

PROJETO

Tarifa Moderna

MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



CADERNO 1

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SUAS POTENCIALIDADES

TARIFA MODERNA
PROJETO COOPERADO DE P&D



i|ABRADEE
INSTITUTO ABRADÉE DA ENERGIA

CADERNO
1

PROJETO

Tarifa Moderna

MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



CADERNO 1

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SUAS POTENCIALIDADES

TARIFA MODERNA
PROJETO COOPERADO DE P&D



i|ABRADEE
INSTITUTO ABRADEE DA ENERGIA

CADERNO

1

PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO
TECNOLÓGICO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA
Regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

PROJETO MODERNIZAÇÃO DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

SUBPROJETO 1 – Visão Estratégica Setorial

CADERNO 1 – Recursos Energéticos Distribuídos e suas Potencialidades

COORDENAÇÃO

Instituto Abradee da Energia (iAbradee)

AUTORAS

Ana Lúcia Rodrigues da Silva
Fabiana Gama Viana
Tássia Nunes Dias Pereira

COORDENAÇÃO DO PROJETO

Lavinia Hollanda
Solange Kileber

REVISÃO

Paula Trivella

CAPA, PROJETO GRÁFICO E DIAGRAMAÇÃO

Rumo Design

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Silva, Ana Lúcia Rodrigues da
Recursos energéticos distribuídos e suas
potencialidades [livro eletrônico] / Ana Lúcia
Rodrigues da Silva, Fabiana Gama Viana, Tássia Nunes
Dias Pereira ; [coordenação do projeto Lavinia
Hollanda, Solange Kileber]. -- Florianópolis, SC :
Rumo Design, 2020.

PDF

ISBN 978-65-992299-0-9

1. Energia - Fontes alternativas - Brasil
2. Energia elétrica - Distribuição 3. Geração
distribuída de energia elétrica - Brasil 4. Recursos
energéticos I. Viana, Fabiana Gama. II. Pereira,
Tássia Nunes Dias. III. Hollanda, Lavinia.
IV. Kileber, Solange. V. Título.

20-43991

CDD-337.79

Índices para catálogo sistemático:

1. Recursos energéticos distribuídos : Economia
337.79

Cibele Maria Dias - Bibliotecária - CRB-8/9427

COMITÊ GESTOR - PROJETO DE P&D COOPERADO

CEB

Adriano Guedes Martins
Ana Carolina Aires Cerqueira Prata
Elias Barbosa de Alvarenga

CEEE-D

Christian Velloso Kuhn
Lucas Malheiros Nunes

CELESC

Fabiane Horongoso
Luis Bernardo Timboni Baran

CEMIG

Frederico Bruno Ribas Soares
Giordano Bruno Braz

COPEL

Gisele Monteiro
Yara Maria Romero da Silva

CPFL Paulista

Rafael de Oliveira Gomes

CPFL Piratininga de Força e Luz

Jairo Eduardo de Barros Alvares
Roger dos Reis Alves

DME

João Paulo dos Reis

EDP

Alexandre Dominice
Solange Kileber

ENEL GO

Carlos Eduardo Malagoni
Carlos Alberto Souza Ximenes
Cristine Juste
Rafael Nielson

ENEL SP

Amadeu Fernandes de Macedo
Rafael Kenji Nagao

ENERGISA

Amanda Lacerda Prado
Felipe Tenório Vicente
Samuel José de Castro Vieira
Vinícius Goulart

EQUATORIAL

Ênio Cunha Leal

LIGHT

Diego Ázara de Andrade
Hudson de Velasco Mitrof
Alexandre Oliveira da Silva

CELPE

Ricardo Pimentel

COELBA

Beatriz Peixoto

ELEKTRO REDES S.A.

Saulo de Tarso Castilho Júnior
Talita Darwiche

▶ Sumário

As Transformações do Setor Elétrico	6
O Novo Ambiente na Distribuição de Energia Elétrica	8
O Estado da Arte dos Recursos Energéticos Distribuídos	10
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	10
ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO (SAE)	12
VEÍCULOS ELÉTRICOS (VE)	15
RESPOSTA DA DEMANDA (RD)	15
Impactos dos RED nas Redes de Distribuição	21
IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
IMPACTOS DO ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO	22
IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	23
IMPACTOS DA RESPOSTA DA DEMANDA	24
Os Novos Atores na Distribuição de Energia Elétrica	27
TIPOLOGIA DOS PROSUMIDORES	27
CONSUMIDORES DE PEQUENO PORTE	28
COMERCIALIZADORES AGREGADORES	31
MICRORREDES ELÉTRICAS	31
PLANTAS ELÉTRICAS VIRTUAIS	32
Novas Oportunidades de Negócios e Desafios para as Distribuidoras	33
A NECESSIDADE DE REVISÃO NA REGULAMENTAÇÃO	33
INCERTEZAS E PARADOXOS NOS CUSTOS FUTUROS DE DISTRIBUIÇÃO	34
DISTRIBUIDORAS E TRANSMISSORAS	35
PARTICIPAÇÃO DOS RED NOS MERCADOS DE SERVIÇOS ENERGÉTICOS E ANCILARES	36
NECESSIDADES DE MUDANÇA NO MODELO DE NEGÓCIO DE DISTRIBUIÇÃO	36
Novos Arranjos Comerciais e Modelos de Negócios	38
Comentários Finais	42
Para Mais Informações	43

Apresentação

O tema central deste primeiro caderno, “Recursos energéticos distribuídos e suas potencialidades”, é uma visão panorâmica dos setores elétricos mundial e brasileiro como consequência da crescente difusão dos recursos energéticos distribuídos. O caderno aborda os resultados do Subprojeto 1: visão estratégica setorial, parte integrante do projeto “Modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica”, coordenado pelo Instituto Abradee da Energia (iAbradee), no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Por meio do caderno, são apresentados os principais resultados do Subprojeto 1, que envolvem as perspectivas do setor de distribuição de energia elétrica para o futuro.

O caderno destaca os recursos energéticos distribuídos (RED) – geração distribuída (GD), sistemas de armazenamento distribuído (SAE), veículos elétricos (VE) e resposta da demanda (RD) – e as tecnologias digitais (*smart grids*), que vêm avançando nas redes de distribuição, apresentando seu estado da arte e seus impactos. São apresentados os novos atores no atual cenário energético, em especial no setor de distribuição, com particular atenção para os prosumidores.

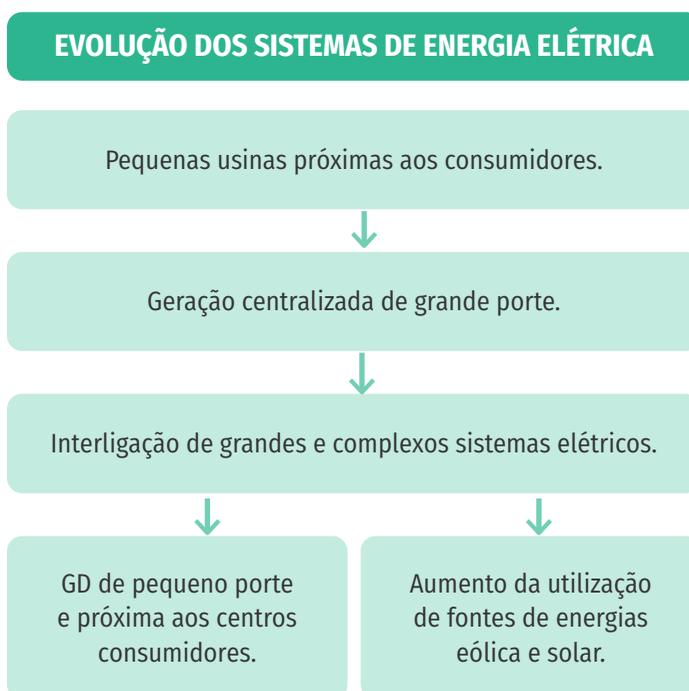
O caderno traz, ainda, as novas oportunidades de negócios e os desafios para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, discutindo a necessidade de revisão na regulamentação do setor e as incertezas nos custos associados aos serviços de distribuição. O papel das distribuidoras de energia elétrica nesse novo cenário também é apresentado, assim como a participação dos RED nos mercados de serviços energéticos e ancilares. Por fim, o caderno aborda algumas possibilidades de novos arranjos comerciais e modelos de negócio para as distribuidoras.

Boa leitura!

▶ As Transformações do Setor Elétrico

O século XXI está sendo caracterizado pela elevada velocidade das mudanças. No setor elétrico, isso não está sendo diferente. Em todos os países onde a sociedade optou pela introdução, em larga escala, de energias renováveis, o sistema de produção e transporte de energia elétrica atravessa um período de mudanças profundas na dinâmica de oferta e de uso da eletricidade.

Atualmente, observa-se, em vários países, um processo de transformação na estrutura física dos sistemas de energia elétrica (SEE) causado, principalmente, pelo deslocamento da geração centralizada de grande porte, realizada por meio de centrais hidrelétricas, termelétricas e nucleares, para a geração de pequeno porte distribuída pelo sistema e próxima à carga. Outra modificação importante em andamento, associada diretamente à tendência pela geração descentralizada, é o crescimento da utilização de fontes de energias eólica e solar, as quais apresentam uma característica de intermitência. Essas duas alterações na forma de gerar energia têm o potencial de revolucionar o modo de operar os SEE, tanto no aspecto técnico quanto no econômico. A multiplicidade de fontes e sua intermitência exigirão formas avançadas de monitoração, controle e proteção, assim como novos modelos de comercialização de energia.



Hoje, consumidores residenciais, comerciais e industriais já podem ser geradores de sua própria energia e de terceiros. Essas gerações distribuídas de energia, associadas ao armazenamento distribuído e ao carro elétrico, representam novos negócios e novos desafios ao setor elétrico mundial.

Nesse cenário, as empresas de distribuição de energia passarão a avaliar a inclusão de serviços adicionais aos tradicionalmente oferecidos, como serviços de energia atrás do medidor (gerenciamento da energia das residências), financiamento para a geração distribuída, propriedade e operação de postos de carregamento de VE, operação e manutenção de GD pertencente a terceiros, entre outras práticas inovadoras. Diante disso, os reguladores terão de repensar a regulação para permitir um desenvolvimento mais eficiente dos modelos de negócio das empresas distribuidoras. Essa regulação deve, igualmente, induzir consumidores e geradores de serviços de eletricidade a fazerem escolhas eficientes, baseadas em incentivos que reflitam o valor econômico de tais serviços.

▶ O Novo Ambiente na Distribuição de Energia Elétrica

No atual cenário de mudanças nos sistemas elétricos, o segmento de distribuição, em vários países, tem sido fortemente afetado. Nesse sentido, duas vertentes merecem especial destaque: os recursos energéticos distribuídos (RED) e as tecnologias digitais (*smart grids*).

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Dispositivos de geração ou armazenamento de energia localizados nas instalações dos consumidores ou no sistema de distribuição capazes de suprir parcial ou totalmente a demanda local e, em determinadas condições, injetar potência na rede de transmissão.



TECNOLOGIAS DIGITAIS

Utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações digitais para monitoração e controle da rede elétrica. Tecnologias baseadas na instalação de medidores inteligentes e redes de comunicação bidirecionais entre os medidores e os centros de controle.

Os recursos energéticos distribuídos e as tecnologias digitais, atualmente em implantação nas redes de distribuição, são complementares e sinérgicos.

RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Potencial de produzir profundas alterações na forma como as empresas de distribuição são operadas, por alterarem o padrão de consumo, a intensidade e a direção do fluxo de potência na rede, os processos de controle de tensão, entre outros.



TECNOLOGIAS DIGITAIS

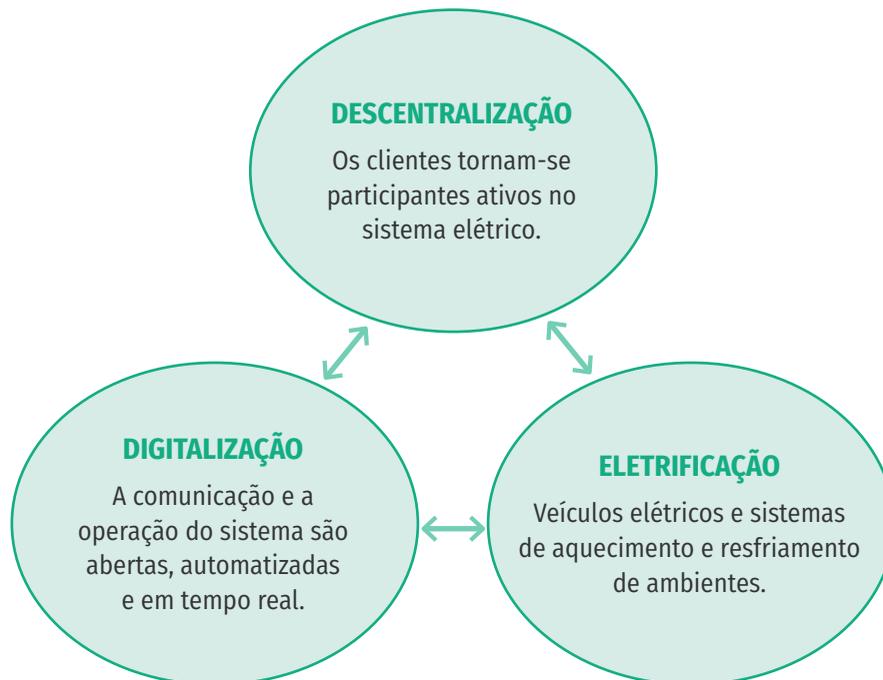
Oferecem a possibilidade de uma operação mais segura e eficiente em uma rede com tantas novas possibilidades, como as que se vislumbram para um futuro próximo.

O incremento dos RED na rede de distribuição exige uma tecnologia muito mais elaborada de monitoração, controle, proteção e otimização, em comparação com os recursos agora disponíveis. Em níveis iniciais de difusão dessas novas tecnologias, ainda é possível gerenciar a rede com a combinação de ações manuais ou semiautomáticas, atualmente em uso. Quando o grau de penetração de tais tecnologias atinge níveis superiores,

algo como 20% ou 30% da demanda, tal gerenciamento se tornará mais complexo sem os recursos da digitalização da rede. No entanto, a implantação da tecnologia de *smart grid* se justificará plenamente apenas quando se computar os ganhos de eficiência e a redução do impacto ambiental produzidos pela implantação dos RED.

O grande elemento transformador dos sistemas elétricos, em particular das redes de distribuição, inclui, além da descentralização e da digitalização, a eletrificação, com a presença de veículos elétricos, aquecimento e resfriamento de ambientes. Soma-se a isso a necessidade de manter um atendimento confiável e seguro, com tarifas adequadas e eficiência operacional, qualidades imprescindíveis para que o setor elétrico mantenha a segurança de fornecimento em nível aceitável. Para atender a todos esses requisitos, o mercado de eletricidade, acompanhado de inovações tecnológicas e operacionais, exige maior integração entre oferta e demanda, além de preservar a eficiência econômica.

TRANSFORMAÇÕES NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO



Fonte: GridWise (2015).

▶ O Estado da Arte dos Recursos Energéticos Distribuídos

Os recursos energéticos distribuídos (RED) têm diferentes formatos e já são uma realidade em vários países, inclusive no Brasil. Entre suas diferentes formas, tem-se a geração distribuída (GD), sendo acompanhada pelo armazenamento distribuído ou sistema de armazenamento de energia (SAE), pelos veículos elétricos (VE) e pela resposta da demanda (RD).

RED

Geração distribuída (GD).
Armazenamento distribuído (SAE).
Veículos elétricos (VE).
Resposta da demanda (RD).

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Ainda não há consenso, na literatura, sobre o conceito de GD. Ela pode ser definida, segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), como a geração de energia feita a partir de unidades menores do que a geração centralizada, de forma que possam ser conectadas em qualquer ponto do sistema elétrico (DUGAN; MCDERMOTT, 2002). Já o *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) considera como geração de energia não centralizada aquelas unidades geradoras com capacidade máxima de 50 MW a 100 MW, geralmente conectadas à rede de distribuição e que não são controladas nem despachadas de forma centralizada pelo operador do sistema de transmissão (CIGRÉ, 1999). A GD também pode ser definida, de acordo com a *International Energy Agency* (IEA), como unidades de geração cuja instalação esteja nas dependências do consumidor ou em áreas de distribuição da própria concessionária, atendendo diretamente à rede local (IEA, 2002).

TECNOLOGIAS DA GD

- Cogeração (a gás natural, diesel etc.).
- Geradores de emergência.
- Painéis fotovoltaicos.
- Geração eólica de pequeno porte.
- Pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

No **Brasil**, considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica a partir de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, com exceção dos empreendimentos hidrelétricos, com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (Decreto-Lei nº 5.163/04, art. 14).

O aumento da capacidade instalada global a partir de fontes renováveis de energia e o crescimento do mercado de GD devem-se, principalmente, à queda nos custos dos equipamentos de geração solar, eólica e outras fontes geradoras de energia. A adoção de mecanismos de remuneração que incentivem a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis também constitui um importante estímulo para potencializar a aceitação e a promoção dessas formas de geração e o crescimento do mercado da GD.

Entre os mecanismos adotados para alavancar a geração de energia a partir de fontes renováveis, a tarifa **feed-in (FiT)** e a tarifa **net metering** são as mais utilizadas. A mais popular mundialmente é a FiT, sendo empregada em vários países da Europa, em alguns estados dos Estados Unidos, na Índia, no Japão e na China. Outros países adotaram combinações de incentivos, como Itália e Grã-Bretanha; incentivos fiscais e a tarifa **net metering** também são muito populares nos Estados Unidos (REN nº 21, 2018).

TARIFA FEED-IN (FiT)

Preço que as distribuidoras devem pagar aos produtores de energia com fontes de geração limpa por kWh produzido. Oferece três principais benefícios: a) um pagamento pela energia produzida, mesmo que seja utilizada pelo próprio produtor; b) um pagamento adicional (bônus) pela energia exportada à rede; c) uma redução na conta padrão do produtor de energia, por ter usado sua própria energia gerada (PIETRUSZKO, 2006). O período de remuneração em vários países é, em geral, de dez a 20 anos.

TARIFA NET METERING

Essa tarifa consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Assim, registra-se o valor líquido da energia (*net metering*) no ponto de conexão, ou seja, se a energia gerada for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito ou um desconto em energia na próxima fatura. Caso contrário, ele pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Buscando uma maior diversificação da matriz elétrica, o governo brasileiro vem estimulando, no país, a geração de energia elétrica por fontes renováveis, como a solar, a eólica, de biomassa e as PCH. O maior incentivo é voltado para a geração de energia solar fotovoltaica, por intermédio da microGD e da miniGD. A tecnologia solar fotovoltaica, em termos de maturidade, está em níveis mais avançados de desenvolvimento no país e tem se mostrado mais promissora em curto prazo.

A micro e a minigeração distribuída, microGD e miniGD, respectivamente, consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energias hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012; 2017).

microGD ≤ 100 kW

miniGD > 100 kW e ≤ 1 MW

No Brasil, a regulamentação a respeito da geração distribuída tem sido bastante debatida e alterada nos últimos anos, tanto com a publicação da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (posteriormente modificada pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015) quanto com a efetivação dos procedimentos de rede (PRODIST Módulo 3). Contudo, o atual modelo regulatório não apresenta ainda uma estrutura de incentivos às concessionárias de distribuição de energia para promover esse tipo de geração. A criação de novas regulamentações e o aprimoramento da normatização existente são condicionantes para o desenvolvimento do tema e essenciais para que o aumento da penetração de GD não tenha impactos prejudiciais à rede elétrica e aos seus agentes.

Deve ser lembrado que a REN nº 482 foi uma primeira política para a geração distribuída que visava superar imperfeições de mercado. Por isso, foi a primeira resolução da Aneel que nasceu com prazo de validade. O art. 15 estabelece a data de sua revisão, pois a atual regra do sistema de compensação de energia consiste em subsídio cruzado implícito que é pago pelas distribuidoras e pelos demais consumidores por efeito de oneração das tarifas.

REGULAMENTAÇÃO DA GD NO BRASIL

<p>Resolução Normativa nº 482 (17/4/2012)</p>	<p>Sobre micro e minigeração de energia elétrica distribuída, criou o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada).</p>
<p>Resolução Normativa nº 687 (24/11/2015)</p>	<p>É uma revisão da REN nº 482/12, publicada com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e minigeração, de compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as condições gerais de fornecimento, de aumentar o público-alvo e melhorar as informações na fatura.</p>
<p>PRODIST – Módulo 3</p>	<p>O Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição – integra o documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e tem o objetivo de estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as demais instalações de transmissão (DIT) e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes, bem como aos existentes.</p>

ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO (SAE)

Com a finalidade de utilizar a energia renovável de maneira mais eficiente e viável operacionalmente, frente aos problemas inerentes à sua operação (variabilidade e intermitência na geração, assim como questões de instabilidade na rede elétrica), é comum o uso

de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Os SAE, por serem passíveis de controle pelo operador do sistema, contribuem para a continuidade no fornecimento, mantendo a qualidade da energia na rede. Para a integração dos sistemas de armazenamento à matriz elétrica, são fundamentais sistemas eletrônicos e *softwares* de supervisão e controle de baterias, novos materiais que assegurem confiabilidade, durabilidade, segurança e que minimizem impactos ambientais nos processos de fabricação, operação e descarte dos materiais.

PRINCIPAIS APLICAÇÕES DOS SAE

- Suporte a sistemas de geração renovável.
- Equilíbrio ao atendimento da curva de carga.
- Auxílio no controle de frequência, com provimento de inércia sintética.
- Mitigação de flutuações de tensão e melhoria na qualidade de energia.
- Aumento da confiabilidade de fornecimento.

Os SAE podem ser classificados de três formas: **armazenamento mecânico**, **armazenamento elétrico** e **armazenamento eletroquímico**. No armazenamento mecânico, a tecnologia mais promissora é a de armazenamento hídrico. Nesse caso, o acúmulo de energia pode alcançar patamares muito elevados, capazes de suprir o déficit de energia elétrica por horas ou dias, na falta de uma grande usina hidrelétrica, por exemplo. As baterias (armazenamento eletroquímico) também possuem a qualidade do empilhamento (modularidade). Essas tecnologias de armazenamento de natureza elétrica podem ser utilizadas com sistemas de geração de pequeno a grande porte.

Classificação dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica	
Armazenamento mecânico	<ul style="list-style-type: none"> • Armazenamento por meio de bombeamento para reservatório elevado, em hidrelétricas reversíveis. • Ar comprimido. • Volantes de inércia.
Armazenamento elétrico	<ul style="list-style-type: none"> • Bobina supercondutora. • Capacitores.
Armazenamento eletroquímico	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologias de hidrogênio. • Baterias de sódio e de íons de lítio.

Fonte: CGEE (2017) e ESA (2018).

Apesar de os sistemas de armazenamento oferecerem várias funções de segurança à rede, existem ainda alguns fatores que limitam o seu crescimento no mercado (PENTA SGI, 2017). A barreira mais significativa para sua implantação é o alto custo de capital, embora algumas implementações recentes indiquem que tais custos venham diminuindo. Além disso, há outras barreiras de mercado e regulatórias, limitando ainda mais a implantação dos SAE.

Entre as barreiras regulatórias, estão questões administrativas, restrições de classificação funcional e de alocação de custos, além da discrepância de regras entre mercados. Nas barreiras econômicas, os mecanismos de compensação de receita, a ausência de mercados e de sinais de preço merecem destaque. As incertezas e os riscos estão entre as barreiras de modelos de negócio. No que diz respeito às barreiras transversais, podem ser citados o conhecimento limitado das partes interessadas e do público estratégico (*stakeholders*), as restrições de modelo e a falta de recursos de modelagem. O elevado custo das tecnologias de armazenamento está entre as barreiras tecnológicas (BHATNAGAR *et al.*, 2013; PENTA SGIII, 2017).

Ainda assim, o mercado dos SAE vem se desenvolvendo de forma acelerada: a partir de 2006, a potência instalada no mundo quase que triplicou (de 1,4 GW em 2006 para 3,8 GW em 2015). A maior parte desse crescimento deve-se aos sistemas de baterias, que passaram de 0,6 GW para aproximadamente 1,7 GW. As baterias baseadas em íons de lítio são as mais utilizadas, sendo preferencialmente empregadas em veículos elétricos, por apresentarem baixa autodescarga e elevada densidade de energia (VAZQUEZ *et al.*, 2010).



Fonte: REN nº 21/18.

MAIS ALGUNS NÚMEROS...

Grande parte da capacidade de armazenamento nas redes de distribuição (média tensão e abaixo) é feita por baterias de íons de lítio (~ 70%).

No que diz respeito à capacidade total instalada nas redes de distribuição, em números aproximados: 50% são instalações médias (10 kW - 2 MW); 30% são instalações maiores (2 MW - 6 MW) e 20% são instalações menores (< 10 kW).

Os países nos quais essa tecnologia está mais difundida são: Estados Unidos, Alemanha, Japão, Coreia do Sul, China, Reino Unido, Canadá, Itália e Austrália.

Fonte: Cigré (2018).

No **Brasil**, a diversificação da matriz elétrica nacional exigirá, naturalmente, uma gama de sistemas de armazenamento de energia, integrados de forma harmônica, para mitigar os efeitos causados pela intermitência das fontes renováveis, como a eólica e a solar. Da mesma forma, exigirá garantir o fornecimento de eletricidade por parte dessas fontes em grandes escalas e permitir uma maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, além de uma maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia de maneira geral.

VEÍCULOS ELÉTRICOS (VE)

Os VE são definidos como veículos equipados de motores elétricos e baterias. Por utilizarem a energia elétrica como insumo para a operação dos sistemas de propulsão, estão intrinsicamente relacionados ao setor elétrico, mais especificamente aos segmentos de geração e de distribuição de energia. Decorre daí a relevância dos VE, em especial nos aspectos relacionados ao fornecimento de energia elétrica para os veículos e à integração destes com a operação da rede elétrica.

A adoção de VE em substituição aos convencionais a combustão tem se expandido de forma sistemática nos principais mercados mundiais, em particular nos Estados Unidos, na China e em diversos países europeus.

A decisão pela aquisição de um VE tem sido estimulada em diversos países por políticas públicas, que visam reduzir as emissões de gases de efeito estufa, e por pressões locais para a redução das emissões de poluentes em áreas metropolitanas. Dessa forma, os VE podem ter um papel significativo nas ações de contenção das mudanças climáticas e de melhoria da qualidade de vida nas grandes cidades.

Para que a penetração de VE se converta efetivamente na redução de emissão de gases de efeito estufa, a matriz de geração de energia elétrica deve ter uma participação significativa de fontes com baixo nível de emissões de CO₂, como energias eólica, solar e hidráulica. No caso de matrizes elétricas fortemente dependentes de fontes poluidoras, como a geração térmica a carvão mineral, os benefícios ao meio ambiente, em termos de mudanças climáticas, ficam comprometidos.

Vale ressaltar que a substituição dos ciclos termodinâmicos de baixa eficiência (o ciclo Otto, por exemplo, nos motores dos veículos de passeio, está em torno de 25%) pelos das termoelétricas de ciclo combinado (Rankine e Brayton, que superam os 50%) para atendimento da demanda dos VE também reduz as emissões de GEE.

O **Brasil** se encontra em posição privilegiada devido à elevada participação de fontes renováveis na matriz energética. Além disso, a evolução do crescimento de tais fontes aponta para um cenário de baixo nível de emissões da matriz elétrica nacional, tornando o país um ambiente muito propício ao desenvolvimento da mobilidade elétrica por motivações climáticas. Ainda assim, até o momento, não existem metas definidas no Brasil para a implantação de VE, como ocorre em vários outros países.

RESPOSTA DA DEMANDA (RD)

A RD pode ser definida como “[...] a mudança no uso da energia pelos consumidores finais, alterando seus padrões normais de consumo frente às mudanças no preço da energia” (DOE, 2006, p. 6). A partir da resposta da demanda, pode ser estabelecido o gerenciamento

pelo lado da demanda (GLD), caracterizado pelo processo que visa modificar o comportamento do consumidor, por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização, entre outros mecanismos, a fim de melhorar a eficiência econômica do mercado, a segurança e a adequação do fornecimento de energia.



BENEFÍCIOS DIRETOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	
Redução da demanda pico	Subtrai o consumo no horário de grande utilização do sistema.
Preenchimento dos vales	Aumenta o consumo em períodos de ociosidade do sistema, elevando a demanda média para patamares próximos à demanda máxima registrada.
Deslocamento da demanda máxima	Associa a redução da demanda com o preenchimento dos vales, redistribuindo o consumo ao longo do dia.
Flexibilização da curva de carga	Relacionada ao conceito de confiabilidade, em que o consumidor admite eventuais cortes ou redução da qualidade da energia fornecida em troca de benefícios financeiros.
Aumento ou redução do consumo total	O aumento da carga é obtido por meio de redução das tarifas, estimulando o consumo em determinados períodos do dia.
	A redução estratégica de carga busca a conservação de energia, por meio de ações de eficiência energética.

Fonte: Ferraz (2016).

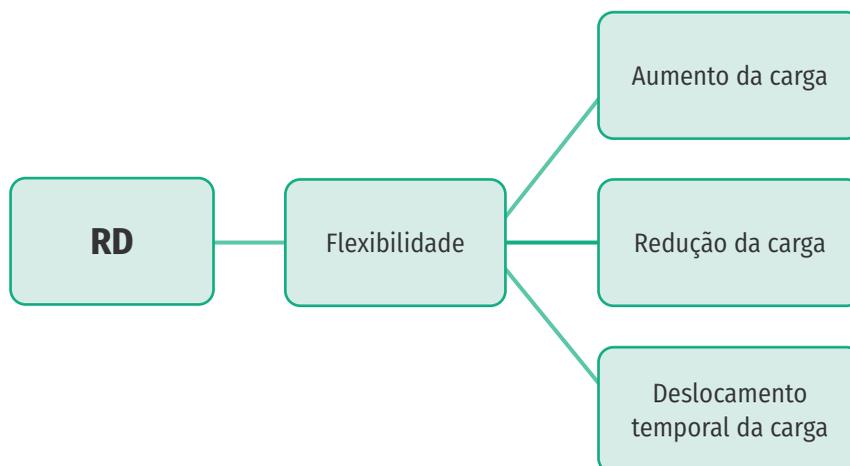
Nos últimos anos, a resposta da demanda (RD) vem ocupando importante papel em vários mercados de energia no mundo. A RD tem estado significativamente presente no setor para ajudar a garantir o atendimento da demanda por eletricidade, permitindo que o consumidor se envolva mais ativamente no mercado e participe respondendo a sinais de preço no atacado e no varejo.

Da mesma forma que a geração distribuída (GD), a RD e, conseqüentemente, o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) cumprem um importante papel na melhora do

desempenho do sistema de distribuição, auxiliando na redução da demanda de pico e na elasticidade da demanda frente a variações na geração, contribuindo para reduzir os requisitos de reserva de potência operativa.

RD E SEUS ASPECTOS	
Eficiência Econômica	Os mecanismos de RD devem permitir que os consumidores respondam com eficiência aos sinais de preços, otimizando o uso dos recursos do sistema, ajudando a reduzir os custos de energia, a volatilidade dos preços e a mitigar o poder de mercado.
Segurança do Fornecimento	Os mecanismos de RD podem ser implementados para apoiar a integração de nova capacidade de geração renovável, gerenciar restrições de rede e emergências e fornecer serviços ancilares para manter o equilíbrio e a estabilidade do sistema.
Adequação da Oferta	A redução/deslocamento da demanda de períodos de ponta de carga para períodos fora da ponta de carga permite uma melhor utilização das instalações e o adiamento de novos investimentos em redes (transmissão e distribuição) e usinas, resultando em custos de energia mais baixos para o consumidor.

Além disso, os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico, podendo resultar em aumento da carga, redução da carga ou deslocamento temporal da carga. Apesar de a RD estar normalmente associada à redução da carga, a vasta inserção de fontes renováveis no sistema tem exigido maior flexibilidade na operação e, conseqüentemente, na modulação da demanda nos dois sentidos.



Outra forma relevante de resposta da demanda ocorre quando o consumidor utiliza algum tipo de geração própria (geração distribuída, armazenamento ou geração de *back-up*), diminuindo a demanda do sistema. Assim, mesmo que não haja mudança no padrão de consumo, o sistema apresenta uma redução na demanda líquida. No caso da GD, por exemplo, além de permitir que os consumidores produzam sua própria energia, ela pode

permitir que o consumidor aja como um prosumidor (produtor + consumidor), vendendo o excedente de energia ao sistema.

Atualmente, existem programas de resposta da demanda (PRD) capazes de proporcionar benefícios diretos à rede de distribuição, por meio da redução da demanda pico e outras variáveis de interesse, como o preenchimento dos períodos de baixo consumo (vales), o deslocamento da demanda máxima, a flexibilização da curva de carga e o aumento ou redução do consumo total.

Os programas de resposta da demanda (PRD) podem ser definidos como estudos da aplicação do gerenciamento da demanda de energia, a fim de atingir um ou mais objetivos pré-especificados de um processo de gerenciamento da demanda. Os PRD podem reduzir o custo de energia, fornecer serviços ancilares e contribuir para aumentar a confiabilidade.

Existem diversas formas de classificação dos PRD, dependendo dos objetivos, do tipo de mercado, do tipo de carga e outros aspectos, estabelecidos em cada mercado. No entanto, a maioria dos autores classifica os programas sob dois enfoques principais: **resposta da demanda com base em incentivos (PBI)** e **resposta da demanda com base em preços (PBP)**.

Nos PBI, a gestão da demanda requer o compromisso dos consumidores para ajustar seu consumo de energia frente a uma solicitação do operador do sistema. Tal solicitação ocorre normalmente em situações nas quais o suprimento energético está comprometido. Esses programas são, comumente, utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema ou sua eficiência econômica, o que influencia a formação de preços no mercado. A vantagem dos PBI é o aumento da flexibilidade do lado da demanda, o que representa boa oportunidade para apoiar a integração das energias renováveis e otimizar a utilização da infraestrutura de geração e transmissão, contribuindo para reduzir a necessidade de investimentos na rede.

Os programas baseados em preços ou tarifas baseiam-se no conceito de tarifas dinâmicas, em que as tarifas de eletricidade não são fixas. Portanto, estas são flutuantes, seguindo o custo da eletricidade em tempo real. Tais tarifas são projetadas para que o uso dos ativos do sistema elétrico seja otimizado. Observa-se que, nesses programas, o consumidor responde aos sinais de preço, mas não participa do mercado de eletricidade.

Os PBP se esforçam para diminuir a demanda de energia do cliente, por meio de mudanças nas tarifas. Tais programas indicam a resposta do consumidor aos sinais de preço, em que existe a possibilidade de escolher tarifação compatível com preços de mercado por hora ou em tempo real, de modo que os consumidores possam adaptar seu comportamento (por meio de automação ou gestão pessoal) para economizar em gastos com energia.

PBI

CLÁSSICOS

Os consumidores recebem pagamento de participação, geralmente na forma de uma fatura ou, às vezes, de desconto.

BASEADOS NO MERCADO

Os clientes são recompensados financeiramente com valor proporcional à quantidade de mudança no consumo de eletricidade em horários de ponta.

PRD COM BASE EM INCENTIVOS (PBI)	PRD COM BASE EM PREÇOS (PBP)
<ul style="list-style-type: none"> • Estabelecidos pelo operador. • Incentivo via crédito ou descontos na conta. • Ocorre quando o suprimento está comprometido e/ou preços elevados. • Pode ocorrer de forma automatizada ou manual, após aviso do operador. • Existência de contrato entre o consumidor e o operador. • Penalidades podem ser aplicadas aos consumidores que descumprem os contratos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumidor define a alteração do consumo, de forma voluntária. • Consumidor altera o consumo de energia de acordo com diferentes valores de tarifa ao longo do dia (ex.: ponta e fora de ponta). • Incentivo à redução do consumo nos horários de pico e em condições críticas do sistema.

PRINCIPAIS PARTICIPANTES EM PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA

O controle do uso da energia é realizado como uma resposta às mudanças no preço da energia ou quando a confiabilidade do sistema é ameaçada. Basicamente, essa função é executada por quatro agentes.

1	2	3	4
Consumidores de energia que participam do programa de RD, englobando CONSUMIDORES RESIDENCIAIS, COMERCIAIS ou INDUSTRIAIS.	Participação de um AGREGADOR de RD, que é um agente do segmento de comercialização de energia, com vínculo contratual com seus clientes e para os quais executa o programa de RD.	Presença de um OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (DSO) que controla a rede de distribuição.	Um OPERADOR DE SISTEMA INDEPENDENTE (ISO) ou um OPERADOR DE TRANSMISSÃO REGIONAL (RTO).

Fonte: Medina et al. (2010).

O AGREGADOR

O agregador pode também ser definido como o agente que direta ou indiretamente agrupa os serviços dos recursos energéticos distribuídos (RED) a serem ofertados em diversos mercados (varejista, atacadista e/ou para o operador do sistema). Ao realizar essa agregação, esse agente permite que os RED ganhem escala e passem a poder competir com menor grau de risco. Considerando que um agregador deverá ter diferentes tipos de recursos energéticos em seu portfólio, torna-se possível o gerenciamento de risco e a exploração de complementaridades (*efeito portfólio*). Normalmente, o agregador toma uma porcentagem do incentivo de resposta da demanda como compensação, passando o restante para o usuário final. Esses agentes criam um “pool” de carga controlável agregada, composta de muitas cargas de consumo menores, e vendem isso como um único recurso. Essas cargas podem incluir aquecimento e resfriamento elétrico, ventiladores, caldeiras de água, moedores, fundições, bombas d’água, *freezers* etc.

A implementação da resposta da demanda tem avançado em grande ritmo na maioria dos países desenvolvidos. Nestes, o preço é o principal impulsionador da RD, influenciando as decisões não apenas para atividades industriais e comerciais, mas também as escolhas dos consumidores residenciais. Ainda assim, muitas são as barreiras que dificultam a disseminação dos programas de resposta da demanda.

BARREIRAS À RESPOSTA DA DEMANDA

Incerteza no benefício do ponto de vista dos consumidores.

Incerteza na previsão de carga.

Necessidade de medidores inteligentes e sua instalação, além de monitores domésticos e outros dispositivos, que podem tornar onerosa a implantação dos programas.

Indefinição na atribuição de responsabilidades – do consumidor, do varejista, do agregador ou do operador do sistema de distribuição – na instalação de medidores inteligentes.

Privacidade de informações.

Interesses conflitantes entre comercializadores e operador de distribuição.

Não previsão regulatória para tarifas dinâmicas.

Desinteresse do consumidor.

Percepção do consumidor frente à estratégia da RD a ser adotada e como isso afetará seu comportamento de consumo.

► Impactos dos RED nas Redes de Distribuição

A introdução de recursos energéticos distribuídos (RED) nos sistemas de energia elétrica produz impactos técnicos e econômicos que precisam ser considerados nos processos de operação e de planejamento desses sistemas. Os impactos maiores ocorrem no segmento de distribuição, tendo em vista que a maioria dos RED, em especial a geração distribuída (GD), é conectada diretamente na rede de distribuição ou nas instalações dos consumidores. No entanto, o sistema interligado, incluindo a geração centralizada e a transmissão, também será impactado pela difusão dessas novas tecnologias, principalmente em decorrência do reflexo das modificações introduzidas na distribuição.

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A introdução da geração distribuída no sistema de distribuição pode afetar significativamente o fluxo de energia e a tensão nos terminais das subestações das concessionárias, ocasionando impactos positivos ou negativos, dependendo das características operacionais do sistema de distribuição, das características da GD e de sua localização na rede, entre outros aspectos.

O desafio central da integração de tecnologias renováveis variáveis, como a eólica e a solar, em sistemas de energia é sua intermitência. Variações esperadas ou inesperadas na saída de energia a partir dessas tecnologias aumentarão a necessidade de capacidade de geração flexível nos sistemas. O fato de, às vezes, ser praticamente conhecida uma oscilação na geração de energia renovável intermitente não elimina a necessidade de recursos de rampa rápida.

Um exemplo disso é o caso da Califórnia, nos Estados Unidos. O incremento da penetração solar no sistema de energia californiano levou a uma curva de carga líquida que exige um aumento significativo dos geradores térmicos à noite e drásticas reduções de produção desses mesmos geradores durante o dia.

Do ponto de vista técnico, a conexão de GD exige estudos específicos por parte da distribuidora, visando estabelecer seu impacto na rede de distribuição e a adequação necessária da rede para hospedar a geração pretendida. Na maioria dos casos, o impacto técnico é significativo e as adequações são necessárias. Dependendo da solução encontrada, o acessante deverá contribuir com parte das despesas de estudos e adequação. No Brasil, no caso da miniGD, os critérios de conexão são similares ao da GD de maior porte, com pequenas alterações. Para a microGD, entretanto, compete à distribuidora a realização de

todos os estudos e adequação da rede, sem ônus ao acessante. As despesas com a modificação do sistema de medição do acessante são de sua responsabilidade na GD de maior porte e na miniGD; já no caso da microGD, são de responsabilidade da distribuidora.

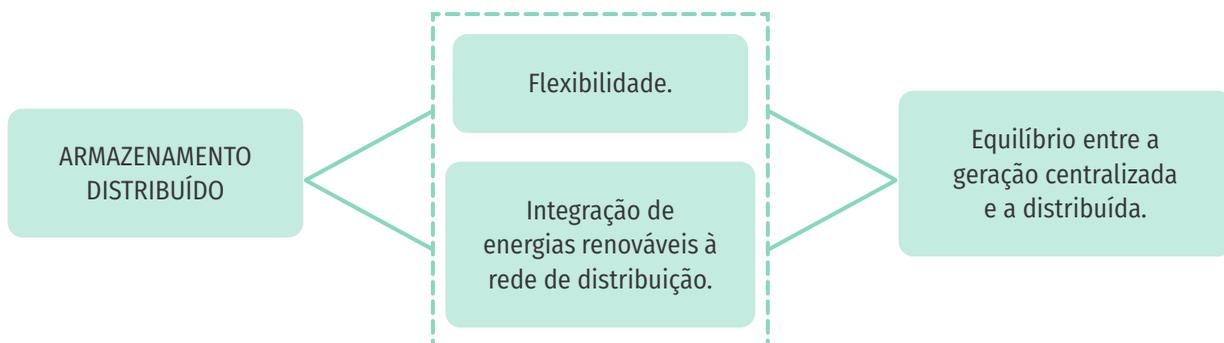
IMPACTOS DO ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO

Os sistemas de armazenamento de energia (SAE), utilizados nas redes de distribuição, são, principalmente, baseados na tecnologia de baterias. Tais sistemas podem incluir instalações de porte relativamente grande (na casa dos MW) em subestações ou de pequeno porte (na casa dos KW), próximas aos transformadores de distribuição ou nas instalações dos consumidores. Suas principais vantagens nos sistemas atuais são a redução da demanda de ponta e a facilidade de integração da geração distribuída.

No caso de redes de distribuição com elevada penetração de GD, especialmente a geração fotovoltaica (em que os picos de geração e consumo não coincidem), o armazenamento pode ser decisivo, no sentido de equilibrar as curvas de consumo líquido diário, reduzindo o carregamento de transformadores e alimentadores e evitando variações bruscas de tensão. Assim, os sistemas de armazenamento são importantes nos casos em que a geração distribuída está presente ou naqueles em que esta leva a uma maior oscilação na rede.

A experiência internacional, tanto por projetos-piloto quanto por instalações de uso operacional, indica que o armazenamento de energia é um componente-chave no fornecimento de flexibilidade e no apoio à integração de energia renovável no sistema de distribuição, podendo equilibrar a geração de eletricidade centralizada e distribuída. A contribuição que o armazenamento pode dar ao sistema de energia tem sido reconhecida na maioria dos países ao redor do mundo.

No **Brasil**, a experiência com SAE conectado à rede de distribuição é ainda muito limitada. Alguns projetos de pesquisa e desenvolvimento e projetos-piloto estão em andamento, com poucos resultados divulgados até o momento.



IMPACTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

A difusão em grande escala do uso de veículos elétricos (VE) certamente implicará um crescimento da demanda de energia elétrica. O efeito desse crescimento no sistema interligado se dará de forma homogênea, com um crescimento proporcional ao aumento da porcentagem de VE nas frotas regionais. O impacto nas redes de distribuição, entretanto, apresenta um caráter locacional forte. A difusão do uso de VE poderá apresentar grande diferença entre regiões urbanas, em função do nível socioeconômico dos clientes nas diferentes regiões da cidade. Também deverá apresentar grande diferença no caso de alimentadores urbanos e rurais.

As incertezas nos padrões de carga e descarga ocasionadas pela entrada de veículos elétricos na rede, conjuntamente com hábitos diversos de direção em diferentes localidades, dificultam a avaliação precisa dos efeitos dos VE nas redes de distribuição. As cargas elétricas extras devido à recarga descoordenada de veículos elétricos têm diferentes impactos na rede de distribuição local, que dependerão de vários fatores, em particular do padrão de condução, das características de recarga, do tempo de carregamento e da própria difusão da tecnologia de VE.

Em se tratando dos impactos técnicos dos VE nas redes de distribuição, merecem destaque o carregamento dos alimentadores, o perfil de tensão, as perdas ativas e o desequilíbrio entre as fases. Outros possíveis impactos incluem a perda de vida útil dos transformadores de distribuição e as distorções harmônicas. Do ponto de vista econômico, a penetração de VE nas redes de distribuição deverá levar ao aumento de receita, com a contrapartida da necessidade de investimento para reforçar a rede e para estabelecer novas formas de faturamento.

Apenas os veículos híbridos elétricos **plug-in** (*plug-in hybrid electric vehicle* – PHEV) e os veículos elétricos **a bateria** (*battery electric vehicle* – BEV) produzem impactos na rede elétrica, pois os veículos híbridos elétricos (*hybrid electric vehicle* – HEV) recarregam suas baterias diretamente no motor a combustão interna, existente no veículo. A recarga das baterias dos PHEV e BEV pode ser feita de forma lenta ou rápida, devido à sua instalação disponível.

IMPACTOS TÉCNICOS

- Carregamento dos alimentadores.
- Perfil de tensão.
- Perdas ativas.
- Desequilíbrio entre as fases.
- Perda de vida útil dos transformadores de distribuição.
- Distorções harmônicas.

IMPACTOS ECONÔMICOS

- Aumento de receita.
- Necessidade de investimentos para reforçar a rede.
- Novas técnicas de faturamento.

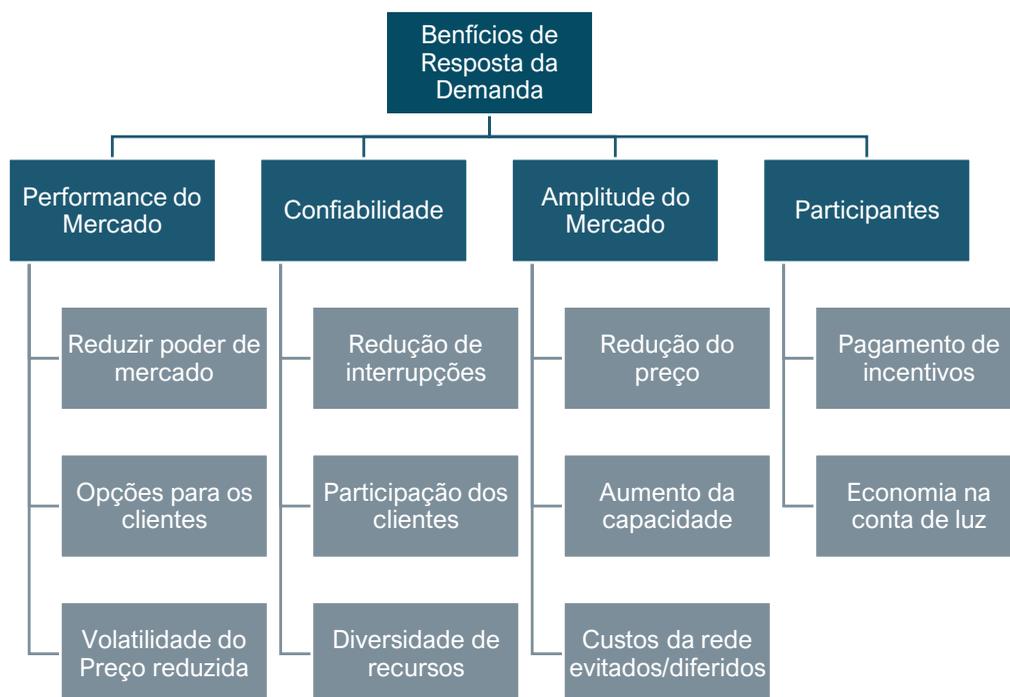
No **Brasil**, estudo realizado por meio de simulação computacional para avaliar os impactos econômicos dos VE na rede de distribuição indica que a inserção de veículos elétricos pode provocar alterações na rede, como violações da magnitude de tensão mínima, sobrecargas nos transformadores de distribuição e sobrecarga em condutores dos ramos de distribuição. Tal pesquisa ainda analisou os investimentos necessários para contornar esses efeitos na rede de distribuição. O resultado obtido considera que o investimento adicional exigido para acomodar os VE representa parcela relativamente pequena, se comparado com o investimento tradicional efetuado pelas distribuidoras. Naturalmente, essa parcela do investimento varia de distribuidora para distribuidora, dependendo dos níveis previstos de inserção de VE em seu mercado (MARIOTTO *et al.*, 2017).

IMPACTOS DA RESPOSTA DA DEMANDA

Recentemente, alguns artigos têm discutido os aspectos positivos e negativos da implementação de programas de resposta da demanda (PRD). De modo geral, pode-se dizer que a resposta da demanda traz importantes benefícios aos usuários abrangidos pelo programa e ao sistema como um todo. No entanto, para empregar os PRD, tanto os clientes quanto os operadores de tais programas se deparam com diversos custos.

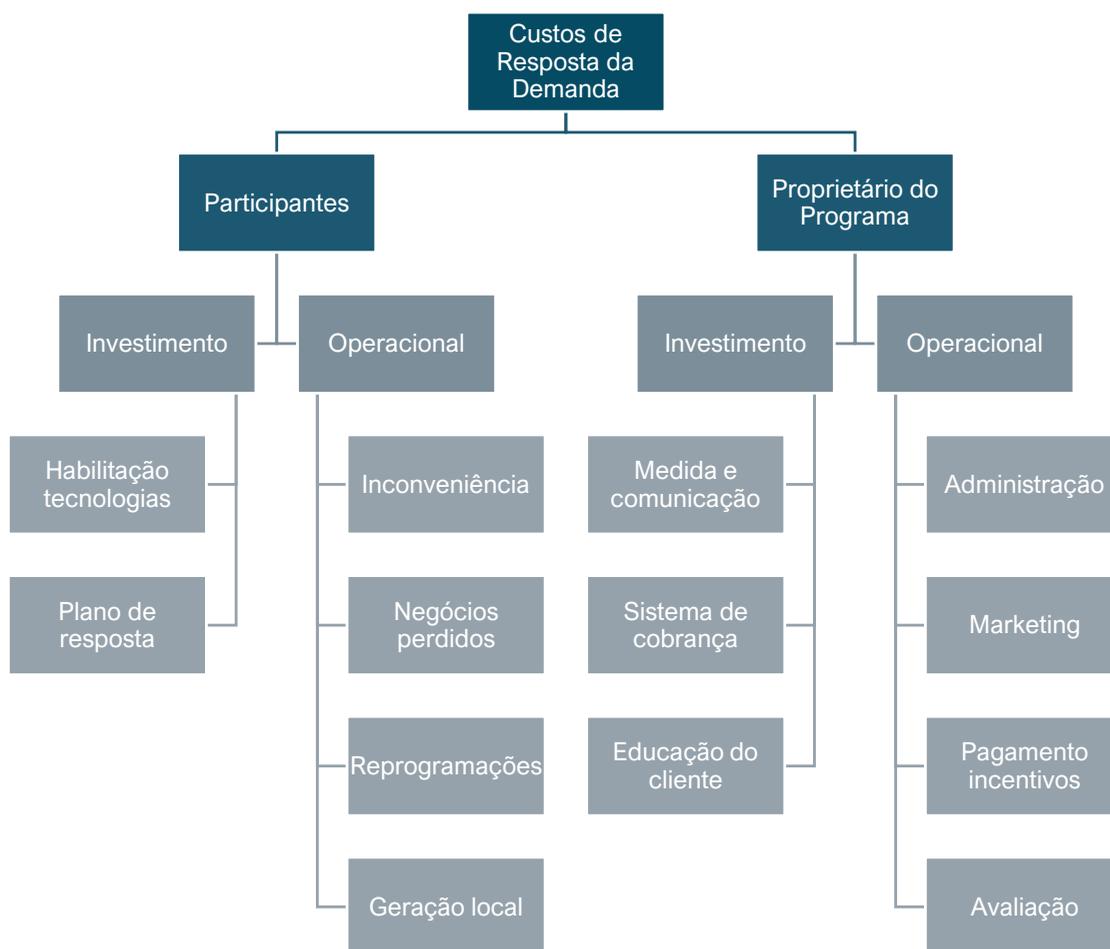
Os benefícios da resposta da demanda podem ser agrupados em quatro categorias principais: *performance* do mercado, confiabilidade, amplitude do mercado e participantes. Os benefícios dos PRD não são apenas para aqueles que se envolvem nos programas, já que alguns valem para todo o mercado. No que diz respeito aos benefícios da *performance* do mercado, o reduzido poder de mercado, as opções para os clientes e a volatilidade do preço reduzida estão entre eles. Um dos benefícios da RD que afeta todo o mercado é a confiabilidade. Por meio de um programa de RD com precisão, os participantes podem ajudar a diminuir o risco de interrupções, reduzindo, conseqüentemente, os riscos de enfrentar interrupções forçadas e/ou interrupções de eletricidade. A participação dos clientes e a diversidade de recursos também estão entre tais benefícios. Em relação à amplitude do mercado, destacam-se como benefícios a redução do preço, o aumento da capacidade e os custos evitados da rede. O pagamento de incentivos e a economia na conta de luz representam benefícios aos participantes dos PRD.

Vale destacar ainda que, pela resposta da demanda, haverá mais oportunidades para que os participantes dos programas de RD tenham alternativas no mercado de energia elétrica, mesmo que a concorrência no varejo não seja acessível. Ressalta-se também que os programas de resposta da demanda ajudam a diminuir os custos operacionais do sistema e, como resultado dessa ação, reduzem os preços de mercado.



Fonte: Albadi (2007).

Em relação aos aspectos negativos da resposta da demanda, cada PRD inclui vários tipos de custos, entre necessidade de investimentos e custos operacionais, que impactam tanto os implementadores de tais programas (os proprietários do programa) quanto os participantes do lado da demanda. Isso porque os participantes podem precisar adquirir novos equipamentos e tecnologias digitais, como termostatos inteligentes e unidades de geração local, além de instalar e executar programas de RD – como sistemas de controle de picos de cargas e sistemas de gerenciamento de energia.



Fonte: Albadi (2007).

Entre os custos de investimento dos **PARTICIPANTES**, estão a habilitação de tecnologias, com a aquisição de novas tecnologias, e o plano de resposta, formado por um conjunto de estratégias para a implementação do PRD. Entre os custos operacionais, está a inconveniência, pois, às vezes, o termostato deve ser desligado e ligado pelos clientes quando não estiver funcionando corretamente. Outro custo operacional aos participantes é definido como negócio perdido, o que pode ser considerado como integração do negócio. As reprogramações de processos e as atividades industriais podem ser classificadas como um custo operacional. Por fim, se um cliente envolvido em um programa de RD empregar uma unidade de produção em vez de uma unidade geradora no local, os custos de operação e de manutenção ou o custo do combustível devem ser considerados.

Para implementar o PRD, o **PROPRIETÁRIO DO PROGRAMA** tem de decidir com base nos custos de investimento e de operação do sistema de energia. Os quadros de medição e comunicação, o sistema de cobrança e a educação do cliente estão incluídos na maioria dos PRD nos custos de investimento. Os custos de administração, marketing, avaliação e gerenciamento do programa devem ser considerados nos custos de operação dos PRD. Além disso, os pagamentos de incentivos relativos aos custos de funcionamento dos provedores de PRD são assumidos. Portanto, antes de empregar a grande maioria dos PRD, é essencial melhorar o sistema de faturamento.

▶ Os Novos Atores na Distribuição de Energia Elétrica

A ampliação da participação da energia renovável na geração trouxe para os operadores do sistema o desafio de lidar com a intermitência de tais fontes. Por outro lado, os efeitos das flutuações de vento e insolação podem ser atenuados por meio da integração de recursos energéticos distribuídos. Isso tem levado os tomadores de decisão, os operadores de sistemas e os investidores a avaliarem as vantagens e desafios de esquemas de RD propostos como objeto de novos modelos de negócio em distribuição. Nesse cenário, alguns atores no segmento de distribuição de energia elétrica acabam ganhando grande destaque, como é o caso dos prosumidores.

O prosumidor pode ser interpretado como uma mistura de consumidor e produtor de energia elétrica. A presença desse novo ator no setor elétrico vem crescendo com mais frequência na Europa e nos EUA. No Brasil, com a entrada do sistema de compensação de energia para a GD a partir da Resolução Normativa nº 482/12, o número de instalações de painéis solares cresceu significativamente, consolidando a figura do prosumidor como parte integrante do segmento de distribuição no país.

De modo geral, os prosumidores podem assumir mais controle sobre suas decisões de consumo, seja adotando medidas ativas para regular seu consumo, seja se engajando no autoabastecimento. Participam do mercado, podendo, inclusive, oferecer serviços de armazenamento de energia, pelos quais recebem compensação em programas de resposta da demanda. Tais programas são uma forma de integrar prosumidores e consumidores domésticos nos mercados de eletricidade como participantes ativos.

PROSUMIDOR = consumidor + produtor

PROSUMIDOR residencial = produz energia elétrica nas residências, principalmente por meio de painéis fotovoltaicos nos telhados.

PROSUMIDOR comercial = mesmo não tendo a geração de energia como sua atividade principal, produz eletricidade que pode ser injetada na rede. Nesse caso, podem ser incluídas instituições públicas, escolas e hospitais.

TIPOLOGIA DOS PROSUMIDORES

Os prosumidores estão divididos em diferentes grupos e categorias, que vão desde os consumidores de pequeno porte, os comercializadores agregadores até as microrredes elétricas e as plantas elétricas virtuais.

CONSUMIDORES DE PEQUENO PORTE

São considerados consumidores de pequeno porte os **CONSUMIDORES INDIVIDUAIS**, os **CONDOMÍNIOS SOLARES E/OU EÓLICOS** e os **EDIFÍCIOS INTELIGENTES**. As principais oportunidades de investimento com rentabilidade no setor elétrico para os **CONSUMIDORES INDIVIDUAIS DE PEQUENO PORTE** (residenciais e comerciais) são os chamados “telhados solares” e a microgeração eólica. Atualmente, a colocação de painéis solares nos telhados das casas já está muito disseminada em diversos países do mundo, podendo também se aplicar, quando o potencial for interessante, a pequenos aerogeradores com o mesmo objetivo. Nesses casos, o estímulo ao investimento decorre de regulação favorável ou mesmo incentivos tarifários, como foi o caso da tarifa *feed-in* ou então tarifas dinâmicas, variando com as condições do sistema e da rede, que tornam atrativo ao consumidor não apenas investir para reduzir sua conta de energia, mas também para exportar para a rede da concessionária.

No Brasil, a regulamentação atual para a geração distribuída impõe um caráter “não comercial” para a energia produzida – ou seja, permite que o consumidor instale um sistema compatível com o seu próprio uso de energia, mas permitindo a injeção na rede de eventuais excedentes. Na prática, a formulação tarifária adotada (*net metering*) implicitamente atribui o preço da energia exportada para a rede igual à tarifa de consumo (compensação em MWh) e estabelece o cancelamento de saldos credores após cinco anos de acumulação.

A compensação por *net metering* não induz o consumidor a uma gestão da sua curva de carga que conduza a benefícios para o sistema, mas permite ao consumidor auferir ganhos econômicos.

O estímulo para uma expansão no Brasil em ritmo similar ao observado nos EUA e na Europa está relacionado à promoção de incentivos para a gestão ativa de sua curva de consumo – o que, por sua vez, está associado à disseminação da *smart grid*, aos preços horários e à tarifação dinâmica na distribuição, incluindo a baixa tensão (BT), aliado a sinais de preço a potenciais prosumidores. Assim, se a regulação brasileira acompanhar as tendências mundiais, com ampla abertura de mercado, a GD tenderá a se desenvolver em ritmo mais acelerado, ficando a expansão da microgeração dependente da evolução do poder de compra dos consumidores. Quando o consumidor adere fortemente ao atrativo econômico de investir em geração própria, isso impacta enormemente o formato da curva de carga, particularmente em redes de distribuição com restrições de capacidade e com ampla difusão de fontes renováveis de energia que tenham produção associada ao horário de ocorrência de insolação (painéis solares).

A **SINALIZAÇÃO ECONÔMICA** adequada é absolutamente relevante para a mitigação do problema, que pode impactar de forma severa as concessionárias de distribuição, tornando-se essencial uma tarifa variável ao longo das horas do dia e dos períodos do ano, que promova incentivos ao consumidor para atuar na gestão de sua curva de carga líquida (produção adicionada ao consumo próprio). Uma indicação de preços reduzidos nos horários de maior insolação, por exemplo, pode estimular o consumidor a investir também em facilidades de armazenamento, de tal forma que possa exportar energia para a rede nos momentos de preço de venda mais interessante.

Abre-se aí uma **NOVA OPORTUNIDADE NEGOCIAL**, pois, com o armazenamento, esse tipo de consumidor passa a ter uma resposta para a rede de certa forma controlável e que, ao mesmo tempo, tem um racional econômico que permite uma maior previsibilidade na demanda, com impacto positivo no planejamento de novas redes e nos custos de expansão da rede existente.

Um modelo de negócio que vem gradativamente crescendo no segmento de distribuição de energia brasileiro é o dos chamados **CONDOMÍNIOS SOLARES OU EÓLICOS**. Esse negócio propicia ao investidor importante ganho de escala em relação ao investimento do consumidor individual em um telhado solar, por exemplo. Isso porque a nova regulamentação criou a opção de “geração compartilhada”, caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa. Esses consumidores podem ser compostos por pessoa física ou jurídica, que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

CONDOMÍNIO EÓLICO

- Potência instalada máxima do condomínio: 5 MW.
- Aluguel de lotes, com pagamento mensal fixo por cotas do condomínio.

Fonte: REN nº 687/15.

Para melhor caracterizar o negócio, considera-se a aquisição de um terreno em área pouco valorizada do ponto de vista imobiliário (periferia de uma grande cidade, por exemplo) para, em seguida, implementar-se a geração solar (painéis fotovoltaicos) ou a geração eólica, no limite determinado pela regulamentação de potência máxima: 5 MW. A partir daí, o empreendedor deverá procurar consumidores que se disponham a adquirir quotas do condomínio. Estas lhes darão o crédito proporcional da geração de energia da planta solar-eólica que caracteriza a fonte de geração junto à empresa concessionária, com rebatimento direto na redução da conta de luz (*net metering* remoto).

MODELO DE GESTÃO COMERCIAL DO CONDOMÍNIO SOLAR/EÓLICO

INQUILINO	EMPREENDEDOR
<p>Aluga um lote da unidade geradora, <u>pagando</u> um preço fixo pelo lote (aluguel de potência).</p> <p>Como contrapartida, recebe a energia produzida (sazonal).</p> <p>A energia injetada na rede entra para o faturamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).</p>	<p>Aluga o lote da unidade geradora, <u>recebendo</u> um montante fixo mensal (R\$).</p> <p>Cláusulas contratuais podem ser oferecidas como forma de mitigação de risco de geração.</p>

No modelo permitido pela regulação, o empreendedor precisa realizar contratos por disponibilidade da potência instalada (ou parte dela). O inquilino paga um valor fixo pelo uso dos equipamentos de geração e recebe a sua parcela da produção de energia. Assim, configura-se o aluguel de potência instalada, e não a comercialização de energia elétrica.

Deve-se observar que esse modelo de negócio é baseado em um forte subsídio cruzado implícito – ainda maior do que no caso da microgeração distribuída, pois os usuários não pagam pelos serviços prestados pelas redes elétricas. O chamado “custo de disponibilidade” é uma pequena fração da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que, por sua vez, é aquela aplicada aos consumidores livres. Dessa forma, o modelo de negócio maduro e sustentável para essa modalidade será equivalente ao aplicado no mercado livre.

Outro tipo de consumidor de pequeno porte é o **EDIFÍCIO INTELIGENTE** (EI). Os EI seriam aqueles prédios cujas instalações e sistemas permitem realizar a gestão e controle integrado e automatizado com a finalidade de aumentar a eficiência energética, segurança, além de seu bom uso (MARTINS *et al.*, 2012; PELUFFO, 2015). A terminologia EI pode incluir todos os tipos de prédios, entre eles comerciais, escritórios, indústrias, instalações esportivas etc.

DÉCADA DE 1970 = edifícios construídos com base nos conceitos de eficiência energética.

DÉCADA DE 1980 = construções que pudessem ser controladas por um computador.

HOJE = edificações capazes de gerenciar sua infraestrutura e serviços, como iluminação ou sistemas de climatização, de forma mais eficiente.

PRINCIPAIS MOTIVOS PARA O ESTABELECIMENTO DE EDIFÍCIOS INTELIGENTES

Crescimento de até 50% da população mundial que vive em cidades sendo que, para 2050, esse número pode chegar a aproximadamente 75%.

Os edifícios atualmente existentes (convencionais), residenciais ou comerciais são responsáveis por aproximadamente 40% do consumo mundial de energia, consumindo em torno de 50% da energia elétrica mundial (IEA, 2013).

Questões ambientais e de preservação do planeta.

Como **OPORTUNIDADE** para os EI, destaca-se a necessidade de mercado para a flexibilidade energética dos edifícios, devido às exigências oriundas da gestão do sistema elétrico. Os EI podem participar mais facilmente do mercado de agregação, delegando toda a responsabilidade operativa e a gestão dos recursos energéticos para a alavancagem do retorno financeiro para os agregadores. Por isso mesmo, em alguns países, os operadores de transmissão e de distribuição fornecem incentivos para a participação dos EI no mercado de agregação.

Pelo lado das **DIFICULDADES** e dos desestímulos de participação dos EI em PRD, destaca-se a eventual existência de barreiras regulatórias para que *players* do mercado sejam incentivados a acessar o mercado de agregação. Esses obstáculos, ainda que às vezes contornáveis, podem ocasionar um retorno lento do investimento.

Os edifícios inteligentes têm potencial para fornecer flexibilidade ao mercado de energia, seja alterando o padrão de uso de energia (cargas ajustáveis) ou dando controle direto de seus dispositivos ou recursos energéticos distribuídos aos agregadores. Por outro lado, a principal preocupação dos consumidores é a segurança quanto à viabilidade econômica dos investimentos associados à participação em programas de resposta da demanda e a garantia de adequado retorno sobre o investimento. De modo geral, faz sentido pensar em edifícios inteligentes para consumidores de maior porte, uma vez que os EI de menor porte (pequenos consumidores) necessitariam de incentivos para investimentos. Além disso, a capacidade limitada de flexibilidade de energia fornecida por pequenos consumidores de energia pode impedir seu acesso ao mercado de agregação.

COMERCIALIZADORES AGREGADORES

Os comercializadores agregadores podem contribuir na mitigação de efeitos sistêmicos indesejados e decorrentes da expansão massiva de energias renováveis intermitentes. Esses comercializadores podem ajudar a controlar a alavancagem de armazenamento, contratando respostas da demanda, principalmente dos consumidores de maior porte. Esses serviços podem ser oferecidos, tanto em nível de distribuição quanto de transmissão. Agentes agregadores podem também prover serviços ancilares, em forma de flexibilidade operativa, por meio de contratos com grandes consumidores, como condomínios inteligentes, constituindo, assim, as denominadas plantas elétricas virtuais (VPP).

O consumidor pode, portanto, prover serviços de flexibilidade para a concessionária de forma direta ou por meio de um comercializador agregador, que aglutina várias unidades de produção e consumo para aliviar restrições do sistema, com apoio de sistemas de comunicação e processamento avançados. Os agentes candidatos naturais a participar desse mecanismo são as cargas eletrônicas controláveis, os sistemas de armazenamento e as unidades de geração.

MICRORREDES ELÉTRICAS

A microrrede elétrica (MR) é uma versão em pequena escala da rede elétrica, com possibilidade de operar de forma ilhada ou conectada à rede principal de baixa tensão (BT) ou de

média tensão (MT). Os responsáveis pelo gerenciamento da microrrede agem como prosumidores, que podem produzir e consumir energia ao mesmo tempo. Microrredes elétricas são tecnologias atraentes para alcançar objetivos operacionais locais específicos, como confiabilidade, redução de emissão de carbono, diversificação de fontes de energia e redução de custos, estabelecidos pelos usuários ou pelo responsável da MR. Além disso, durante os períodos de incompatibilidade entre oferta e demanda, os prosumidores podem interagir entre si e comercializar a energia elétrica no mercado de energia.

O desenvolvimento de programas de pesquisa práticos sobre MR foi iniciado no começo da década de 2000 em alguns países da União Europeia, no Japão e nos EUA. Mais recentemente, países como China, Coreia do Sul e Índia têm apresentado um interesse crescente sobre essa tecnologia.

PLANTAS ELÉTRICAS VIRTUAIS

As plantas elétricas virtuais (VPP – *virtual power plants*) podem ser definidas como o conjunto de recursos energéticos distribuídos em microrredes, gerenciados por um sistema de controle descentralizado que, além de agregar a capacidade de fornecer energia, pode oferecer serviços auxiliares à rede elétrica (PUDJIANTO *et al.*, 2007). De modo geral, uma VPP inclui uma usina virtual, caracterizada por um sistema de gestão de fontes de GD, incluindo fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia, que visam garantir seu uso otimizado. As plantas elétricas virtuais podem fornecer uma variedade de serviços para operadores de usinas, indústrias, serviços públicos, fornecedores de energia e operadores de redes. Além disso, as VPP criam novas oportunidades de negócios para agregadores e fornecedores.

MICRORREDES ELÉTRICAS

Versão em pequena escala da rede elétrica.

PLANTAS ELÉTRICAS VIRTUAIS

Conjunto de recursos energéticos distribuídos em microrredes.

O mercado mundial de VPP hoje é estimado em US\$ 731,4 milhões. Até 2025, incluindo o armazenamento de energia, está previsto um crescimento de US\$ 68,6 bilhões. Desse total, a América do Norte deverá capturar 38,1%, seguida pela Ásia e pelo Pacífico, com 34,6%, em comparação aos 26,4% da Europa (ASMUS, 2016).

CLASSIFICAÇÃO DAS PLANTAS ELÉTRICAS VIRTUAIS

VPP COMERCIAL (CVPP) e VPP TÉCNICA (TVPP)

A CVPP é a utilização do portfólio agregado de RED para fazer contratos comerciais em melhores condições no mercado *wholesale*. A TVPP é uma forma de usar esse portfólio para ganhar escala e prover serviços ao sistema físico à rede física. As duas formas de plantas elétricas virtuais não são concorrentes. Uma VPP pode ser, ao mesmo tempo, CVPP e TVPP.

► Novas Oportunidades de Negócios e Desafios para as Distribuidoras

No âmbito do paradigma tradicional do setor elétrico, o planejamento e a operação da rede de distribuição foram construídos com o objetivo de atender consumidores passivos, cuja demanda cria fluxos unidirecionais e razoavelmente previsíveis de eletricidade, que fluem dos níveis de tensão mais altos para os mais baixos. Nesse contexto, níveis consideravelmente baixos de monitoramento e controle da rede são necessários durante a vida útil dos ativos (PÉREZ-ARRIAGA *et al.*, 2016).

À medida que a difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED), em especial das fontes renováveis de energia, altera os padrões convencionais dos fluxos de eletricidade e amplia a demanda por maior flexibilidade nos serviços de distribuição, tornam-se necessárias mudanças no planejamento e na operação das empresas de distribuição, assim como na sua regulação (ARÍN, 2013).

Atualmente, já é possível verificar em diversos países injeções consideráveis de energia na rede a partir de geração renovável. Para o futuro, é possível vislumbrar injeções derivadas de sistemas de armazenamento e a partir de veículos elétricos, por meio da modalidade *vehicle to grid*. São justamente esses novos *drivers* de uso da rede que exigirão modificações no padrão operativo das redes de distribuição.

No entanto, a entrada acelerada dos RED no segmento de distribuição vem impondo importantes desafios ao segmento e irá requerer ajustes e reformulações nos modelos de negócios, no planejamento, na operação e na regulamentação dos sistemas.

A NECESSIDADE DE REVISÃO NA REGULAMENTAÇÃO

As concessões de distribuição de energia elétrica, da mesma forma que outras indústrias de redes, como transmissão, gás canalizado e saneamento, são monopólios naturais e devem ser reguladas nos aspectos econômicos e de qualidade. Em linha com o paradigma tecnológico convencional da atividade de distribuição, os modelos de regulação tradicionalmente adotados para esse segmento são baseados, essencialmente, na remuneração da base de ativos da distribuidora.

Nesse contexto, a regulação econômica das distribuidoras de energia elétrica no Brasil (FRÍAS *et al.*, 2009) determina a receita que a distribuidora é autorizada a auferir ao longo do período regulatório, de forma a garantir a remuneração justa de seus investimentos e

custos de operação. Entretanto, desde meados dos anos de 1990, no país, é estabelecida em legislação a possibilidade de essas empresas realizarem atividades empresariais, adicionais e complementares às atividades concedidas, mediante autorização.

Ainda assim, no Brasil, a legislação vigente (Lei nº 8.987/95, art. 11) estabelece premissas para o tratamento de ganhos e perdas econômicas: os ganhos econômicos decorrentes da prestação de serviços ancilares (fora dos objetivos da concessão) devem ser revertidos para a modicidade tarifária. Já no caso de eventuais prejuízos, não deve haver impacto na tarifa, o que, na prática, desincentiva o investimento em novas atividades. Diante disso, se faz necessária uma modernização, com o objetivo de permitir que as rendas obtidas por novos arranjos tecnológicos ou novos serviços oferecidos aos usuários sejam retidas pelas concessionárias por algum tempo, antes de serem elegíveis para a modicidade tarifária. Ou seja, permitir existir, prosperar para, então, ter o que compartilhar.

INCERTEZAS E PARADOXOS NOS CUSTOS FUTUROS DE DISTRIBUIÇÃO

Considerando que a implementação de geração renovável de energia, em muitos casos, poderá ser feita por agentes independentes, de menor porte e distribuídos, o desafio regulatório será ainda maior. Nesse novo desenho, há importantes incertezas inerentes aos novos usos da rede, às oportunidades efetivas de ganhos de eficiência e, conseqüentemente, à redução de custos do provisionamento do serviço de distribuição de energia elétrica. Além disso, devido à presença de fluxos multidirecionais e variáveis de eletricidade, a operação da rede de distribuição exigirá a presença de uma infraestrutura de tecnologias de informação e comunicação (TIC) adequadas, sinalizando para a necessidade de investimentos em redes inteligentes (*smart grids*). No entanto, ainda que tais investimentos possam ser consideráveis, implicando aumento de CAPEX (despesas de capital) em um primeiro momento, trata-se de tecnologias menos intensivas em capital, se comparadas aos investimentos típicos realizados pelas distribuidoras, muito embora fiquem obsoletas mais rapidamente – ou seja, têm alta taxa de depreciação.

Em longo prazo, a integração dos recursos energéticos distribuídos à operação da rede pode reduzir a base de ativos das distribuidoras, à medida que os investimentos em ativos de rede podem ser protelados ou mesmo substituídos por soluções operativas. Dada essa mudança prospectada na estrutura de custos das distribuidoras, surge a questão de como lidar com o *trade-off* – ou seja, a escolha de uma opção em detrimento de outra – existente entre CAPEX e OPEX (custos operacionais) nos modelos tradicionais de regulação da distribuição, baseados na remuneração da base de ativos.

PROPRIEDADE DOS NOVOS ATIVOS

Uma das principais temáticas regulatórias em discussão é se os ativos devem pertencer às distribuidoras. Vale lembrar que um dos pressupostos da liberalização dos setores elétricos é o segmento de distribuição ser neutro em relação aos mercados de energia elétrica. Ou seja, sua atividade deve estar meramente associada ao provimento do serviço fio, sendo as empresas de distribuição responsáveis pelo planejamento, pela operação e pela manutenção da rede. Contudo, com a difusão de sistemas energéticos distribuídos, com quem ficará a propriedade da infraestrutura de medição inteligente, dos dados derivados da medição inteligente e da infraestrutura de recarga de veículos elétricos?

DISTRIBUIDORAS E TRANSMISSORAS

À medida que as distribuidoras assumem um papel ativo na operação da rede, questões relacionadas à fronteira de atuação de distribuidoras e transmissoras ganham força (MEEUS; GLACHANT, 2018). As três áreas em que essas questões se tornam mais evidentes são: o gerenciamento de congestionamentos da rede, o balanceamento do sistema e o gerenciamento de dados.

DISTRIBUIDORAS	E	TRANSMISSORAS
		Gerenciamento de congestionamentos da rede.
		Balanceamento do sistema.
		Gerenciamento de dados.

Com a difusão de RED, as distribuidoras deverão buscar uma atuação mais ativa na gestão e na operação do sistema. Será importante revisitar a separação histórica entre transmissão e distribuição, sendo ainda mais relevante que haja um elevado nível de coordenação entre as empresas de distribuição e as de transmissão (GERARD *et al.*, 2018). Assim, a tendência é que as atribuições das distribuidoras se aproximem das funções atualmente desempenhadas pelos operadores da rede de transmissão, de modo que a cooperação entre ambas se tornará crucial. Portanto, do ponto de vista regulatório, as funções de cada um desses agentes devem ser claramente definidas, a fim de viabilizar a cooperação e a operação eficiente do sistema.

SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO DA REDE: ATAQUES CIBERNÉTICOS E PRIVACIDADE

A inserção dos RED e dos sistemas de comunicação e de informação correlatos contribuem para o aumento da vulnerabilidade da rede a ataques cibernéticos, pois aumenta a complexidade e o nível de interconexão dos sistemas elétricos. Paralelamente à necessidade de consolidar a regulação da *cybersecurity*, o aumento da penetração dos RED e o crescimento dos dispositivos conectados à internet nos domicílios trarão desafios ligados à privacidade. Apesar de estarem situados, em tese, fora do alcance das distribuidoras, ou seja, “atrás do medidor”, ambos os recursos permitem que as distribuidoras tenham acesso às informações detalhadas sobre os usuários da rede e seus hábitos. Em resposta, segundo Pérez-Arriaga e Knittel (2016), os reguladores deverão implementar novas medidas que regulamentem essa questão.

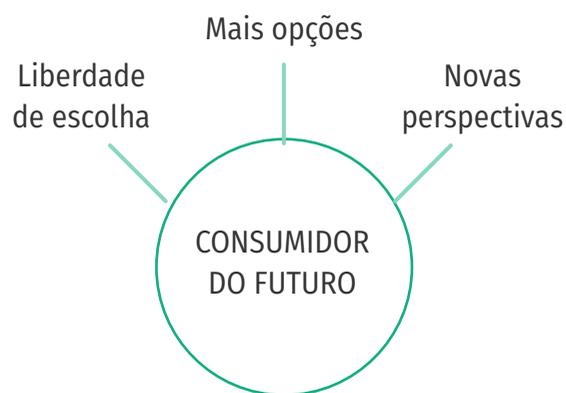
PARTICIPAÇÃO DOS RED NOS MERCADOS DE SERVIÇOS ENERGÉTICOS E ANCILARES

Se, de um lado, os recursos energéticos distribuídos implicam a demanda por crescentes níveis de flexibilidade para garantir a segurança da operação do sistema, esses mesmos recursos podem ser utilizados como fontes de flexibilidade. Os RED conectados à rede de distribuição podem contribuir, por exemplo, para a regulação de frequência, o controle de voltagem e a gestão de congestionamentos da rede. Tradicionalmente, a contratação e o acionamento desses serviços (tratados, de modo geral, como serviços ancilares) são realizados por empresas da rede de transmissão.

O desafio consiste em definir claramente as regras, as responsabilidades e os limites para viabilizar a competição entre os diferentes provedores de serviços elétricos e, assim, permitir o surgimento de arranjos comerciais eficientes. Isso permitirá que os recursos energéticos distribuídos possam efetivamente participar na provisão de serviços energéticos, à medida que surgem novos modelos de negócios e novos *players* especializados, que podem passar a ofertar e agregar serviços elétricos a partir dos RED (PÉREZ-ARRIAGA; KNITTEL, 2016).

NECESSIDADES DE MUDANÇA NO MODELO DE NEGÓCIO DE DISTRIBUIÇÃO

O atual modelo de negócio das distribuidoras não está configurado para lidar com os novos requisitos do consumidor do futuro, que passará a ter mais opções, liberdade de escolha e novas perspectivas. Essa necessidade de revisão no modelo de negócios das concessionárias de distribuição de energia elétrica se faz ainda mais urgente devido às diferentes e rápidas transformações em curso, que incluem demandas por melhor desempenho ambiental, a necessidade crescente de resiliência, as novas opções para melhorar o desempenho da rede, o advento de *big data* e os RED.



Na ausência de um quadro regulatório adequado, os RED podem representar uma ameaça à atividade das distribuidoras tradicionais, além de onerar os consumidores que permanecem conectados à rede – em geral, consumidores das camadas mais pobres. Por outro lado, a inserção dos RED pode levar à abertura de uma gama de novos serviços e negócios que, para serem efetivamente implementados pelas distribuidoras, precisarão de aprimoramentos na regulação. No cenário futuro, uma das funções principais da distribuidora tenderá a ser a de coordenar a interação entre o sistema interligado (geração centralizada e transmissão) com os RED dos prosumidores. Ela terá um papel de ajustar a geração intermitente centralizada ou distribuída à demanda, a partir dos recursos de resposta da demanda e de digitalização da rede. Como consequência, o novo ambiente das redes de distribuição exigirá o desenvolvimento de novas ferramentas computacionais para seu planejamento e sua operação.

A necessidade de reforma do modelo de negócios das distribuidoras leva em conta as características do sistema elétrico do século XXI, incluindo a criação de:

- oportunidades de negócios e de motivação para as concessionárias investirem em serviços e produtos de energia limpa;
- oportunidades para que terceiros participem do fornecimento de energia e criação de valor para os clientes;
- parcerias no alcance das metas sociais e políticas relacionadas à geração de eletricidade e ao gerenciamento da rede elétrica;
- uma base financeira sólida para a sustentabilidade dos negócios das empresas em longo prazo.

▶ Novos Arranjos Comerciais e Modelos de Negócios

A evolução dos modelos de negócios da distribuidora pode ser classificada em três gerações distintas. Na geração 0, as distribuidoras se posicionam com neutralidade, provendo os requisitos técnicos necessários para a conexão de RED à rede elétrica, além de garantir a operação desses recursos via *net metering* (FRANTZIS *et al.*, 2008). Segundo estudo sobre novos modelos de negócios para a transição energética, o modelo convencional de negócios (geração 0) conseguiu, em grande parte, cumprir as responsabilidades históricas de acessibilidade, segurança e confiabilidade (RMI; AEEI; APP, 2018).

A primeira geração de modelo de negócio considera um marco regulatório com flexibilização diante da difusão de RED, em que as distribuidoras poderiam adotar um modelo de negócio que permita maior protagonismo nesse cenário, mantendo as características de uma empresa regulada. Elas ainda não seriam proprietárias de ativos de RED, mas buscariam desenvolver novos modelos de negócio.

Exemplos de novos modelos de negócio para distribuidoras da primeira geração (FRANTZIS *et al.*, 2008):

atuariam como facilitadoras, via empréstimos e financiamentos, para que os consumidores possam adquirir os sistemas de geração;

contratariam energia de RED para revenda. Essa energia pode ser oriunda de usinas virtuais caracterizadas por um sistema de gestão de fontes de GD, incluindo fontes renováveis (eólica, PCH, solar fotovoltaica e biomassa) e sistemas de armazenamento de energia;

poderiam ter modelos híbridos, buscando parceria com terceiros ou oferecendo novos serviços.

Na segunda geração de modelos de negócio, as distribuidoras poderiam atuar como orquestradoras, sendo proprietárias de ativos de RED e os incorporando à infraestrutura de distribuição de energia. Porém essa segunda geração depende de profundas mudanças na regulação (FRANTZIS *et al.*, 2008).

EVOLUÇÃO DOS MODELOS DE NEGÓCIOS DA DISTRIBUIDORA

GERAÇÃO 0 – TRADICIONAL

A distribuidora é passiva. Provê os requisitos técnicos necessários para a conexão de RED e garante a operação desses recursos via net metering. Consumidor é o proprietário do RED.

1ª GERAÇÃO – PROTAGONISTA

A distribuidora tem algum protagonismo, mas mantém as características de uma empresa regulada. Ainda não é proprietária de RED, mas já busca desenvolver novos modelos de negócio.

2ª GERAÇÃO – ORQUESTRADORA

A distribuidora é proprietária de RED e os incorpora à infraestrutura de distribuição de energia. Há total integração. (FUTURO)

Fonte: Frantzis et al. (2008).

Com base nesses modelos de negócio, a concessionária expande seu *status* de monopólio nas atividades de distribuição de energia elétrica (RMI; AEEI; APP, 2018). Em seu extremo, com a distribuidora no papel de orquestradora, esses modelos sugerem que a distribuidora seja proprietária e administre o sistema de distribuição, incluindo a construção e a operação de ativos localizados no cliente, como GD, armazenamento e programas de resposta da demanda. Na prática, mesmo sob uma aplicação relativamente completa dessa abordagem, ainda existiria espaço para terceiros prestarem serviços para a concessionária ou em nome dela.

Embora a natureza dos serviços públicos esteja mudando, os proponentes dessa abordagem concluem que as economias de escala e do escopo justificam que uma concessionária regulada seja a melhor opção para fornecer esses serviços e alcançar novos objetivos para o setor de energia no cenário de difusão de RED.

Complementando as possibilidades existentes de atuação das distribuidoras no novo cenário que se instala, alguns autores recomendam a adoção de modelos intermediários ou híbridos de atuação. Entre as atividades previstas, merecem destaque: a distribuidora comprando soluções de terceiros, a distribuidora dividindo funções, a distribuidora concorrendo com terceiros, a distribuidora operando microplataformas e a distribuidora como protagonista. Esses cinco tipos de modelos são descritos a seguir.

MODELOS INTERMEDIÁRIOS OU HÍBRIDOS DE ATUAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

Distribuidora comprando soluções de terceiros

Em vez de controle total e fornecimento de todos os serviços, as concessionárias podem solicitar ou fazer parcerias com terceiros para agregar valor ao negócio. Isso teria reflexos na regulação tradicional do setor, que desincentiva essa abordagem, já que esses custos são tratados como despesas operacionais, e não como investimentos remunerados via tarifa. Outro fator a ser investigado é como a aquisição de serviços de terceiros impactará a formação das tarifas e na recuperação dos custos.

Distribuidora dividindo funções

Em casos nos quais as soluções nos extremos não sejam ideais, um modelo híbrido, no qual determinados segmentos de mercado seriam designados para a concessionária e outros para o mercado competitivo, seria viável. No entanto, em áreas onde o mercado competitivo não tivesse interesse em atuar, a empresa regulada seria chamada a prestar o serviço, permanecendo como proprietária dos ativos nesses casos. Esses segmentos incluem áreas rurais com menor densidade de clientes e soluções de RED para populações de baixa renda, menos atraentes para o mercado competitivo.

Distribuidora concorrendo com terceiros

Essa abordagem permite que os clientes optem entre sua concessionária de serviços públicos e outros fornecedores, dando poder de escolha ao consumidor. Nesse modelo, é necessário cuidado para traçar apropriadamente a linha entre os mercados nos quais a concessionária poderia participar e aqueles em que ela não poderia.

Distribuidora operando microplataformas

Seria a hospedagem dos ativos de RED para o atendimento do mercado local, sendo isso definido prioritariamente por capacidades transacionais, e não por arquitetura física. Isso poderia incluir funções para troca de energia *peer-to-peer*, agregação e coordenação de recursos para atender às necessidades do balanço de energia. Essa ação permitiria que os RED ganhassem escala e as distribuidoras passariam a poder competir com menor grau de risco. Além disso, poderiam ter diferentes tipos de RED em seu portfólio, tornando possível o gerenciamento de risco e a exploração de complementariedade dos recursos.

Protagonismo à empresa distribuidora

Esse modelo de negócios confere protagonismo às distribuidoras no cenário de difusão de RED, seja pelo lado da geração (já abordado no item anterior), seja pelo lado da demanda. Pelo lado da demanda, as distribuidoras precisariam estabelecer uma nova forma de relacionamento com os consumidores a partir de programas de resposta da demanda, sejam eles baseados em incentivos ou preços. Contando com recursos técnicos, regulatórios e comerciais adequados, a distribuidora poderia definir o uso prioritário de determinadas cargas, por meio dos programas de incentivo ou preço adaptados à realidade dos consumidores, e possibilitando novos modelos de comercialização de energia e de eficiência energética, beneficiando tanto a empresa quanto o consumidor.

BENEFÍCIOS PARA O SISTEMA ELÉTRICO DAS AÇÕES DA DISTRIBUIDORA PROTAGONISTA

- Controle da capacidade dinâmica para amortecimento do consumo de ponta, com a agregação dos painéis fotovoltaicos, inversores inteligentes, armazenamento e cargas controláveis. O objetivo será a redução da demanda de ponta nos sistemas de distribuição, postergando investimentos.
- Flexibilização dinâmica da rampa de geração, com o controle dinâmico de RED para o suporte imediato de energia em períodos de pontas locais e no sistema.
- Controle de tensão e suporte de reativos, com a utilização de inversores inteligentes, os quais podem melhorar a qualidade de energia, reduzir o consumo e perdas na rede.
- Confiabilidade e resiliência com a instalação de armazenamento ao longo da rede.

De forma específica, podem-se exemplificar três modelos distintos de negócios para a distribuidora do ponto de vista da propriedade ou do financiamento dos ativos e da aquisição de energia, sendo:

CONCESSIONÁRIAS COMO PROPRIETÁRIAS DOS ATIVOS

A concessionária de distribuição é a proprietária dos ativos de geração e responsável pela instalação, operação e manutenção da infraestrutura de geração em locais da própria concessionária ou de clientes residenciais e comerciais. O principal obstáculo para implementar esse modelo decorre do fato de que as distribuidoras brasileiras não podem ser proprietárias de geração. Para assumir a propriedade das plantas geradoras, as distribuidoras têm a possibilidade de criar novas empresas pertencentes à *holding* do grupo econômico que controla a distribuidora, mantendo operações separadas.

CONCESSIONÁRIA COMO FINANCIADORA DE ATIVOS

Refere-se à provisão de financiamento e outros serviços relacionados para proprietários de sistemas de geração distribuída, sejam consumidores ou outros atores que instalam as próprias infraestruturas de geração. Nesse arranjo, as distribuidoras realizam também as atividades de contratação de energia em grandes blocos para revenda aos consumidores, havendo a vantagem de não assumir os riscos da operação e manutenção da geração distribuída, que são restritos aos provedores de energia. O maior óbice à implementação desse modelo ao mercado brasileiro está no fato de que as distribuidoras não têm cobertura regulatória para realizar esse tipo de operação.

AQUISIÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA DISTRIBUÍDA POR CONCESSIONÁRIAS

Esse modelo de negócios está previsto na Lei nº 10.848/04 e se fundamenta na contratação, por distribuidoras, de geração distribuída produzida por terceiros, a partir de suas próprias instalações.

► Comentários Finais

A introdução de recursos energéticos distribuídos, localizados nas instalações dos consumidores ou próximos à demanda e conectados à rede de distribuição, provocará alterações no paradigma de operação de tais redes. Com o aumento da penetração dos RED, haverá alterações no padrão de consumo de energia e nas possibilidades de comercialização dos novos serviços e produtos decorrentes dos RED. Assim, além dos desafios de operação, surgirão novas questões relacionadas ao planejamento e no âmbito técnico-econômico.

Atualmente, a previsão da demanda para as distribuidoras é definida para um horizonte relativamente longo, em torno de cinco anos. Dessa forma, a evolução da rede segue uma estratégia previamente definida, com pequenas alterações causadas pelos desvios da demanda em relação ao previsto. Nesse novo cenário, no entanto, esse horizonte planejamento torna-se um desafio. Primeiramente, por considerar que a maior parte da geração distribuída é constituída por fontes intermitentes, cuja previsão de disponibilidade é mais restrita em curto prazo. Além disso, pela incerteza em relação ao comportamento de um novo integrante do processo de expansão da rede: o prosumidor.

Assim, a maior presença de RED atrás dos medidores, ou seja, sob o controle dos consumidores, indica a necessidade de mudanças nos processos de planejamento e de operação do sistema elétrico, tradicionalmente adotados para as redes de distribuição. As concessionárias terão que negociar sua participação na expansão e operação da rede com esse novo integrante do cenário energético. Isso será possível por meio de um arranjo regulatório favorável à nova situação e de programas de incentivos, que os orientem a adotar práticas de geração e de consumo que contribuam para uma otimização da operação da rede de distribuição.

Nesse processo, a digitalização das redes elétricas torna-se importante. A sinergia e a complementaridade estabelecidas entre os recursos energéticos distribuídos e as *smart grids* formam o núcleo central do processo tecnológico que está em implantação nas redes de distribuição. Com essa sinergia, será possível modificar a forma de operação das redes.

PARA MAIS INFORMAÇÕES

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: Aneel, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: Aneel, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, Revisão 7**. Brasília: Aneel, 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 26 jun. 2020.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. Demand response in electricity markets: an overview. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Anais [...]**. p. 1-5. Tampa, 2007. DOI: 10.1109/PES.2007.385728. Acesso em: 26 jun. 2020.

ARÍN, R. C. **Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grid technologies**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica [?]) – Universidade Pontificia de Comillas. Madri, 2013.

ASMUS, P. Transforming the market for virtual power plants with advances in energy storage. **Energy Storage News**, Londres, 1º nov. 2016. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/blogs/transforming-the-market-for-virtual-power-plants-with-advances-in-energy-st>. Acesso em: 12 maio 2020.

BALAN, M. H. *et al.* Optimal investment allocation for supplying isolated systems by renewable energy plants. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE), 12., 2017, Mar del Plata. **Anais [...]**. Mar del Plata, 2017. p. 12-15.

BHATNAGAR, D. *et al.* **Market and policy barriers to energy storage deployment: a study for the energy storage systems program**. Oak Ridge: Sandia Report, 2013. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2013-7606.pdf>. Acesso em: 24 maio 2020.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, 1995. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18987cons.htm. Acesso em: 26 jun. 2020.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Lei regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica,

e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 26 jun. 2020.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica**: evolução tecnológica nacional no segmento de distribuição de energia elétrica. v. 5. Brasília: CGEE, 2017. Disponível em: <https://energia.cgee.org.br/documents/923365/1026936/Volume+5-8+Evoluc%CC%A7a%CC%83o+tecnolo%CC%81gica+nacional+no+segmento+de+distribuic%CC%A7a%CC%83o+de+energia+ele%CC%81trica.pdf/df3d-8370-b2d0-44be-ae84-989dd32ba686?version=1.2>. Acesso em: 26 jun. 2020.

CIGRÉ STUDY COMMITTEE, TB 37. **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system**. Paris, 1999. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/137-impact-of-increasing-contribution-of-dispersed-generation-on-the-power-system>. Acesso em: 26 jun. 2020.

CIGRÉ TECHNICAL BROCHURE 721. **The impact of battery systems on distribution networks**. Paris, 2018. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/721-the-impact-of-battery-energy-storage-systems-on-distribution-networks>. Acesso em: 26 jun. 2020.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, [S/l.], v. 8, n. 2, p. 19-25, 2002. DOI: 10.1109/2943.985677. Acesso em: 26 jun. 2020.

ENERGY STORAGE ASSOCIATION (ESA). **Energie storage technologies**. Washington, 2018. Disponível em: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. Acesso em: 20 maio 2020.

FANG, C. *et al.* Business models for demand response aggregators under regulated power markets. **CIRED – Open Access Proceedings Journal**, Berlim, v. 2017, n. 1, p. 1614-1617, 2017. DOI: [10.1049/oap-cired.2017.1023](https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1023). Acesso em: 26 jun. 2020.

FERRAZ, B. M. P. **Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UFRGS. Porto Alegre, 2016.

FRANTZIS, L. *et al.* Photovoltaics business models. **National Renewable Energy Laboratory**, Massachusetts, 2008. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42304.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

FRÍAS, P. *et al.* Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S/l.], v. 31, n. 9, p. 445-451, out. 2009. DOI: [10.1016/j.ijepes.2009.03.001](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.001). Acesso em: 26 jun. 2020.

GERARD, H.; RIVERO PUENTE, E. I.; SIX, D. Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework. **Utilities Policy**, Waltham, v. 50, p. 40-48, fev. 2018. DOI: [10.1016/j.jup.2017.09.011](https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.09.011). Acesso em: 26 jun. 2020.

GRIDWISE. **GridWise transactive energy framework**, version 1.0, 2015. Disponível em: . Acesso em: 26 jun. 2020.

HAJIBANDEH, N. *et al.* The mutual impact of demand response programs and renewable energies. a survey. **Energies**, Basel, v. 10, p. 1-18, set. 2017. DOI: 10.3390/en10091353. Acesso em: 26 jun. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Distributed generation in liberalized electricity markets. **OECD/IEA**, Paris, 2002. Disponível em: <https://www.iea.org/newsroom/news/2002/june/2002-06-25-.html>. Acesso em: 17 jun. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Transition to sustainable buildings: strategies and opportunities to 2050. **OECD/IEA**, Paris, 2013. Disponível em: <https://www.iea.org/etp/buildings>. Acesso em: 17 jun. 2020.

MA, Z.; BILLANES, J.D.; JØRGENSEN B. N. Aggregation potentials for buildings: business models of demand response and virtual power plants. **Energies**, Basel, v. 10, p. 1-19, 2017. DOI: 10.3390/en10101646. Acesso em: 26 jun. 2020.

MARIOTTO, F. T. *et al.* Impactos econômicos de veículos elétricos na rede de distribuição de energia elétrica Brasileira. In: LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE), 12., 2017, Mar del Plata. **Anais [...]**. Mar del Plata, 2017. Disponível em: <http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/12-040.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

MARTINS, J. F. *et al.* Smart homes and smart buildings. In: BIENNIAL BALTIC ELECTRONICS CONFERENCE (BEC2012), 13., Tallinn, 2012. **Anais [...]**. Tallin, 2012. DOI: [10.1109/BEC.2012.6376808](https://doi.org/10.1109/BEC.2012.6376808). Acesso em: 26 jun. 2020.

MEDINA, J.; MULLER, N.; ROYTELMAN, I. Demand response and distribution grid operators: opportunities and challenges. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S/l.], v. 1, n. 2, p. 193-198, 2010. DOI: [10.1109/TSG.2010.2050156](https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2050156). Acesso em: 26 jun. 2020.

MEEUS, L.; GLACHANT, J.-M. **Electricity network regulation in the EU**. Northampton: Edward Elgar, 2018.

NAVIGANT RESEARCH. **Microgrids & VPPS**. Chicago, 2016. Disponível em: <https://www.navigant.com/-/media/www/site/events/2016/pdfs/pasmus--amo-11316.pdf>. Acesso em 20 jun. 2020.

PELUFFO, M. Defining today's intelligent building. **Commscope**, Hickory, 27 maio 2015. Disponível em: <http://www.commscope.com/Blog/Defining-Todays-Intelligent-Building>. Acesso em: 7 abr. 2020.

PENTALATERAL ENERGY FORUM (PENTA SGIII). **Expert group 2 on demand side response: final document**. 2017. Disponível em: http://www.benelux.int/files/1215/1749/6862/Penta_EG2_DSR_Paper.pdf. Acesso em: 5 maio 2020.

PÉREZ-ARRIAGA, I.; KNITTEL, C. **Utility of the future**. Massachusetts: Instituto de Tecnologia de Massachusetts, 2016. Disponível em: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

PIETRUSZKO, S. M. Feed-In tariff: the most successful support program. *In: IEEE WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONFERENCE*, 4., 2006. Waikoloa. **Anais [...]**. Waikoloa, 2006. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279742. Acesso em: 26 jun. 2020.

PUDJIANTO, D.; RAMSAY, C.; STRBAC, G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable. Power Generation*, [S/l.], v. 1, n. 1, p. 10-16, mar. 2007. DOI: [10.1049/iet-rpg:20060023](https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20060023). Acesso em: 26 jun. 2020.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN 21). Global status report. **Renewables 2018**, Paris, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/gsr-2018>. Acesso em: 20 maio 2020.

ROCK MOUNTAIN INSTITUTE (RMI); AEE INSTITUTE (AEEI); AMERICA'S POWER PLAN (APP). **New utility business models are key to energy transition, new report says**. Orlando, 12 mar. 2018. Disponível em: <https://rmi.org/press-release/new-utility-business-models-are-key-to-energy-transition>. Acesso em: 26 jun. 2020.

SABOORI, H.; MOHAMMADI, M.; TAGHE, R. Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types. *In: 2011 ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE*, 2011, Wuhan. **Anais [...]**. Wuhan, 2011. DOI: [10.1109/APPEEC.2011.5749026](https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749026). Acesso em: 26 jun. 2020.

US DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them**. Washington: DOE, 2006. Disponível em: <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2020.

VAZQUEZ, S. *et al.* Energy storage systems for transport and grid applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S/l.], v. 57, n. 12, p. 3881-3895, dez. 2010. DOI: 10.1109/TIE.2010.2076414. Acesso em: 26 jun. 2020.

Empresas Executoras



DeSenemont

Empresas Patrocinadoras

