a importância de conhecimento dos dados de geração para o desenvolvimento do planejamento energético setorial.

A regulamentação atual prevê a utilização de medidores bidirecionais para o faturamento de unidades com MMDG de acordo com o modelo implantado pelo sistema de compensação. Dessa forma, ao se considerar os diversos perfis de consumo e a energia associada ao autoconsumo, verifica-se não ser possível conhecer com precisão a energia total gerada pela MMDG.

Tal informação é de grande valia para estudos futuros, permitindo o desenvolvimento de uma base de dados robusta que possa ser usada para análises operativas pelas distribuidoras ou mesmo para estudos de planejamento energético nacional.

Assim, sugere-se que seja avaliado a criação de um mecanismo que determine a disponibilização periódica dos dados de energia total gerada ou o acesso às informações de energia do inversor por parte da distribuidora. Conforme citado acima, a sugestão ora apresentada visa permitir o avanço setorial em termos de planejamento energético, bem como permitirá uma melhor avaliação dos reais impactos de tais unidades no SEB.

F. Considerações finais e avaliação da proposta ANEEL

Ante todo o exposto, a ENERGISA reitera seu entendimento quanto a impossibilidade de utilização de modelos econométricos e análises de custos e benefícios da GD como fator decisório para a atualização da regulamentação.

Conforme fora amplamente abordado anteriormente neste documento, sabe-se que estimativas de impactos técnicos da MMDG são bastante complexas e imprecisas dadas as diversas variáveis

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

(técnicas, financeiras, locacionais e temporais) que influenciam os resultados de tais análises, o que explica a impossibilidade citada acima.

De toda forma, o entendimento da ENERGISA é de que a proposta apresentada pela ANEEL, qual seja, a aplicação direta da Alternativa 2 (pagamento das parcelas de TUSD Fio B e Fio A) para as unidades de geração local e Alternativa 5 (compensação somente da TE Energia) para as unidades de geração remota representa um grande avanço da regulamentação, ao passo em que promove a redução de subsídios implícitos, garante a sustentabilidade das concessionárias de distribuição uma vez que condiciona o sistema de compensação ao pagamento da remuneração da parcela de uso da rede, bem como proporciona ambiente favorável para o desenvolvimento da geração distribuída de forma sustentável, haja vista os diferentes cenários de simulação que comprovam a manutenção da viabilidade do investimento na tecnologia.

Ainda, observa-se que para a geração local a proposta apresentada pela Agência indica a mudança no sistema de compensação para a Alternativa 5 quando for atingida adicionalmente ao que já estiver instalado quando da publicação da nova norma, a potência de 4,7 GW, divididos por distribuidora de maneira proporcional a seu mercado de consumo do grupo B e subgrupos A4 e A3a.

Nesse contexto, a ENERGISA reitera seu posicionamento acerca da inviabilidade de utilização de modelo econométrico para a tomada de decisão regulatória. Ademais, considerando as instalações de geração local, é possível afirmar que a aplicação da alternativa 5 promove uma sinalização mais eficiente para o interessado em instalar a GD, considerando uma análise dos impactos no sistema elétrico. Isso porque o investimento na tecnologia aumenta sua viabilidade na mesma proporção do fator de simultaneidade da UC. Ou seja, uma UC que possui uma curva de carga aderente ao perfil de geração da GD consegue “compensar todas as componentes da tarifa” no momento de geração e consumo simultâneo. Dessa forma, a aplicação da alternativa 5 incentivaria a conexão de instalações que de fato proporcionariam alívio aos sistemas.

Apesar disso, considerando os já comentados avanços da proposta apresentada pela ANEEL, a ENERGISA entende como razoável a aplicação da Alternativa 2 aos consumidores com GD local até que seja atingido o gatilho definido pela Agência. Ainda nesse aspecto, sugerimos que seja reavaliado o montante de potência instalada a ser adicionado quando da definição do gatilho. Isto pois, a AIR apresenta o seguinte posicionamento:

*(...) a mudança para a Alternativa 5 se dê quando for atingida a potência total de 4,7 GW além do que já estiver instalado quando da publicação da nova norma, divididos por distribuidora de maneira proporcional a seu mercado de consumo do grupo B e subgrupos A4 e A3a. **Nas projeções da ANEEL, haveria uma potência de 1,2 GW de GD local até a entrada em vigor da nova resolução**, de modo que a regra seria alterada quando se atingisse 5,9 GW nessa modalidade(...)*

A observação dos atuais registros de potência instalada no Brasil demonstra que, mais uma vez, as projeções de difusão foram modestas quando comparadas com o rápido desenvolvimento da tecnologia. Dessa forma, sugere-se que o valor de 4,7 KW seja reavaliado no momento de publicação da normativa. Uma vez que este referencial foi estabelecido a partir da observação do momento de

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

inflexão entre difusão da GD e benefícios à rede, considerando as distorções reiteradamente observadas como equivocadas, é de todo prudente que a definição do delta de potência para acionamento do gatilho seja reavaliada.

Por fim, conforme indicado neste documento, a ENERGISA entende também como possível a participação de MMGD remota na contabilização do gatilho supracitado, desde que observados critérios que permitam a verificação objetiva de otimização do uso do sistema elétrico.

Demais aspectos regulatórios

Desde a abertura da AP 01/2019 observou-se um movimento massivo de novas conexões de geração distribuída, motivadas pela sinalização da adequação da regulamentação.

Nesse contexto, foram observados outros aspectos que ainda carecem de maior esclarecimento ou de definição plena da regra a ser aplicada, dentre os quais se destacam:

- MMGD com opção de faturamento em baixa tensão;
- Concessões regulatórias para a elaboração do parecer de acesso;
- Definição de regras objetivas para o chamado “direito adquirido”;
- Geração distribuída e as perdas regulatórias;

Na sequência serão abordadas questões relevantes sobre cada um destes aspectos.

I. MMGD com opção de faturamento em baixa tensão

O artigo 100 da Resolução Normativa nº 414/2012 dispõe acerca da possibilidade do consumidor do grupo A optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B, quando do atendimento dos seguintes critérios:

- i. A potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- ii. A potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- iii. A unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- iv. Quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

Ocorre que as distribuidoras vêm observando vários pedidos de unidades com MMGD para aplicação da tarifação do Grupo B a partir da utilização, sob o entendimento da ENERGISA, equivocada, do critério I apresentado acima. Destaca-se ainda que essa prática vem sendo adotada de forma concomitante com a divisão de minigeração em instalações menores também de minigeração distribuída, com vistas a possibilitar o enquadramento no art. 100 da REN nº 414/2010.

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

Nesse contexto, cumpre destacar o entendimento apresentado pela ANEEL por meio do Ofício nº 0182/2019-SRD/ANEEL em resposta ao questionamento realizado pela ENEL – GO.

No referido ofício a ANEEL pondera que:

Ocorre que a configuração proposta parece ser uma tentativa de evitar o pagamento da demanda que se aplica a consumidores do Grupo A. Com esse tipo de configuração, o consumidor usufruiria dos ganhos de escala de um empreendimento de grande porte e utilizaria a rede de distribuição da mesma forma que um empreendimento de grande porte o faz, mas seria dispensado de contratar demanda e remunerar adequadamente a distribuidora pelo uso da rede. Esse tipo de estratégia desvirtua as premissas que respaldam a REN nº 482/2012. (Grifos nossos)

Assim, em concordância com o entendimento apresentado pela própria área técnica da ANEEL, sugere-se que seja incluído na REN 482 a **indicação explícita da impossibilidade de solicitação de enquadramento no Art. 100 da REN 414 unicamente em função da potência nominal do transformador de atendimento.**

Complementarmente, solicita-se que seja estabelecida a possibilidade de adequação do faturamento das unidades já contempladas por tal benefício. Para tanto, sugere-se que seja estipulado prazo de até 6 (seis) meses após a publicação da nova normativa para que as distribuidoras realizem a adequação do faturamento. Nesse período as distribuidoras deverão encaminhar comunicação prévia ao consumidor informando o prazo em que serão realizadas as adequações de fatura.

Importante observar que, diferentemente da avaliação do período de manutenção da regra atual de compensação para os consumidores que já instalaram a MMGD, não há o que se falar em manutenção de direitos neste caso, uma vez que tal procedimento representa uma desvirtuação do regulamento.

II. Prazos regulatórios para a elaboração do parecer de acesso

Desde a abertura da AP 01/2019 e a indicação da adequação do sistema de compensação, verificou-se um crescimento expressivo no número de solicitações de novos acessos de MMGD como amplamente abordado neste intervalo de discussão da revisão da RN 482.

Ademais, tal movimento foi intensificado com a publicação da AIR 03/2019 e a indicação de manutenção da regra aos consumidores que formularem solicitação de acesso completa antes da publicação da norma.

Segundo o Módulo 3 do PRODIST, após a solicitação de acesso por parte da unidade com MMGD, a distribuidora dispõe de prazo de até 30 dias para a emissão do parecer de acesso para unidades de microgeração e até 60 dias para as solicitações de minigeradoras.

Nesse contexto, cabe observar que a demanda atual de formulação do parecer de acesso extrapola qualquer comportamento histórico já observado pelas distribuidoras. Esse movimento tem gerado diversos desafios operativos e de engenharia por parte das concessionárias que pode, em determinadas instâncias, resultar na aplicação de medidas de *enforcement* por parte do regulador,

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

como a determinação da execução de um plano de resultados ou mesmo a aplicação de penalidades financeiras por meio de multas pela violação dos prazos supracitados.

Entretanto, o entendimento da ENERGISA é que o processo de aplicação de penalidades estaria desassociado das boas práticas regulatórias, uma vez que a violação de prazos, caso ocorra, está relacionada a um movimento incentivado pela própria regulação, e não por suposta ineficiência das distribuidoras.

Por essa razão, propõe-se que no período compreendido entre a abertura da Audiência Pública nº 01/2019 (24/01/2019) até o prazo de 120 dias após a publicação da revisão da REN 482, seja considerado como cumprido o regramento estabelecido no Módulo 3 do PRODIST para os casos em que a distribuidora realize a emissão do parecer de acesso nas seguintes condições:

- Em até 60 dias para quaisquer solicitações de acesso de microgeração distribuída; e
- Em até 120 dias para quaisquer solicitações de acesso de minigeração distribuída.

Ressalta-se que tal proposta não implica em quaisquer prejuízos ao consumidor, uma vez que a emissão do recibo de formalização da solicitação de acesso, conforme item 2.4.6 da Seção 3.7 do PRODIST, já garantirá ao consumidor a comprovação de início do processo em data anterior à publicação da norma, obtendo assim o direito de manutenção da alternativa 0 até o prazo estipulado pela ANEEL.

III. Definição objetiva do conceito de “direito adquirido”

Outra questão que traz muita preocupação a todos os agentes se refere à garantia de direitos do consumidor com MMGD acerca da manutenção da Alternativa 0 (compensação integral das componentes tarifárias) até que ocorra a publicação da revisão da norma.

É fundamental que o aperfeiçoamento da regulamentação avance também na proposição de uma forma objetiva acerca do detentor do chamado “direito adquirido”. Neste aspecto, sob risco de abrir um perigoso terreno para uma indústria jurídica, é preciso responder ao seguinte questionamento: “A manutenção da Alternativa 0 no sistema de compensações é garantida ao consumidor que realizou a solicitação ou à instalação de MMGD? Está vinculado ao usuário ou à instalação física?”

A título de exemplificação, supondo o caso em que um consumidor que está sendo beneficiado pela Alternativa 0 necessite se deslocar definitivamente para uma outra localidade na mesma área de concessão. Nesse caso, há a possibilidade de o consumidor levar consigo suas instalações de geração. Dessa forma, será necessária uma nova solicitação de acesso no novo ponto de conexão.

Outra hipótese ocorre quando o consumidor instala a MMGD com o intuito de valorizar seu imóvel para venda posterior. Nessa situação, pode-se dizer que o interesse do consumidor estaria associado a uma manutenção da regra atual para a instalação física da geradora.

Assim, considerando as ponderações apresentadas e visando a redução de complexidade em termos de operacionalização do processo, a proposta da ENERGISA é de que o direito adquirido esteja sempre vinculado à unidade consumidora e não ao consumidor. Dessa forma, considerando casos de troca de

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

titularidade, por exemplo, a continuidade da compensação pela alternativa 0 seria garantida ao novo usuário das instalações, respeitado o prazo de manutenção definido pela ANEEL (2030). Esta proposição é inclusive a mais adequada para modelos de geração remota (consórcio e auto consumo remoto), onde o parque é o detentor do direito.

Por fim, ainda em relação à garantia de direitos, solicita-se que seja explicitado no item 2.5.5 da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST que a inobservância da solicitação de vistoria em até 120 dias após a emissão do Parecer de Acesso invalida qualquer direito obtido relacionado ao referido parecer.

Tal solicitação se justifica pelo fato de que as distribuidoras vêm observando o crescimento de um mercado irregular relacionado à comercialização de pareceres de acesso. Esse movimento ganhou ainda mais destaque após a sinalização na AIR 03/2019 acerca dos direitos garantidos aos consumidores que realizarem a solicitação de acesso antes da publicação da norma.

Importante destacar que a proposta ora apresentada em nada prejudica o consumidor que já possui o interesse em instalar a MMGD para seu uso. Por outro lado, o mecanismo proposto afasta o incentivo dado aos interessados na comercialização do documento.

IV. Geração distribuída e as perdas regulatórias

Além de todos os impactos decorrentes da difusão da GD no cenário atual do setor elétrico, cabe ainda observar efeitos regulatórios que já vêm sendo observados pelo Grupo Energisa em decorrência da gestão da informação acerca da geração distribuída, dentre os quais destaca-se o cálculo das perdas não técnicas regulatórias.

O manual do SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica) apresenta em seu item de número 7 (sete) as orientações quanto ao envio das informações acerca do balanço energético da distribuidora, o que por sua vez permite a realização do cálculo das perdas realizadas na distribuição considerando o mercado medido e o mercado faturado da distribuidora.

Ocorre que ainda não foram definidos os critérios acerca da consideração dos dados de energia das instalações com geração distribuída no balanço energético constante no SAMP. Resta ainda indefinida se a energia injetada da GD deve compor a energia injetada total da distribuidora, bem como verifica-se ainda a necessidade de esclarecimento acerca dos impactos da GD no cômputo do mercado medido e faturado das distribuidoras.

Ante o exposto e considerando os impactos da consideração dos ajustes supracitados na contabilização das perdas regulatórias das distribuidoras e na definição dos limites de perdas não técnicas regulatórias, sugere-se que tais critérios e esclarecimentos também sejam contemplados na ocasião da publicação da nova norma.

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br

Conclusões

A geração distribuída já apresenta um grau de maturidade elevado no cenário atual do sistema elétrico brasileiro. A redução dos custos da tecnologia e as novas possibilidades como o incentivo a financiamentos têm garantido ao empreendedor de GD a segurança de retornos econômicos atrativos independentemente de incentivos associados à estrutura tarifária. A análise apresentada pela ANEEL na AIR 03 com a indicação de *payback* de aproximadamente 8 anos para geração local com a compensação somente da parcela TE Energia comprova essa afirmação.

Além disso, conforme amplamente abordado, a análise dos impactos da geração distribuída depende de uma série de variáveis técnicas específicas, além da observação de critérios locais e temporais. Dessa forma, o entendimento da ENERGISA é de que a aplicação de modelos econométricos e projeções de difusão não devem ser fator decisivo no processo de atualização da regulamentação. Por outro lado, as próprias constatações apresentadas pela ANEEL na AIR 003 permitem a observação da importância do uso do sistema de distribuição para o próprio desenvolvimento da geração distribuída. Além disso, observa-se também que a característica intermitente predominantemente observada no cenário atual resulta em uma situação onde não pode ser efetivamente observado qualquer benefício sistêmico, como por exemplo, o alívio dos sistemas de distribuição. Todas essas afirmações permitem concluir que a atualização da regulamentação deve garantir minimamente o pagamento integral do uso do fio (alternativa 2) por parte das instalações com geração distribuída.

Isto posto, a proposta objetiva da ENERGISA é que:

- Aplicação imediata da alternativa 5 para unidades de geração remota;
- Possibilidade de aplicação da alternativa 2, até que seja alcançado o gatilho de potência regulatório, para unidades de geração remota desde que atendidos critérios técnicos avaliados pelas distribuidoras;
- Aplicação imediata da alternativa 2 para unidades de geração local e posterior atualização para alternativa 5 quando do atingimento do gatilho definido;
- Redefinição do gatilho de potência para alteração da regra;
- Manutenção da regra atual até o ano de 2030 para as instalações já conectadas e consumidores com processo iniciado de conexão, desde que respeitado o período de validade do parecer de acesso conforme indicado neste documento;

Energisa S.A.

CNPJ: 00.864.214/0001-06 - Insc. Mun.: 12560-1

Escritório Energisa Brasília - Centro Empresarial Brasília

SRTVS - Bloco B - Salas 533/534

Asa Sul I DF CEP: 70340-907

Tel.: (61) 4501-5000

www.energisa.com.br