

## GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

### IMPACTOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA REGULAÇÃO

**MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO<sup>1</sup>**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**

#### RESUMO

Este artigo apresenta o estágio atual da regulação e os principais impactos técnicos e barreiras para expansão dos Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil, com destaque para a geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia, veículos elétricos e programas de resposta à demanda, assim como as microrredes. Adicionalmente, o estudo de caso ilustra a análise de custo-benefício que pode ser feita pela distribuidora para avaliar a contratação de geração distribuída por meio de chamada pública visando a melhoria dos indicadores de continuidade do serviço, frente às alternativas tradicionais de execução de obras na rede.

#### PALAVRAS-CHAVE

Regulação, Recursos energéticos distribuídos, Non-wires alternatives, Armazenamento, Microrredes.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

O setor elétrico vem passando por profundas transformações em diversos países, cada um seguindo o próprio ritmo, com a perspectiva de aceleração deste processo em função da adoção de tecnologias disruptivas que tornam o consumidor cada vez mais engajado.

Os Recursos Energéticos Distribuídos – RED, tais como geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia, veículos elétricos e programas de resposta à demanda, assim como as microrredes têm o potencial de alterar a tradicional lógica de planejamento centralizado da expansão e operação das redes de distribuição, trazendo o consumidor para o centro da questão e inserindo novas camadas de complexidade.

Essa revolução também já chegou ao Brasil, inicialmente por meio da geração distribuída, por meio da Resolução Normativa - REN nº 482/2012 (1), com destaque para a geração solar fotovoltaica, que ultrapassou a marca de 7 GW de potência instalada em setembro de 2021<sup>2</sup>.

Dentre os diversos serviços que podem ser prestados ao sistema de distribuição, os RED surgem como potenciais alternativas a obras de reforço ou expansão da rede destinadas ao atendimento de novas cargas, melhorias do perfil de tensão ou de indicadores de continuidade e confiabilidade.

A Tomada de Subsídios 11/2021 (2) da ANEEL trouxe ao cenário nacional a discussão sobre novos modelos regulatórios para a inserção de RED e seus impactos, abordando a experiência internacional e questões que o regulador deve considerar para delinear caminhos que permitam a evolução do mercado de energia de forma sustentável, evitando-se a alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade.

#### 2.0 REGULAÇÃO DE RED NO BRASIL

##### 2.1 Geração distribuída

Com o objetivo de proporcionar alternativas de contratação de energia para as distribuidoras e incentivar a produção de energia de fontes renováveis ou fósseis com elevada eficiência energética, a Lei nº 10.848/2004 (3), e o Decreto nº 5.163/2004 (4), permitem que as distribuidoras comprem energia de centrais geradoras classificadas como geração distribuída por meio de chamada pública até o limite de 10% do seu mercado.

<sup>1</sup> As opiniões emitidas neste artigo são de exclusiva e inteira responsabilidade do autor, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista da ANEEL.

<sup>2</sup> Dados disponíveis em <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.

Até a publicação da Lei nº 13.203/2015 (5), e a definição do Valor Anual de Referência Específico – VRES pela Portaria MME nº 65/2018 (6), para as fontes renováveis (solar fotovoltaica, biogás, biomassa, eólica, hídrica e resíduos sólidos urbanos) e cogeração a gás natural, não havia incentivo econômico suficiente para viabilizar tais empreendimentos, pois o teto anterior era a média ponderada dos leilões de energia elétrica, conhecido como Valor de Referência – VR.

Adicionalmente, o caráter intermitente de algumas fontes de energia (solar e eólica), associado com a maior complexidade para operação da rede (coordenação e sensibilidade das proteções, regulação e controle de tensão) e o atual estágio de sobrecontratação das distribuidoras também não motivaram as distribuidoras a contratar energia via chamada pública.

Posteriormente, a Lei nº 14.182/2021 (7) detalhou os parâmetros que a regulação da ANEEL sobre contratação de geração distribuída via chamada pública deve considerar, tais como:

- a competição entre usinas instaladas em qualquer local na área de atuação da distribuidora;
- a possibilidade de escolha da fonte de geração;
- a definição do preço-teto do edital; e
- a atualização monetária do contrato com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Com objetivo de revisar a regulação sobre o tema, a ANEEL abriu a Consulta Pública 40/2021<sup>3</sup> (8), incluindo a possibilidade de a distribuidora contratar energia de geração distribuída para reduzir despesas de operação e manutenção ou postergar investimentos.

Em outra frente, pode-se considerar a REN nº 482/2012 como o marco regulatório sobre micro e minigeração distribuída no país, permitindo que os consumidores reduzam suas faturas de energia por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

## 2.2 Armazenamento de energia

O armazenamento de energia é uma peça-chave para a integração de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica de qualquer país, agregando confiabilidade ao sistema elétrico por reduzir ou mitigar variações abruptas na geração em função da disponibilidade dos recursos energéticos em tempo real.

No Brasil, o armazenamento de energia é realizado majoritariamente por usinas hidrelétricas com reservatórios e despachadas centralizadamente pelo ONS. Outra forma comum é o uso de baterias de chumbo-ácido como fonte de alimentação em casos de emergência em instalações elétricas com cargas críticas, tais como hospitais, subestações, data centers e estações de comunicação.

A REN nº 482/2012 não inclui os sistemas de armazenamento como fontes de energia aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos. Apesar disso, a Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (9) prevê a possibilidade de microgeradores e minigeradores operarem no modo ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição. Os sistemas de armazenamento também podem ser utilizados em substituição a geradores de emergência (diesel) no caso de faltas na rede ou para operação ilhada nos horários de ponta em consumidores do Grupo A com tarifas horárias, caso haja viabilidade econômica.

Por outro lado, o armazenamento de energia já foi objeto de diversos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) conduzidos por distribuidoras, universidades e centros de pesquisa, com destaque para a Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 021/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (10), com 21 projetos em execução ou já concluídos, totalizando investimentos de aproximadamente R\$ 370,6 milhões.

## 2.3 Resposta da demanda

Com respeito à regulação no Brasil, são exemplos de programas de resposta da demanda baseados em preços<sup>4</sup> a aplicação de tarifas horárias azul<sup>5</sup> e verde<sup>6</sup> aos consumidores do Grupo A e tarifa branca<sup>7</sup> ao Grupo B, que visam deslocar a carga do horário de ponta de cada distribuidora (2).

<sup>3</sup> Documentos disponíveis em <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>

<sup>4</sup> Uso de tarifas variantes no tempo para induzir mudanças no perfil de carga do consumidor.

<sup>5</sup> Obrigatória para cargas atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV. Optativa para tensão inferior a 69 kV e demanda contratada maior ou igual a 300 kW.

<sup>6</sup> Optativa para tensão inferior a 69 kV e demanda contratada maior ou igual a 300 kW.

<sup>7</sup> Opcional aos consumidores do Grupo B, não se aplicando àqueles classificados como baixa renda, iluminação pública ou adeptos da modalidade pré-pagamento.

Como exemplo de programa que utiliza incentivos <sup>8</sup>, destaca-se a Resolução Normativa - REN nº 792/2017 (11), que estabeleceu os critérios e as condições do programa piloto de Resposta da Demanda para consumidores de grande porte conectados na rede de supervisão do ONS.

Com intuito de enfrentar a crise energética evidenciada em 2021, foram criados dois programas emergenciais de resposta da demanda com focos distintos. O primeiro<sup>9</sup>, coordenado pelo ONS e CCEE e com vigência prevista até 30/04/2022, visa incentivar a redução da carga de consumidores livres nos horários de pico do Sistema Interligado Nacional - SIN, permitindo também o deslocamento de demanda da ponta para períodos de menor carregamento da rede (12).

O segundo programa<sup>10</sup>, com vigência inicial prevista entre setembro e dezembro de 2021 e com possibilidade de extensão de prazo, engloba consumidores cativos dos Grupos A e B, exceto aqueles pertencentes às classes poder público, iluminação pública, consumo próprio, consumidores integrantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (REN nº 482/2012) e consumidores atendidos em sistemas isolados (13).

## 2.4 Veículos elétricos

A Resolução Normativa - REN nº 819/2018 (14), estabeleceu os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de veículos elétricos. Segundo a norma, a distribuidora pode instalar estações de recarga pública dentro de sua área de concessão e cobrar valores livremente negociados pelo serviço prestado, sendo que parte da receita auferida será compartilhada com os seus consumidores, nos termos da Resolução Normativa - REN nº 581/2013 (15) e do submódulo 2.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET (16).

Além disso, os consumidores podem instalar estações de recarga em suas unidades consumidoras. Também é permitida a exploração comercial por terceiros (não proprietários de veículos elétricos). Em ambos os casos, a distribuidora deve ser avisada previamente se houver necessidade de:

- solicitação de fornecimento inicial;
- aumento ou redução de carga; ou
- alteração do nível de tensão.

Por outro lado, a Chamada ANEEL nº 22/2018 de Projeto de P&D Estratégico - "Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente" resultou em 33 projetos aprovados, com expectativa de investimentos da ordem de R\$ 417,5 milhões e finalização de todos os projetos até 2023 (2).

## 2.5 Microrredes

Uma microrrede é um sistema elétrico inteligente de pequeno porte com cargas e RED, com capacidade de operar ilhado ou conectado à rede de distribuição.

Não existe regulação no país específica sobre microrredes, mas os Módulos 3 e 4 do PRODIST preveem a possibilidade de operação ilhada de centrais geradoras, dependendo de avaliação técnica e aprovação pela distribuidora local (2).

A Copel inovou ao ser a primeira distribuidora a solicitar autorização da ANEEL para a realização de projeto piloto de chamada pública para contratação de energia proveniente de centrais geradoras classificadas como geração distribuída, nos termos dos arts 14 e 15 do Decreto nº 5.163/2004, com objetivo de implantar microrredes para melhorar os indicadores de continuidade e confiabilidade em determinados conjuntos elétricos no caso de falhas na rede de distribuição, além de postergar investimentos em reforços e expansões de rede.

## 3.0 Uso de RED em benefício da rede

As distribuidoras e reguladores de alguns Estados Americanos<sup>11</sup> adotam o conceito de *non-wires alternatives*, que é o atendimento de novas unidades consumidoras, melhoria da confiabilidade e qualidade do suprimento por meio de geração distribuída, armazenamento de energia, microrredes, eficiência energética e resposta a demanda, postergando-se ou até evitando-se a expansão ou reforço da rede (17).

<sup>8</sup> Descontos ou penalidades visando a redução da demanda dos consumidores.

<sup>9</sup> Programa de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD.

<sup>10</sup> Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do SIN.

<sup>11</sup> Nova Iorque, Oregon, Vermont, Califórnia, Michigan, Washington, entre outros.

Na Austrália, o regulador exige que os operadores de rede (distribuidoras) apliquem o *Regulatory Investment Test for Distribution* (18) para investimentos superiores a 6 milhões de dólares australianos<sup>12</sup>, avaliando os benefícios e custos de todas as alternativas possíveis, inclusive a utilização de soluções que não impliquem a expansão ou reforço de rede.

No Brasil, a ANEEL propôs na Consulta Pública 40/2021 (8), critérios para a distribuidora contratar energia proveniente de geração distribuída por meio de chamada pública, seguindo o Decreto nº 5.163/2004, visando a redução de despesas de operação e manutenção ou postergação de investimentos.

Para tanto, a distribuidora deve demonstrar que a contratação de energia alcançará pelo menos um dos seguintes objetivos:

- melhoria dos indicadores de continuidade, conformidade e qualidade da energia;
- redução de perdas técnicas;
- redução no carregamento de alimentadores e subestações;
- melhoria no perfil de tensão de alimentadores; ou
- aumento da confiabilidade do suprimento de energia

Além disso, a distribuidora deve apresentar à Agência os estudos que demonstrem que os benefícios técnicos e econômicos superam eventuais custos adicionais de contratação da energia quando comparados com o preço médio de compra da energia (Pmix), constituindo-se na alternativa de menor custo global.

### 3.1 Projeto-piloto da Copel

A ANEEL autorizou a Copel a realizar chamada pública visando contratar energia elétrica proveniente de geração distribuída para formar microrredes em até 32 conjunto elétricos pré-determinados visando a redução do DEC<sup>13</sup> nos casos de faltas na rede de distribuição (19).

Os contratos de geração distribuída devem ser enviados para aprovação da ANEEL acompanhados dos estudos que demonstrem que os benefícios técnicos e econômicos superam os custos adicionais de contratação da energia quando comparados com o preço médio de compra da distribuidora (Pmix), constituindo-se na alternativa de menor custo efetivo para o consumidor.

O preço teto da energia constante do edital chamada pública deve considerar como limite o maior valor entre o VR, calculado pela ANEEL, e o VRES, constante da Portaria MME nº 65/2018. Por seu turno, os agentes vendedores farão jus somente à receita de venda referente, exclusivamente, à geração proveniente do empreendimento verificada no ponto de conexão.

Segundo a regra, podem participar dessa chamada pública os empreendimentos com potência entre 1 MW e 30 MW, de agentes de geração detentores de concessão, permissão ou autorização para produção de energia elétrica, e aqueles sem outorga, mas com despacho de registro de adequabilidade do sumário executivo ou despacho de registro de requerimento de outorga, condicionado a obtenção da outorga ou registro da ANEEL antes da assinatura do contrato de geração distribuída.

#### 3.1.1 Estudo de caso

Com objetivo de exemplificar a avaliação econômica entre alternativas que apresentam resultados tecnicamente equivalentes, segundo estudos elaborados pela Copel, aplicou-se a metodologia descrita em (8) para comparar uma solução tradicional de expansão de rede e com a contratação de geração distribuída por meio de chamada pública.

Para tanto, será comparada a construção da LD 138 kV Curitiba Norte – Tunas (aproximadamente 40 km) e uma nova entrada de linha para 138 kV, com a contratação de 12 MW<sup>14</sup> de geração firme e formação de microrrede que, segundo a Copel, postergaria essa obra em 10 anos e ambas as alternativas proporcionariam a redução do DEC em 4,62 horas por ano (20)

A SE Tunas possui as seguintes características técnicas:

- Transformador de 20 MVA (138 kV/34,5 kV/13,8 kV);
- 11.600 unidade consumidoras;
- DEC 2019 verificado: 55,6 h;
- DEC limite: 19h;

<sup>12</sup> Equivalente aproximadamente R\$ 23 milhões, considerando a taxa de câmbio de AUD \$1 = R\$ 3,83 em 15/09/2021.

<sup>13</sup> Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

<sup>14</sup> Potência firme: demanda máxima que a central geradora pode suprir a qualquer momento no caso de contingência de algum equipamento de uma subestação (critério N-1).

- FEC 2019 verificado: 25.31 vezes; e
- FEC limite: 11 vezes.

Para fins desse estudo, foram adotadas as seguintes premissas:

- Compensações por pagas pela Copel por ultrapassagem dos limites regulatórios em 2019 para os consumidores integrantes do conjunto elétrico de Tunas: R\$ 375.400;
- Valor da obra: R\$ 18,3 milhões<sup>15</sup>;
- Postergação do investimento por 10 anos;
- Taxa de desconto: 7,32% aa (Custo Médio Ponderado de Capital para as distribuidoras - WACC)
- Redução do DEC em 4,62 h/ano;
- Contratação de 12 MW de potência firme;
- Preço teto da chamada pública: R\$311/MWh<sup>16</sup>;
- Pmix Copel 2020: R\$ 219.18/MWh;
- Custos para automação da rede cobertos por outros projetos da Copel;
- Custo médio da rede de baixa tensão (Copel):R\$ 381,38/kW<sup>17</sup>
- Redução perdas na rede de 138 kV: 2% aa;
- Redução de O&M para linha de 138 kV: 5% aa;
- Crescimento da carga: 5% aa;
- Valor da energia não faturada: R\$ 512,77/MWh (TUSD + TE); e
- Horizontes de análise:10 anos.

A Tabela 1 apresenta os preços simulados para a contratação da energia via chamada pública (R\$/MWh):

Tabela 1: Preços da energia analisados nesta simulação.

	Preço teto	95%	90%	85%	82,5%		80%	75%
R\$/MWh	311,00	295,45	279,90	264,35	257,97		248,80	233,25

Dessa forma, realizou-se a análise de custo-benefício para as alternativas consideradas, ilustrada na Figura 1, e calculou-se o valor presente líquido (VPL) de cada opção, cujos resultados são apresentados na Figura 2.

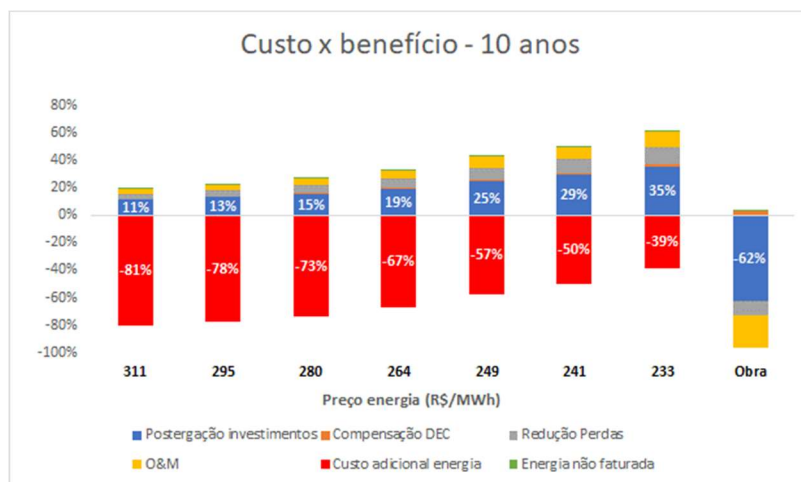


Figura 1: Comparação entre custos e benefícios

<sup>15</sup> Valor da obra constante do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD da Copel para 2019.

<sup>16</sup> Valor previsto no Edital COPEL DIS GD 001/2020, disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/>

<sup>17</sup> Valor aprovado na revisão tarifária da Copel em 2016 (R\$ 320/kW), atualizado pelo IPCA para março de 2021.

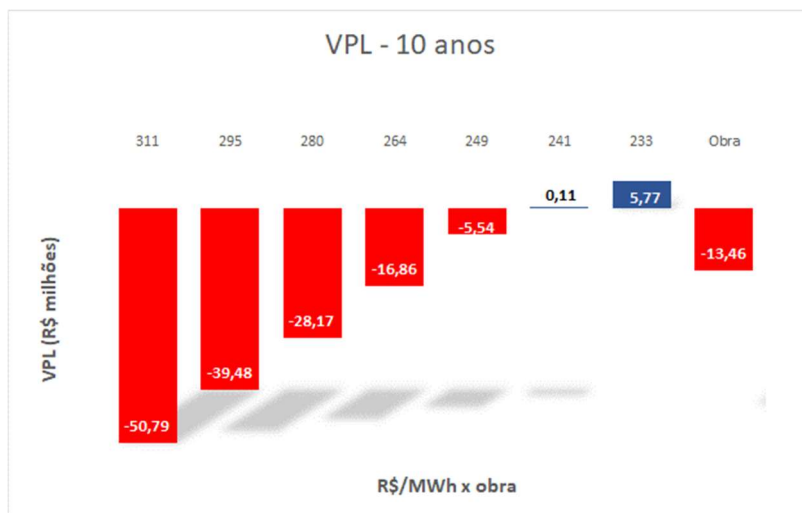


Figura 2: Comparação do VPL

Conforme ilustrado nas Figuras 1 e 2, a relação custo-benefício e o valor presente líquido (VPL) são favoráveis para preços de energia iguais ou inferiores a R\$ 241/MWh (22,5% de redução em relação ao preço teto do Edital da Copel).

Além disso, estima-se que a realização da obra tradicional para melhoria da qualidade do serviço prestado, em cumprimento de obrigações regulatórias e do contrato de concessão, apresentaria o VPL negativo, quando comparado com o caso base (não fazer nada), pois a capacidade atual da SE Tunas já atenderia o crescimento prevista da carga.

É importante ressaltar que esta análise considerou o período de análise de 10 anos, que é o prazo adotado no Módulo 2 do PRODIST para o planejamento de longo prazo das distribuidoras. Contudo, para fins exclusivamente do projeto-piloto da Copel, limitou-se o prazo máximo dos contratos de geração distribuída a 5 anos, tendo em vista o caráter experimental do projeto (19).

Portanto, apesar da chamada pública provavelmente resultar na contratação de energia mais cara que o Pmix da distribuidora, dependendo do preço ofertado pelos geradores, os benefícios esperados podem superar os custos, demonstrando que essa alternativa pode ser mais vantajosa que executar as obras tradicionais de reforço ou expansão de rede.

#### 4.0 BARREIRAS EXISTENTES

Existem diversas barreiras no mercado brasileiro para a implantação e expansão de recursos energéticos distribuídos. Com exceção da geração distribuída, em especial a solar fotovoltaica, que já possui marco regulatório e expressiva presença no mercado, as maiores dificuldades podem ser observadas para os sistemas de armazenamento de energia (baterias), veículos elétricos e microrredes (2).

Em comum, as baterias, os veículos elétricos e as microrredes enfrentam as seguintes barreiras:

- elevados custos dos equipamentos, majoritariamente importados;
- falta de linhas de financiamento com taxas de juros e prazos acessíveis aos investidores;
- mercado incipiente no país;
- ausência de normas e padrões técnicos e
- falta de regulação específica.

Com relação à questão regulatória, é imprescindível a evolução das normas para viabilizar a adoção de medição inteligente e tarifas modernas pelas distribuidoras. Contudo, caso seja dado um comando da Agência para substituição em larga escala dos medidores atuais por equipamentos com funcionalidades mais avançadas, em um curto espaço de tempo e antes que a vida útil dos medidores atuais seja atingida, haveria impactos na tarifa dos consumidores e isso precisa ser devidamente avaliado.

É importante destacar que na tarifa monômnia volumétrica atualmente aplicada aos consumidores de baixa tensão, o valor da fatura depende apenas da quantidade de energia consumida. No entanto, existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida, como a construção de subestações e ampliação de redes, cujo retorno financeiro ocorre no longo prazo.

Com isso, ações de eficiência energética e instalação de geração distribuída em unidades consumidoras de baixa tensão implicam não apenas a redução da fatura, mas também da receita das distribuidoras em um primeiro momento e, posteriormente, aumento da fatura dos demais consumidores, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nos contratos de concessão.

Com o crescimento exponencial da geração distribuída e advento dos demais RED, há necessidade de evolução da estrutura tarifária e da regulação econômica para garantir a sustentabilidade financeira das empresas e a modicidade tarifária dos consumidores.

Com respeito aos veículos elétricos, sua participação no mercado automotivo ainda é incipiente, mas os dados de vendas e emplacamentos de veículos (21) indicam uma demanda crescente desde 2019, atingindo 19.745 unidades em 2020, considerando automóveis e comerciais leves elétricos híbridos não *plug-in*<sup>18</sup> e *plug-in*<sup>19</sup> e elétricos à bateria<sup>20</sup>.

A regulação vigente sobre pontos de recarga e projetos de pesquisa e desenvolvimento das distribuidoras, com a participação de centros de pesquisa e fabricantes, contribuem para o desenvolvimento desse mercado, mas os elevados custos dos veículos elétricos ainda representam uma forte barreira para a adesão dos consumidores. Para o caso das baterias, além da utilização para o atendimento de cargas críticas durante faltas no sistema de distribuição e eventual substituição de geradores de emergência no horário de ponta da distribuidora, faltam alternativas para aumentar a receita dos proprietários e capturar outros serviços (suporte de tensão e frequência) que tais sistemas podem prestar para a rede, por meio de contratação de serviços ancilares pelas distribuidoras.

Para as microrredes, a falta de regulação específica cria barreiras para a adoção de modelos de negócio inovadores no Brasil (ex: Multi-user e Energy as a Service – EaaS), elevando as incertezas sobre a viabilidade econômica de tais projetos em face aos altos custos iniciais (22).

Sob outro prisma, o atual regime regulatório *Price-Cap* adotado no Brasil não considera os impactos dos RED na receita das distribuidoras e na tarifa dos consumidores. Contudo, a eventual mudança para outro regime, como o *Revenue-Cap*, TOTEX, *Rate of Return* ou Híbrido implicaria mudanças profundas nos contratos de concessão e no PRORET, constituindo-se uma barreira regulatória no curto prazo e demandaria um período de transição entre o modelo atual e o novo.

Adicionalmente, a utilização de novas abordagens metodológicas para reduzir os riscos de variações no mercado das distribuidoras, em função da inserção de RED e redução da energia comercializada, tais como *forward looking* e *decoupling*, demandariam alterações no PRORET e ações da ANEEL para evitar impactos tarifários devido à transferência de tais riscos aos consumidores (2).

## 5.0 IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO

A despeito dos benefícios e oportunidades que os RED podem proporcionar, a inserção massiva, não planejada e sem sinais adequados de preço podem causar impactos negativos tanto na rede de distribuição (em maior escala) quanto na transmissão (em menor nível), dependendo da potência, ponto de conexão na rede, horário de injeção ou redução de carga, grau de intermitência, entre outros aspectos.

Adicionalmente, a acelerada inserção de fontes intermitentes e não despacháveis na rede de distribuição também impacta a operação do sistema de transmissão e a confiabilidade do sistema elétrico.

A redução de demanda operativa (demanda real menos a potência injetada) dificulta o planejamento e despacho da geração centralizada, trazendo incertezas quanto ao atendimento da carga no caso de variações momentâneas e imprevisíveis na geração solar fotovoltaica, por exemplo, em função da passagem de nuvens, afetando instantaneamente a injeção de energia na rede e provocando uma rampa de carga a ser suprida pelas demais fontes (23).

Segundo estudo do operador do sistema de transmissão da Austrália (24), à medida que ocorre maior penetração de RED intermitentes e não controláveis na rede de distribuição, como a geração solar fotovoltaica e eólica, aumentam-se os impactos em diferentes níveis de tensão, podendo causar sérios problemas para todo o sistema interligado. A Austrália é um bom exemplo do que pode acontecer no sistema elétrico brasileiro num futuro próximo, tanto em termos de problemas como de soluções encontradas para viabilizar a conexão de novos RED, com destaque para as baterias.

<sup>18</sup> *Hybrid electric vehicles- HEV*

<sup>19</sup> *Plug-in hybrid electric vehicles – PHEV*

<sup>20</sup> *Battery electric vehicles – BEV*

## 6.0 CONCLUSÕES

As transformações no setor elétrico já estão em curso, em especial com relação à maior participação do consumidor e o uso de recursos energéticos distribuídos.

A revisão das regras para contratação de energia por chamada pública pela ANEEL abre a oportunidade para as distribuidoras aprimorarem os estudos de planejamento de obras para expansão e reforço das redes, incorporando a avaliação de novas alternativas, tais como a integração de recursos energéticos distribuídos, de forma a gerar benefícios concretos ao sistema elétrico e aos consumidores.

Por fim, para se conseguir utilizar em larga escala o potencial dos RED e microrredes visando a melhoria da confiabilidade e continuidade da rede de distribuição, redução de custos e foco no consumidor, há necessidade de transformações regulatórias profundas que viabilizem, entre outros pontos, a implantação em massa de medidores inteligentes, a adoção de tarifas mais aderentes aos novos perfis de carregamento dos alimentadores, a inserção de sistema de armazenamentos de energia com remuneração adequada pelos serviços prestados à rede, novas formas de remuneração de ativos e serviços da distribuidora, além do engajamento dos consumidores.

## 7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasil.
- (2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 0076/2021-SRD/ANEEL. Brasil.
- (3) BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Brasil.
- (4) BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Brasil.
- (5) BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Brasil
- (6) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 65, de 27 de fevereiro de 2018. Brasil.
- (7) BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Brasil.
- (8) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 52/2021-SRM/SRD/ANEEL. Brasil.
- (9) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição. Brasil.
- (10) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Workshop Projetos de Armazenamento de Energia da Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016. Brasil.
- (11) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017. Brasil.
- (12) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa nº 22/GM/MME/2021, de 23 de agosto de 2021. Brasil.
- (13) CÂMARA DE REGRAS EXCEPCIONAIS PARA GESTÃO HIDROENERGÉTICA. Resolução nº 2, de 31 de agosto de 2021. Brasil.
- (14) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 819, de 19 de junho de 2018. Brasil.
- (15) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 581, de 11 de outubro de 2013. Brasil.
- (16) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária. Brasil.
- (17) SMART ELECTRIC POWER ALLIANCE. Non-Wires Alternatives: Case Studies from Leading U.S. Projects. Estados Unidos da América.
- (18) AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Application Guidelines - Regulatory investment test for Distribution. Australia.
- (19) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Autorizativa nº 9.224, de 15 de setembro de 2020. Brasil.



(20) COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Proposta de metodologia para definição do benefício proporcionado pela operação ilhada de usinas para o sistema elétrico de distribuição. Brasil.

(21) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS. 2020: o melhor ano da eletromobilidade no Brasil, disponível em: <http://www.abve.org.br/2020-o-melhor-ano-da-eletromobilidade-no-brasil/>

(22) CASTRO, M.A.L. Urban microgrids: benefits, challenges, and business models. In: Guimarães, Lucas Noura (Editor). The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions, Elsevier, 2020, Pages 153-172.

(23) AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Distributed PV - An overview of the RIS Technical Appendix A. Austrália.

(24) AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Renewable Integration Study: Stage 1 report. Appendix A: High Penetrations of Distributed Solar PV. Austrália.

#### DADOS BIOGRÁFICOS



Marco Aurélio Lenzi Castro é Engenheiro Eletricista com mais de 20 anos de experiência no setor elétrico, com foco em recursos energéticos distribuídos e regulação. Trabalha desde 2002 como Especialista em Regulação na ANEEL. Mestre em Advanced Renewable and Sustainable Energy Engineering pela MONASH University/Austrália, Mestre e bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Co-author do livro “The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions”, publicado pela editora Elsevier em fevereiro de 2020, onde contribuiu com o capítulo 9 “Urban microgrids: benefits, challenges and business models”.