

TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Microgeração, Outras Tendências e Dilemas

Elaborado por:

LUIZ GEREMIAS DE AVIZ

Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA em Setor Elétrico

Prof. Orientador:

Fabiano Simões Coelho

Curitiba
julho/2017

LUIZ GEREMIAS DE AVIZ

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Microgeração, Outras Tendências e Dilemas

Prof. Fabiano Simões Coelho
Coordenador Acadêmico

Prof. Fabiano Simões Coelho
Orientador do TCC

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico 1/2015 de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Curitiba – PR
2017

O Trabalho de Conclusão de Curso

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Microgeração, Outras Tendências e Dilemas

elaborado por Luiz Geremias de Aviz e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do MBA do Setor Elétrico 1/2015, Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de 2017.

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho

Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho

Dedicatória
Foram mais de vinte finais de semana (entre junho/2015 e maio/2017) presenciais e dedicados ao curso, além de mais de dois meses de outras agendas vinculadas. Assim, também, pela paciência e colaboração, dedico o presente trabalho à Denise e ao Paulinho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Professora Gisele Monteiro (Disciplina de Comercialização de Energia Elétrica e Leilões) por atender consulta inicial ao plano do trabalho.

Agradeço ao Professor Paulo Eduardo Steele Santos (Disciplina de Revisão Tarifária) por indicação de publicação estrangeira afeta ao tema.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Luiz Geremias de Aviz, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico - Turma 1/2015 do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia do Mercosul – ISAE/MERCOSUL, no período de 26 de junho de 2015 a 2 de agosto de 2017, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso (TCC) intitulado: **DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Microgeração, Outras Tendências e Dilemas**, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, Pr, de julho de 2017.

Luiz Geremias de Aviz

Sumário

RESUMO	11
1 INTRODUÇÃO.....	12
2 REFERENCIAL TEÓRICO RELACIONADO À DISTRIBUIDORA E AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS).....	13
2.1 A ENERGIA ELÉTRICA: CONCEITO, UTILIZAÇÃO E OBJETO DE EXPLORAÇÃO INDUSTRIAL E EMPRESARIAL	15
2.2 O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A PARTICIPAÇÃO NELE DA DISTRIBUIDORA COMO AGENTE ECONÔMICO	19
2.3 ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA ELÉTRICA NO BRASIL, O SIN, O ONS E A CCEE NO MERCADO DE ELETRICIDADE E A POSIÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS	23
2.3.1. A distribuidora	23
2.3.2. A geradora.....	25
2.3.3. A transmissora.....	27
2.3.4. A comercializadora.....	27
2.3.5. O SIN e o ONS.....	28
2.3.6. A CCEE.....	29
2.4 A ATIVIDADE EMPRESARIAL DA DISTRIBUIDORA	31
2.4.1. O sistema elétrico de distribuição.....	32
2.4.2. A regulação incidente sobre a distribuidora e o segmento de distribuição.....	33
2.5 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)	36
2.5.1 REDs - Introdução.....	37
2.5.2 Geração Distribuída e microgeração.....	38
2.5.3 Armazenamento de energia elétrica.....	39
2.5.4 Eficiência energética.....	41
2.5.5 Gerenciamento da demanda.....	42
2.5.6 A Distribuidora do futuro - Estudo MIT (EUA)	45
3 ESTUDO DE CASO INCIDENTE NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIDORA – MICROGERAÇÃO SOLAR (FOTOVOLTAICA)	47

3.1	A REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL PARA A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	48
3.2	O MICROGERADOR FOTOVOLTAICO DE ENERGIA ELÉTRICA E OS PREPARATIVOS PARA INSTALAÇÃO	50
3.3	INSTALAÇÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UNIDADE DE CONSUMO DE BAIXA TENSÃO	52
3.3.1.	Baixa tensão - Grupo B-1.....	52
3.3.2.	Solicitação do acesso à rede de distribuição de energia elétrica.....	53
3.3.3.	Parecer de acesso expedido pela distribuidora.....	55
3.3.4.	O sistema de medição (responsabilidade da distribuidora).....	55
3.3.5.	Microgeração distribuída fotovoltaica: contratação - adesão - relacionamento operacional.....	56
3.3.6.	Incidência de Impostos Federais e Estaduais.....	57
3.3.7.	Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	58
3.3.8.	A realização do faturamento quando a microgeração distribuída é instalada no mesmo local de consumo.....	59
3.3.9.	Exemplo - consumidor Grupo B (baixa tensão) que instala microgeração distribuída fotovoltaica - faturamento pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	60
4	ANÁLISE - MERCADOS CATIVO E LIVRE – TENDÊNCIAS NO ÂMBITO DA DISTRIBUIDORA FACE AOS REDs.....	62
4.1	MERCADO E CONSUMIDORES LIVRES	62
4.2	DISTRIBUIDORA COMO EMPRESA "FIO"	65
4.3	TENDÊNCIAS QUE JÁ SE OSBERVAM NO ÂMBITO DA DISTRIBUIDORA.....	66
4.4	OS REDs E AS TENDÊNCIAS FUTURAS.....	67
5	CONCLUSÃO.....	77
6	Bibliografia.....	80
	REFERÊNCIAS.....	81

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.....	21
Tabela 1 – Empreendimentos em Operação.....	25
Figura 2 – Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10kW.....	54
Tabela 2 – Faturamento Trimestral (consumidor Grupo B-1)	60
Tabela 3 – Faturamento Anual.(consumidor Grupo B-1)	61



SIGLAS E ABREVIACÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública (ANEEL)
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BIG	Banco de Informações da Geração
CCD	Contrato de Conexão da Distribuição
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER	Contrato de Energia de Reserva
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Bens e Serviços
kV	QuiloVolt
kW	QuiloWatt
kWh	QuiloWattthora
MBA	Master in Business Administration
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PRORET	Procedimentos de Revisão Tarifária
RBSE	Rede Básica do Sistema Elétrico
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa ANEEL
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
V	Volt

RESUMO

A monografia tem por objeto analisar, a partir da legislação e regulação incidentes, a distribuição de eletricidade (potência e energia), atividade empresarial típica, monopolista, centralizada e fortemente regulamentada. Uma das finalidades da distribuição é atender ao consumidor final de mercado cativo através do fornecimento exclusivo por distribuidora. A atividade vem sofrendo transformações. Com base em tal análise identifica-se tendência de redução do mercado cativo no que concerne ao fornecimento exclusivo de energia elétrica e de progressiva incorporação de REDs (recursos energéticos distribuídos) às instalações operadas e controladas por distribuidoras, configurando pressões para mudanças regulatórias, comerciais e operacionais. Avançando-se, constata-se que as questões suscitadas na monografia coincidem com as preocupações e propostas de aprimoramento do modelo do setor elétrico recentemente lançada em Consulta Pública pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

Palavras-chave: distribuição de energia elétrica, distribuidora, recursos energéticos distribuídos, REDs, regulação da distribuição, disrupção.

1 INTRODUÇÃO

A utilização da eletricidade como bem da sociedade para fins públicos, particulares, comerciais, industriais e outros, vem se dando acerca de 120 (cento e vinte) anos.

Até o presente a viabilização massiva dessa utilização visando a universalização do atendimento tem se dado de forma centralizada, conferindo-se a um agente empresarial (de distribuição de energia elétrica - a distribuidora) delegação para a exploração da atividade e para realizar o fornecimento (monopolista) ao consumidor final, participante de um mercado cativo.

Esse tradicional perfil da atividade da distribuidora tem se alterado com o surgimento nos últimos tempos de novas tecnologias e processos chamados recursos energéticos distribuídos (REDs), que incrementaram o aproveitamento de fontes renováveis de geração de energia elétrica (em especial a solar e a eólica) ao longo das redes elétricas operadas e controladas por distribuidoras, e, que, por suas inovações, permitiram melhorar (pelos lados da oferta e do consumo) a eficiência energética e o gerenciamento da demanda elétrica através de novos sistemas e equipamentos, (inclusive novas baterias de armazenamento de energia).

Ademais, a redução do mercado cativo e/ou ampliação do mercado livre, são aspectos que representam tendência de a distribuidora vir a tornar-se exclusivamente “empresa fio”.

Sem ser exaustiva a presente monografia tem por objetivo analisar, a partir da regulação a que está sujeita a distribuição de energia elétrica, a transição porque passa a atividade. Dessa transição dois fenômenos são destacados: (i) redução do mercado cativo no que concerne ao fornecimento exclusivo de energia elétrica; e (ii) progressiva incorporação de REDs (recursos energéticos distribuídos) às instalações operadas e controladas por distribuidoras. Ambos configuram pressões para mudanças regulatórias, comerciais e operacionais. Coincidentes com a observação dos fenômenos mencionados e com a análise realizada neste trabalho, as conclusões e sugestões contidas na proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico referida na NOTA TÉCNICA nº 5/2017/AEREG/SE, expedida pelo MME (Ministério de Minas e Energia), ora em Consulta Pública, corroboram as conclusões ao final.

2 REFERENCIAL TEÓRICO RELACIONADO À DISTRIBUIDORA E AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)

Examinar o agente econômico setorial de distribuição de energia elétrica (a distribuidora) é enfocar o segmento da indústria que tem por objetivo tratar da distribuição de potência e de energia elétricas com vistas a atender um consumidor final num mercado específico. Aquele com maior capilaridade de inserção na sociedade, considerando que as redes elétricas chegam ou deveriam chegar a cada residência ou unidade de consumo para permitir o fornecimento.

A energia elétrica é considerada essencial e por isso um bem que tem de ser expandido o mais amplamente.

Tanto assim que constitui um dos mais importantes mercados econômicos, em todos os países.

Nesse mercado, a atividade da distribuidora é considerada monopolista:

São quatro as razões principais para o surgimento de um monopólio (Mansfield (1985)). Primeiro, uma única empresa pode controlar completamente o suprimento de um insumo básico para a indústria. Segundo, uma empresa pode se tornar monopolista porque seu custo unitário de produção atinge um mínimo para uma quantidade de mercadoria suficiente para atender todo o mercado. Estes são os chamados monopólios naturais. Terceiro, a empresa pode obter o monopólio sobre a produção de uma mercadoria, por possuir patentes dos processos de produção utilizados. Quarto, a empresa pode se tornar um monopólio por regulamentação governamental limitando a entrada de concorrentes no mercado. (BITU e BORN, 1993, p. 90).

No Brasil, a distribuidora, por contrato com o Poder Concedente, a União Federal, é a única fornecedora do serviço na área territorial objeto da concessão de que é titular. Também é detentora dos ativos compreendidos nas instalações de distribuição (redes elétricas em tensões específicas, subestações e outros equipamentos), bem como é titular de relação contratual pela qual é obrigada ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor final da área territorial da distribuidora, e mediante a arrecadação de tarifas (preços públicos fixados pela ANEEL).

No mundo, os sistemas de distribuição de energia estão se tornando menos centralizados à medida que um mix de recursos passa a integrar a rede através dos recursos energéticos distribuídos (REDs).

Assim, novas opções para gerar/produzir e fornecer/consumir energia elétrica emergem integrados ao próprio sistema elétrico de distribuição.

Estudo internacional recentemente publicado sob o título “*Utility of the Future - An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*” (RAANAN MILLER, 2016)¹, é trazido para esta pesquisa em alguns de seus apontamentos demonstrando a atualidade, interesse e preocupações com o tema. Foca no que poderá ser a “distribuidora do futuro”, realçando uma iniciativa em busca de respostas para uma indústria em transição. Trata da distribuidora, ou seja, do mercado centralizado (*top-down*) de distribuição de energia elétrica e aborda os REDs ou, como lá mencionado, “*DERs*²” (*distributed energy resources*), sendo caracterizados como descentralizados e dispersos, compreendidos como geração/produção de energia elétrica ou recursos incorporados à rede elétrica no âmbito da distribuidora.

Estudos acadêmicos, técnicos e de mercado têm apontado para alterações de perfil e de escopo dessa atividade, a exemplo da publicação em maio de 2016 realizada pela FGV Energia que:

“(...) traz uma reflexão sobre Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e sua inserção no mercado de energia elétrica brasileiro. A geração distribuída, a eficiência energética, o gerenciamento de demanda e o armazenamento de energia compõem esse elenco de recursos que, atuando proximo ao uso final da energia, é capaz de oferecer soluções – tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda – que contribuam para o equilíbrio no atendimento energético. (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 5).

Não obstante, e eventualmente por interesse e iniciativa do consumidor, os REDs são instalados sob a responsabilidade da distribuidora que detém a exclusividade para construir, operar e expandir redes elétricas e demais instalações associadas, bem como, fornecer energia elétrica e prestar os demais serviços públicos inerentes ao atendimento de consumidor final.

1 MILLER, RAANAN (Cambridge Ma). Mit (Org.). *UTILITY OF THE FUTURE: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Cambridge, Ma 02139: Copyright © 2016 Massachusetts Institute Of Technology All Rights Reserved, 2016. 384 p. (Full Report). In collaboration with IIT-Comillas Pontifical University. Disponível em: <<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>>. Acesso em: 06 abr. 2017

² “*Decentralized*”, “*dispersed*” and “*embedded generation or resources*” are also terms commonly used to refer to *DERs*. (Miller, Raanan, 2016 - *MIT Energy Initiative: Utility of the Future, CHAPTER 1: A Power Sector in Transition*, p. 2).

Assim, ônus ou benefícios à rede elétrica trazidos por intervenção de terceiros, terão que passar pelo crivo da distribuidora.

A seguir aborda-se de forma minudente como se constitui a distribuidora em sua estrutura e em seus aspectos fundamentais de agente econômico setorial de distribuição de energia elétrica, apresentando-se o referencial teórico, organizacional e relacional que a envolve.

Referencial teórico é apresentado também para cada modalidade dos REDs, com suas tendências futuras e influência no segmento de distribuição de energia elétrica.

2.1 A ENERGIA ELÉTRICA: CONCEITO, UTILIZAÇÃO E OBJETO DE EXPLORAÇÃO INDUSTRIAL E EMPRESARIAL

Torna-se oportuno apresentar os conceitos essenciais relativos ao objeto da atividade desenvolvida pela distribuidora envolvendo a manipulação da eletricidade, as definições do que seja a energia elétrica e sua utilização, além da forma como se dá sua exploração industrial e empresarial.

A energia elétrica tornou-se a partir do final do século XIX bem e insumo indispensáveis à sociedade moderna, e um dos principais vetores balizadores da economia em geral.

Considerada a energia em sentido amplo como a capacidade de realizar um trabalho, em sentido estrito a eletricidade é manifestação que decorre da conversão da energia produzida a partir de fontes de naturezas diversas (hidráulica, térmica, nuclear, solar, eólica e outras).

A utilização da energia elétrica se dá como corrente elétrica.

Consolidada em importância estratégica por causa das suas crescentes repercussões sociais, econômicas, políticas e ambientais, a evolução da utilização da energia elétrica deu-se em ciclos de desenvolvimento econômico dos países em paralelo com o desenvolvimento científico e tecnológico.

Walter Tolentino Álvares ao consolidar amplo estudo que culminou com a reconhecida sistematização do direito da eletricidade, apresentou o seguinte conceito jurídico da eletricidade:

o conceito jurídico de eletricidade abrange três elementos integrantes básicos: a) o fenômeno físico da eletricidade; b) utilização da corrente elétrica; e c) repercussão econômica.

Estes três elementos básicos quando se apresentam conjugados, quando funcionam relacionados, corporificam o conceito de eletricidade, como objeto de um direito próprio.

Por conseguinte, se é gerada energia elétrica (fenômeno físico da eletricidade) e utilizada por uma comunidade com vantagens econômicas, temos neste todo um fenômeno jurídico novo, que é a eletricidade, como figura jurídica.

Na verdade, quando o direito passa a disciplinar a eletricidade, o seu objetivo não é o fenômeno físico estritamente, e, conquanto também seja ele visado, a lei envolve-o pelas camadas de utilização e repercussão econômica. Este conjunto é que forma o conceito jurídico de eletricidade.

Quem quer que examine os textos legais sobre energia elétrica verá como neles estão entrosadas disposições emprestadas à eletrotécnica e referentes ao fenômeno físico da eletricidade, ao lado de dados sobre a utilização da corrente e suas consequências econômicas. (ÁLVARES, 1978, p.72-73).

O Decreto Federal nº. 41019, de 26.02.1957, dispõe no artigo 2º. que “são serviços de energia elétrica os de produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica, quer sejam exercidos em conjunto, quer cada um deles separadamente”, dispondo no artigo 3º que: “o serviço de produção de energia elétrica consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem”.

Para ajudar no conhecimento do fenômeno elétrico vale apresentar as noções sobre energia elétrica e sua utilização, extraídas da obra “Consumo de Energia Elétrica” do autor Armando Suárez Garcia, importante engenheiro e advogado atuante no setor elétrico brasileiro em concessionárias de distribuição de energia elétrica.

São selecionadas a seguir transcrições do original, inclusive quanto aos grifos em negrito, discorrendo de forma clara e didática, e de grande interesse para o entendimento dos conceitos fundamentais, conforme as seguintes passagens destacadas:

Eletricidade não é mais do que um acúmulo de cargas infinitesimais que, em determinadas circunstâncias, se manifestam na matéria, em virtude de um desequilíbrio de sua estrutura atômica. O movimento destas cargas, denominados elétrons, ao longo de um condutor, constitui o fenômeno da corrente elétrica. (GARCIA, 2011, p. 30).

MAGNITUDES ELÉTRICAS BÁSICAS

(...) A compreensão dos problemas vinculados ao fornecimento de energia elétrica requer, quando menos, um conhecimento elementar da matéria, notadamente no que diz respeito às características que permitem sua identificação particularizada, às propriedades que em cada caso apresenta, o que só poderá ser feito mediante a definição das unidades que permitem medir magnitudes elétricas.

(...) **Intensidade de Corrente – “A”** (...) é a quantidade de eletricidade que em um determinado lapso temporal atravessa o condutor. Medida em Amperes, é vulgarmente conhecida como Amperagem.

Tensão ou Diferença de Potencial – “V” (...) a quantidade de eletricidade em igual espaço temporal aumentará com a tensão. É medida em Volts, pelo que também é conhecida como Voltagem.

Resistência – “R” – Reatância – “X”- Impedância – “Z” – Estas magnitudes representam a oposição do condutor ao passo da corrente, (...), esta oposição ao passo da corrente provoca o aquecimento do condutor (...) Sem adentrar em profundidade, diremos que a resistência tem a ver com a natureza do material, ocorrendo tanto em corrente elétrica contínua quanto alternada, ao passo que a reatância, de caráter eletromagnético, só se manifesta em corrente alternada, especialmente nas bobinas dos equipamentos. A impedância é uma combinação de ambas, que logicamente só existe em se tratando de corrente alternada desde que a reatância é um dos seus componentes. (GARCIA, 2011, p. 32 e 33).

COMBINAÇÃO DAS MAGNITUDES ELÉTRICAS BÁSICAS – ENERGIA E POTÊNCIA

Energia Elétrica – “E” – (...) Sendo a intensidade de corrente a quantidade de leticidade na unidade de tempo, chegamos facilmente à expressão matemática da energia elétrica, que é simplesmente: $E = V \times A \times t$.

Potência Elétrica – “P” – É a energia na unidade de tempo, de forma que a fórmula para determiná-la é a singela expressão $P = V \times A$. Ou, por outras palavras, a energia dividida pelo tempo.

Não podemos deixar de ressaltar a fundamental importância da distinção clara e perfeita entre esses dois conceitos.

A Energia representa o efetivo trabalho ao longo do tempo, servindo para determinar o proveito da utilização da eletricidade, mas não para dimensionar as instalações. A Potência representa a energia necessária em um determinado momento, não sendo essencial para a mensuração do benefício obtido pelo usuário, mas sendo fundamental para o dimensionamento das instalações. (...) (GARCIA, 2011, p. 35).

(...) **FREQUÊNCIA – “F”** – Em corrente alternada as magnitudes de tensão e frequência não são constantes, pois oscilam no tempo, passando de um valor zero para um outro máximo positivo, voltando a zero e passando por um ponto máximo negativo, seguindo uma linha chamada senoidal e que é o gráfico da função trigonométrica denominada cosseno.

Este fenômeno oscilatório se repete um determinado número de vezes por segundo, o que é conhecido como frequência, que é medida em Hertz – Hz.

No Brasil, nos EUA e em alguns outros países, a frequência de 60 (sessenta) Hz, ao passo que na Argentina, Paraguai e na Europa é de 50 (cinquenta) Hz (...) (GARCIA, 2011, p. 36).

A ENERGIA EM CORRENTE ALTERNADA

Conforme exposto, a potência nada mais é do que a energia na unidade do tempo. A *contrario sensu*, a energia será a potência multiplicada pelo tempo.

Como a potência aparente apenas interessa para o dimensionamento de equipamentos, nos limitaremos a analisar os casos da ativa e da reativa.

Energia Ativa

É o produto da Tensão pela Corrente, pelo Cosseno de Φ (phi) e pelo tempo em horas. $E_a = V \cdot A \cdot \cos \Phi \cdot h$.

É medida em Wh, kWh, Mwh ou GWh, ou seja, Watts`s hora, Kilowatts`s hora, Megawatts`s hora ou Gigawatts`s hora.

Sendo a corrente variável ao longo do dia, eis que, como já exposto, dependerá da carga que ao circuito for conectada, ou por outra forma, dos equipamentos que forem ligados, a determinação da energia consumida é feita mediante medidores que integram, somam os valores utilizados ao longo do tempo.

Energia Reativa

Representa o produto da Tensão pela Corrente, pelo Seno de Φ e pelo tempo em horas. $E_r = V \times A \times \sin \Phi \times h$.

É medida em varh, kvarh ou Mvarh, ou seja, voltamperes reativos hora. Kilovoltamperes reativos hora ou megavoltamperes reativos hora.

À semelhança da ativa, é medida ao longo do tempo de utilização mediante medidores especialmente concebidos para esta finalidade, ou mesmo com a utilização de medidores comuns de energia ativa, aos quais é acoplado um transformador defasador, que fará com que o medidor veja o seno do ângulo Φ no lugar do seu cosseno.

Fundamental a compreensão deste curioso fenômeno, que apenas ocorre em se tratando de corrente alternada, para entender o porquê da cobrança da energia reativa, eis que, ainda que não seja utilizada pelo consumidor, depende da carga por ele instalada e está presente nos circuitos elétricos, influenciando seu carregamento e contribuindo para as perdas neles ocorridas na mesma proporção da energia ativa, proveitosamente utilizada.

Considerando a inevitabilidade da presença de energia reativa nos circuitos de corrente alternada, o Regulador estabelece limites para o fator de potência, aplicáveis principalmente às instalações de maior

porte, notadamente às indústrias atendidas em alta tensão, mas podendo também ser aplicados aos usuários conectados em baixa tensão, sendo autorizada a cobrança da energia e da demanda reativas se forem ultrapassadas. (...)

Não adentraremos aqui na natureza e aspectos técnicos dos capacitores, bastando dizer que, em corrente alternada, têm um efeito oposto ao das bobinas, dando lugar a uma energia reativa de sentido contrário à originada por estas e neutralizando ou reduzindo, portanto, seus efeitos como fator determinante da circulação indesejada deste componente. (GARCIA, 2011, p. 40 e 41).

INSTALAÇÕES MONOFÁSICAS, BIFÁSICAS E TRIFÁSICAS PARA USO DOMÉSTICO

Normalmente e em especial para fins de comercialização, a energia elétrica é gerada, transportada e transformada em sua modalidade trifásica, isto é, com três condutores conectados cada um deles a uma das “fases” do sistema.

(...) nos sistemas trifásicos, especialmente nos destinados à distribuição de energia elétrica, há usualmente um ponto neutro nos transformadores das subestações, aterrado solidamente, e, nos transformadores de distribuição destinados ao fornecimento da etapa final, um condutor denominado neutro, também aterrado. A tensão entre cada uma das Fases e o Neutro será $\sqrt{3}$ (raiz quadrada de três) = 1,732 vezes inferior à existente entre fases, de tal forma que se a tensão entre fases é 220 V, entre uma das fases e o neutro será de $220/\sqrt{3}$ (raiz quadrada de três) = 127,6 V. Se entre fases for de 380 V, como em muitas indústrias ocorre, a de fase-neutro será de $380/\sqrt{3}$ (raiz quadrada de três) = 220 V.

Dito isso, já podemos discorrer sobre o que sejam sistemas monofásicos, bifásicos e trifásicos, tendo presente que a circulação da corrente elétrica exige sempre circuitos “fechados”, de tal forma que de qualquer ponto seja possível percorrer ininterruptamente a instalação inteira, através dos condutores, da carga e das bobinas do transformador ou gerador, para chegar ao mesmo lugar.

Do contrário, se o circuito for aberto, como ocorre ao acionar o interruptor de uma lâmpada, haverá tensão nos condutores, mas não circulação de corrente.

Instalações Monofásicas

Formadas por dois condutores, um deles conectado a uma das fases e outro ao neutro. A tensão disponível será de 127,6 V.

É utilizado esse sistema para o atendimento a residências de porte médio ou reduzido, que não requeiram uma grande quantidade de energia.

Note-se que, em sendo a tensão baixa, os fios condutores no interior da residência deverão ser mais grossos, pois do contrário ocorrerá o aquecimento dos mesmos, de que resultarão perdas e riscos de acidentes.

Instalações Bifásicas

Poderá ser a dois ou a três condutores, conforme sejam disponibilizadas apenas duas fases ou duas fases e o neutro. Na primeira hipótese a tensão disponível será a existente entre fases – normalmente 220 V em sendo doméstica a destinação – e na segunda a tensão entre fases ou entre fase e neutro – 220 V ou 127,6 V, usualmente. Utilizadas em residências de porte médio.

Instalações Trifásicas

Sempre com quatro condutores, três fases e o neutro. Como nos sistemas bifásicos a três condutores, haverá disponibilidade de duas tensões a três condutores, haverá disponibilidade de duas tensões, quais sejam, a existente entre fases, e a inferior entre qualquer das fases e o neutro.

Utilizada esta modalidade sempre que a finalidade seja industrial ou em se tratando de residências de porte significativo, permite uma maior versatilidade na distribuição e dimensionamento dos circuitos internos, bem como a utilização de equipamentos fabricados para operar em cada uma das duas tensões disponíveis, que em se tratando de destinação doméstica serão de 220 V ou 127,6 V.

Outra vantagem deste sistema é que permite a utilização de equipamentos trifásicos, notadamente motores, o que é de transcendental importância nas indústrias e, eventualmente, de utilidade na destinação residencial.

Em regra, nos sistemas de distribuição das concessionárias há sempre a possibilidade de conexão trifásica, sendo a opção pelas modalidades bifásica ou monofásica uma questão que se prende à economicidade, ao permitir estas últimas modalidades o fornecimento de energia com um investimento menor nas instalações internas dos usuários (GARCIA, 2011, p. 43 - 45).

Ressalta ainda o autor: “o correto entendimento destes elementares conceitos é fundamental para a compreensão das operações inerentes à distribuição e fornecimento de energia elétrica”- Garcia (2011, p. 37).

Os comentários a seguir ilustram alguns dados históricos colecionados e publicados sobre como se deram as definições desses padrões técnicos que hoje no Brasil são normatizados pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas):

Nos anos 1880, ocorreu, nos Estados Unidos, o que se convencionou chamar de “guerra das correntes” - um embate entre duas tecnologias diferentes para a produção e a distribuição de energia elétrica. De um lado, Thomas Edison, o inventor da lâmpada, defendia o seu sistema de corrente contínua, o mesmo tipo de tecnologia presente das baterias e pilhas de hoje. Do outro, George Westinghouse juntamente com Nikola Tesla defendiam o sistema de corrente alternada, no qual as polaridades positiva e negativa invertem-se muitas vezes por segundo

O sistema de Westinghouse venceu a disputa, tornando-se a tecnologia predominante no mundo, com crescimento vertiginoso no século XX. O sistema de corrente alternada permitiu que a produção de energia elétrica ganhasse escala a partir do aproveitamento de recursos naturais.

Sua concepção baseia-se na grande produção de energia, geralmente afastada dos centros urbanos, e no seu consequente transporte através de linhas de transmissão e distribuição.

O equipamento que permitiu tal feito foi o transformador de corrente alternada, capaz de elevar a tensão elétrica a milhares de Volts para o transporte da energia, o que reduz consideravelmente as perdas elétricas. Após o transporte, o transformador é também capaz de rebaixar a tensão elétrica a algumas centenas de Volts, tornando segura a utilização da energia, como no uso doméstico.

Conforme já mencionado, em termos da tecnologia de produção e transporte da energia elétrica, não houve, desde então, avanços significativos em relação aos sistemas de corrente alternada originais do final do século XIX.

Quebras de paradigma tecnológico, como as que ocorreram com os sistemas de telefonia, por exemplo, não foram possíveis nos sistemas elétricos por um motivo muito simples: ainda não é possível transmitir energia elétrica pelo ar em grandes potências, de forma economicamente viável e com segurança. (iABRADEE-Módulo 1, 2013, p. 4).

2.2 O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A PARTICIPAÇÃO NELE DA DISTRIBUIDORA COMO AGENTE ECONÔMICO

O modelo institucional representa a configuração de como é e está constituído o setor em suas bases constitucionais, legais e regulamentares, bem como a forma como se dá o relacionamento entre os agentes que o compõe.

A história da concepção de uma nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro está registrada nas Memórias do Projeto RE-SEB, editadas no final da década dos anos 1990 (PAIXÃO, 1999).

Em 05 de março de 1998 publicou-se no Diário Oficial da União a Medida Provisória – MP nº 1531-16, que instituiu um mercado atacadista de energia elétrica e um operador independente do sistema.

Essas duas instituições, hoje personificadas na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), representam a estrutura fundamental das quais decorrem as relações comerciais do mercado elétrico, bem como as relações técnicas e de utilização da energia elétrica a partir do SIN (Sistema Interligado Nacional).

As distribuidoras são obrigadas a participar dessas duas instituições.

Mais exatamente em 28 de maio de 1998, com a conversão da MP nº 1531-16, deu-se a publicação de Lei Federal (BRASIL LEI NR. 9648 (1998)), consolidando a implantação do novo modelo institucional gestado nos dois anos anteriores.

Um dos principais instrumentos legislativos regulamentadores daquele novo modelo é o Decreto Federal nº 2655, publicado em 03 de julho de 1998.

Esse Decreto regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e definiu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Além disso, no que diz respeito especificamente à distribuidora, estabeleceu que: **a) o concessionário de distribuição contabilizará, em separado, as receitas, despesas e custos referentes à distribuição, à comercialização para consumidores cativos e à comercialização para consumidores livres; b) a ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes; c) a atividade de distribuição de energia elétrica será exercida mediante concessão ou permissão, sempre precedida de licitação; e d) as concessões, permissões ou autorizações para geração, distribuição, importação e exportação de energia elétrica compreendem a comercialização correspondente (BRASIL DECR. 2655, 1998, negritos acrescentados).**

Pelo desenho institucional resultante à época, além da criação do mercado atacadista de energia elétrica e de um operador independente para o setor elétrico, o novo modelo obrigou a desverticalização (desmembramento) das atividades de geração, transmissão, distribuição e

comercialização de energia elétrica, estabeleceu a livre comercialização de energia elétrica no SIN, previu a organização das atividades financeiras e de planejamento, acompanhou a implementação organismos de governo criados por legislação específica, como o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) e o CMSE (Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico) e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Com a publicação em 16.03.2004 da Lei Federal nº 10848, o modelo institucional foi ajustado, sendo que sua regulamentação foi estabelecida pelo Decreto Federal nº 5163 publicado em 30 de julho de 2004.

Conforme Tolmasquim (2015, p. 27):

Em síntese, o Novo Modelo representou importante aperfeiçoamento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, notadamente nos seguintes aspectos:

- i. Profundas modificações na comercialização de energia no SIN, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- ii. Modificações institucionais, com a reorganização das competências e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- iii. Retomada do Planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- iv. Retomada dos programas de universalização;
- v. Segurança jurídica e estabilidade regulatória, premissa para atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado.

O modelo atual do setor elétrico brasileiro é o apresentado na figura a seguir:

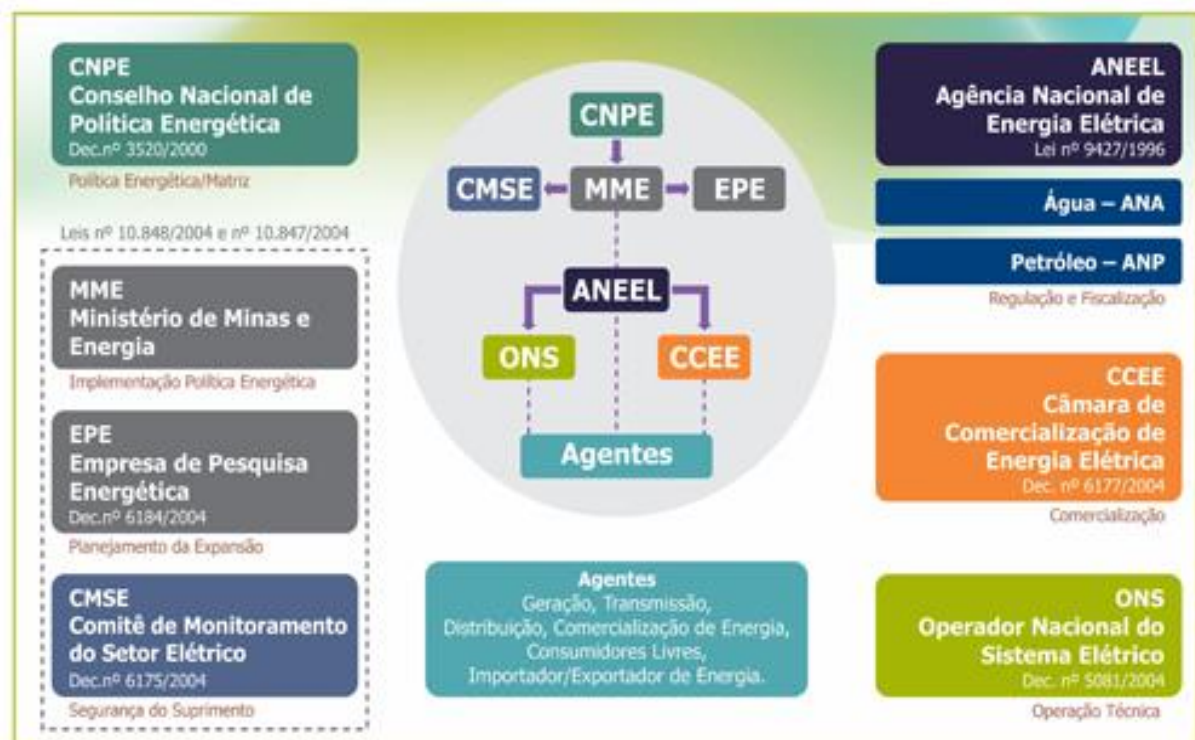


Figura 1 – Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro – Fonte: (ROLIM, 2015, p. 49)

Olhando-se para o quadro da figura 1 pode-se selecionar os organismos pela natureza e função das respectivas atividades.

Exercendo função e atividade de governo destacam-se o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), o MME (Ministério de Minas e Energia), a EPE (Empresa de Pesquisa Energética – empresa pública) e o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico).

Exercendo a função e atividade regulatória está a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), com atribuições de regulação e fiscalização setoriais.

Exercendo atividades especiais tendo a sua criação por lei e subordinação regulatória e fiscalizatória à ANEEL, encontram-se a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Exercendo as atividades de agentes econômicos setoriais existem:

a) o agente de distribuição de energia elétrica, compreendendo concessionárias, permissionárias e autorizadas, todas de serviço público;

b) o agente de geração de energia elétrica compreendendo o regime de serviço público, regime de autoprodução, e regime de produção independente de energia elétrica;

c) agente de transmissão de energia elétrica, qualificada como concessionária de serviço público de transmissão, com atribuição de operação e expansão da Rede Básica do Setor Elétrico (ativo igual ou maior que 230 KV), cuja estrutura compõe o Sistema Interligado Nacional – SIN, sob controle e operação do ONS; e

d) agente de comercialização de energia elétrica que desempenha o papel de intermediário entre agentes de geração e consumidores.

Portanto, no modelo institucional do setor elétrico brasileiro a distribuidora é qualificada como agente econômico de distribuição de energia elétrica.

Constitui-se como segmento final da cadeia de suprimento do setor.

Para realizar suas operações, em geral, recebe energia elétrica do sistema de transmissão e a distribui (entrega) aos consumidores finais observando as condições gerais de fornecimento estabelecidas pela ANEEL.

Existem exceções, todavia.

É o caso da geração distribuída instalada em conexão com as redes da distribuidora. Quando existente, também é fonte de suprimento de energia elétrica para a distribuidora.

Devem ser ressaltadas pelas especiais funções exercidas a CCEE, por concentrar os ambientes de contratação regulada e livre na comercialização de energia elétrica e o Mercado de Curto Prazo (MCP), bem como o ONS pelo fato de coordenar a operação do SIN (Sistema Interligado Nacional).

Esses agentes interagem permanentemente com a distribuidora.

Por isso são salientados no capítulo seguinte que trata da organização da indústria da energia elétrica no Brasil e as repercussões no agente econômico de distribuição de energia elétrica.

2.3 ORGANIZAÇÃO DA INDÚSTRIA ELÉTRICA NO BRASIL, O SIN, O ONS E A CCEE NO MERCADO DE ELETRICIDADE E A POSIÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

Configurando como se dá a atuação institucional da distribuidora é ora detalhada a organização da indústria elétrica no Brasil, o SIN (Sistema Interligado Nacional), o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) no mercado de eletricidade e a posição das distribuidoras, verificando-se como se estabelecem alguns dos relacionamentos obrigatórios nesse mercado (considerado o modelo institucional), essenciais para o segmento de distribuição.

2.3.1. A distribuidora

O panorama do setor de distribuição de energia elétrica publicado - Abradee Cartilha (2013) demonstra, em dados de 2012/2013: (i) a existência de 63 Concessionárias; (ii) 72,1

milhões de consumidores atendidos; (iii) universalização do atendimento a 99,3% dos domicílios do País; (iv) 180 mil empregados; (v) receita bruta de R\$ 152 bilhões; (v) R\$ 56 bilhões de pagamento de encargos e tributos somente na distribuição; (vi) mercado cativo de 317 mil GWh e 83 GWh de mercado livre; (vii) investimentos anuais de R\$ 13,0 bilhões; e (viii) índice de satisfação com a qualidade percebida (ISQP) de 78,7% (2013).

Esses dados da ABRADDEE, cuja Associação congrega 41 distribuidoras, bem dimensionam a abrangência da atividade do agente econômico de distribuição de energia elétrica.

Sobre o mercado elétrico brasileiro a própria ABRADDEE destaca que:

Historicamente, como consequência de sua operação técnica, a indústria de eletricidade caracterizava-se pela integração vertical, o que significa que uma única empresa costumava ser responsável pela geração, transporte e a comercialização da energia produzida.

Em muitos países, como é o caso do Brasil, essa indústria se iniciou por ações empreendedoras isoladas, passando por processos de integração que culminaram em uma atividade predominantemente estatal.

A partir da década de 1990, buscando eficiência e autonomia econômica, o setor elétrico mundial iniciou um processo de reformas estruturais em sua forma de operação, sofrendo influência da doutrina do estado “mínimo” no pensamento econômico.

Como resultado destas reformas, que também ocorreram no Brasil, os segmentos de geração, transporte e comercialização de energia passaram a ser separados, sendo administrados e operados por agentes distintos.

A ideia predominante foi a de que a livre concorrência deveria prevalecer onde fosse possível, relegando ao estado o papel da regulação onde necessário.

Neste contexto, os segmentos de geração e comercialização foram caracterizados como segmentos competitivos, dada a existência de muitos agentes e também pelo fato do produto, a energia elétrica, ser homogêneo, como uma *commodity*.

Por sua vez, os setores de transporte da energia – a transmissão e a distribuição – são caracterizados por monopólios naturais, pois sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Nestes dois segmentos, predominou o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos (iABRADDEE-Módulo 1, 2013, p. 5).

O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, autorizadas e permissionárias.

Em 2015, havia 63 Concessionárias (mesmo número de 2013 mencionado pela ABRADDEE), 38 Permissionárias e 13 Autorizadas, totalizando 114 agentes, entre públicos, privados e de economia mista, atuando no mercado de distribuição.

A atividade da distribuidora em geral é aquela com maior capilarização de atendimento junto à população.

A universalização do fornecimento de energia elétrica constitui-se em objetivo permanente, pois representa além da prestação de um serviço público necessário, ampliar o mercado de consumo.

2.3.2. A geradora

O serviço de geração (ou produção) de energia elétrica é definido pelo Decreto Federal nº 41019/1957, em seu artigo 3º: “o serviço de produção de energia elétrica consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem”.

Consiste na transformação de fonte primária (água, petróleo, vento, sol, biomassa, carvão mineral, gás natural) em fonte secundária, a eletricidade.

Após a produção a energia elétrica é injetada nos sistemas de transmissão e distribuição e levada ao consumidor final.

No Brasil, a ANEEL criou o Banco de Informações de Geração (BIG) para divulgar uma série de dados que a Agência reúne sobre o parque gerador brasileiro.

Extraem-se desse BIG (www.aneel.gov.br, consulta em 02.05.2017) as seguintes informações da Agência: (a) o Brasil possui no total 4.660 empreendimentos em operação, totalizando 152.159.030 kW de potência instalada; (b) está prevista para os próximos anos uma adição de 24.584.602 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 268 empreendimentos atualmente em construção e mais 550 em empreendimentos com construção não iniciada.

Os dados informados para os empreendimentos em operação, por fonte de geração, são os seguintes:

Tabela 1 – Empreendimentos em Operação (Fonte: Aneel)

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	609	532.998	534.999	0,35
EOL	425	10.419.038	10.405.242	6,84
PCH	436	4.989.487	4.978.243	3,27
UFV	44	27.761	23.761	0,02
UHE	219	101.138.278	93.216.340	61,26

UTE	2.925	42.808.202	41.010.445	26,95
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,31
Total	4.660	161.905.764	152.159.030	100

Os valores de porcentagem são referentes a potência fiscalizada. A potência outorgada é igual a considerada no ato de outorga. A potência fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

As legendas são assim discriminadas: CGH - Central Geradora Hidrelétrica; CGU – Central Geradora Undi-elétrica; EOL - Central Geradora Eólica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica; UHE - Usina Hidrelétrica; UTE - Usina Termelétrica; UTN - Usina Termonuclear.

A atividade de geração de energia elétrica é considerada competitiva.

Os agentes que desenvolvem essa atividade podem vender contratos de energia, tanto no ambiente regulado, quanto no livre.

A Lei 10848/2004 fixou três regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia elétrica, a saber:

1) regime de serviço público, aplica-se às concessões e aos demais atos de outorga do Poder Concedente, em face das Leis 8987/1995 e 9074/1995;

2) regime de autoprodução, quando a energia é destinada ao uso exclusivo do autoprodutor, mediante concessão ou autorização do Poder Concedente; e

3) regime de produção independente, aplicável ao chamado PIE (Produtor Independente de Energia Elétrica), é pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio com concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Os agentes geradores, de modo geral, não detêm autonomia para despachar a geração.

Compete ao Operador Nacional do Sistema (ONS) determinar as quantidades que cada usina deve produzir a cada momento.

A empresa geradora de energia elétrica é autorizada a comercializar energia até o limite de seu lastro comercial representado pela garantia física da usina, mesmo não tendo autonomia para determinar a sua produção.

2.3.3. A transmissora

A atividade de transmissão corresponde ao transporte de energia elétrica do sistema de produção à central de distribuição ou à interligação de sistemas geradores.

É um segmento altamente regulado, a exemplo da distribuição de energia elétrica.

A receita do transmissor corresponde basicamente a uma tarifa denominada RAP (receita anual permitida), contratada pela disponibilização dos ativos (instalações) de transmissão para a Rede Básica do Sistema Elétrico (RBSE).

A Rede Básica é formada por instalações de transmissão e equipamentos de subestação em tensão de 230 kV ou superior e transformadores de potência com tensão primária de 230 kV ou superior e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV.

Como já visto, o modelo institucional do setor elétrico dos anos 1990 instituiu o livre acesso às redes de transmissão e de distribuição.

A instrumentalização desses direitos e obrigações se estabelece mediante relações contratuais celebradas entre acessantes e acessados das respectivas redes elétricas, através de contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) e contratos de conexão ao sistema de transmissão (CCT).

2.3.4. A comercializadora

Os agentes comercializadores de energia elétrica são aqueles que detêm autorização para exercerem atividade de compra e venda de energia na CCEE.

Essa atividade também foi criada a partir da reforma do setor elétrico dos anos 1990 com a Lei Federal nº 9648/1998 e o Decreto Federal nº 2655/1998.

A atividade é caracterizada como facilitadora (intermediadora) das transações entre agentes, especialmente com consumidores que podem atuar no mercado de livre negociação, interessados na compra e venda de energia elétrica.

É obrigatória a participação na CCEE de comercializadores com volume anual de pelo menos 500 GWh, com base no ano anterior.

O comercializador pode participar tanto mercado regulado (em leilões de energia existente e de ajustes), como vendedor, quanto no mercado livre como vendedor e comprador de energia elétrica.

2.3.5. O SIN e o ONS

A Lei nº. 10848/2004 e o Decreto nº. 5163/2004 definiram que a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no SIN (Sistema Interligado Nacional), dá-se mediante contratação regulada ou livre.

Submetem-se à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

A contratação livre, por sua vez, dá-se nos termos do art. 10 da Lei nº. 9648/1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores chamados de livres.

Por tratar-se de comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN, na operação deste são considerados: (a) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas; (b) as necessidades de energia dos agentes; (c) os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia; (d) as restrições de transmissão; (e) o custo do déficit de energia; e (f) as interligações internacionais.

A comercialização de energia elétrica no SIN é realizada nos termos da Convenção de Comercialização, instituída pela ANEEL, e que estabelece as condições e as bases de organização, funcionamento e atribuições da CCEE.

O SIN é um sistema de produção e transmissão de energia elétrica de base hidrotérmica de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, com tamanho e características únicas.

É formado por todos os agentes econômicos de geração, transmissão, de distribuição, consumidores livres, importadores, exportadores, enfim, todos os autorizados e reconhecidos perante a ANEEL para a ele se conectar fisicamente, das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do País.

Tem dimensão continental, grandes usinas hidroelétricas distantes dos centros de carga, com longas redes de transmissão nos níveis de tensão elétrica de 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e acima, cujas instalações constituem a já referida rede básica do sistema elétrico, tratada na Lei nº. 9074/1995.

Ao ONS é atribuída por lei a tarefa de coordenar e operar o SIN.

A área de atuação do ONS está restrita à geração e à transmissão de energia elétrica em grosso, ou seja, o ONS define a produção de cada usina despachada centralizadamente e da rede de transmissão de tensão igual ou superior a 230kV, entregando essa energia às empresas distribuidoras ou grandes consumidores de energia a ela conectados, em padrões de segurança e qualidade estabelecidos, também segundo regulamentação própria.

2.3.6. A CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi instituída em substituição ao anterior Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme a Lei Federal nº. 10848/2004 e regulamentada pelo Decreto Federal nº. 5.177/2004.

É pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tendo por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A CCEE representa o chamado mercado atacadista de energia elétrica no Brasil.

É responsável por todas as atividades requeridas à administração desse mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, mas sob fiscalização da ANEEL.

Nela se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo (MCP), restrito ao SIN.

A CCEE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos, mas viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes do mercado.

É obrigatória a participação na CCEE dos seguintes agentes: 1) os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; 2) os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW; 3) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano (quinhentos gigawattshora-ano), referido ao ano anterior; 4) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano (quinhentos gigawattshora-ano), referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada; 5) os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano (quinhentos gigawattshora-ano), referido ao ano anterior; e 6) os Consumidores Livres e os consumidores que adquirirem energia de pequenas centrais hidrelétricas, estas se verificadas condições legais especiais.

Os agentes de transmissão não participam da CCEE.

Quanto a formalização dos registros e o exercício das prerrogativas estatutárias, convencionais e legais, cada agente da CCEE só poderá pertencer a uma categoria da indústria elétrica, cabendo a ele optar, caso se enquadre em mais de uma, dentre as seguintes: i) categoria de geração, subdividida em: a) classe dos agentes geradores concessionários de serviço público; b) classe dos agentes produtores independentes, e c) classe dos agentes autoprodutores; ii) categoria de distribuição, composta pela classe dos agentes de distribuição, titulares de concessão, permissão ou autorização para fornecer energia elétrica ao consumidor final de forma exclusivamente regulada; e iii) categoria de comercialização, subdividida em: a) classe

dos agentes importadores e exportadores; b) classe dos agentes comercializadores; c) classe dos agentes consumidores livres; e d) classe dos agentes consumidores (livres) especiais.

2.4 A ATIVIDADE EMPRESARIAL DA DISTRIBUIDORA

O mercado cativo de fornecimento de energia elétrica compreende os conceitos específicos de unidade de consumo e de consumidor (final) de interesse para a distribuidora.

A atividade empresarial da distribuidora, considerado o seu perfil e atuação, abrange seus direitos e obrigações, seus ativos físicos e intangíveis que lhe dão sustentabilidade e possibilitam desenvolver as atividades no âmbito do mercado cativo de distribuição.

Conceitualmente, a atividade de distribuição consiste no transporte de energia elétrica do sistema de transmissão até o consumidor final (residencial, comercial, industrial ou rural).

É a última etapa da cadeia de suprimento do setor elétrico para os chamados consumidores cativos, ou seja, aqueles que somente podem adquirir energia elétrica da distribuidora.

Como já referido as empresas de distribuição devem firmar contratos de concessão de serviço público com o Poder Concedente, a União Federal (representada pela ANEEL). Nesses contratos são estabelecidas regras a respeito de preços de aquisição de energia, tarifas de fornecimento a consumidor, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores em geral, assim como penalidades para o caso de descumprimento.

As distribuidoras são remuneradas por meio de tarifas de fornecimento de energia elétrica (TE) e de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Têm como obrigação legal permitir o livre acesso à sua rede aos agentes, mediante pagamento de um encargo, calculado com base na TUSD.

O modelo institucional setorial ajustado através da Lei nº 10848 e do Decreto nº 5163, ambos de 2004, completou a chamada desverticalização (desmembramento), separando definitivamente as categorias da indústria elétrica, fazendo com que as concessionárias,

permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição atuantes no SIN não mais possam desenvolver as seguintes atividades empresariais: a) geração de energia elétrica; b) transmissão de energia elétrica; c) venda de energia elétrica a consumidores livres, exceto aos consumidores na área de concessão ou permissão da distribuidora, sob as mesmas condições de consumidores cativos; d) participar de outras sociedades, de forma direta ou indireta, salvo previsão diversa no respectivo contrato de concessão; e e) outras atividades estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão.

2.4.1. O sistema elétrico de distribuição

O esquema básico da distribuição e consumo pode ser demonstrado pela seguinte sequência técnica de operação das instalações vinculadas: transmissão/subtransmissão → subestação de distribuição → rede de distribuição → transformador de distribuição → cargas de pequeno porte → média e baixa tensão.

Um sistema típico de distribuição de energia elétrica é composto por: (i) sistemas de subtransmissão; (ii) subestações de distribuição; (iii) redes primárias; e (iv) redes secundárias.

O sistema de subtransmissão, por sua vez, compreende: a) tensões normalmente situadas entre 69 e 138 kV; b) capacidade de transferência de potência de até 150 MW (típico); c) sendo as topologias mais comuns: (c1) sistemas radiais para conexão da Rede Básica às subestações da distribuidora; (c2) conexão das subestações de grandes consumidores às subestações de distribuição; e (c3) operação em malha para interconexão de subestações de distribuição.

A subestação de distribuição de energia elétrica tem a seguinte definição:

É o local onde existe um conjunto de componentes utilizados para transformar e controlar o fluxo de energia elétrica, procurando garantir, de forma contínua e segura, o transporte desse fluxo, vinculando as fontes de produção e de transmissão aos centros de consumo. (USIDA, 2016, p. 23).

As subestações de distribuição de energia elétrica fazem a conexão entre as redes de subtransmissão e os alimentadores de média tensão que compõem as redes primárias.

A tensão de subtransmissão, tipicamente situada entre 69 e 138 kV, é reduzida para tensões situadas entre 2,3 e 13,8 kV pelos transformadores de força localizados no pátio da subestação.

As subestações de distribuição de energia elétrica são compostas por: i) barramentos; ii) equipamentos primários; iii) disjuntores, chaves, transformadores de força, transformadores de instrumentos (TP e TC), bancos de capacitores e de reatores, para-raios, etc.; iv) equipamentos secundários; e v) medição, proteção, comando, alarmes, serviços auxiliares, etc.

Redes ou sistemas de distribuição são as redes mais capilarizadas do sistema elétrico.

São alimentadas a partir das subestações de distribuição.

Fornecem energia aos pequenos e médios consumidores.

Em geral são usados dois níveis de tensão de distribuição: 1) a tensão primária, ou de alimentação - exemplo: 13,8kV; ou 2) a tensão secundária, ou de consumidor – exemplo: 110 V, 127,6 V ou 220 V.

As redes primárias de distribuição têm a finalidade de suprir os consumidores das aglomerações urbanas e os consumidores rurais em tensão que varia de 2,3 a 34,5 kV. Como tipos podem ser redes aéreas ou redes subterrâneas.

As redes secundárias de distribuição são conectadas às redes de distribuição primárias pelos transformadores de distribuição, geralmente instalados nos postes das redes aéreas.

No Brasil, geralmente, essas redes operam com tensões padronizadas de 220/127,6 V ou 380/220 V.

2.4.2. A Regulação incidente sobre a distribuidora e o segmento de distribuição

A par das demais legislações a que os agentes têm de observar, a regulação emanada da ANEEL (para a distribuidora atuar e para o setor de distribuição de energia elétrica como um todo), comporta dois eixos principais: (1) regulação econômica; e (2) regulação técnica e comercial.

A regulação econômica desdobra-se nos procedimentos de revisão tarifária (PRORET) e nas regras de comercialização, estas no âmbito da CCEE.

Enquanto que a regulação técnica/comercial se desdobra nos procedimentos de distribuição (PRODIST) e nas condições gerais de fornecimento de energia elétrica estabelecidas na Resolução Normativa – REN ANEEL nº 414/2010.

Com vistas a estabelecer alguns parâmetros de referência, destacam-se algumas dessas regulações para a finalidade deste trabalho.

A regulação econômica relativa a revisão tarifária está concentrada nos PRORET, que têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários (revisão e reajustes).

A estrutura do PRORET foi aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 435/2011, sendo que ele está organizado em 12 módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos.

Dos módulos PRORET destaca-se o Módulo 7 que trata da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, abrangendo: procedimentos gerais, tarifas de referência, tarifas de aplicação e tarifas para centrais geradoras.

Da regulação técnica/comercial destacam-se os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST), tendo sido a versão em vigência sido aprovada pela Resolução Normativa - REN ANEEL nº 724/2016.

Importante mencionar que dos PRODIST deriva a fixação de indicadores dos níveis de qualidade dos serviços prestados e da fiscalização exercida pela ANEEL consideradas as medições técnicas envolvendo a continuidade do serviço público de distribuição.

As distribuidoras são avaliadas em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores.

A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC.

A qualidade do produto avalia a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão. Destacam-se neste quesito os indicadores coletivos DRPe e DRCe, obtidos a partir da campanha de medição amostral instituída pela ANEEL.

A ANEEL também avalia a percepção que os consumidores têm das distribuidoras de energia elétrica.

Os indicadores definidos pela ANEEL são: a) indicadores de qualidade comercial; b) indicadores de inadimplência e atraso; c) indicadores de teleatendimento; d) indicadores de continuidade : DEC/FEC e DIC/FIC/DMIC; e) indicadores de conformidade do nível de tensão (DRP e DRC); f) tempo de atendimento às ocorrências emergenciais; g) indicadores de segurança do trabalho e das instalações; e h) índice ANEEL de Satisfação do Consumidor - IASC.

O módulo 3 dos PRODIST trata do acesso ao sistema de distribuição.

É justamente o módulo que detalha os procedimentos a serem observados pelos interessados na instalação de microgeração distribuída, compreendendo a conexão e o uso ao sistema de distribuição.

Este módulo define também 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.

A regulamentação técnica e comercial das condições gerais de fornecimento de energia elétrica é estabelecida pela Resolução Normativa – REN ANEEL nº 414/2010, que trata dos direitos e deveres dos consumidores.

É essa norma que traz a definição de consumidor:

Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos. (ANEEL REN 414, 2010, Art. 2º, XVII).

Registra-se que o consumidor chamado cativo é aquele que recebe o fornecimento de energia pela concessionária. O chamado livre é agente da CCEE. Enquanto que o consumidor especial é agente da CCEE que compra energia de fontes incentivadas e possui carga maior que 500kW.

A definição de unidade consumidora contida na mesma REN é a seguinte:

Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas. (ANEEL REN 414, 2010, Art. 2º, LXXXV).

Essa norma estabelece ainda o que são modalidades tarifárias: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas.

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia, é a modalidade tarifária convencional monômnia.

Conforme o Art. 2º., LXXV-B, da REN ANEEL nº. 414/2010 “tarifa monômnia de fornecimento é aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômnia”.

2.5 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)

O conhecimento sobre a natureza dos recursos energéticos distribuídos (REDS), ou como já mencionado “*DERs*” no estudo do MIT (informado supra) e seu estágio de aplicação no Brasil, foi salientado em avaliação dos seus efeitos atuais e futuros pela FGV (Fundação Getúlio Vargas), através da FGV ENERGIA, que publicou em maio de 2016 o número 7 dos seus Cadernos.

As considerações, ponderações e projeções levantadas nesse amplo e aprofundado estudo da FGV dizem respeito diretamente à distribuição de energia elétrica no Brasil e ao tema em tela.

Tal estudo, coincidente com os objetivos propostos neste trabalho, e porque exaustivo no momento em que foi publicado, é adotado na integralidade como referencial.

Não obstante são enfatizados a seguir extratos daqueles Cadernos relativamente aos itens de interesse para aprofundamento, ora destacados na presente monografia.

Por isso, em termos metodológicos, reproduz-se para fins de constatação do conteúdo original, os tópicos de interesse conforme notas de rodapé que ressaltam cada um dos elementos distinguidos, conforme transcrição e comentários que se seguem.

2.5.1 REDs – Introdução

Na nota 3 que se refere à introdução³ dos REDs nos mencionados Cadernos FGV, é salientada a busca por soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa.

A crescente mudança no comportamento dos consumidores de eletricidade em diversos países sinaliza para uma nova tendência mundial na demanda por energia que, cedo ou tarde, vai chegar ao Brasil.

³ O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem aprofundando a discussão sobre o *trade off* entre preocupação ambiental e climática e segurança energética. **Com a redução da capacidade de regularização dos reservatórios e o consequente despacho quase contínuo das termelétricas desde 2012, a busca por soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa se tornou um desafio primordial no âmbito das políticas energéticas nacionais (...).**

(...) a crescente mudança no comportamento dos consumidores de eletricidade em diversos países sinaliza para uma **nova tendência mundial na demanda por energia que, cedo ou tarde, vai chegar ao Brasil.** O consumidor, que antes era um agente passivo no modelo do setor elétrico, vem mostrando comportamento cada vez mais ativo na maneira como ele demanda sua energia e em relação aos serviços que ele pode extrair do seu consumo de eletricidade. **As evoluções tecnológicas, principalmente no lado da demanda, têm um papel importante nessa mudança de comportamento do consumidor.**

Essas tendências mundiais e nacionais, além das peculiaridades do SEB – geração predominantemente hidrelétrica e de grande porte, operação centralizada e sistema integrado de transmissão em praticamente todo o país – **apontam para a importância do planejamento e da inclusão mais efetiva de outros recursos energéticos disponíveis. Dentre esses recursos, destacamos os Recursos Energéticos Distribuídos. Os Recursos Energéticos Distribuídos atuam tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta, e englobam (Bradford et. al., 2013): Geração Distribuída; Armazenamento de energia; Eficiência Energética; e Gerenciamento de Demanda.**

O desafio de incorporar os RED aos modelos elétricos existentes é estrutural, pois a mudança deve ocorrer na maneira de se pensar esses modelos. Apenas introduzir alguns elementos de RED nos modelos vigentes não só pode gerar várias ineficiências, como também desperdiçar os benefícios potenciais que esses recursos podem trazer. **Em suma, a eventual entrada de todos os elementos dos RED no SEB implicará em perturbações na estrutura do atual modelo (...).** (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 6 – 7 – Negritos acrescentados).

Salienta-se que o consumidor, que antes era um agente passivo no modelo do setor elétrico, vem mostrando comportamento cada vez mais ativo na maneira como ele demanda sua energia e em relação aos serviços que ele pode extrair do seu consumo de eletricidade.

Menciona-se que as evoluções tecnológicas, principalmente no lado da demanda, têm um papel importante nessa mudança de comportamento do consumidor.

Ressalta-se que essas tendências mundiais e nacionais, além das peculiaridades do SEB (Setor Elétrico Brasileiro) “(...) apontam para a importância do planejamento e da inclusão mais efetiva de outros recursos energéticos disponíveis”. No caso, os REDs.

Define-se que os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) atuam tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta, e englobam geração distribuída; armazenamento de energia; eficiência energética; e gerenciamento de demanda.

2.5.2 Geração Distribuída e microgeração

O estudo em referência ao focar a geração distribuída⁴ enfatiza, em particular, as recentes evoluções tecnológicas que vêm contribuindo para transformar a relação do consumidor final com a energia elétrica.

⁴ **Geração Distribuída** – (...) Em particular, as recentes evoluções tecnológicas vêm contribuindo para transformar a relação do consumidor final com a energia. A geração distribuída pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor. (...) No Brasil, a definição de GD é feita a partir do Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004. (...) Além desse Decreto, o arcabouço regulatório brasileiro associado à geração distribuída está representado através de três importantes Resoluções (Aneel): a Resolução Normativa nº 167/2005, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente da geração distribuída; A Resolução Normativa nº 482/2012, responsável por instituir as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica; e A Resolução Normativa nº 687/2015, que aprimora a Resolução 482 com vistas à redução de barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

A geração distribuída no Brasil tem como base o *net metering*, no qual o consumidor-gerador (ou “prosumidor”, palavra derivada do termo em inglês *prosumer* – *producer and consumer*), após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede (sistema de compensação de energia). Sempre que existir esse saldo positivo, o consumidor recebe um crédito em energia (em kWh) na próxima fatura e terá até 60 meses para utilizá-lo. No entanto, os “prosumidores” não podem comercializar o montante excedente da energia gerada por GD entre eles. Na nova resolução há a possibilidade de consumidores se unirem em consórcio para adquirir a energia por geração distribuída de um terceiro micro produtor independente. Os termos do consórcio, entretanto, não podem permitir que o pagamento varie com o volume de energia comercializada. O contrato

Define a geração distribuída (GD) como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor.

No Artigo 14 do Decreto nº 5.163/2004 encontra-se a definição de GD: “Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; (ii) termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%”.

Três resoluções normativas (REN) expedidas pela ANEEL estão associadas à GD: REN nº 167/2005, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente da geração distribuída; A REN nº 482/2012, responsável por instituir as condições gerais para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica; e a REN nº 687/2015, que aprimora a Resolução 482 com vistas à redução de barreiras para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

2.5.3 Armazenamento de energia elétrica

Talvez a maior novidade no âmbito do setor elétrico, em se tratando de REDs e das repercussões na distribuidora e que pode expandir-se de forma significativa em face das inovações tecnológicas, é o armazenamento de energia elétrica⁵, compreendido na possibilidade de utilizar-se baterias para armazenamento de energia elétrica.

do consórcio deve estipular um valor fixo a ser pago pela energia. A rede elétrica disponível é utilizada como *backup* quando a energia gerada localmente não é suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do “prosumidor” - o que geralmente é o caso para fontes intermitentes de energia, como a solar. O sistema de *net metering*, contudo, é alvo de críticas por diversos agentes. **Os “prosumidores” argumentam que o benefício que eles trazem para o sistema não é totalmente mensurado, como a redução de emissões de gases poluentes devido à maior utilização de fontes renováveis, por exemplo. Já os distribuidores e os consumidores que não usam geração distribuída alegam que os custos de manter a rede como *backup* para a GD são repassados de maneira desproporcional para eles, em função do atual desenho da tarifa** (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 9 – 11 – grifos nossos).

⁵ **Armazenamento de energia elétrica** - Sabendo-se que as energias renováveis complementares, como a solar e a eólica, apresentam um grande desafio associado à sua intermitência e despachabilidade, parte dos entraves para sua disseminação está relacionada ao avanço das tecnologias de armazenamento junto ao consumidor. **Esses sistemas permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia e armazená-la, para que seja utilizada em momentos de escassez.** Atualmente é possível classificar os

Extraí-se dos apontamentos da publicação FGV em referência que, sabendo-se que as energias renováveis complementares, como a solar e a eólica, apresentam um grande desafio associado à sua intermitência e despachabilidade, parte dos entraves para sua disseminação está relacionada ao avanço das tecnologias de armazenamento junto ao consumidor.

Esses sistemas permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia e armazená-la, para que seja utilizada em momentos de escassez.

Atualmente é possível classificar os sistemas de armazenamento de energia elétrica de três formas diferentes: armazenamento mecânico (*pumped-storage hydropower* - PSH,

sistemas de armazenamento de energia elétrica de três formas diferentes: **armazenamento mecânico** (*pumped-storage hydropower* - PSH, *compressed air energy storage* (CAES) e *flywheels*); **armazenamento elétrico** (*superconducting coils* e *capacitors*); e **armazenamento eletroquímico** (tecnologias de hidrogênio e baterias). **As tecnologias de armazenamento nos sistemas globais somaram 143 GW de capacidade instalada até 2014.** A grande maioria desta capacidade (mais do que 99%) é composta por tecnologias de armazenamento mecânico (PSH, com 142 GW, CAES, com 440 MW, e *flywheels*, com apenas 25 MW), sendo o restante (...) composto por armazenamento eletroquímico, através de um *mix* de baterias (801 MW). (...) **O armazenamento de energia elétrica como um recurso energético distribuído encontra-se ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento ao redor do mundo.** A base de dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos traz uma relação atual dos projetos de armazenamento no mundo (Fonte: *DOE Global Energy Storage Database*). No entanto, **os recentes avanços associados às tecnologias de armazenamento eletroquímico, em especial as baterias de lítio, indicam uma nova tendência para o setor.** As baterias são atrativas em virtude da possibilidade de implementação próximas ao consumidor (*consumer-sited storage* ou *consumer-located storage* (Bradford et al., 2013), proporcionando benefícios no curto prazo e em áreas remotas e não atendidas pela rede. **Além disso, as baterias são interessantes para os agentes interessados em diversificar o seu uso energético, seja em veículos elétricos ou em geração distribuída (GD) e intermitente.**

A evolução de tecnologias de armazenamento encontra-se em estágio mais avançado no exterior, sendo, portanto, importante para o Brasil acompanhar e trazer para o país esse progresso à medida que ele for avançando investimento em baterias vem aumentando significativamente nos últimos anos. **Para 2017, está prevista a abertura da Gigafactory, a super fábrica da Tesla em parceria com a Panasonic, que poderá contribuir ainda mais para uma redução do preço das baterias recarregáveis de íons de lítio e para um aumento da capacidade de armazenamento total desse tipo de tecnologia até 2020.** Outra iniciativa que pode contribuir para o crescimento no mercado de armazenamento é o lançamento do **Honda Power Exporter 9000, aparelho que possibilita que a energia armazenada na bateria de veículos elétricos seja transferida para a rede elétrica (*vehicle-to-grid system*). Quando plugado à bateria de um carro, o Power Exporter 9000 fornece até 9kW de energia por uma semana.** (...). O desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento de energia próximas ao consumidor é complementar ao da geração distribuída. Com a evolução e redução do custo das baterias e dos veículos elétricos, **os “prosumidores” poderão armazenar a energia gerada que não for consumida. Dependendo da quantidade de energia armazenada, eles poderão até ocasionalmente se desconectar da rede. No Brasil, o desenvolvimento de tecnologias para armazenamento de energia ainda é incipiente.** De acordo com informações da ANEEL, foi lançado recentemente programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) estratégico voltado para estudos de armazenamento de energia no país, para todas as tecnologias de armazenamento. A evolução de tecnologias de armazenamento encontra-se em estágio mais avançado no exterior, sendo, portanto, importante para o Brasil acompanhar e trazer para o país esse progresso à medida que ele for avançando. (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 19 – 21 – grifos nossos).

compressed air energy storage (CAES) e *flywheels*); armazenamento elétrico (*superconducting coils* e *capacitors*); e armazenamento eletroquímico (tecnologias de hidrogênio e baterias).

As tecnologias de armazenamento nos sistemas globais somaram 143 GW de capacidade instalada até 2014.

A grande maioria desta capacidade (mais do que 99%) é composta por tecnologias de armazenamento mecânico (PSH, com 142 GW, CAES, com 440 MW, e *flywheels*, com apenas 25 MW), sendo o restante composto por armazenamento eletroquímico, através de um *mix* de baterias (801 MW).

2.5.4 Eficiência energética

A eficiência energética⁶ significa usar menos energia para fornecer o mesmo serviço, podendo atuar tanto no lado da oferta como da demanda.

⁶ **Eficiência energética** significa **usar menos energia para fornecer o mesmo serviço, podendo atuar tanto no lado da oferta como da demanda**. Do lado da demanda, os programas de eficiência energética dão maior ênfase à redução do consumo de energia durante um longo período, de forma a envolver mudanças de hábitos e comportamentos dos consumidores. **Assim como a geração distribuída, o avanço dos programas de eficiência energética pode reduzir a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição de energia. Além disso, os investimentos em equipamentos eficientes costumam representar uma das melhores formas de inserção dos RED, já que reduzem emissões de forma eficaz.** O Brasil tem apresentado alguns avanços associados à implementação de medidas de eficiência energética. O Procel, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, instituído em 1985, recebeu um impulso maior com a publicação da Lei de Eficiência Energética em 2001 e tem atuado em diferentes áreas. Como exemplo, o selo Procel tem o objetivo de melhor informar o consumidor a respeito da eficiência energética de equipamentos. (...). **Essas medidas são realizadas pelas distribuidoras locais de eletricidade, para atender a um requerimento regulatório.** Análises técnicas e políticas mais profundas, que sejam capazes de alavancar as medidas de eficiência energética, já têm sido discutidas em muitos países do mundo, em especial nos Estados Unidos. Segundo o *American Council for an Energy – Efficient Economy* (ACEEE), **os Estados Unidos têm o potencial de reduzir entre 40 e 60% o uso energético até 2050 através de iniciativas de eficiência energética.** Para isso, há o reconhecimento de que esforços nas esferas estaduais e nacionais serão imprescindíveis. Ainda segundo o ACEEE, a intensidade energética nos Estados Unidos reduziu em 50% entre 1980 e 2014, indicando o sucesso das políticas de eficiência energética no país. **Apesar do consenso mundial de que programas de eficiência energética são importantes para o uso sustentável de energia elétrica, em vários países do mundo, inclusive no Brasil, esses programas são desenvolvidos pelas distribuidoras para obedecer a alguma exigência regulatória.** Por outro lado, o desenho da tarifa faz com que o faturamento das distribuidoras seja função do volume de energia consumido. Desse modo, **não há incentivo para que as distribuidoras promovam iniciativas de eficiência energética, a não ser para o cumprimento da regulação.** Infere-se, então, que os incentivos do modelo de energia elétrica devem ser realinhados para que a eficiência energética, e também os outros recursos energéticos distribuídos, sejam incorporados como produtos a

Do lado da demanda, os programas de eficiência energética dão maior ênfase à redução do consumo de energia durante um longo período, de forma a envolver mudanças de hábitos e comportamentos dos consumidores.

Assim como a geração distribuída, o avanço dos programas de eficiência energética pode reduzir a necessidade de investimentos em linhas de transmissão e distribuição de energia.

Além disso, os investimentos em equipamentos eficientes costumam representar uma das melhores formas de inserção dos REDs, já que reduzem emissões de forma eficaz.

O Brasil tem apresentado alguns avanços associados à implementação de medidas de eficiência energética. O PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), instituído em 1985, recebeu um impulso maior com a publicação da Lei de Eficiência Energética em 2001 e tem atuado em diferentes áreas.

Como exemplo, o selo PROCEL tem o objetivo de melhor informar o consumidor a respeito da eficiência energética de equipamentos.

2.5.5 Gerenciamento da demanda

Assim como a eficiência energética, os programas de gerenciamento da demanda⁷, estimulam os consumidores a reduzirem seu consumo de energia.

serem efetivamente desenvolvidos pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 28 – 29 – grifos nossos).

⁷ **Gerenciamento da demanda** - Assim como a eficiência energética, **os programas de gerenciamento da demanda estimulam os consumidores a reduzirem seu consumo de energia**. No entanto, enquanto os programas de eficiência energética dão ênfase a uma redução estrutural na demanda, **os programas de gerenciamento da demanda atuam no sentido de mudar o comportamento do consumidor em relação ao seu consumo de energia, buscando incentivar que o consumidor desloque parte da sua demanda para um horário em que haja menor consumo agregado de energia – ou fora de pico**. As práticas convencionais associadas ao gerenciamento de demanda **podem atuar diretamente no controle da energia consumida ou através de mecanismos tarifários**. Exemplos de mecanismos de atuação direta incluem o *Direct Load Control*, em que, com o consentimento prévio do consumidor, equipamentos que consomem energia são diretamente controlados pela distribuidora, podendo ser desligados ou sua utilização realocada para outro horário; e as *Interruptible Tariffs*, em que os consumidores concordam em reduzir seu consumo em determinados horários para um nível pré-determinado - ou em um montante também previamente acordado - em troca de um incentivo monetário. **Já os mecanismos tarifários de gerenciamento de demanda consistem em desenhos de tarifas que sinalizem a demanda por energia em determinado período para os consumidores. Como exemplo, no *Time of Use Rate (ToU)*, a tarifa de energia é fixada com antecedência para um período de tempo específico (por exemplo, horários diários de pico e fora de pico)**. A revisão da tarifa, geralmente, ocorre algumas vezes por ano. Já no *Dynamic Pricing* a tarifa muda constantemente a fim de refletir as necessidades do sistema. Os consumidores são notificados sobre a mudança tarifária um dia antes ou algumas horas antes, de forma que

No entanto, enquanto os programas de eficiência energética dão ênfase a uma redução estrutural na demanda, os programas de gerenciamento da demanda atuam no sentido de mudar o comportamento do consumidor em relação ao seu consumo de energia, buscando incentivar que o consumidor desloque parte da sua demanda para um horário em que haja menor consumo agregado de energia – ou fora de pico.

As práticas convencionais associadas ao gerenciamento de demanda podem atuar diretamente no controle da energia consumida ou através de mecanismos tarifários.

Exemplos de mecanismos de atuação direta incluem o *Direct Load Control*, em que, com o consentimento prévio do consumidor, equipamentos que consomem energia são diretamente controlados pela distribuidora, podendo ser desligados ou sua utilização realocada para outro horário; e as *Interruptible Tariffs*, em que os consumidores concordam em reduzir

eles possam ajustar o seu comportamento adequadamente. **O estudo de programas de gerenciamento de demanda em alguns estados norte-americanos evidencia o potencial de resposta dos consumidores a tais incentivos.** Na Califórnia, por exemplo, foi implementado em 2003 um programa com o intuito de estimar os impactos de diferentes formas de tarifação sobre o consumo. Observou-se, após adoção dessas diferentes tarifas, uma elasticidade- preço da demanda relevante, em especial por parte dos consumidores de baixa tensão, que reduziram a demanda no horário de pico sob o regime de tarifação dinâmica. **Foram testados 4 desenhos de tarifas: (i) Tarifa Básica, com sazonalidade tarifária mensal; (ii) Time of Use (ToU), com período de pico entre 14h e 19h e variação sazonal; (iii) Critical Peak Pricing – Fixed (CPP-F) – tarifa ToU durante todo o ano, com valor muito maior durante 15 dias de pico e notificação no dia anterior; e (iv) Critical Peak Pricing – Variable (CPP-V) – aplicável a um nicho da população, com tarifação de pico por período de 2 a 5 horas e notificação apenas 4 horas antes. É importante notar que o alcance do potencial completo de práticas de gerenciamento da demanda depende do desenvolvimento das redes inteligentes, já que tal tecnologia contempla dispositivos que permitem o controle direto de equipamentos, a medição mais frequente de consumo e o maior acesso dos consumidores à informação sobre seu próprio consumo.** Cabe ressaltar ainda que o gerenciamento de demanda pode ser encarado como uma medida de eficiência de custos, na medida em que evita volumes consideráveis de investimentos em geração e, em alguns casos, **na distribuição.** Com relação às práticas relacionadas ao gerenciamento de demanda no Brasil, cabe destacar a implementação das **Bandeiras Tarifárias inseridas nas contas de luz dos consumidores brasileiros, desde janeiro de 2015 (Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013).** O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa medida atua como uma sinalização para o consumidor, indicando o custo de geração de energia em função das condições de geração de eletricidade. O sistema possui quatro bandeiras (...). Embora sejam uma maneira de sinalizar para o consumidor os custos associados à geração de energia em determinado período do ano, as Bandeiras Tarifárias não são uma política de gerenciamento de demanda propriamente dita, uma vez que os agentes não têm a escolha de deslocar sua demanda no curto prazo para horários nos quais a energia seja menos custosa. Dessa forma, as bandeiras tarifárias têm o efeito de reduzir a demanda, não o de gerenciar. Outra proposta de tarifa que busca influenciar os hábitos de consumo de energia elétrica para o consumidor de baixa tensão no Brasil é a Tarifa Branca, que possibilita que o consumidor pague valores diferentes pela energia consumida de acordo com a hora e do dia da semana. (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 33 – 35 – grifos e sublinhados nossos).

seu consumo em determinados horários para um nível pré-determinado - ou em um montante também previamente acordado - em troca de um incentivo monetário.

Já os mecanismos tarifários de gerenciamento de demanda consistem em desenhos de tarifas que sinalizem a demanda por energia em determinado período para os consumidores. Como exemplo, no *Time of Use Rate (ToU)*, a tarifa de energia é fixada com antecedência para um período de tempo específico (por exemplo, horários diários de pico e fora de pico). A revisão da tarifa, geralmente, ocorre algumas vezes por ano. Já no *Dynamic Pricing* a tarifa muda constantemente a fim de refletir as necessidades do sistema. Os consumidores são notificados sobre a mudança tarifária um dia antes ou algumas horas antes, de forma que eles possam ajustar o seu comportamento adequadamente.

O alcance do potencial completo de práticas de gerenciamento da demanda depende do desenvolvimento das redes inteligentes (*Smart Grids*)⁸, já que tal tecnologia contempla

⁸ **Smart Grids e sua contribuição para o desenvolvimento dos RED**

O termo *smart grid* – ou redes elétricas inteligentes - refere-se a **uma rede elétrica que utiliza tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte da eletricidade gerada a partir de diferentes fontes, para atender à variação de demanda dos consumidores finais**. A implementação de redes elétricas inteligentes vem ocorrendo em diversos países, a partir de diferentes motivações – dentre elas, a necessidade de gerir mais eficientemente e de forma mais flexível e segura uma rede elétrica que conta com a crescente participação da geração descentralizada de energia. **Do lado das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o avanço das redes inteligentes é capaz de aumentar a eficiência operacional, otimizar investimentos, aumentar a confiabilidade da rede, reduzir perdas e melhorar indicadores de qualidade como DEC e FEC. Do lado do consumidor, as *smart grids* podem atuar de forma complementar aos RED.** Os mecanismos de gerenciamento de demanda discutidos no capítulo de Conceitos, por exemplo, podem atingir seu potencial pleno em conjunto com a infraestrutura de *smart grids*. A evolução dos RED, contudo, é factível mesmo em um cenário sem o desenvolvimento integral de redes inteligentes. A instalação de um medidor inteligente, em conjunto com a definição de uma tarifa diferenciada por período, já permite que o consumidor desloque seu consumo para um horário de tarifa mais baixa, suavizando seu uso de eletricidade ao longo do tempo. No caso brasileiro, isso significa que a utilização de medidores inteligentes nas residências de consumidores que optarem por aderir à Tarifa Branca torna possível que esses consumidores gerenciem sua demanda. **Da mesma forma, a geração distribuída, principalmente no seu início, quando o número de “prosumidores” ainda não é tão elevado, pode evoluir sem a utilização de um *grid* integrado que informe em tempo real sobre a variabilidade da produção descentralizada. Ou seja, apesar de atuarem de maneira complementar, a ausência de uma rede inteligente em certa medida não representa um impedimento à expansão de recursos energéticos distribuídos.** No entanto, com a ampliação da utilização de recursos inteligentes no sistema é possível extrair maiores benefícios dos RED. **O uso de monitores e *displays* de consumo, por exemplo, facilita o acesso do consumidor a informações sobre o seu próprio uso de eletricidade, aprimorando os resultados de mecanismos de eficiência energética e gestão de demanda. Com o uso de outros dispositivos inteligentes é possível implementar um conjunto ainda mais amplo de mecanismos de gerenciamento de demanda, que podem atuar diretamente na carga, através de termostatos e controles de equipamentos domésticos. As tecnologias de redes inteligentes permitem ainda uma maior integração das baterias com as fontes geradoras de energia que as alimentam.** Em um cenário de crescente eletrificação do transporte, os dispositivos inteligentes permitirão informar a um proprietário de EV sobre os melhores horários diários para recarga de sua bateria, por exemplo. **No longo prazo, as redes inteligentes poderão também permitir que os veículos elétricos alimentem a rede de uma residência a partir da sua bateria.** (CADERNOS FGV ENERGIA, 2016, p. 56 e 57– grifos nossos).

dispositivos que permitem o controle direto de equipamentos, a medição mais frequente de consumo e o maior acesso dos consumidores à informação sobre seu próprio consumo.

O gerenciamento de demanda pode ser encarado como uma medida de eficiência de custos, na medida em que evita volumes consideráveis de investimentos em geração e, em alguns casos, na distribuição.

Com relação às práticas relacionadas ao gerenciamento de demanda no Brasil, cabe destacar a implementação das Bandeiras Tarifárias inseridas nas contas de luz dos consumidores brasileiros, desde janeiro de 2015 (Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013). O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa medida atua como uma sinalização para o consumidor, indicando o custo de geração de energia em função das condições de geração de eletricidade.

2.5.6 REDs – A Distribuidora do futuro – Estudo MIT (EUA)

Já mencionado, o estudo internacional recentemente publicado (dezembro 2016) sob o título “*Utility of the Future - An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*” (MILLER, RAANAN, 2016), deve ser enfatizado.

Naquele estudo, principalmente em decorrência da inserção dos chamados “*DERs*” (*distributed energy resources*) nas instalações de distribuição (potência e energia elétrica), identifica-se na distribuição um setor em transição.

Ao referir-se a “*fatos de hoje*”⁹ é ressaltado que os sistemas de energia elétrica nos Estados Unidos, Europa e várias outras partes do mundo estão experimentando um conjunto de

⁹ *Electric power systems in the United States, Europe, and several other parts of the world are experiencing an unprecedented set of changes driven by the intersection of several key trends: the increasing decentralization of power systems, epitomized by the growing penetration of distributed generation (and more recently, energy storage) and more active and price-responsive energy consumers”; a proliferation of information and communications technologies (ICTs) that enable energy to be produced, transmitted, and consumed more intelligently and efficiently by agents of any size; the growth of variable renewable energy sources such as distributed resources are adopted, many consumers are becoming what some authors call “prosumers” — that is, they produce energy at some times and consume it at others. Rather than distinguishing among producers, consumers, and prosumers, this report will refer simply to network users or agents. wind and solar energy; the decarbonization of the energy system as part of global climate change mitigation efforts; and the increased*

mudanças sem precedentes impulsionadas pela interseção de várias tendências-chave: a crescente descentralização dos sistemas de energia, caracterizada pela ampliação da inserção da geração distribuída (e mais recentemente, pelo armazenamento de energia) e fornecimento de energia pelos consumidores com preços suscetíveis à disponibilidade, bem como uma proliferação de tecnologias de informação e comunicação (ICTs) que permitem a produção, transmissão e consumo de energia de forma mais inteligente e eficiente por agentes de qualquer tamanho; o crescimento de fontes variáveis de energias renováveis como solar e eólica; a descarbonização do sistema energético como parte dos esforços globais de mitigação da mudança climática e o aumento da interconexão da eletricidade com outros segmentos críticos de infraestruturas - como as comunicações e os transportes - o que aumenta a importância da eletricidade nas economias modernas. Essas mudanças originam uma questão. Como os serviços de eletricidade que hoje são fornecidos principalmente de forma centralizada e abrangente serão fornecidos no futuro?

Na resposta¹⁰ à questão o estudo aponta que o sistema de energia está se tornando mais distribuído.

Os sistemas de energia em todo o mundo estão se tornando menos centralizados à medida que um mix recursos integra a rede através dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e novas opções para gerar/produzir e fornecer/consumir energia elétrica emergem integrados ao próprio sistema de distribuição.

interconnectedness of electricity with other critical infrastructure — such as communications and transportation — which enhances the importance of electricity in modern economies. These changes all give rise to a central question: How will the electricity services that are today primarily provided in a centralized, topdown manner be provided in the future? (Miller, Raanan , 2016 - MIT Energy Initiative: Utility of the Future, CHAPTER 1: A Power Sector in Transition, p. 1).

¹⁰ *The power system is becoming more distributed.*

Power systems around the world are becoming less centralized as the resource mix integrates distributed energy resources (DERs) and new options for providing and consuming electricity services emerge in the distribution system. In most power systems, DERs remain minor players in the provision of electricity services; nonetheless, smart energy consumption and DER deployment are generally on the rise.

(...)

Some DERs, including electric vehicles, air conditioners, refrigerators, or a building's thermal storage capacity, exist primarily for reasons other than to provide electricity services. Other DERs, such as solar photovoltaic (PV) panels or electric batteries, are installed specifically to provide such services. Some of these resources, such as electric batteries or solar PV panels, can be deployed at all voltage levels — including large-scale installations at the bulk power level — while others, such as electric vehicles or refrigerators, are intrinsically distributed. (Miller, Raanan, 2016 - MIT Energy Initiative: Utility of the Future, CHAPTER 1: A Power Sector in Transition, p. 2)

Na maioria dos sistemas elétricos os REDs permanecem menos expressivos na geração ou no fornecimento de serviços de eletricidade. Contudo, quando considerado o consumo de energia inteligente (*smart grids*), a implantação de REDs ganha importância.

3 ESTUDO DE CASO INCIDENTE NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIDORA - MICROGERAÇÃO SOLAR (FOTOVOLTAICA)

O interesse na demonstração desse caso decorre do fato de que, além de permitir constatar recente mudança regulatória editada pela ANEEL, às citadas adequações em face de inovação, a demonstração está em estreita sintonia com a proposta da monografia de analisar a microgeração distribuída (um dos tipos de REDs) como uma tendência de mercado que afeta e impacta a distribuidora. Seja porque esta é obrigada a adotar a regulamentação imposta, seja porque a microgeração representa uma tendência mercadológica já comprovada, mas que, a exemplo de outros REDs, tem características ambivalentes, ou seja, inerentes aspectos positivos se contrapõem a negativos, principalmente para a distribuidora. Por isso, permite constatar, com forte ênfase, a imposição da regulamentação a que a distribuidora está sujeita.

Visa demonstrar, ainda, além dos aspectos relacionados a viabilidade técnica, operacional e comercial oferecida pela indústria de equipamentos, o potencial de expansão e os níveis de afetação no futuro, se e quando implementados massivamente tais projetos.

A distribuidora deve atender quando um de seus consumidores manifesta interesse solicitando autorização para o acesso à rede elétrica em decorrência de instalação de unidade geradora, no caso, uma microunidade de geração fotovoltaica.

Aqui é abordado o próprio microgerador fotovoltaico de energia elétrica, suas especificações técnicas e os preparativos para instalação.

A microgeração fotovoltaica (solar) insere-se nos REDs, como submodalidade da modalidade geração distribuída.

A geração distribuída regulamentada pelo Decreto Federal nº 5163/2004 e a micro e minigeração distribuídas regulamentadas pelas Resolução Normativa - REN nº 482/2012 e

REN nº 687/2015, no âmbito SIN (Sistema Interligado Nacional), dependem das instalações elétricas de titularidade da distribuidora de energia elétrica para serem implantadas.

No caso dos REDs em geral e da geração distribuída em particular (inclusive microgeração), todas as relações comerciais e técnicas do gerador/produzidor se dão com a distribuidora.

Fala-se, por isso, que tais REDs se encontram no âmbito da distribuidora. Daí o interesse em situá-la, como feito acima, dentro do modelo institucional do setor elétrico.

Cumpra à distribuidora, conforme legislação e regulamentação, participar da CCEE e do ONS, inclusive representando os agentes e consumidores que no âmbito dela detenham instalações de REDs.

A demonstração é de microgeração distribuída de natureza fotovoltaica construída na conexão das instalações de distribuidora com as instalações de consumo de energia elétrica de consumidor, em baixa tensão.

Como a instalação de RED depende das redes elétricas da distribuidora é com esta que o interessado deve manter relacionamento técnico, comercial e regulamentar.

De todo modo, é certo que com os REDs se abre a perspectiva de maior autonomia ao consumidor para dispor da energia elétrica que necessite. Porém, assume posição ativa e, até que venha a ocorrer alteração regulatória, deverá interagir com a distribuidora.

No caso da microgeração distribuída fotovoltaica, atualmente no Brasil a regulamentação a qualifica como “*net metering*”, e permite apenas compensações de montantes de energia elétrica produzida e consumida na própria unidade consumidora / geradora do consumidor (que passa a se chamar prosumidor), não sendo caracterizada como comercialização.

3.1 A REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL PARA A MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A ANEEL regulamentou inicialmente a micro e a minigeração distribuídas através da Resolução Normativa - REN nº 482/2012.

Em 02.12.2015 fez publicar a REN nº 687/2015 alterando, atualizando e complementando aquela, inclusive quanto ao Módulo 3.7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que trata do livre acesso às redes elétricas, e estabelecendo o sistema de compensação de energia elétrica.

Tal regulamentação decorreu das Audiências Públicas – AP nº 042/2011 e 026/2015, promovidas pela ANEEL. Na primeira AP o embasamento inicial para a chamada deu-se conforme explicitado na Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL, de 20 de junho de 2011. O objetivo da nova regulamentação proposta era reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar. Em seguida, a segunda, (AP 026/2015), tem seu embasamento inicial na Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL e visou aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

As alterações e complementações introduzidas pela REN nº 687/2015 passaram a ser efetivadas a partir de março de 2016 com as adequações aos PRODIST (Procedimentos de Distribuição).

A própria Agência deu destaque dessa regulação divulgando a microgeração distribuída.

Consultado o sítio da ANEEL na Internet, em 20.04.2017, no endereço: www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas, verificou-se que foi colocado em destaque o seguinte texto, ora transcrito conforme o original, o qual tem servido de base para a divulgação da mini e microgeração distribuída pelas distribuidoras:

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

Com o objetivo de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (**Resolução Normativa nº 414/2010**); aumentar o público alvo; e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa nº 482/2012.

Principais inovações

Segundo as novas regras, que começaram a valer em 1º de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central

geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

3.2 O MICROGERADOR FOTOVOLTAICO DE ENERGIA ELÉTRICA E OS PREPARATIVOS PARA INSTALAÇÃO

Conforme consta das advertências da ANEEL acima, compete ao consumidor a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída. Ao interessado cumpre analisar todas as condições técnicas tais como custo dos microgeradores de energia elétrica e eventuais condições de financiamento.

O consumidor ligado à rede da distribuidora deverá analisar a relação custo/benefício para instalação dos microgeradores, com base em diversas variáveis: tipo da fonte de energia (no caso, painéis solares), tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização (rural ou urbana), valor da tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, condições de pagamento/financiamento do projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica.



Para facilitar essa análise, a própria ANEEL disponibilizou em seu sítio na Internet um “link” que permite obter, de forma “on line”, conexão de comunicação sobre os microgeradores fotovoltaicos através de dados fornecidos pelo Instituto Ideal, com apoio da própria ANEEL.

Dessa maneira, as características da microgeração distribuída fotovoltaica são extraídas da publicação Guia de Microgeradores Fotovoltaicos (Instituto Ideal – América do Sol, com apoio da ANEEL - <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/> - consulta em 17.04.2017), onde de forma didática, são fornecidas orientações e esclarecimento a um potencial interessado, das quais destacam-se as seguintes:

(...)

Microgeradores e minigeradores solares fotovoltaicos (FV) são sistemas de geração elétrica de pequena e média potência, normalmente instalados para produzir energia suficiente para alimentar uma casa, um edifício ou, até mesmo um galpão de uma indústria.

Microgeradores são sistemas com potência igual ou de até 75 kW, e minigeradores, acima de 75 kW e até 5 MW.

Tais sistemas podem ainda ser integrados arquitetonicamente ao edifício (substituir fachadas, telhados, brises ou janelas) ou ser instalados em solo, como, por exemplo, no jardim de uma casa.

Para participar do Sistema de Compensação de Energia, você deve projetar seu microgerador fotovoltaico de modo que ele atenda à necessidade energética de sua edificação, gerando no máximo a energia que você consome ao longo de um ano ou considerando o uso de créditos para compensação em outras unidades consumidoras que estão em seu nome.

Primeiramente, o instalador irá verificar o quanto de eletricidade sua casa escritório ou indústria consome em determinado período, para calcular qual deve ser a capacidade de seu sistema fotovoltaico.

(...)

(...) com o intuito de otimizar os ganhos com a instalação de um sistema de geração solar recomenda-se aos consumidores do grupo B que a geração para atendimento à própria unidade consumidora seja projetada para gerar um pouco menos que o consumo médio no local, de forma que haja um consumo mínimo da rede mensalmente.

(...)

GLOSSÁRIO

ENERGIA INCETIVADA

Energia produzida por empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.

INVERSOR

Componente do sistema gerador que converte em corrente alternada a energia produzida em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos.

MEDIDOR BIDIRECIONAL

Instrumento registrador tanto da energia elétrica consumida, quanto da injetada na rede, instalado para o faturamento no ponto de medição

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

MÓDULO FOTOVOLTAICO

Componente do sistema gerador fotovoltaico que converte a energia solar em eletricidade.

NET METERING OU SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA



Sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

CONJUNTO DE EQUIPAMENTOS

Usados para conectar as instalações da distribuidora e do consumidor/proprietário do microgerador.

RELACIONAMENTO OPERACIONAL

Documento firmado entre o consumidor proprietário do microgerador e a distribuidora que estabelece as condições para assegurar a operação segura e ordenada das instalações elétricas que interligam a instalação de microgeração ao sistema da distribuidora.

SISTEMA FOTOVOLTAICO

Conjunto integrado de módulos, inversor, medidor e outros componentes, projetado para converter a energia solar em eletricidade. (IDEAL INSTITUTO, 2013).

3.3 INSTALAÇÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UNIDADE DE CONSUMO DE BAIXA TENSÃO

Adotado como exemplo de microgeração distribuída fotovoltaica um caso de consumidor (cativo) classificado com “B-1 – baixa tensão”, faz-se a seguir o detalhamento das etapas desde a solicitação até a concretização da instalação e operação.

3.3.1. Baixa tensão – Grupo B-1

O referido caso é retirado de exemplo utilizado pela ANEEL, em conformidade com as orientações práticas publicadas nos (CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2016).

Existe uma sequência cronológica de atos a serem praticados pelo interessado na instalação do gerador (acessante) perante a distribuidora.

3.3.2. Solicitação do acesso à rede de distribuição de energia elétrica

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição.

Como no caso presente foca-se apenas a microgeração distribuída fotovoltaica, restringe-se a essa modalidade a orientação que se segue.

Para que a central geradora seja caracterizada como microgeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso.

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo.

A solicitação de acesso deve conter o Formulário de Solicitação de Acesso para microgeração distribuída, disponível no Anexo II da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, determinado em função da potência instalada da geração.

No caso em estudo no presente trabalho o formulário em referência é de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10kW, conforme cópia (ver a seguir) de modelo a seguir, extraído do Módulo 3.7 (PRODIST), editado pela ANEEL.

No sistema de compensação de energia elétrica, a potência instalada de geração é limitada à potência disponibilizada, ou seja, a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora.

Para o grupo “B” é configurada como a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA) com base nos seguintes parâmetros:

Em unidade consumidora nova, a potência disponibilizada deve ser igual ou superior à capacidade instalada da central geradora.

Assunto: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída	Seção: 3.7	Revisão: 6	Data de Vigência: 01/03/2016	Página: 89 de 92
---	---------------	---------------	---------------------------------	---------------------

ANEXO II – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº: CEP:	
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2- Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>	
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input type="checkbox"/>	
2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.	<input type="checkbox"/>	
3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ /	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

Figura 2 - Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10kW

O formulário específico para cada solicitação deve ser protocolado na distribuidora, acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo à distribuidora solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários padronizados.

3.3.3. Parecer de acesso expedido pela distribuidora

Em resposta à solicitação de acesso, a distribuidora deverá emitir o parecer de acesso, que é um documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, no qual são informadas as condições de acesso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os respectivos prazos.

No caso de ser necessária alguma obra para atendimento, o parecer de acesso deve também apresentar o orçamento da obra, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da eventual participação financeira do consumidor.

O prazo máximo para elaboração do parecer é de 15 dias para microgeração. Esse prazo é dobrado caso haja necessidade de obras de melhorias ou reforços no sistema de distribuição acessado.

Conforme estabelecido na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, o procedimento de acesso é simples e rápido, assim como os requisitos de proteção necessários para garantir a segurança das pessoas e a qualidade da energia injetada na rede.

Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto ao microgerador distribuído e envio dos dados à ANEEL para fins de registro.

3.3.4. O sistema de medição (responsabilidade da distribuidora)

O sistema de medição deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da microgeração distribuída, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica (medição de consumo e de geração).

A medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada, caso seja a alternativa de menor custo ou haja solicitação do titular da unidade consumidora com microgeração distribuída.

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

Para o caso de conexão de central geradora em unidade consumidora existente, sem necessidade de aumento da potência disponibilizada¹¹, a distribuidora não pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora em função da substituição do sistema de medição existente, exceto se for constatado descumprimento das normas e padrões técnicos vigentes à época da sua primeira ligação, ou se houver inviabilidade técnica devidamente comprovada para instalação do novo sistema de medição no padrão de entrada existente.

3.3.5. Microgeração distribuída fotovoltaica: contratação - adesão – relacionamento operacional

É dispensável a assinatura dos contratos de uso (CUSD) e conexão (CCD) na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, sendo suficiente a emissão, pela distribuidora, do Relacionamento Operacional para a microgeração distribuída.

O Relacionamento Operacional deverá ser encaminhado pela distribuidora ao acessante em anexo ao Parecer de Acesso.

Caso sejam necessárias melhorias ou reforços na rede para conexão da microgeração distribuída, a execução da obra pela distribuidora deve ser precedida da assinatura de contrato específico com o interessado, no qual devem estar discriminados as etapas e o prazo de

¹¹ Por potência disponibilizada (inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414/2010), considera-se a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, calculada da seguinte forma: a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

Para exemplificar o caso de consumidor do grupo B, se a capacidade do disjuntor da unidade consumidora for de 30 A (ampères), a tensão de atendimento for 220 V (volts) e instalação trifásica, tem-se: Potência disponibilizada = 30 A x 220 V x 3 = 19800 VA = 19,8 kVA.

Assim, para o exemplo apresentado, considerando-se um fator de potência de 0,92 para a instalação, pode-se instalar uma microgeração de até 18,216 kW (= 19,8 kVA x 0,92) nessa unidade consumidora atendida em baixa tensão.

implementação das obras, as condições de pagamento da eventual participação financeira do consumidor, além de outras condições vinculadas ao atendimento.

3.3.6. Incidência de Impostos Federais e Estaduais

A definição sobre a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais foge das competências da ANEEL, cabendo à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais tratar da questão. A seguir, são apresentadas informações relativas ao ICMS e PIS/COFINS:

a) ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS é um tributo estadual aplicável à energia elétrica. Com respeito à micro e minigeração distribuída, é importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado teria como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês.

O Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, que revogou o Convênio ICMS 6/2013 e autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia. Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês.

Para aqueles Estados que não aderiram ao novo Convênio, mantém-se a regra anterior, na qual o ICMS é cobrado sobre todo o consumo, desconsiderando assim a energia injetada na rede pela micro ou minigeração.

É o caso do Estado do Paraná onde, na mesma linha das comunicações publicadas pela ANEEL conforme acima destacado, cita-se a comunicação publicada pela COPEL (Companhia Paranaense de Energia):

Em relação à tributação, a cobrança do ICMS sobre qualquer produto ou serviço obedece ao disposto na Constituição Federal e no Regulamento do ICMS do Estado do Paraná (vide Decreto 6.080 de 28/09/2012), dessa forma, uma vez que a Secretaria da Fazenda do Estado do Paraná não isenta do ICMS as unidades com Geração Distribuída, cabe a Copel a cobrança e repasse dos valores referentes ao ICMS sobre todo o consumo de energia elétrica que o cliente capta da rede de distribuição. (COPEL DIS, 2016).

b) PIS/COFINS

Com relação à apuração do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, não existia até outubro de 2015 uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e minigeração distribuída.

No entanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os Estados do País.

A respeito colhem-se as seguintes observações publicadas pela COPEL:

A partir da publicação da Lei nº 13.169 de 06/10/2015, foram reduzidas à zero as alíquotas de PIS/COFINS sobre o consumo compensado. Mensalmente serão aplicadas alíquotas reduzidas de PIS/COFINS de acordo com o valor do consumo compensado no mês anterior. Importante: sobre a energia gerada e consumida na própria unidade consumidora, que não seja injetada na rede, não haverá qualquer cobrança, tarifação ou impostos. (COPEL-DIS, 2016)

3.3.7. Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Uma importante inovação trazida pela REN nº 482/2012 é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria, armazenando esse excedente.

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses.

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo.

Como já assentado, o presente caso leva em conta apenas o consumidor de baixa tensão (classificado como B-1), sendo que a microgeração distribuída está instalada na própria unidade de consumo.

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo b), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kwh (monofásico), 50 kwh (bifásico) ou 100 kwh (trifásico).

3.3.8. A realização do faturamento quando a microgeração distribuída é instalada no mesmo local de consumo

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica tem seu modo de faturamento estabelecido no art. 7º da resolução normativa nº 482/2012, podendo-se resumir a seguir os procedimentos adotados quando a geração está instalada no mesmo local de consumo:

- a. A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
 - b. Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
 - c. O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do grupo b (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade;
-

- d. Para os consumidores do grupo a (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda;
- e. Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a microgeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento; e
- f. Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento.

3.3.9. Exemplo - Consumidor do Grupo B (baixa tensão) que instala microgeração distribuída fotovoltaica - faturamento pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A ANEEL, no intuito de demonstrar a dinâmica do sistema de compensação de energia elétrica, apresentou nos seus Cadernos Temáticos Aneel (2016), exemplo de faturamento de consumidor do grupo B (baixa tensão), com instalação de microgerador distribuído fotovoltaico, nos seguintes termos:

(...) vamos considerar a existência de uma unidade consumidora trifásica (custo de disponibilidade igual ao valor em reais equivalente a 100 kWh), localizada na cidade de Belo Horizonte, que tenha instalado equipamentos de microgeração solar fotovoltaica com potência de 2 kW (pico), e cujo consumo médio mensal seja de 418 kWh.

Para efeitos de cálculo, foi utilizada a tarifa de 0,51 R\$/kWh da Cemig, sem a incidência de impostos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS).

Com base nos níveis mensais de irradiação solar na localidade, foi estimada para a unidade consumidora (UC) a geração de energia (injetada), conforme apresentado na tabela 2 a seguir.

Tabela 2 – Faturamento Trimestral – consumidor Grupo B-1 (Fonte: Aneel)

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD*	Fatura com GD*	Diferença
Jan	330	353	23	R\$ 168,30	R\$ 51,00	R\$ 117,30
Fev	360	360	23	R\$ 183,60	R\$ 51,00	R\$ 132,60
Mar	460	335	0	R\$ 234,60	R\$ 52,02	R\$ 182,58

Fatura março = (Consumo – Injetado – Crédito utilizado) x Tarifa energia

Fatura março = (460 – 335 – 23) x 0,51 = R\$ 52,02

Conforme pode ser observado no quadro anterior, no mês de janeiro o consumo da unidade consumidora (330 kWh) foi menor do que a energia ativa injetada na rede (353 kWh), resultando disso um crédito (23 kWh) a ser utilizado em faturamento posterior.

No mês de janeiro, portanto, o faturamento será apenas pelo custo de disponibilidade. Como esse custo é o valor em reais equivalente a 100 kWh, para uma tarifa de 0,51 R\$/kWh, o custo de disponibilidade será de R\$ 51,00.

No mês de fevereiro, a energia ativa injetada na rede (360 kWh) foi igual ao consumo medido. Dessa forma, o crédito do mês anterior não foi aproveitado (e novamente, a UC foi faturada pelo custo de disponibilidade).

Em março, o consumo (460 kWh) foi maior do que a energia ativa injetada na rede (335 kWh), circunstância que propiciou a utilização do crédito de 23 kWh gerados no mês de janeiro.

O perfil anual de consumo e geração da unidade consumidora hipotética está retratado na Tabela 3.

Tabela 3 – Faturamento Anual – consumidor Grupo B-1 (Fonte: Aneel)

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD*	Fatura com GD*	Diferença
Jan	330	353	23	R\$ 168,30	R\$ 51,00	R\$ 117,30
Fev	360	360	23	R\$ 183,60	R\$ 51,00	R\$ 132,60
Mar	460	335	0	R\$ 234,60	R\$ 52,02	R\$ 182,58
Abr	440	357	0	R\$ 224,40	R\$ 51,00	R\$ 173,40
Mai	450	333	0	R\$ 229,50	R\$ 59,67	R\$ 169,83
Jun	390	308	0	R\$ 198,90	R\$ 51,00	R\$ 147,90
Jul	350	360	10	R\$ 178,50	R\$ 51,00	R\$ 127,50
Ago	476	370	4	R\$ 242,76	R\$ 51,00	R\$ 193,80
Set	484	380	0	R\$ 246,84	R\$ 51,00	R\$ 183,60
Out	480	378	0	R\$ 244,80	R\$ 52,02	R\$ 192,78
Nov	430	338	0	R\$ 219,30	R\$ 51,00	R\$ 168,30
Dez	390	332	0	R\$ 198,90	R\$ 51,00	R\$ 147,90
Total	5.100	4.204	-	R\$ 2.560,20	R\$ 622,71	R\$ 1.937,49

Fatura agosto = (476 – 370 – 6) x 0,51 = R\$ 51,00

Nota-se que, no mês de julho, novamente o consumo (350 kWh) foi menor do que a energia ativa injetada na rede (360 kWh), o que gerou um crédito de 10 kWh. Já no faturamento de agosto, a energia injetada foi de 370 kWh e o consumo foi maior (476 kWh)

A diferença entre o consumo e a geração (106 kWh) seria, portanto, o valor a faturar naquele mês. Todavia, há 10 kWh de créditos gerados no mês anterior (julho) e, assim sendo, eles podem ser utilizados para abater o valor a faturar. Nesse caso, no entanto, basta que sejam utilizados 6 kWh (dos 10 kWh de crédito) para que a quantidade de kWh a faturar seja igual à quantidade mínima que deve ser faturada (100 kWh – custo de disponibilidade). Logo, sobrariam ainda 4 kWh de créditos que o consumidor utilizará no mês em que necessitar (no exemplo, em setembro).

Em resumo, nos meses em que o consumo for igual ou inferior à energia injetada na rede (janeiro, fevereiro e julho, no exemplo), ou quando, embora maior o consumo, a diferença for menor ou igual a 100 kWh (abril, junho, agosto, setembro, novembro e dezembro, no exemplo), a UC será faturada apenas pelo custo de disponibilidade.

Ressalta-se aqui que não foram consideradas as eventuais incidências de impostos (ICMS e PIS/COFINS), (...). Dessa forma, nos Estados que ainda não aderiram ao Convênio ICMS 16, de 2015, aprovado pelo CONFAZ, é possível que a economia total anual na fatura de energia elétrica seja inferior àquela apresentada na Tabela 2 (CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2016, p. 19 – 21).

Devido ao crescente interesse na instalação de microgeração distribuída, a ANEEL tem comunicado ao público permanentemente através de seu sítio na internet (www.aneel.gov.br) que o registro das unidades consumidoras com geração distribuída, por meio do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, até o dia 10 (dez) de cada mês, para aquelas usinas (microusinas) que entraram em operação até o último dia do mês anterior.

4 ANÁLISE - MERCADOS CATIVO E LIVRE – TENDÊNCIAS NO ÂMBITO DA DISTRIBUIDORA FACE AOS REDs

Mantido o paradigma tecnológico, conforme assinalado no item 2.1, de ainda não ser possível transmitir energia elétrica pelo ar em grandes potências, de forma economicamente viável e com segurança, no plano da exploração empresarial da atividade da distribuidora, a inserção e possível rápida expansão dos REDs faz com que surja a noção de disrupção da atividade de distribuição de energia elétrica, pois a tendência é de, por um lado, especialização cada vez maior da distribuidora voltada para implantar, operar e expandir redes e instalações elétricas; e por outro lado, incorporação e integração de REDs a essas instalações.

A geração distribuída, incluindo micro e mini geração, bem como os demais itens do elenco de REDs, ocorrem sempre no âmbito da distribuidora. Tanto no que se refere aos aspectos comerciais, quanto no que se refere aos aspectos técnicos, na conexão e uso dos sistemas elétricos por terceiros (geradores e consumidores).

Por outro lado, à distribuidora é reservado por contrato explorar o chamado “mercado cativo”. Este, quantitativa e majoritariamente é formado por consumidores finais classificados como de baixa tensão, nos termos técnicos já explicitados.

O presente estudo restringe-se a esse mercado, considerado o fornecimento de energia elétrica pela distribuidora.

4.1 MERCADO E CONSUMIDORES LIVRES

Inobstante comunicar-se com o assunto, não é objetivo deste trabalho analisar o mercado de livre negociação de energia elétrica especificamente, cumprindo apenas aludir às relações que eventualmente a distribuidora possa com este manter.

Estima-se que o mercado livre de compra e venda de energia elétrica corresponda na atualidade a cerca de 24% do total.

Nesse mercado, que tem suas operações no âmbito da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), a distribuidora não pode comercializar e nem desenvolver atividade de geração e transmissão. Entretanto, deve disponibilizar suas instalações elétricas para conexão e uso dos interessados, observando o princípio setorial do livre acesso.

Além dos cativos, a legislação prevê outros consumidores de energia elétrica que atuam no mercado, no âmbito da CCEE (consumidor livre, consumidor especial e o autoprodutor). O autoprodutor pode gerar para si e vender o excedente.

Os consumidores assim qualificados, integrantes da CCEE, podem comprar ou vender de forma competitiva a energia elétrica de sua titularidade, atuando no mercado de curto prazo (MCP), a PLD (preço de liquidação de diferenças).

Em geral, estes consumidores livres já foram no passado consumidores da distribuidora, liberando-se do suprimento desta por opção e enquadramento legal.

Saíram dessa base quanto a compra e venda de energia elétrica. Isto é, não são supridos de energia pela distribuidora.

Todavia mantêm relacionamento contratual com a distribuidora por causa das redes e demais instalações elétricas de que dependem para o suprimento.

Em razão do acesso aos sistemas elétricos de distribuição, pagam as respectivas tarifas de uso do sistema (TUSD) e os custos de conexão à rede da distribuidora.

Tais consumidores livres, quando saem da base de atendimento (de energia) obrigatório da distribuidora representam impacto para o mercado da distribuidora.

Esse fato tem merecido permanente adequação da regulação econômica incidente sobre a distribuidora, com vistas a reequilibrar os direitos e obrigações contratuais dela quanto aos montantes que deve dispor para atender o seu mercado cativo.

Com o passar do tempo e as saídas de consumidores para o mercado livre, retirou-se da distribuidora a obrigação de suprir montantes expressivos de energia elétrica a esses consumidores que deixaram sua base e que encontraram no mercado livre de negociação de energia elétrica através da CCEE condições mais favoráveis e adequadas aos seus interesses para comprar e vender energia elétrica, participando obrigatoriamente do MCP (Mercado de

Curto Prazo). Mas, por outro lado, com a saída da carga para o mercado livre, obrigaram a distribuidora a proceder ajustes do seu mercado de atendimento, sob fiscalização da ANEEL.

A perda desses consumidores pela distribuidora será tanto maior em quantidade de consumidores e montantes de energia elétrica, quanto maior for a expansão do mercado livre.

Concomitante à criação e expansão do mercado livre, consolidou-se à distribuidora a obrigação de conceder o livre acesso à rede elétrica a acessantes, compreendidos como usuários qualificados para fazer a conexão e o uso da mesma como geradores ou consumidores livres.

A distribuidora não participa do mercado livre, tendo sua atuação de comercialização de energia elétrica restrita ao ACR para aquisições de energia elétrica (através de leilões) e venda/fornecimento aos consumidores cativos, em conformidade com as condições gerais de fornecimento estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 (com suas alterações posteriores).

Considerando que o mercado livre atualmente abrange cerca de 24% do total, conclui-se que as distribuidoras atendem os cerca de 76% complementares.

Por dedução lógica pode-se imaginar que o mercado livre poderá aumentar. Seja por migração de consumidores que deixariam a base da distribuidora para aproveitar melhores condições econômicas de suprimento através do mercado livre, aspecto que tem justificado a migração; seja por alteração da legislação / regulação que venha a permitir a opção de consumidores com baixa demanda e consumo de energia elétrica a fazê-lo. A regulação prevê para consumidores livres o limite mínimo de demanda atual de 3 MW e para os especiais de 500 kW.

Nesse caso, todas as funções desempenhadas pela distribuidora relativamente ao fornecimento ou comercialização de energia elétrica previstas na REN ANEEL nº 414/2010, deixariam de existir, restringindo-se as operações da distribuidora a construir, operar, manter e administrar as redes elétricas e demais instalações de que seja titular.

Se assim confirmado, nesse caso, possivelmente estaria atendida uma importante condição para ampla expansão do mercado livre de energia elétrica, a exemplo do que já ocorre em alguns países, que já fizeram tal liberação.

Em consequência, o mercado livre de energia elétrica no Brasil poderia sofrer forte crescimento, o que exigiria radical mudança na regulação da atividade de distribuição de energia elétrica, e necessária adequação do modelo setorial.

4.2 DISTRIBUIDORA COMO EMPRESA “FIO”

Como dito, se confirmada a tendência (e corroborada por nova regulação), poderá ser colocado em segundo plano o próprio fornecimento de energia, tornando a distribuidora, cada vez mais, uma “empresa fio” (controladora e operadora de ativos de distribuição).

A estrutura tradicional das atividades da distribuidora como é hoje, conforme regulação específica e fiscalização da ANEEL, tem por objeto e finalidade receber energia e potência elétricas supridas por empresas transmissoras através do Sistema Interligado Nacional – SIN e levá-las, entregando-as ou distribuindo-as aos consumidores existentes na área territorial delimitada, onde a distribuidora se obriga a fazer o fornecimento da energia e dos serviços associados aos consumidores cativos.

Outros tipos de suprimentos à distribuidora, por exemplo centrais elétricas qualificadas como geração distribuída, são tratadas em regulação especial.

A rigor, a atividade comercial da distribuição, ou seja, a compra e venda e a realização do fornecimento de energia elétrica a consumidor final, é uma atividade que, em geral, não agrega valor à distribuidora.

Como esta tem que comprar energia elétrica para suprir seu mercado no ambiente de contratação regulado (ACR), mediante leilões, tais preços regulados serão reconhecidos pela ANEEL para compor a tarifa de fornecimento ao consumidor com o mesmo valor de aquisição, não gerando um diferencial que nesse item permita ganho para a distribuidora.

Por outro lado, garante-lhe fluxo de caixa e giro de recursos financeiros em grande monta, pois é a distribuidora que atua no mercado através dos seus consumidores (carteira de clientes), e em termos de volumes financeiros movimentados (os chamados recebíveis).

Esta é uma das razões porque fala-se como tendência a distribuidora transformar-se em empresa exclusivamente de “fio”, ou seja, obtendo receitas financeiras a partir da rede física e demais equipamentos de distribuição de energia elétrica estabelecidos em seu acervo de ativos reconhecidos pela ANEEL para tanto.

Se efetivada tal tendência é possível que até mesmo o objeto social empresarial da distribuidora tenha que ser alterado em relação ao que atualmente é fixado nos respectivos estatutos sociais.

Porém, mesmo nessa hipótese, a atividade monopolista da distribuidora não se alteraria.

Tais eventos vindo a ocorrer, possibilidade que vem crescentemente sendo discutida no mercado e no setor elétrico, em extremo, a distribuidora deixaria de realizar a função de fornecimento / comercialização de energia elétrica a consumidor final.

Se transformaria, então, numa empresa que no jargão setorial seria exclusivamente de “fio”, ou seja, obteria receitas financeiras, mediante tarifas, a partir da rede física e demais equipamentos de distribuição estabelecidos em seu acervo de ativos reconhecidos pela ANEEL.

4.3 TENDÊNCIAS QUE JÁ SE OBSERVAM NO ÂMBITO DA DISTRIBUIDORA

O autor do texto a seguir menciona fatores (alguns destacados acima) que já se observam no segmento da distribuição de energia elétrica e que podem alterar o perfil atual da atividade:

TENDÊNCIAS FUTURAS - Com relação a distribuição, o assunto muito discutido nos diversos fóruns, congressos, seminários, etc. refere-se a *Smart Grid*. **É evidente que a implementação de *Smart Grid* no sistema de distribuição trará ganhos na forma de operar as redes de distribuição**, tendo como resultado esperado a redução das perdas, melhorias na qualidade da energia, disponibilidade dos preços da energia com menor discretização temporal (**Perda do monopólio na comercialização de energia a consumidores cativos – residenciais, comerciais e industriais - com o *Smart Grid***) e entre outras.

Vislumbra-se que *Smart Grid* mudará as relações comerciais na distribuição, ou seja, a distribuidora deixará de atuar no mercado varejista de energia, tornando-se apenas a prestadora do serviço de “fio”. Entretanto, alguns países em que a tecnologia em tela se encontra em um estágio mais avançado como, por exemplo, o Reino Unido, foi necessário criar um novo agente setorial responsável pela medição de energia no varejo.

Para os consumidores, umas das vantagens dessa tecnologia é a liberdade de escolha do vendedor de energia elétrica, assim como já ocorre no setor varejista de eletroeletrônico e outros.

Além disso, o preço da energia seria regulado pelo mercado e não pela ANEEL.

Com o advento de outras tecnologias como a mini e micro geração distribuída, armazenamento de energia, os veículos elétricos e a integração com outras tecnologias (ex. sistema de gas, aquecimento,

etc.), o consumidor terá muito mais independência energética, poder de decisão e previsibilidade financeira.

A partir do exposto, é possível dizer que estratégias de investimentos em novas tecnologias sempre serão bem-vindas, mas deve-se avaliar se o montante a ser aplicado dentro das regras regulatórias brasileiras trará o retorno esperado. **Por isso, os avanços tecnológicos devem trazer benefícios tanto para o investidor (distribuidora) como para o consumidor.**

Alguns exemplos de **avanços já foram alcançados na melhoria do relacionamento entre consumidor e distribuidora como, por exemplo**, a Modalidade de Pré-Pagamento e **Micro e Mini Geração Distribuída**. Todavia, é importante destacar que **a implantação de Smart Grid exigirá um grande volume de investimentos, deixando a questão de quem irá pagar por isso**. (USIDA, 2016, P.39 – negritos acrescentados)¹².

Os destaques assinalados no texto permitem salientar que a implementação de *Smart Grid* no sistema de distribuição configura gerenciamento da demanda permitindo ganhos técnicos e otimização na forma de operar as redes e instalações elétricas.

O texto acima, enfim, antecipa a importância dos REDs, que no Brasil ainda carecem de grande evolução.

Ressalta que com o advento de outras inovações e tecnologias como a mini e micro geração distribuída, armazenamento de energia, os veículos elétricos e a integração com outras tecnologias (a exemplo de sistemas de gás, aquecimento, etc.), da eficiência energética e do gerenciamento de demanda, o consumidor terá muito mais autonomia energética, poder de decisão e previsibilidade financeira na utilização da energia elétrica que necessitar.

4.4 OS REDs E AS TENDÊNCIAS FUTURAS

Como já salientado dos Cadernos FGV Energia (2016, p. 5), os REDs “(...) compõem esse elenco de recursos que atuando proximo ao uso final da energia, é capaz de oferecer soluções – tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda – que contribuam para o equilíbrio no atendimento energético”.

O equilíbrio no atendimento energético, todavia, é aspecto de natureza técnica, e está relacionado a implantação, operação e manutenção do sistema elétrico.

¹² Texto Wesley Fernando Usida, contido à página 39 da apostila da Disciplina Distribuição de Energia Elétrica, Relacionamento entre Concessionárias e Consumidor e GPE (Gestão de Perdas Elétricas) - ISAE/FGV - 25 a 27 de novembro de 2016 (MBA SE 1/15).

Do ponto de vista dos interesses da distribuidora, o acoplamento de RED à rede configura em última análise intervenção de terceiro em seu sistema elétrico.

Os REDs passam a representar dilema que ultrapassa tais aspectos técnicos, pois implicam, de uma forma ou de outra, em afetação e eventual instabilidade tanto do sistema elétrico desta (distribuidora), quanto das relações entre os interessados (distribuidora e consumidor e/ou gerador), quanto comerciais e de custos, afetando o próprio fornecimento de energia elétrica que passa a ser bidirecional (da distribuidora para o consumidor e vice-versa).

É o caso da microgeração distribuída fotovoltaica (solar) demonstrada acima.

Viu-se, lá, que para os REDs há necessidade de equipamentos específicos para a geração e interconexão elétricas, inclusive medidor bidirecional, que permita registrar o consumo e geração com vistas a compensação de montantes elétricos injetados na rede elétrica ou consumidos.

Por mais bem dimensionados que sejam ou estejam, mas pelo fato de representarem intervenção de terceiros na sua instalação e manutenção, pode trazer instabilidade operacional ou exigir demandas de investimentos e custeios, que passam a ser objeto de interesse regulatório, fiscalizatório, fiscal, etc., por ser a distribuição atividade altamente regulada. Isto, mesmo imaginando que todas as operações estejam sob o controle da distribuidora.

Portanto, como ponderado nos Cadernos FGV mencionados no item 2.5.1, o desafio de incorporar os REDs aos modelos elétricos existentes é estrutural, pois a mudança deve ocorrer na maneira de se pensar esses modelos.

Apenas introduzir alguns elementos de RED nos modelos vigentes não só pode gerar várias ineficiências, como também desperdiçar os benefícios potenciais que esses recursos podem trazer.

Em suma, pondera-se, a eventual entrada de todos os elementos dos REDs no SEB implicará em perturbações na estrutura do atual modelo.

A GD (Geração Distribuída) e, em especial a microgeração, no Brasil, tem como base o *net metering*, no qual o consumidor-gerador (ou “prosumidor”, palavra derivada do termo em inglês *prosumer – producer and consumer*), após descontado o seu próprio consumo, recebe um crédito na sua conta pelo saldo positivo de energia gerada e inserida na rede (sistema de compensação de energia).

O sistema de *net metering*, contudo, é alvo de críticas por diversos agentes. Os “prosumidores” argumentam que o benefício que eles trazem para o sistema não é totalmente mensurado, como a redução de emissões de gases poluentes devido à maior utilização de fontes renováveis, por exemplo. Já os distribuidores e os consumidores que não usam geração distribuída alegam que os custos de manter a rede como *backup* para a GD são repassados de maneira desproporcional para eles, em função do atual desenho da tarifa.

Essa polêmica pode ser verificada nos mesmos Cadernos FGV Energia (nº 7) referidos, quando avaliada a repercussão na distribuidora da microgeração fotovoltaica (solar) como geração distribuída.

Primeiramente, a manifestação em artigo de Tiago Correia, Diretor ANEEL, relator do processo de revisão da REN nº. 482/2012, aprovado por unanimidade pela Diretoria colegiada da ANEEL em novembro de 2015, sob o título “Geração distribuída é iniciativa que conjuga economia e sustentabilidade”:

(...) Esse sistema incentiva a geração de energia elétrica próxima à carga, **implicando potenciais benefícios para o setor elétrico brasileiro, tais como: a diversificação da matriz energética, com baixo impacto ambiental; a criação de empregos diretos e indiretos associados à instalação; e a promoção da indústria nacional.**

Outras vantagens da geração distribuída sobre a centralizada tradicional são, por exemplo, a economia dos investimentos em transmissão, a redução das perdas nas redes e a melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

(...) A redução do fluxo de caixa das distribuidoras também foi estimada na análise de impacto regulatório, a partir da variação de receita do mercado de baixa tensão em 2024 sem geração distribuída e a receita que esse mercado teria para cada cenário de inserção de microgeração.

Contudo, como haverá aumento na conta dos consumidores, abate-se parte da redução percebida pelas distribuidoras.

A redução na conta de energia para os consumidores com geração distribuída foi calculada a partir do somatório da economia média obtida por esses consumidores para cada cenário em 2024. Com isso, concluiu-se que a medida traz baixo custo econômico para as concessionárias de distribuição e médio ganho econômico para os consumidores – o que a torna vantajosa.

As simulações realizadas pela Agência mostraram, no cenário mais otimista, a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019.

A grande aceleração na quantidade de novos sistemas ocorreria somente a partir de 2020, quando se espera a conexão de mais um milhão de unidades consumidoras e a instalação de 4.000 MW adicionais.

Nesse sentido, foi estabelecida a necessidade de uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até o final de 2019.

Quando essa revisão ocorrer, a ANEEL certamente **deverá preservar o princípio da segurança regulatória e manter o regime jurídico dos consumidores que vierem a aderir ao sistema de geração distribuída na vigência da versão atual da norma.**

(...) a ANEEL estima um forte crescimento da geração distribuída. Em uma projeção para 2024, as (...) instalações atuais podem ultrapassar 1,2 milhão de consumidores, com uma capacidade instalada superior a 4.500 megawatts (MW) – o que corresponde ao abastecimento de um estado como Santa Catarina (...).

Com esse nível de adesão à geração distribuída, será possível obter ganho de escala nas instalações e, conseqüentemente, o possível desenvolvimento de uma indústria nacional. (CADERNOS FGV ENERGIA: RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – 2016, p. 12-15 – negritos acrescentados).

Por outro lado, a manifestação de Nelson Fonseca Leite, Presidente da ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), fez o seguinte contraponto àquela manifestação em artigo na mesma publicação com o título “Os dilemas da Geração Distribuída no Brasil”, onde assevera:

(...)

As distribuidoras são obrigadas a comprar energia em leilões regulados.

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a expansão do parque gerador é garantida por meio de financiamentos das novas usinas, lastreadas nos contratos de longo prazo que os geradores estabelecem com as distribuidoras, que, por força de seus contratos de concessão, devem garantir o fornecimento a uma determinada área na qual exercem o monopólio do fornecimento.

Para tanto, recebem contratos de compra de energia de longo prazo com os geradores, que utilizam a garantia dos recebíveis para financiar seus empreendimentos e assim expandirem o segmento.

O modelo prevê ainda que cada distribuidora pode atender até 10% do seu mercado com energia adquirida de geração distribuída em sua área de concessão.

A grande discussão é por que as distribuidoras usam muito pouco esse recurso.

A resposta está no repasse para as tarifas, que ficaria dependendo de valores máximos estabelecidos em função de leilões do passado e trazem incerteza, podendo ocasionar prejuízo às distribuidoras.

Discute-se muito, hoje, também os conceitos de micro e minigeração distribuída.

Parece de fato que elas são tendências e auxiliarão na expansão da geração, na medida em que alguns consumidores poderão gerar parcela da energia que consomem, injetando ou demandando da rede elétrica os valores residuais do seu consumo.

No entanto, da mesma forma, é preciso definir como remunerar as redes elétricas para que elas estejam em condições de realizar estes serviços com qualidade cada vez maior.

Recentemente, a diretoria da ANEEL aprovou alterações na Resolução nº 482/12, com a publicação da Resolução nº 687/15, que regulamenta o processo de compensação de energia para esses geradores.

Dentre as alterações aprovadas, está a ampliação das fontes que podem ser utilizadas; a ampliação do limite da central geradora de 1 MW para 5 MW; o aumento do prazo de validade dos créditos de 36 para 60 meses; a possibilidade de instalação de geração em condomínios; a possibilidade de diversos consumidores se unirem para implantar uma geração compartilhada; a instituição de formulários padrão para a solicitação de acesso e a redução dos prazos envolvidos neste processo.

A expectativa da diretoria da Agência é de que as alterações facilitem a ampliação da utilização da energia solar fotovoltaica.

Durante a discussão realizada sobre as alterações propostas, a ABRADDEE apresentou suas contribuições para um desenvolvimento sadio e sustentável dessa sistemática que, entretanto, não foram acolhidas.

Nossa visão de sustentabilidade é coerente com os seus três pilares: ambiental, econômico e social.

Não há controvérsias sobre a sustentabilidade ambiental dessa sistemática de incentivos às fontes alternativas, em especial na mini e micro geração. No final do ano passado, dirigentes de mais de 180 países do mundo se reuniram em Paris para a Conferência do Clima. No evento, foram discutidas as metas de redução das emissões de carbono até 2030. Um dos vilões da emissão desses gases que provocam o aumento da temperatura na terra é o setor de geração de energia elétrica, que queima combustíveis fósseis nas usinas termoeletricas. O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo. Mais de 80% da energia elétrica gerada no nosso país é proveniente de fontes renováveis. **Agregar mais geração de fontes renováveis contribuirá para tornar a matriz energética do Brasil ainda mais limpa.**

Contudo, a atual regulamentação não atende aos dois outros quesitos de sustentabilidade.

Primeiro porque depende de subsídios tarifários, ou seja, não é sustentável no quesito econômico; e, segundo, é um subsídio perverso, pois irá reduzir valor compulsoriamente do segmento de distribuição de energia elétrica e, em momento posterior, aumentará as tarifas dos demais consumidores, inclusive dos consumidores de baixo poder aquisitivo.

Ou seja, também não é sustentável do ponto de vista social, pois aqueles que possuem condições de adquirir os equipamentos para a micro geração fotovoltaica serão beneficiados, mas os consumidores que não podem fazer tal aquisição terão de arcar com uma tarifa de uso da rede mais elevada para compensar o que os outros deixarão de pagar.

A experiência internacional mostra que arranjos desse tipo são insustentáveis no longo prazo.

Diversos países europeus estão revisitando suas políticas por uma combinação de restrições fiscais (quesito econômico) e de impacto tarifário aos demais consumidores (quesito social da sustentabilidade).

A existência deste subsídio não é uma mera ilação.

Está reconhecida na documentação desenvolvida pela ANEEL, inclusive com uma estimativa dos valores envolvidos.

Várias propostas foram construídas visando tornar sustentável o desenvolvimento do sistema de compensação.

Uma sugestão de simples implementação regulatória seria aplicação da tarifação binômia, na qual se separa a componente de uso dos fios da de energia na Baixa Tensão, como já ocorre para os usuários da Média Tensão.

Não há restrição técnica para isso, pois o medidor bidirecional que será instalado para medir o balanço de consumo e injeção de energia tem essa funcionalidade.

Apesar dos sólidos argumentos de que o Decreto nº 86.463/81 deu poderes ao então DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) para estabelecer tarifas diferenciadas em função de sua destinação, o entendimento da Agência é de que é necessária uma alteração no Decreto nº 62.724/68 para possibilitar esta cobrança da parcela do uso do sistema para os atendimentos em baixa tensão.

O curioso foi observar que a regulamentação em que se propõem estimular o novo sob condições insustentáveis teve que recorrer ao antigo, de uma época em que as placas fotovoltaicas pertenciam aos satélites artificiais e aos homens do espaço. Não adianta promovermos a sustentabilidade apenas em sua vertente ambiental se negligenciarmos as outras duas, pois estaremos deixando como legado às futuras gerações um sistema que não se sustenta nas suas dimensões econômica e social. (CADERNOS FGV ENERGIA: RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – 2016, p. 16-18 – negritos acrescentados).

Em resumo, para os “prosumidores” o benefício que eles trazem para o sistema não é totalmente mensurado, como a redução de emissões de gases poluentes devido à maior utilização de fontes renováveis, por exemplo. Já os distribuidores e os consumidores que não usam geração distribuída alegam que os custos de manter a rede como *backup* para a GD são repassados de maneira desproporcional para eles, em função do atual desenho da tarifa.

Ademais, para os distribuidores, a atual regulamentação da microgeração distribuída não atende a dois quesitos de sustentabilidade, tornando-se a obrigação dilema empresarial para a distribuidora.

Primeiro porque depende de subsídios tarifários, ou seja, não é sustentável no quesito econômico; e, segundo, é um subsídio perverso, pois irá reduzir valor compulsoriamente do segmento de distribuição de energia elétrica e, em momento posterior, aumentará as tarifas dos demais consumidores, inclusive dos consumidores de baixo poder aquisitivo.

Em decorrência as distribuidoras fazem a sugestão para que seja alterada a regulamentação para considerar a incidência da tarifa binômia, e não da monômia como hoje em vigor.

Sobre armazenamento de energia elétrica (baterias) - Como um recurso energético distribuído encontra-se ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento ao redor do mundo.

As baterias são atrativas em virtude da possibilidade de implementação próximas ao consumidor proporcionando benefícios no curto prazo e em áreas remotas e não atendidas pela rede.

Além disso, as baterias são interessantes para os agentes diversificarem o seu uso energético, seja em veículos elétricos ou em geração distribuída (GD) e intermitente.

A evolução de tecnologias de armazenamento encontra-se em estágio mais avançado no exterior, sendo, portanto, importante para o Brasil acompanhar e trazer para o país esse progresso à medida que ele for avançando.

O investimento em baterias vem aumentando significativamente nos últimos anos.

O desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento de energia próximas ao consumidor é complementar ao da geração distribuída.

Com a evolução e redução do custo das baterias e dos veículos elétricos, os “prosumidores” poderão armazenar a energia gerada que não for consumida.

Dependendo da quantidade de energia armazenada, eles poderão até ocasionalmente se desconectar da rede.

No Brasil, o desenvolvimento de tecnologias para armazenamento de energia ainda é incipiente.

De acordo com informações da ANEEL, foi lançado recentemente programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) estratégico voltado para estudos de armazenamento de energia no país, para todas as tecnologias de armazenamento.

Sobre eficiência energética - apesar do consenso mundial de que programas de eficiência energética são importantes para o uso sustentável de energia elétrica, em vários países do mundo, inclusive no Brasil, esses programas são desenvolvidos pelas distribuidoras para obedecer a alguma exigência regulatória.

Por outro lado, o desenho da tarifa faz com que o faturamento das distribuidoras seja função do volume de energia consumido. Desse modo, não há incentivo para que as distribuidoras promovam iniciativas de eficiência energética, a não ser para o cumprimento da regulação.

Assim como a eficiência energética, os programas de **gerenciamento da demanda** estimulam os consumidores a reduzirem seu consumo de energia.

No entanto, enquanto os programas de eficiência energética dão ênfase a uma redução estrutural na demanda, os programas de gerenciamento da demanda atuam no sentido de mudar o comportamento do consumidor em relação ao seu consumo de energia, buscando incentivar que o consumidor desloque parte da sua demanda para um horário em que haja menor consumo agregado de energia – ou fora de pico.

As práticas convencionais associadas ao gerenciamento de demanda podem atuar diretamente no controle da energia consumida ou através de mecanismos tarifários.

O alcance do potencial completo de práticas de gerenciamento da demanda depende do desenvolvimento das redes inteligentes (*Smart Grids*), já que tal tecnologia contempla dispositivos que permitem o controle direto de equipamentos, a medição mais frequente de consumo e o maior acesso dos consumidores à informação sobre seu próprio consumo.

O termo *smart grid* – ou redes elétricas inteligentes - refere-se a uma rede elétrica que utiliza tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte da eletricidade gerada a partir de diferentes fontes, para atender à variação de demanda dos consumidores finais

O gerenciamento de demanda pode ser encarado como uma medida de eficiência de custos, na medida em que evita volumes consideráveis de investimentos em geração e, em alguns casos, na distribuição.

Como práticas relacionadas ao gerenciamento de demanda no Brasil cita-se a implementação das Bandeiras Tarifárias inseridas nas contas de luz dos consumidores brasileiros, desde janeiro de 2015 (Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013). O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao SIN. Essa medida atua como uma sinalização para o consumidor, indicando o custo de geração de energia em função das condições de geração de eletricidade.

Frente ao cenário atual e as tendências verificadas, especialmente no plano internacional, dúvida foi lançada com a indagação: como será a distribuidora do futuro?

Os sistemas de energia em todo o mundo estão se tornando menos centralizados à medida que um mix recursos integra (a rede) através dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e novas opções para gerar/produzir e fornecer/consumir energia elétrica emergem integrados ao próprio sistema de distribuição.

Na maioria dos sistemas elétricos os REDs permanecem menos expressivos na geração ou no fornecimento de serviços de eletricidade. Não obstante, quando considerado o consumo de energia inteligente (*smart grids*), a implantação de REDs ganha importância.

Alguns REDs, incluindo veículos elétricos, aparelhos de ar condicionado, refrigeradores ou a capacidade de armazenamento térmico de um edifício, existem principalmente por outros motivos, além de fornecer serviços de eletricidade.

Outros REDs, como painéis fotovoltaicos (PV) ou baterias elétricas, são instalados especificamente para fornecer esses serviços (produção de energia).

Alguns desses recursos, como baterias elétricas ou painéis fotovoltaicos solares, podem ser implantados em todos os níveis de tensão - incluindo instalações de grande porte no nível de alta tensão - enquanto outros, como veículos elétricos ou refrigeradores, são intrinsecamente distribuídos.

E, segundo o estudo do MIT destacado, quais as implicações para os sistemas de potência e energia elétrica do amanhã¹³?

É dito que os fatos de hoje não podem ser contestados. A inserção de energia renovável - e mais recentemente, o armazenamento de energia - aumentou ao longo da última década em quase todas as grandes economias do planeta.

Além disso, esses recursos são cada vez mais implantados / disponibilizados de forma distribuída, tornando disruptiva a estrutura tradicional "topdown" do segmento de distribuição.

Uma diversidade de novos agentes - incluindo aqueles tradicionalmente descritos apenas como de "demanda", agregadores e outros novos fornecedores de soluções de energia – estão agora fornecendo serviços de energia elétrica, de capacidade (potência) e de serviços ancilares aos mercados, sendo a implantação possibilitada pelas tecnologias de informação e comunicação (ICTs), mais acessíveis e onipresentes.

Essas mesmas ICTs contribuem e auxiliam no sistema de energia.

No entanto, as produções de energias renováveis (intermitentes), o armazenamento e o gerenciamento de demanda ativa, representam apenas uma pequena fração da combinação global de recursos.

Na verdade, apesar de anos de crescimento impressionante, excluindo grandes recursos hidrelétricos, as fontes renováveis ainda atendem apenas 2,8% da demanda global de energia e 6,7% da produção de eletricidade.

¹³ *Implications for the Power Systems of Tomorrow?*

The facts of today cannot be disputed. The penetration of renewable energy — and more recently, energy storage — has increased over the past decade in nearly every major economy on the planet. Further, these resources are increasingly being deployed in a distributed fashion, disrupting the traditional “topdown” structure of the power sector. A diversity of new agents — including those traditionally described solely as “demand,” aggregators, and other new energy solutions providers — are now supplying services to energy, capacity, and ancillary services markets, enabled by the deployment of more affordable and ubiquitous ICTs. These same ICTs are aiding and enabling power system. Nonetheless, intermittent renewables, storage, and active demand represent only a small fraction of the global resource mix. Indeed, despite years of impressive growth, excluding large hydroelectric resources, renewables still meet only 2.8 percent of global energy demand (BP 2016) and 6.7 percent of electricity production. If the system were to stop changing today, the facts outlined above could potentially be ignored as marginal. Nonetheless, many academics, industry analysts, utilities, new ventures, and other system stakeholders believe that these facts signal the beginning of a more substantial upheaval of the power sector. (Miller, Raanan, 2016 - MIT Energy Initiative: Utility of the Future, CHAPTER 1: A Power Sector in Transition, p. 8)

Se o sistema deixasse de mudar hoje, os fatos descritos acima poderiam ser ignorados como marginais.

No entanto, muitos acadêmicos, analistas do setor, distribuidores, novos empreendedores e outras partes interessadas acreditam que esses fatos sinalizam o início de uma reviravolta mais substancial do setor de energia.

5 CONCLUSÃO

O objetivo do presente trabalho foi fazer análise, a partir da regulação a que está sujeita a distribuição de energia elétrica, da transição porque passa a atividade, destacando dois fenômenos que estão ocorrendo: (i) redução do mercado cativo no que concerne ao fornecimento exclusivo de energia elétrica por distribuidora a consumidor final, inclusive em baixa tensão; e (ii) progressiva incorporação de REDs (recursos energéticos distribuídos), inclusive na baixa tensão, às instalações operadas e controladas por distribuidoras.

Disto, conclui-se que, quanto a redução do mercado cativo:

1) a distribuidora passa por uma transição. Confirmadas as tendências de redução do mercado cativo e/ou expansão do mercado livre, a distribuidora aproximar-se-ia cada vez mais de se tornar empresa exclusivamente de “fio”, ou seja, obtendo receitas financeiras a partir da rede física e demais equipamentos de distribuição de energia elétrica;

2) a tendência de abertura do mercado, mais do que mero prognóstico, converteu-se em real possibilidade com a proposta publicada pelo MME (que lançou Consulta Pública, ora em andamento, orientada por Nota Técnica - NT¹⁴, com proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico), onde estabelece que será progressiva, até 2028, a abertura do mercado, alcançando seu limite inferior de 75kW, para alta e média tensão de demanda;

3) na proposta é consignado que existe possibilidade de futura flexibilização pelo MME para incluir os consumidores de baixa tensão na abertura do mercado, com opção para migrar ao mercado livre. É o que se constata¹⁵ da referida Nota Técnica quando aborda a proposta para a atividade de distribuição, conforme nota transcrita do original; e

¹⁴ Gabardo, Paulo Félix (Comp.). **NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE - MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**. Brasília: MME, 2017. 55 p. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublica. Acesso em: 04 jul. 2017.

¹⁵ **3.32 A proposta prevê a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda.** A razão para essa abertura parcial e conservadora é **evitar uma transição muito acelerada** sem a adequada preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantam a sustentabilidade dessa abertura – a serem detalhados oportunamente. **A exclusão do segmento de baixa tensão decorre da ausência de informações que permitam avaliações mais profundas deste Ministério sobre o benefício em incluí-lo na abertura de mercado.** Este diagnóstico foi também colhido na CP 21, que adicionou, como relevante barreira, a falta de informação dos consumidores a respeito do mercado livre.

4) a consulta pública ora sendo promovida constitui-se em etapa formal preparatória de projeto legislativo a ser encaminhado, tendo em vista que a mudança depende de lei para ser efetivada, o que realça o aspecto regulatório do assunto já enfatizado.

Quanto a progressiva incorporação de REDs, inclusive na baixa tensão, às instalações operadas e controladas por distribuidoras, conclui-se que:

a) na análise do caso apresentado (microgeração de fonte solar - fotovoltaica) menciona-se que no mês de maio de 2017 a ANEEL divulgou que se encontravam registradas 10.323 unidades consumidoras com geração fotovoltaica, enquanto que a potência instalada total para essas unidades consumidoras era de 79.573,88 kW. A projeção de ampliação para o futuro dessa modalidade de RED feita por Diretor da ANEEL (página 69) indica: “A grande aceleração na quantidade de novos sistemas ocorreria somente a partir de 2020, quando se espera a conexão de mais um milhão de unidades consumidoras e a instalação de 4.000 MW adicionais. Nesse sentido, foi estabelecida a necessidade de uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até o final de 2019”;

b) sendo o caso analisado nesta monografia apenas um caso-tipo dentre as muitas modalidades que vêm sendo progressivamente incorporadas como geração distribuída às redes e instalações da distribuidora, deve ser ressaltado da NT em referência, quanto aos REDs¹⁶, que

3.33 Não obstante, como um instrumento de flexibilidade, foi mantida a previsão de que o Ministério pode reduzir os limites de acesso ao mercado livre além da trajetória prevista em lei, de modo que o segmento dos consumidores de baixa tensão poderá ser futuramente contemplado com a opção de migração, uma vez que a sustentabilidade do modelo esteja assegurada.

3.34. O aperfeiçoamento em tela requer alteração na Lei nº 9.074, de 1995, (...) (GABARDO, PAULO FÉLIX (2017, p. 7 E 8 – ITENS 3.32, 3.33 E 3.34) (Negritos acrescentados)

¹⁶ **3.2. A evolução tecnológica, com impactos já significativos sobre a competitividade de diversas classes de equipamentos e com perspectivas de reduções ainda mais pronunciadas de custos em um futuro próximo, é uma das principais condições de contorno para mudanças no setor.**

Destacam-se reduções nos custos de instalação das seguintes classes de tecnologias capital-intensivas:

Tecnologias de **geração renovável como eólica ou solar fotovoltaica**, com custos variáveis de produção desprezíveis e elevada variabilidade de curto prazo. **Efeitos de incrementos de sua participação na matriz elétrica incluem reduções nos custos marginais de operação, nos quais a formação de preços de curto prazo do mercado atacadista se baseia, e aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema Recursos energéticos distribuídos (RED), incluindo geração solar de pequena escala, armazenamento e carros elétricos.**

Efeitos de uma maior participação de RED no sistema incluem alterações na relevância relativa dos **fatores que evocam custos de expansão e expansão de redes elétricas, que podem impactar recuperação de receitas por distribuidoras em caso de inação regulatória, aumento do número de agentes buscando se envolver em transações comerciais no setor e abertura de oportunidades para extração de valor sistêmico da atuação individual destes agentes.**

“A evolução tecnológica, com impactos já significativos sobre a competitividade de diversas classes de equipamentos e com perspectivas de reduções ainda mais pronunciadas de custos em um futuro próximo, é uma das principais condições de contorno para mudanças no setor”. Igualmente, extrai-se do mesmo destaque da NT que: “Efeitos do incremento da competitividade destas tecnologias incluem a viabilização de uma atuação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, incluindo respostas a preços e tarifas”;

c) por outro lado, como ponderado nos Cadernos FGV mencionados no item 2.5.1, o desafio de incorporar os REDs aos modelos elétricos existentes é estrutural, pois a mudança deve ocorrer na maneira de se pensar esses modelos. Apenas introduzir alguns elementos de RED nos modelos vigentes não só pode gerar várias ineficiências, como também desperdiçar os benefícios potenciais que esses recursos podem trazer. Em suma, pondera-se naqueles Cadernos, a eventual entrada de todos os elementos dos REDs no SEB implicará em perturbações na estrutura do atual modelo; e

d) por isso, as aludidas (na introdução) pressões para mudanças regulatórias, comerciais e operacionais, que se observam na transição porque passa a atividade de distribuição no que respeita também aos REDs, além de representarem tendências e dilemas para a distribuidora, frente a irrefreável transformação que se apresenta no mercado, representam oportunidade para avançar proposta de aprimoramento do setor (de distribuição) no âmbito da Consulta Pública em andamento, com o fito, inclusive de preservar interesses da distribuidora naquele que talvez seja o seu maior interesse: preservar a sustentabilidade empresarial da atividade.

Tecnologias de medição avançada e de comunicação bidirecional com consumidores varejistas. Efeitos do incremento da competitividade destas tecnologias incluem a viabilização de uma atuação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia, incluindo respostas a preços e tarifas. (GABARDO, PAULO FÉLIX (2017, p. 1 – ITEM 3.2) (Negritos acrescentados)

6 Bibliografia

ÁLVARES, Walter Tolentino. **Curso de Direito de Energia**. Rio de Janeiro: Companhia Editora Forense, 1978. 692 p.

BITU, Roberto; BORN, Paulo. **TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: Aspectos Conceituais e Metodológicos**. São Paulo: Mm Editora Ltda., 1993. 173 p. Edição patrocinada por Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina.

GARCIA, Armando Suárez. **CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA: Aspectos Técnicos, Institucionais e Jurídicos / Com adequação às disposições da Resolução Normativa 414, da ANEEL**, publicada em 09.09.2010. Curitiba: Juruá Editora, 2011. 410 p.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. **MEMÓRIAS DO PROJETO RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000. 289 p. Impressão: 25.11.1999.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: 2a. EDIÇÃO Revista e Ampliada**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015. 342 p. Copyright © 2015 Empresa de Pesquisa

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 10520: Apresentação de citações em documentos – Regras Gerais – Rio de Janeiro, jul. 2001.

_____. NBR 14724: Informação e documentação – Trabalhos acadêmicos – Apresentação.

Rio de Janeiro, dez 2005.

_____, Referências bibliográficas: NBR 6023. Rio de Janeiro, 2002.

CADERNOS FGV ENERGIA: ENERGIAS RENOVÁVEIS COMPLEMENTARES. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2015. Mensal. Dez. 2015 Ano 2. Disponível em: <<http://fgvenergia.fgv.br>>. Acesso em: 17 abr. 2017.

CADERNOS FGV ENERGIA: RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2016. Mensal. Maio 2016 Nr. 7. Disponível em: <<http://fgvenergia.fgv.br>>. Acesso em: 18 abr. 2017.

CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília: Aneel, maio 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribu>. Acesso em: 05 abr. 2017.

ABRADEE-CARTILHA (Ed.). **ABRADEE: Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica.** Brasília: Abradee, 2013. 40 p. ABRADDEE: Associação Brasileira das Empresas de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

ANEEL DIR AP-026/2015 (Ed.). **Audiência Pública - AP 026/2015:** Inteiro teor dos atos praticados. Brasília: Aneel, 2015. Acesso eletrônico à íntegra dos documentos juntados ao Processo Administrativo ANEEL nr. 8500.004924. Disponível em: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp?acao=detalhe&cod_protocolo=3089170&id=128532&email;>. Acesso em: 04 abr. 2017.

ANEEL REN 414. Ren Aneel nº 414, de 09 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. **Resolução Normativa:** ANEEL. Brasília, DF: Aneel, 15 set. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 02.maio.2017.

ANEEL REN 482. Ren 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 provi. **Resolução Normativa:** ANEEL. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 07 abr. 2017.

ANEEL REN 687. REN 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.. **Resolução Normativa:** ANEEL. Brasília, DF: Dou, 02 dez. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2017.

ANEEL-NT017 (Ed.). **Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL:** ANEEL AP 026/2015 - Revisão REN 482/2012. Brasília: Aneel/SRD, 2015. 27 p. Processo Administrativo ANEEL: 48500.004924/2010-51 Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2017.

ANEEL-NT025 (Ed.). **Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL:** ANEEL AP 042/2011. Brasília: Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011. 21 p. Processo Administrativo ANEEL: 48500.004924/2010-51. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2017.

ANEEL-NT096 (Ed.). **Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL:** Audiência Pública nº 026/2015 e Mód. 3.7 PRODIST. Brasília: Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Processo Administrativo ANEEL: 48500.004924/2010-51. Disponível em: <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp?acao=detalhe&cod_protocolo=3089170&id=128532&email;>>. Acesso em: 18 abr. 2017.

BARROS, Ricardo Luiz Peixoto de. **Gestão Ambiental e Desenvolvimento Sustentável.** Curitiba: Ricardo Luiz Peixoto de Barros, 2017. 83 slides, color. Aulas da Disciplina ministradas de 17 a 19.02.2017 - FGV Management - Tendo por local o ISAE Mercosul.

BRASIL DEC 2655. Decreto Federal nº 2655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Palácio do Planalto.** Brasília, DF: Palácio do Planalto, 03 jul. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em: 08 abr. 2017.

BRASIL DEC. 5163. Decreto Federal nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Palácio do Planalto:** Decreto nr. 5163/2004. Brasília, DF: Dou, 30 jul. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 24 abr. 2017.

BRASIL DECR. 41019. Decreto nº 41019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. **Palácio do Planalto:** Decreto nº 41019/1957. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm>. Acesso em: 10 mar. 2017.

BRASIL LEI NR. 10848. Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Palácio do Planalto**. Brasília, DF: Dou, 16 mar. 2004.

BRASIL LEI NR. 13.360. Lei Federal nº 13.360, de 17 de novembro de 2016. Conversão da Medida Provisória nº 735, de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de de. **Palácio do Planalto**: Lei nr. 13.360/2016. Brasília, DF: Dou, 18 nov. 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm>. Acesso em: 24 abr. 2017.

BRASIL LEI NR. 8.987. Lei Federal 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. **Palácio do Planalto**. Brasília, DF: DOU, 14 fev. 1995.

BRASIL LEI NR. 9074. Lei Federal nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Palácio do Planalto**. Brasília, DF: DOU, 08 jul. 1995.

BRASIL, LEI NR. 9.648. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de. **Palácio do Planalto**. Brasília, DF: DOU, 28 maio 1998.

COELHO, Fabiano Simões. **TCC - MBASE 1/15 - Anexo: Procedimentos do TCC - MBA do Setor Elétrico**. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <lg.aviz@uol.om.br>. em: 09 dez. 2016.

COPEL DIS (Ed.). **Sistema de Faturamento e Compensação de Energia Elétrica de Micro/Minigeradores**. Curitiba: Copel Distribuição, 2016. 1 p. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/docs/A3C753509472FD030325781000637369>>. Acesso em: 27 abr. 2017.

I/ABRADEE MÓDULO 1. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 1 A Indústria de Energia Elétrica**. Brasília: I/Abradee, 2013. 17 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

I/ABRADEE MÓDULO 2. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 2 Quem é quem no setor elétrico nacional**. Brasília: I/Abradee, 2013. 13 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

I/ABRADEE MÓDULO 3. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 3 GERAÇÃO**. Brasília: I/Abradee, 2013. 15 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

I/ABRADEE MÓDULO 4. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 4 Transmissão**. Brasília: I/Abradee, 2013. 11 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de

I/ABRADEE MÓDULO 5. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 5 distribuição**. Brasília: I/Abradee, 2013. 15 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

I/ABRADEE MÓDULO 6. Abradee (Ed.). **Entenda a Indústria de Energia Elétrica: Módulo 6 O mercado de energia elétrica**. Brasília: I/abradee, 2013. 13 p. I/ABRADEE: Instituto Abradee de Energia. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

IDEAL INSTITUTO (Santa Catarina) (Ed.). **GUIA DE MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS**: Como faço para ter eletricidade solar em minha casa. Florianópolis: Ideal, 2013. 19 p. (IDEAL © 2013. TODOS OS DIREITOS RESERVADOS). IDEAL - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América latina. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/guiaFV/>>. Acesso em: 23 abr. 2017.

MILLER, RAANAN (Cambridge Ma). Mit (Org.). **UTILITY OF THE FUTURE**: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Cambridge, Ma 02139: Copyright © 2016 Massachusetts Institute Of Technology All Rights Reserved, 2016. 14 p. (Executive Summary). In collaboration with IIT-Comillas Pontifical University. Disponível em: <<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Executive-Summary.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2017.

MILLER, RAANAN (Cambridge Ma). Mit (Org.). **UTILITY OF THE FUTURE**: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Cambridge, Ma 02139: Copyright © 2016 Massachusetts Institute Of Technology All Rights Reserved, 2016. 384 p. (Full Report). In collaboration with IIT-Comillas Pontifical University. Disponível em: <<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>>. Acesso em: 06 abr. 2017.

Gabardo, Paulo Félix (Comp.). **NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE - MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**: MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Brasília: Mme, 2017. 55 p. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublica>. Acesso em: 04 jul. 2017.

ROLIM, Maria João Pereira. **Aspectos Jurídicos e Tributários da Regulação do Setor Elétrico**. Curitiba: Maria João Pereira Rolim, 2015. 132 slides, color. Aulas da Disciplina ministradas de 23 a 25.10.2015 - FGV Management - Tendo por local o ISAE Mercosul.

USIDA, Wesley Fernando. **Distribuição de Energia Elétrica, Relacionamento entre Concessionárias e Consumidor e Gestão de Perdas**. Curitiba: Wesley Fernando Usida, 2016.

440 slides, color. Aulas da Disciplina ministradas de 25 a 27.11.2016 - FGV Management - Tendo por local o ISAE Mercosul.

