



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição

Julho de 2019

Grupo Temático: Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição

Instituição Coordenadora: Ministério de Minas e Energia

Coordenador: Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino (Ministério de Minas e Energia)

1º Suplente: Rodrigo Daniel Mendes Fornari (Ministério de Minas e Energia)

2º Suplente: Aurélio Pavão de Farias (Ministério de Minas e Energia)

Membros Participantes das Reuniões do Grupo Temático:

Agnes Maria de Aragão da Costa (Ministério de Minas e Energia)

Frederico de Araújo Teles (Ministério de Minas e Energia)

Francisco Carlos da Silva Junior (Ministério de Minas e Energia)

Daniel Silva Moro (Empresa de Pesquisa Energética)

Glaysson de Mello Muller (Empresa de Pesquisa Energética)

Gustavo Naciff de Andrade (Empresa de Pesquisa Energética)

Maxwell Cury Júnior (Empresa de Pesquisa Energética)

Renata Rosada da Silva (Ministério de Minas e Energia)

Rogério Guedes da Silva (Ministério de Minas e Energia)

Solange Mendes Geraldo Ragazi David (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Thiago Veloso (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Hugo Lamin (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Julho de 2019

Sumário

1.	Introdução	5
2.	Contextualização	7
3.	Metodologia de Trabalho	11
4.	O serviço de distribuição de energia elétrica	13
5.	Percepção e definição do problema	17
5.1.	Consulta Pública MME 21/2016	17
5.2.	Consulta Pública MME 33/2017	19
5.3.	Audiência Pública ANEEL nº 59/2018	21
5.4.	Audiência Pública ANEEL nº 01/2019	21
5.5.	Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME	23
5.6.	Impacto nas receitas das distribuidoras decorrentes da expansão da GD	24
5.6.1.	“Espiral da morte” das distribuidoras	24
5.6.2.	Estrutura de Custos da Distribuição	25
5.6.3.	Parcela B nas tarifas de distribuição	26
5.6.4.	Impacto sobre as receitas das distribuidoras	29
6.	O que pode afetar a sustentabilidade da distribuição?	30
7.	Atores envolvidos	31
8.	Base Legal	31
8.1.	Leis	31
8.2.	Decretos	31
8.3.	Outros atos normativos	32
9.	Objetivos esperados	32
10.	Ação proposta	32
10.1.	Adoção da Tarifa Binômia	32
10.2.	Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga	35
10.3.	Institucionalização do Centralizador de Contrato	36
10.4.	Flexibilização de Portfólios	37
11.	Atores afetados pelas propostas	37
12.	Sugestões de implantação da ação	38
12.1.	Adoção da Tarifa Binômia	38
12.2.	Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga	38

12.3. Institucionalização do Centralizador de Contrato	38
13. Estratégias de Monitoramento	39
13.1. Adoção da Tarifa Binômia.....	39
13.2. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga	39
13.3. Institucionalização do Centralizador de Contrato	39
13.4. Flexibilização do Portfólio de Contratos.....	39
14. Temas a serem aprofundados	40
14.1. Venda de excedente de geração	40
14.2. Modernização da rede de distribuição.....	41
14.3. Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA.....	42
14.4. Compra de energia de RED	43
14.5. Atividades acessórias das distribuidoras	44
14.6. Separação dos serviços Distribuição de Energia – Fio e Comercialização	44
14.7. Comercializador de última instância.....	45
14.8. Sinal Locacional	46
14.9. Pré-pagamento	46
14.10. Resposta da Demanda	47
15. Conclusão	48
Bibliografia.....	49
Anexo I: Lista de Participantes das Reuniões do Grupo Temático	50

1. Introdução

As transformações globais rumo à descentralização dos sistemas de geração de energia, a digitalização das redes de modo que a energia seja produzida, transmitida e consumida de maneira mais inteligente, a mobilidade elétrica, e a valorização das possibilidades de escolhas individuais, aliadas à predominância de fontes renováveis na matriz elétrica, têm desafiado os pilares técnicos, econômicos e regulatórios sobre os quais o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) foi planejado e construído.

Com o objetivo de acompanhar a dinâmica desse cenário, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu amplo diálogo com a sociedade para buscar compreender as transformações no mercado e desenvolver as soluções que permitam modernizar o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), pautadas, fundamentalmente, na governança, na estabilidade jurídica e regulatória e na previsibilidade.

Para isso, alinhado com os assuntos discutidos no âmbito de consultas públicas anteriores e orientado por diretrizes básicas como mínimo custo global, abertura de mercado, sustentabilidade da expansão e eficiência na alocação de custos e riscos, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 187/2019, um Grupo de Trabalho (GT Modernização) para tratar de forma integrada os temas:

- I - Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico;
- II - Mecanismos de formação de preços;
- III - Racionalização de encargos e subsídios;
- IV - Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- V - Alocação de custos e riscos;
- VI - Inserção das novas tecnologias; e
- VII - Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

O GT Modernização é composto por membros, titulares e suplentes, representantes da Secretaria Executiva (SE), que o coordena; da Secretaria de Energia Elétrica (SEE); da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE); da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos (ASSEC); e da Consultoria Jurídica (CONJUR), todas do Ministério de Minas e Energia (MME).

Diante da complexidade dos temas, o GT Modernização tem trabalhado com o prazo de 180 dias para ser concluído, contado a partir da data de instituição do GT e observando marcos cronológicos:

- I - Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos;
- II - Proposição das diretrizes das Políticas Energéticas;
- III - Priorização e estabelecimento de Regras de Transição; e

IV - Apresentação de propostas de atos.

A primeira etapa, constituída pela elaboração de Relatório de Diagnóstico e Apresentação de Propostas de Aprimoramentos, foi segmentada em três ondas e sete grupos temáticos, conforme apresentado na Figura 1:

Figura 1: Ondas dos Grupos Temáticos do GT Modernização.



Fonte: Elaboração própria.

Participam desses Grupos Temáticos a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), bem como especialistas de outros órgãos e entidades e representantes da sociedade civil e associações em reuniões específicas para tratar dos temas afetos à Modernização do Setor Elétrico.

O Grupo Temático “Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição”, coordenado pela Secretaria de Energia Elétrica (SEE), tem como objetivo apresentar um diagnóstico geral do sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro, identificando as principais questões que podem colocar em risco a sustentabilidade desse sistema, apontando, ainda, possíveis alternativas de aprimoramento.

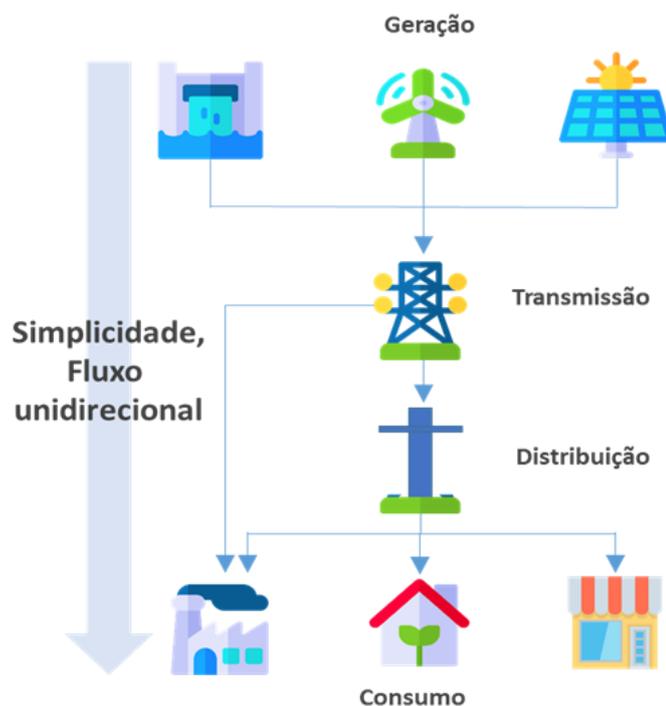
Diante deste contexto e do crescimento exponencial do segmento de geração distribuída, atribuída não somente à evolução tecnológica, mas do comportamento cada vez mais ativo do consumidor em relação aos serviços energéticos distribuídos ofertados a custos decrescentes, torna-se necessário avaliar os impactos desse segmento no serviço público prestado pelas distribuidoras.

2. Contextualização

A estrutura convencional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está baseada em geração centralizada, transmissão em altas tensões (acima de 230 kV) e distribuição em alta (entre 69kV e 138 kV), média (entre 2,3 e 69 kV) e baixa tensão (abaixo de 2,3 kV), conforme Figura 2.

Esse modelo busca aproveitar a disponibilidade de recursos energéticos naturais ou de outros combustíveis com fluxo de potência unidirecional da geração para os pontos de consumo, percorrendo centenas ou milhares de quilômetros, via linhas de transmissão e distribuição.

Figura 2: Sistema Elétrico de Potência tradicional.



Fonte: Adaptado de EPE (2018b)

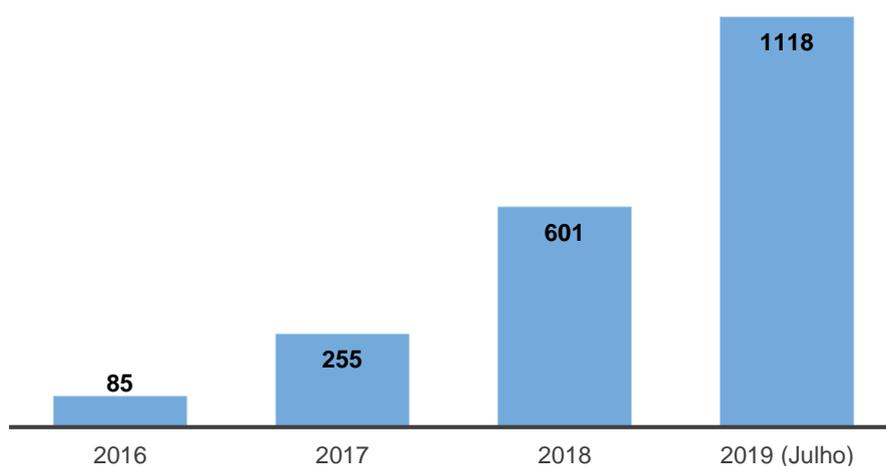
A matriz elétrica brasileira, em maio de 2019, totalizou 164.924 MW de capacidade instalada, tendo como predominância a fonte hidráulica, com 63,5% de participação, composta por usinas hidrelétricas (UHE), pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH). A geração térmica participa com 25,7%, a fonte eólica com 9,1% e a solar com 1,3%. Destaca-se que nestes números não está considerada a participação da geração distribuída.

O aproveitamento dos potenciais hidroelétricos do país, demandou a construção de grandes usinas, muitas delas bastante distantes dos centros de cargas, e a instalação de um sistema de transmissão robusto, permitindo a transferência de grandes blocos de energia.

Entretanto, com a inserção da geração distribuída (GD), assim como de novas tecnologias de armazenamento, esse cenário começa a mudar.

Nos dois últimos anos, após a atualização da regulamentação, a GD cresceu expressivamente no Brasil, superando as projeções da EPE. De 2016 para 2017 houve um aumento de três vezes na capacidade instalada acumulada, fechando o ano de 2017 com mais de 250 MW. Em dezembro de 2018 a potência superou a marca de 600 MW. E em 2019 já foi ultrapassada a marca de 1.000 MW instalados de GD, conforme verifica-se na Figura 3 (Fonte: www.aneel.gov.br/scg/gd).

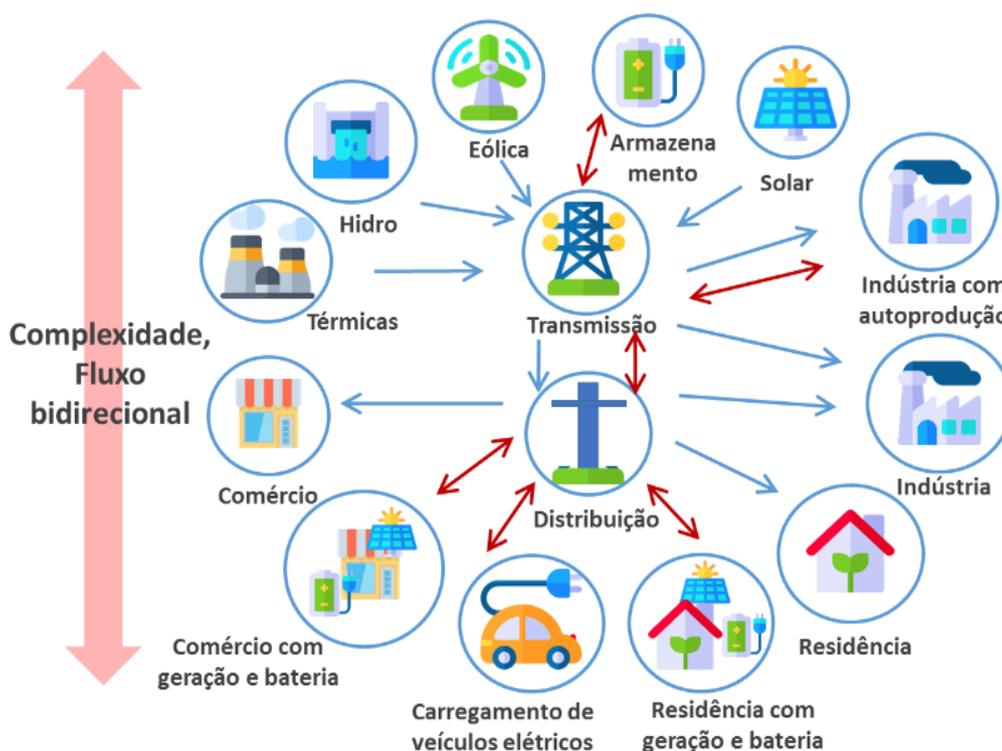
Figura 3: Potência instalada de Geração Distribuída no Brasil (MW).



Fonte: Elaboração própria (Dados obtidos da ANEEL).

O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta potencial disruptivo, capaz de transformar os sistemas elétricos e impactar os serviços de distribuição de energia, uma vez que o fluxo da energia não mais ocorre em apenas uma direção, como a Figura 4 mostra.

Figura 4: Esquema de ligação entre os consumidores e o no Setor Elétrico.



Fonte: Adaptado de EPE (2018b)

Quanto aos aspectos comerciais, o modelo atual de comercialização de energia elétrica é baseado em contratos bilaterais que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme Figura 5.

No ACR, conhecido como mercado cativo, o consumidor contrata energia elétrica compulsoriamente via a distribuidora local. As tarifas de fornecimento são fixadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e não podem ser negociadas entre o consumidor e a distribuidora. Além disso, todos os consumidores residenciais estão nesse mercado, assim como algumas empresas comerciais, indústrias e consumidores rurais.

Já no ACL os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, exercendo seu direito à portabilidade da conta de luz. Nesse ambiente existem dois tipos de consumidores, o Consumidor Especial e Consumidor Livre, os quais negociam as condições de contratação de energia, estabelecendo preços, garantias, condições de pagamento, prazo de entrega, etc. A contratação do uso do sistema continua sendo realizada com a distribuidora local.

O Consumidor Especial é aquele cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (soma das demandas contratadas), pertencente ao Grupo A e pode contratar apenas Energia Incentivada.

O Consumidor Livre deve apresentar demanda contratada mínima de 2.500 kW e pode contratar Energia Convencional ou Incentivada.

Figura 5: Ambientes de Contratação de energia elétrica.

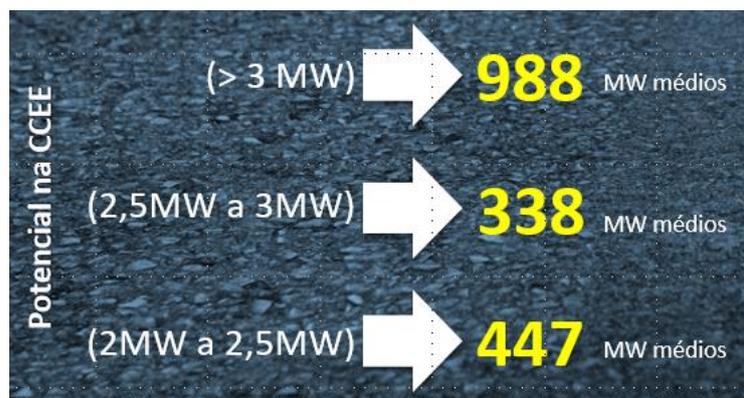


Fonte: Elaboração própria.

Porém, o limite de demanda para os Consumidores Livres está mudando. Conforme a Portaria MME nº 514/2018, esse limite foi reduzido de 3.000 kW para 2.500 kW, a partir 1º de julho de 2019, e será rebaixado de 2.500 kW para 2000 kW em 1º de janeiro de 2020.

Segundo dados da Câmara de Comercialização de Energia, o potencial para adesão ao mercado livre em virtude da redução dos requisitos pode chegar até mais de 1.700 MW médios, como se verifica em detalhes na Figura 6.

Figura 6: Potencial de adesão ao mercado livre.



Fonte: CCEE.

3. Metodologia de Trabalho

Os trabalhos conduzidos pelo Grupo foram inspirados nas diretrizes gerais e guia orientativo da Casa Civil da Presidência da República para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR.

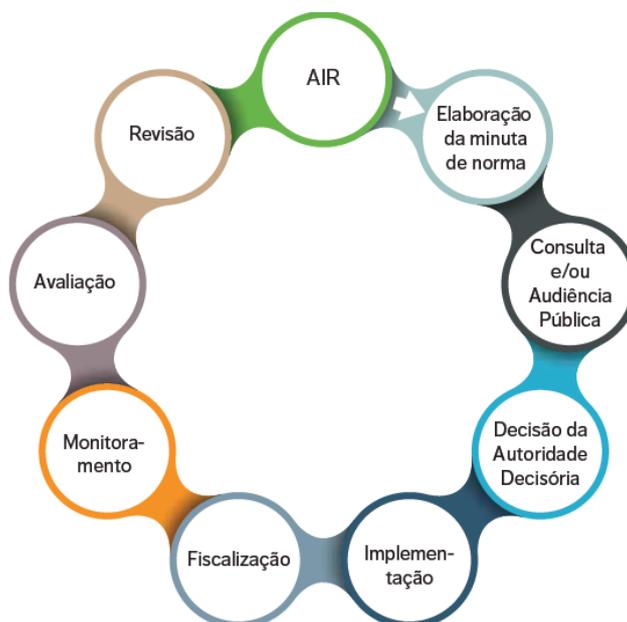
Assim, o roteiro deste relatório busca atender aos processos apresentados na Figura 7, com algumas adaptações, sem afetar a compatibilidade com o ciclo regulatório ilustrado na Figura 8.

Figura 7. Processo de Análise de Impacto Regulatório.



Fonte: Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR (Casa Civil da Presidência da República).

Figura 8. Ciclo regulatório.



Fonte: Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR (Casa Civil da Presidência da República).

Ademais, as avaliações foram encaminhadas tendo por base os resultados das Consultas Públicas MME nº 21/2016, que tratou sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, e nº 33/2017, que apresentou proposta de medidas legais para viabilização do futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo, além dos trabalhos das Audiências Públicas ANEEL nº 59/2018 e nº 01/2019, bem como dos demais Grupos Temáticos do GT Modernização.

Em especial, destaca-se as tratativas do Grupo ‘Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição’, que contou com participação de representantes de associações e conselhos do setor elétrico, de empresas de distribuição de energia elétrica, além de outros especialistas, conforme registrado abaixo:

30/05/2019 - Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica de Menor Porte (ABRADEMP);

30/05/2019 - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE);

04/06/2019 - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC);

04/06//2019 - Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica (CONACEN);

11/06/2019 - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e associados;

13/06/2019 - Conselho de Consumidores – ANEEL (Lei nº 8.631/93);

18/06/2019 - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE);

18/06/2019 - Associação Brasileira de Micro e mini geração distribuída (ABGD);

18/06/2019 - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR);
e

18/06/2019 - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL).

Os pontos mapeados foram objeto de avaliação, considerando os aprofundamentos necessários de cada tema em razão de sua complexidade e necessidade de maturação, bem como, os aspectos legais de cada relativo a cada um deles.

4. O serviço de distribuição de energia elétrica

A distribuição de energia elétrica, última etapa da cadeia de suprimento do setor elétrico, se caracteriza como o segmento dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final: residencial, comercial, rural, serviço público, poder público, industrial, dentre outros. Ela representa o elo entre o setor elétrico e a sociedade em geral.

No modelo atual, a atividade de distribuição de energia elétrica está pautada nos pilares da modicidade tarifária, resultado da realização dos leilões de energia do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), da obrigatoriedade de declaração de demanda e de totalidade de sua contratação, com o fim de assegurar o suprimento, e da neutralidade no repasse aos consumidores de custos não gerenciáveis por parte das distribuidoras.

Atualmente, resultado do processo de desverticalização pelo qual passou o Setor Elétrico, as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços de distribuição não desenvolvem atividades de geração de energia elétrica, salvo se for sistema isolado ou possuir pequeno mercado, nos termos da legislação; transmissão de energia elétrica; ou venda de energia a consumidores livres, exceto por meio de mecanismos específicos; não participam de outras sociedades, de forma direta ou indireta, salvo previsão diversa no respectivo contrato de concessão; não desenvolvem atividades estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão e permissão e nas autorizações.

Dadas as particularidades do serviço público de distribuição de energia elétrica, as distribuidoras são remuneradas por meio de tarifas homologadas pela ANEEL. Os custos incorridos pelas distribuidoras com cobertura tarifária se dividem em Energia (Geração), Transporte (Transmissão e Distribuição) e Encargos Setoriais. Além

desses custos, também compõem a conta de luz tributos e impostos federais (PIS/Cofins), estaduais (ICMS) e municipais (Iluminação Pública).

A receita de equilíbrio das distribuidoras, calculada pelo Regulador, é composta por duas parcelas:

- I. Parcela A - associada aos custos não-gerenciáveis pelas empresas de distribuição; e
- II. Parcela B - associada aos custos gerenciáveis pelas empresas de distribuição.

Em síntese, os custos não-gerenciáveis, que integram a Parcela A da receita de equilíbrio das distribuidoras, decorrem de:

- I. Aquisição de energia elétrica para revenda;
- II. Pagamento pela conexão e uso das redes de transmissão; e
- III. Encargos setoriais.

De forma resumida, os custos gerenciáveis, que integram a Parcela B da receita de equilíbrio das distribuidoras, são associados a:

- I. Serviços de distribuição propriamente ditos e refletem o custo de capital, referentes à remuneração e depreciação dos ativos; e
- II. Custos de operação e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Conforme se verifica na Figura 9, a Parcela A é responsável pela maior parte dos custos (53,5%) que compõem a tarifa atualmente, seguido pelos Tributos (29,5%). A Parcela B, referente aos custos de distribuição propriamente ditos, sendo responsável por apenas 17,0 % dos custos das tarifas.

Figura 9: Composição da Tarifa de Energia - 2018.



Fonte: ANEEL.

As tarifas homologadas pela ANEEL, pagas pelos consumidores de energia elétrica, devem ser suficientes para remunerar o serviço de forma adequada, viabilizando a estrutura física que mantenha a qualidade e que incentive a eficiência do serviço prestado.

Conforme define o artigo 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL:

“LXXV – tarifa: valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica, sendo:

a) tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia; e

b) tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.”

Assim, segundo consta na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL, a tarifa de energia é dividida conforme exposto na Tabela 1: Parcelas de composição das tarifas de consumidores residenciais - BT

Tabela 1: Parcelas de composição das tarifas de consumidores residenciais - BT

TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO
TUSD (R\$/kW e R\$/kWh)	ENCARGO	Reserva Global de Reversão
		Taxa de Fiscalização (TFSEE)
		Pesquisa e Desenvolv. (P&D)
		Encargos do ONS
		Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
		Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
	FIO A	TUSD Rede Básica
		TUSD Fronteira
		CONEXAO Transmissão
		CONEXAO Distribuição
		CUSD
		TUSDG-T
	FIO B	TUSDG-ONS
	PERDAS	DISTRIBUICAO
Perdas Técnicas		
Perdas em Rede Básica/Perdas em Distrib.		
Perdas não técnicas		
TE (R\$/kWh)	ENCARGO	Receitas Irrecuperáveis
		Pesquisa e Desenvolv. (P&D)
		Encargo de Serviço de Sistema
		Compens. Financ. Utilização de Rec. Hídricos
	ENERGIA	CDE Energia
	FIO A	ENERGIA REVENDA
		ITAIPU
		TUST ITAIPU
PERDAS	TUST Contratos Iniciais	
	Perdas Rede Básica/Comercialização	

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 2 detalha as características dos consumidores atendidos no Setor Elétrico Brasileiro conforme Subgrupos e Níveis de Tensão.

Tabela 2: Consumidores atendidos por Subgrupo e Nível de Tensão

Níveis de Tensão	Número de Consumidores
A1 – 230 kV ou mais	6
A2 – 88 a 138 kV	241
A3 – 69 kV	232
A3a – 30 a 44 kV	8.138
A4 – 2,3 a 25 kV	176.909
B1	72.357.090
B3	11.568.136
B4	104.696
Total	84.215.448

Fonte: ANEEL

Simplificadamente, as tarifas são os valores cobrados por unidade de demanda e/ou energia (R\$/kW e/ou R\$/kWh, respectivamente). Em essência, é de se esperar que o preço da energia elétrica reflita todas as etapas da cadeia produtiva, desde a geração até a sua disponibilização aos consumidores, na etapa final do processo. É necessário compreender também - já que a energia elétrica é um bem essencial - que não se paga apenas pelo consumo propriamente dito, mas também pela disponibilidade dos sistemas elétricos - 24 horas por dia, 7 dias por semana.

5. Percepção e definição do problema

5.1. Consulta Pública MME 21/2016

Em 2016 foi realizada a Consulta Pública MME nº 21, por meio da qual foram levantados questionamentos sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos.

A Nota Técnica nº 4/2016-AEREG/SE levantou diversos questionamentos, alguns deles relacionados a distribuição de energia elétrica.

Sobre Comercialização de Energia Elétrica, foi questionado:

- I. *“As distribuidoras de energia elétrica poderão comercializar energia elétrica e outros serviços para os consumidores?”*
- II. *“Ou a comercialização no mercado livre deve continuar sendo vedada às distribuidoras?”*

Sobre Contratos Legados, foi questionado:

- I. Como lidar com o aumento dos riscos de sobrecontratação das distribuidoras e de desconstratação dos geradores?
- II. É possível concatenar a expansão do mercado livre com o vencimento ou redução da energia contratada pelas distribuidoras?
- III. Como cobrir os custos da sobrecontratação das distribuidoras?
- IV. Deverá esse custo ser pago por todos os consumidores?
- V. Qual o impacto desse custo para a sociedade?
- VI. É possível, por meio de licitação de produtos virtuais, disponibilizar ao mercado a energia elétrica já contratada que as distribuidoras possuem em seu portfólio? O fato de esses contratos possuírem características, prazos e riscos diferentes, oriundos de diversos tipos de leilões realizados no passo, é empecilho?
- VII. Como assegurar o financiamento do gerador que tem o contrato com as distribuidoras como garantia junto a credores?

Embora as perguntas não tenham sido respondidas uma a uma, a Nota Técnica Nº 3/2017-AEREG/SE, de fechamento da Consulta Pública MME nº 21/2016, apontou a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre.

Especialmente, foram indicadas questões relevantes, tais como o respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas.

Em resumo, no que se refere aos serviços de distribuição, os instrumentos sugeridos na CP nº 21/2016 para tratar essas questões envolvem:

I. Aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia), o que implica também alternativas de redução da energia elétrica adquirida de forma compulsória pelas distribuidoras;

II. Redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia, inclusive com mecanismos centralizados que reduzam os custos de transação e a assimetria de custos;

III. Correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução inclusive por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do

consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas;”

5.2. Consulta Pública MME 33/2017

Em 2018 foi realizada a Consulta Pública MME nº 33, por meio da qual foram discutidas medidas com objetivo de viabilizar o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo. Nela, foram discutidas algumas medidas relacionadas a distribuição de energia elétrica.

A Nota Técnica nº 5/2017-AEREG/SE apontou que “A contratação da energia regulada não possui ferramentas ativas de gestão do risco de preços da contratação, de modo que os portfólios atuais (das distribuidoras) possuem características e assimetrias completamente independentes da eficiência das empresas. Isso distorce a potência dos incentivos que as empresas possuem para combate às perdas e inadimplência, por exemplo, além de gerarem diferenças de preço de energia não gerenciáveis, afetando inclusive os incentivos à migração para o mercado livre, o que tende a acentuar problemas de sobrecontratação nas empresas com tarifas de energia mais caras, num movimento pró-cíclico e insustentável que se comunica inclusive com a alocação correta de custos, a ser tratada adiante. Mesmo que a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores seja tratada como um custo sistêmico a ser pago por todos os consumidores, o desbalanceamento no preço dos portfólios fará com que todas as empresas com custos elevados tenham máxima migração e todas com custo circunstancialmente mais baixos tenham mínima migração. Isso faria com que a sobrecontratação involuntária a ser aliviada sempre fosse ao preço mais caro, o que certamente reduziria a possibilidade desse custo ser neutro ou inexistente”.

Mais à frente o texto da indica que “Existem diversos mecanismos de alívio e flexibilidade disponíveis para as distribuidoras adequarem seus níveis de contratação em função da migração de consumidores ao ambiente livre. Não obstante, esses mecanismos possuem eficácia limitada, tendo em vista a rigidez presente nos contratos de energia nova ou nas energias compulsórias alocadas ao ambiente regulado”.

O documento traz também que a expansão do sistema é um desafio. Ele aponta que *“O modelo atual apresenta uma distorção na alocação de custos da expansão, que é suportada majoritariamente pelos consumidores regulados, de modo que o mercado livre depende das sobras exportadas pelo segmento regulado ou da parcela remanescente da garantia física dos empreendimentos novos não contratados nos leilões regulados. Ou seja, mesmo que mantido o tamanho do mercado livre, existe uma distorção vigente, que será crescente com o tamanho da sua ampliação”.*

Além disso, os autores da Nota Técnica nº 5/2017-AEREG/SE descrevem a necessidade de uma *“revisão dos incentivos às fontes renováveis, com a geração distribuída e com a valoração adequada das externalidades providas pelas diversas*

alternativas de suprimento, ampliando as possibilidades de precificação dessas externalidades e benefícios em substituição aos subsídios e modelo inadequados atualmente presentes”.

Ao fim, no documento Fechamento CP 33 - 8. PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES de 09/02/2018 ¹ foi apontado que *“as contribuições recebidas nas consultas convergiram sobre a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuada, além de confirmarem o diagnóstico de que a mudança do arranjo regulatório do setor é premente, com foco na:*

- I. racionalização de subsídios, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores, de maneira que a competição seja mais isonômica e o mercado mais líquido, além de tornar mais simples eventuais políticas públicas de incentivo ou compensação;*
- II. aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia), o que implica também alternativas de redução da energia elétrica adquirida de forma compulsória pelas distribuidoras;*
- III. redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia, inclusive com mecanismos centralizados que reduzam os custos de transação e a assimetria de custos;*
- IV. correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução inclusive por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas”.*

¹ Disponível em:

http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

5.3. Audiência Pública ANEEL nº 59/2018

O regulamento da Tarifa Binômia foi objeto de discussão na Audiência Pública nº 59/2018, a qual tem objetivo de obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia.

No Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, a ANEEL identificou que *“no setor elétrico existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida. Os equipamentos e as redes são investimentos com visão de longo prazo, pela sua natureza discreta quanto a capacidade que pode ser atendida, por exemplo, por uma nova subestação, o que leva a possibilidade de atendimento das exigências atuais e futuras de novos consumidores e acréscimos de mercado dos consumidores existentes. Estando em operação, o custo destes equipamentos na prestação do serviço apresenta pouca variação, não guardando relação direta e linear com o consumo dos consumidores atendidos. Nesta visão, podemos entender que existem custos que podem ser considerados fixos no curto prazo”*.

A Agência apontou que o atual modelo tarifário monômio e volumétrico não convive harmoniosamente com gestão de energia, considerada cada vez mais importante pelos consumidores.

Ao fim, chegou-se à conclusão de que o atual modelo tarifário aplicado ao grupo B possui vantagens e desvantagens, conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Características do modelo tarifário volumétrico aplicado ao grupo B.

Pontos Positivos	Pontos Negativos
<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade; • Custo de implantação baixo; • Granularidade temporal por postos tarifários (tarifa branca) e mensal (bandeira tarifária); • Separação entre produto e serviço; 	<ul style="list-style-type: none"> • Faturamento do setor depende do montante de energia consumida; • Sem granularidade espacial; • Sem definição de custos fixos e variáveis no curto prazo; • Custo de disponibilidade não aderente a regulação econômica; • Gestão de energia gera transferência de custos entre agentes;

Fonte: ANEEL

5.4. Audiência Pública ANEEL nº 01/2019

O aprimoramento do regulamento da Geração Distribuída está em discussão no âmbito da Audiência Pública nº 01/2019, a qual visa obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Atividade foi prevista no item 2 da Agenda Regulatória 2019-2020.

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída (MMGD) e criar um ambiente em que esse tipo de geração de pequeno porte pudesse se viabilizar.

Na referida Resolução, criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mecanismo que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com MMGD seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal.

O modelo vigente desse mecanismo (mantido na sua forma original após a revisão da REN nº 482/2012 pela REN nº 687/2015) estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador acaba sendo valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Atualmente, existem diversas discussões sobre a valoração da energia injetada na rede a partir da geração distribuída, que pode não refletir o real impacto da MMGD para a sociedade.

Segundo consta no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, as distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação (net metering), estabelecido pela Resolução nº 482/2012 da ANEEL, em que a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE, não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição. Porém, não há nenhuma avaliação medindo a magnitude deste impacto.

Em termos de capacidade instalada, a evolução da MMGD tem se revelado em patamares superiores aos esperados pela ANEEL em suas projeções, conforme verifica-se na Figura 10: Evolução da potência instalada – MMGD (Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL).

Figura 10: Evolução da potência instalada – MMGD (Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL).



Fonte: ANEEL.

O documento da Audiência Pública ANEEL n° 01/2019 aponta que não há uma quantificação dos custos e benefícios da geração distribuída de pequeno porte no Brasil, gerando questionamentos sobre um possível desalinhamento da forma de compensação vigente em relação à atual realidade da micro e minigeração distribuída.

Segundo a Agência, “o possível desalinhamento, fruto de um inadequado modelo de Sistema de Compensação, poderia estar causando, de forma imprópria, a transferência de custos ou benefícios aos consumidores que não possuem geração distribuída e que dependem exclusivamente da energia fornecida pela distribuidora”.

Segundo a ANEEL, se mantidas as atuais regras, os custos que não são pagos pelos prossumidores², mas sim pelos demais consumidores, poderiam atingir o montante de R\$ 72,7 bilhões somente para o período de 2020 a 2035 (calculados a VPL), se considerada MMGD Local e MMGD Remota.

5.5. Nota Técnica SEI n° 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME

A Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do Ministério da Economia emitiu a Nota Técnica SEI n° 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME, em contribuição à Audiência Pública ANEEL n° 01/2019, com foco na promoção da eficiência econômica na modalidade MMGD.

O documento aponta que o modelo atual de compensação de energia proveniente de geração distribuída, o *net metering*, causa uma transferência de recursos para os

² Prossumidor é um neologismo (originado no inglês prosumer) que provém da junção de produtor + consumidor.

consumidores que fazem opção pelo seu uso, onerando os demais consumidores que acabam tendo que suportar os custos da rede.

Segundo a metodologia adotada, foi calculado, ano a ano, “quanto que os prosumidores deixarão de pagar ao sistema, impondo custos que deverão ser rateados por todos os demais consumidores”, evidenciando um subsídio cruzado entre tipos diferentes de consumidores.

A Nota Técnica finaliza indicando que “a expansão por intermédio desta modalidade (MMGD) oneraria a conta de luz dos consumidores brasileiros em até R\$ 23 bilhões”.

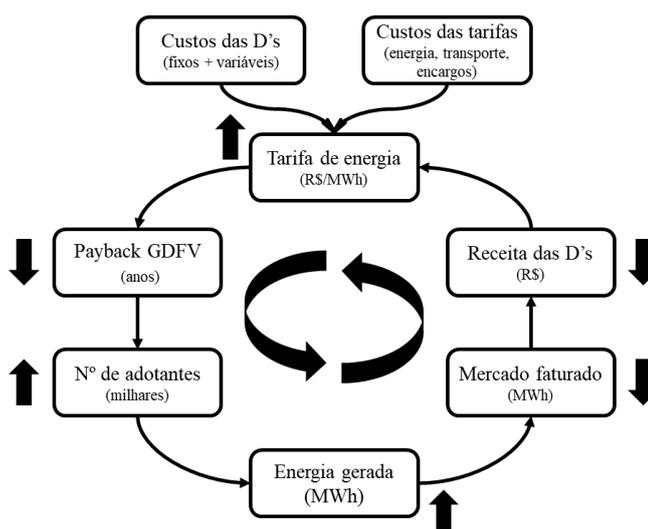
5.6. Impacto nas receitas das distribuidoras decorrentes da expansão da GD

5.6.1. “Espiral da morte” das distribuidoras

Lucas Fernandes Camilo Simone, em sua dissertação, apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2019 para obtenção do título de Mestre em Ciências, tratou da Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores.

Nela, ele apresentou a Figura 11. Segundo o autor, “O esquema ilustra como a possível “espiral da morte” que alcança as distribuidoras e como a inserção da GD pode implicar em aumento nas tarifas”.

Figura 11: “Espiral da morte” das distribuidoras.



Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

Segundo Lucas, a redução de mercado de uma distribuidora decorrente da inserção da geração distribuída pode causar problemas quando as tarifas aplicadas aos consumidores são puramente volumétricas.

Ele complementa que se as tarifas não tivessem relação apenas com o volume consumido, mas também com a capacidade demandada da rede (em R\$/kW), ou se tivesse um elemento fixo (em R\$/mês), a redução no montante faturado não necessariamente implicaria em perda de receita para as distribuidoras, o que pode se traduzir em aumento tarifário para os demais consumidores.

De maneira simplificada, o pesquisador concluiu que, como as tarifas aplicadas aos consumidores de baixa tensão em todo o Brasil são 100% volumétricas, uma redução de consumo pode implicar em redução no faturamento em determinado ano, que terá seus efeitos repassados para a tarifa no processo tarifário seguinte, principalmente no que se refere a Parcela B.

5.6.2. Estrutura de Custos da Distribuição

O Relatório de AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, de 12/12/2018, da ANEEL, ressalta que foi construída uma estrutura de custo média para os estudos de cenários no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 059/2018.

Segundo metodologia, os custos com ativos da concessão de distribuição são majoritariamente fixos, enquanto os custos de administração e operação podem ser parte fixa, pois há uma estrutura mínima necessária para atendimento do seu mercado, e parte variável, de acordo com o número de clientes e o consumo na rede.

Diante do exposto, a estrutura de custos das distribuidoras, conforme proposto pelo Relatório, está organizada em “% da capacidade da rede”, “% do número de consumidores” e “% do consumo medido”, na proporção média dos valores da Tabela 4.

Tabela 4: Estrutura de custos da distribuição – média Brasil

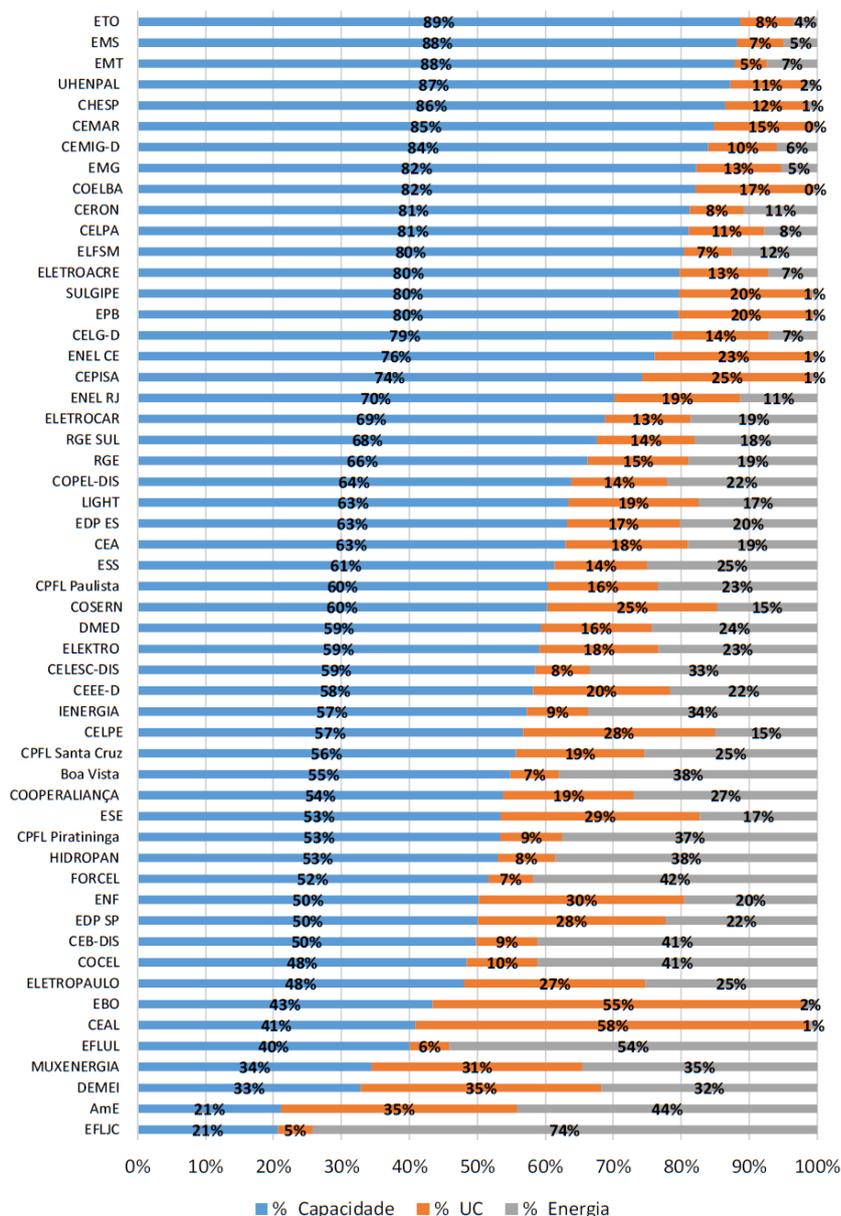
Estrutura de custos	% capacidade	% nº consumidores	% energia
Média	63%	18%	19%

Fonte: ANEEL.

Observa-se que, na média, os custos de distribuição são em sua maioria fixos, sendo 63% relacionados com a capacidade da rede de distribuição, enquanto 18% variam de acordo com o número de consumidores na área de concessão e 19% relacionam-se com o mercado faturado da distribuidora.

Embora tais valores representem a média, eles variam bastante quando se observa o perfil de cada distribuidora, conforme o gráfico da Figura 12.

Figura 12: Estrutura de custos da distribuição - por empresa.



Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

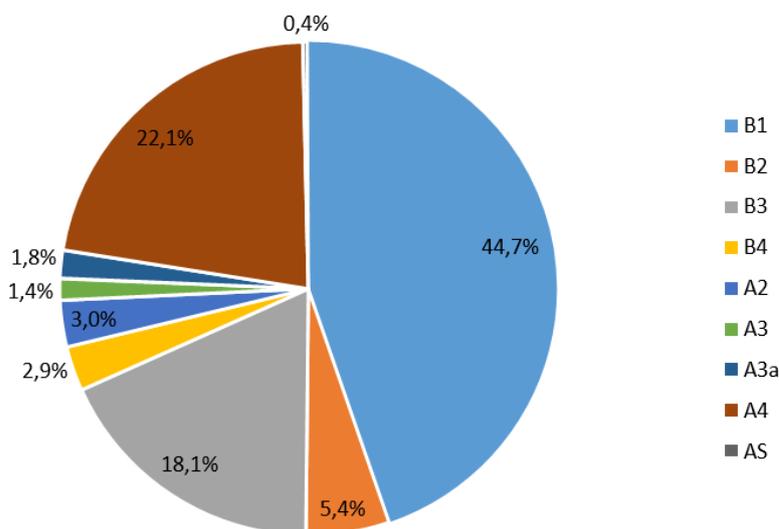
5.6.3. Parcela B nas tarifas de distribuição

As tarifas dos consumidores do Grupo B (baixa tensão) são 100% volumétricas, enquanto as tarifas dos consumidores do Grupo A (média ou alta tensão) são divididas em duas partes: demanda (R\$/kW) e energia (R\$/MWh).

Entretanto, dependendo da quantidade de consumidores alocados em cada grupo tarifário, a recuperação da receita da distribuidora fica mais ou menos dependente da parcela variável.

Segundo dados da ANEEL, resultado dos processos tarifários das distribuidoras no ano de 2018, a participação de cada subgrupo tarifário na composição da receita da Parcela B se distribui conforme a o gráfico da Figura 13:

Figura 13: Recuperação da Parcela B - por subgrupo tarifário (%).

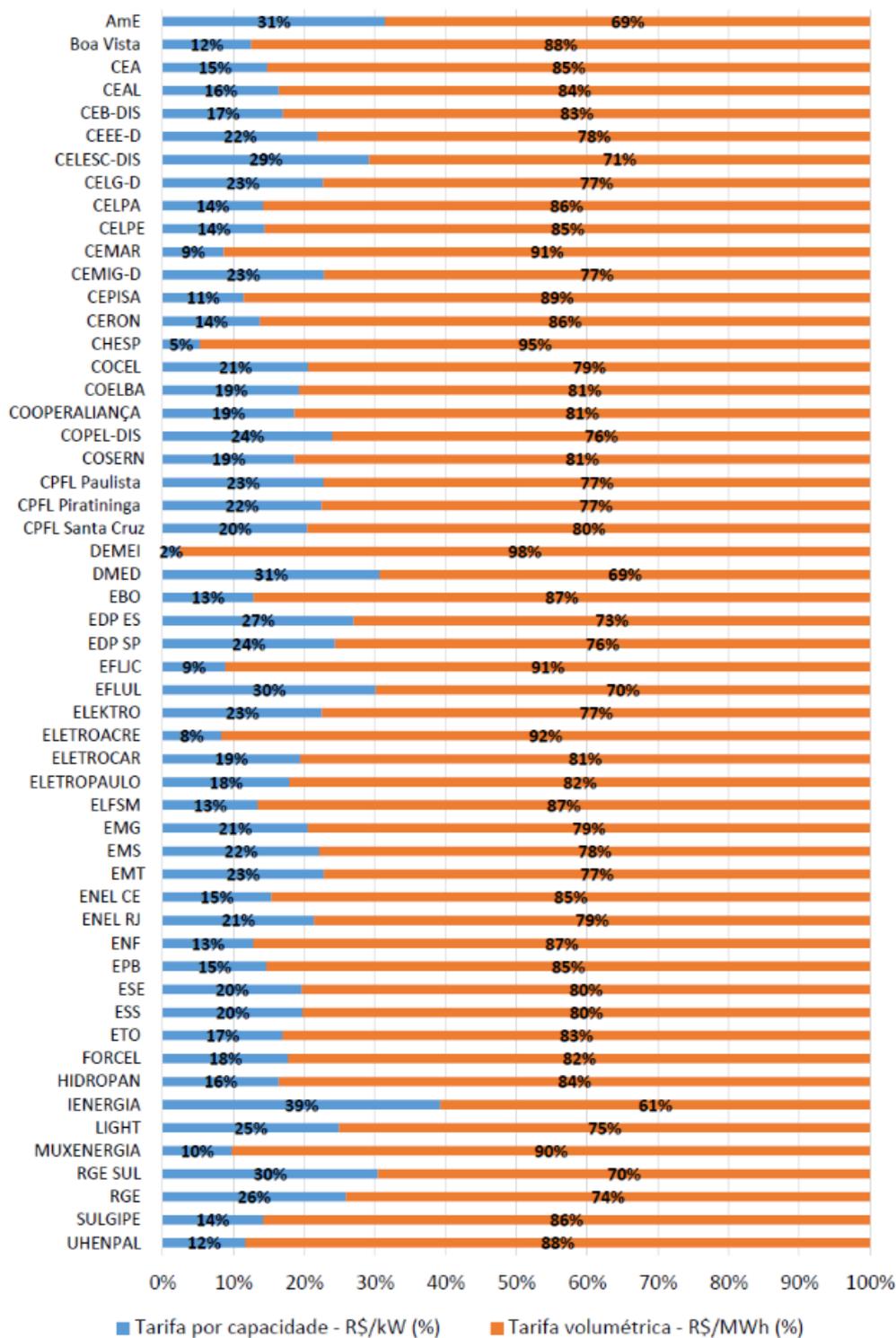


Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

Lucas observou que 71,2% da receita da Parcela B está vinculada aos consumidores conectados na baixa tensão (Grupo B), enquanto apenas 28,8% do total são arrecadados por meio dos demais. Assim, ele concluiu que em razão de a tarifação do Grupo B ser volumétrica, fica evidente que a receita da distribuição está bastante exposta à variação do mercado das empresas.

A fim de aprofundar essa conclusão, o pesquisador expôs, conforme gráfico da Figura 14, o peso das componentes fixa (R\$/kW) e variável (R\$/kWh) na recuperação do valor da parcela B, para cada distribuidora do país.

Figura 14: Peso de cada componente tarifário na receita da Parcela B (%).



Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

Do gráfico, extrai-se que, na média, 21% do valor da parcela B é recuperado via tarifa por capacidade (R\$/kW) e 79% por tarifa volumétrica (R\$/MWh).

5.6.4. Impacto sobre as receitas das distribuidoras

Segundo Lucas Fernandes Camilo Simone, o impacto na receita das distribuidoras pode ser avaliado sob dois aspectos:

- I. Perda total de receita decorrente da penetração GD; e
- II. Perda de Parcela B

O pesquisador escreveu que *“Em virtude do mecanismo de reajuste anual das distribuidoras eventuais perdas de receita com a Parcela A não impactam estruturalmente o caixa da distribuidora, pois são compensados nos reajustes anuais, via Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA). Entretanto, a depender do nível de perda de receita total, pode haver desequilíbrio econômico- financeiro no período entre os reajustes anuais”*.

Ele complementou apontando que *“as perdas de Parcela B afetam diretamente o negócio de distribuição, pois o valor da TUSD Fio B é reavaliado apenas nos processos de revisão tarifária, que ocorrem a cada 4 ou 5 anos, sendo reajustado anualmente apenas de acordo com a inflação, descontado do fator de produtividade “X”. Assim, caso a perda de receita se torne elevada, pode afetar os resultados das concessionárias e impactar sua capacidade de investimento”*.

Avaliou, ainda, a partir da metodologia estabelecida para sua tese, o impacto da inserção de GD para a distribuidora Elektro até o ano de 2030, identificando uma perda de receitas superior a R\$ 180 milhões, conforme se verifica no gráfico da Figura 15.

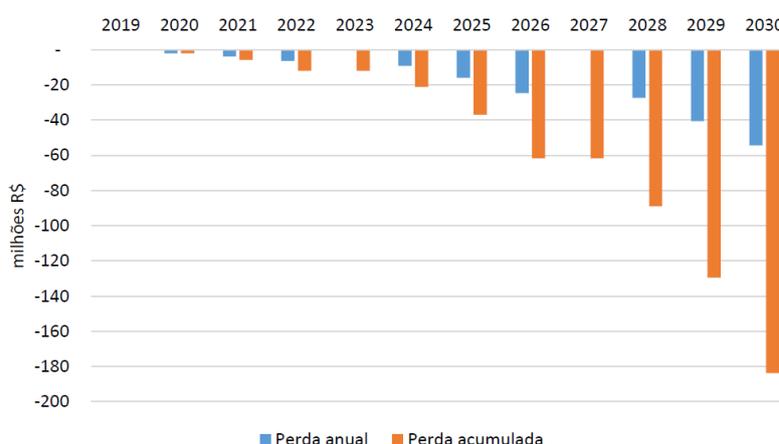
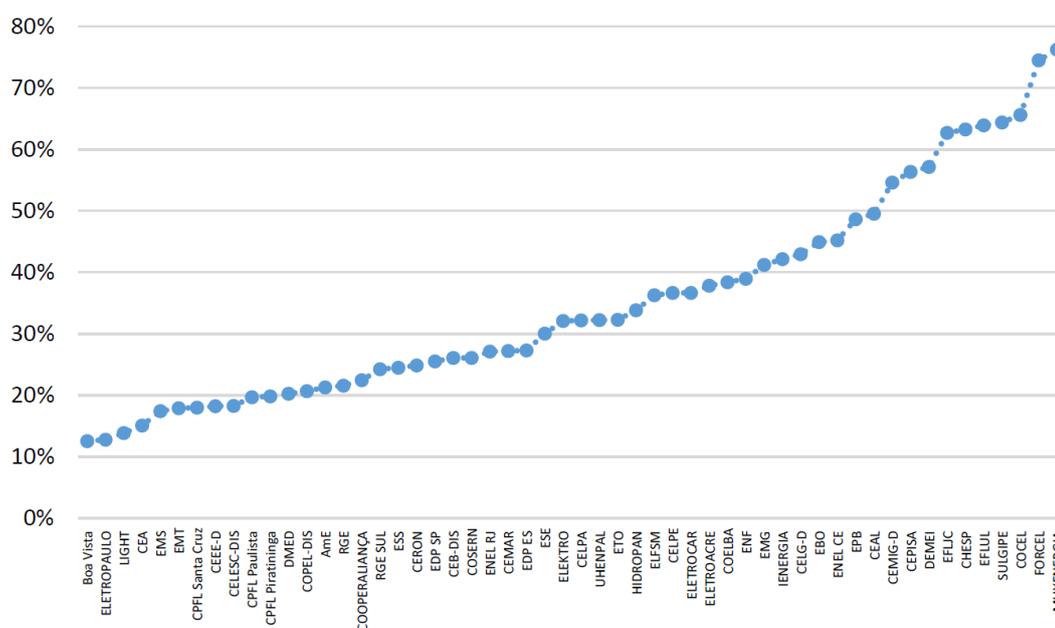


Figura 15: Perda de Parcela B para a Elektro.

Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

Em complementação, ele apontou que as perdas vão diminuindo a capacidade de investimento da distribuidora ao longo dos anos, porque afetam o EBIT³ regulatório da empresa. O gráfico da Figura 16 apresenta a relação entre a perda acumulada até 2030 e o EBIT de cada distribuidora.

Figura 16: Perda acumulada sobre EBIT das distribuidoras.



Fonte: Dissertação de mestrado Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores – Autor: Lucas Fernandes Camilo Simone.

6. O que pode afetar a sustentabilidade da distribuição?

A abertura do mercado pode afetar a sustentabilidade da distribuição em virtude das deficiências e dificuldades que as distribuidoras têm na gestão de seus portfólios, advindas da obrigatoriedade de contratação de quotas partes relacionadas à energia disponibilizada por Itaipu Binacional para o mercado brasileiro, pelas usinas nucleares de Angra I e Angra II, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs, os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCFs e pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFRA, como, ainda, a inadequada alocação de custos e riscos associadas a expansão do sistema.

A expansão da geração distribuída pode impactar a sustentabilidade da distribuição em função da perda de receita ocasionada devido à modalidade de tarifa volumétrica para os consumidores do Grupo B.

³ EBIT: sigla em inglês para “*Earning Before Interest and Taxes*”, que representa o lucro operacional da empresa, antes de juros e impostos.

7. Atores envolvidos

Estão envolvidos na problemática:

- O segmento de distribuição – todas as distribuidoras de energia elétrica, concessionárias e permissionárias;
- Os consumidores de energia elétrica – o consumidor regulado, o consumidor livre e o consumidor especial.

8. Base Legal

Nos itens abaixo, são elencados os dispositivos legais cuja alteração pode ser necessária para a implantação das propostas avaliadas nesse relatório referentes sustentabilidade da distribuição. Adicionalmente, pode ser necessário adequar os normativos dispostos nos Decretos, Portarias e Resoluções que regulamentam os assuntos.

8.1. Leis

- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências;
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências; e
- Lei 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.

8.2. Decretos

- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 - Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências; e

- Decreto 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.

8.3. Outros atos normativos

- Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010;
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Resolução Normativa ANEEL nº 693, de 15 de dezembro de 2015;
- Resolução Normativa ANEEL nº 711, de 19 de abril de 2016;
- Resolução Normativa ANEEL nº 727, de 21 de junho de 2016;
- Resolução Normativa ANEEL nº 789, de 24 de outubro de 2017;
- Resolução Normativa ANEEL nº 824, de 10 de julho de 2018; e
- Resolução Normativa ANEEL nº 832, de 13 de novembro de 2018.
- Módulos dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST;
- Módulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;

9. Objetivos esperados

Os objetivos esperados com as medidas propostas é maior eficiência alocativa do modelo tarifário do grupo B, maior sustentabilidade das distribuidoras na gestão de energia, menos entraves para entrada de novas tecnologias e redução de subsídios cruzados.

10. Ação proposta

Considerando o que foi tratado nas Consultas Públicas MME nº 21/2016, nº 33/2017, nas Audiências Públicas ANEEL nº 59/2018 e nº 01/2019, na Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME e impactos nas receitas das distribuidoras decorrente da expansão da geração distribuída, as ações propostas envolvem os seguintes itens:

- I. Adoção da Tarifa Binômia;
- II. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga;
- III. Institucionalização do Centralizador de Contrato; e
- IV. Flexibilização de Portfólio.

10.1. Adoção da Tarifa Binômia

Os consumidores de energia elétrica de pequeno porte, que se conectam em baixa tensão, têm como base de cálculo de suas faturas de energia, unicamente, a

quantidade de energia elétrica consumida. Esse modelo tarifário é denominado monômio volumétrico.

Este modelo é de fácil entendimento pelos consumidores e de simples implementação, pois tem uma única tarifa, com valor da fatura dependendo apenas da quantidade de energia consumida, e exige um medidor que apenas contabilize a energia consumida ao longo do tempo.

Entretanto, o sistema elétrico é composto por diversos equipamentos e redes que devem ser remunerados independentemente da quantidade de energia elétrica consumida e produzida. Nesta visão, pode-se entender que existem custos que podem ser considerados fixos.

No modelo tarifário atual para consumidores residenciais e comerciais, industriais e rurais de pequeno porte, existe um valor mínimo a ser pago com o objetivo de ressarcir as empresas pela disponibilização dos equipamentos e sistemas, denominado custo de disponibilidade.

Atualmente, os consumidores têm buscado cada vez mais alternativas para fazer gestão de seu consumo de energia, a qual pode ser entendida como um conjunto de ações e técnicas de eficiência e substituição energética (uso de equipamentos mais eficientes), autoprodução de energia (micro e mini geração distribuída fotovoltaica) e ações administrativas (escolha da melhor modalidade tarifária).

Além disso, o Setor Elétrico caminha para uma abertura de mercado que poderá permitir aos consumidores de baixa tensão buscar um supridor de energia que não aquele do ACR.

Infelizmente, o modelo tarifário monômio volumétrico não convive adequadamente com as evoluções citadas anteriormente.

No primeiro caso porque as ações individuais de gerenciamento do gasto de energia que resultem em redução do consumo podem transferir os custos fixos do funcionamento dos sistemas de distribuição entre todos os consumidores, gerando subsídios cruzados, ou podem não remunerar adequadamente os ativos das distribuidoras, resultando em perdas financeiras.

Já na segunda situação, porque não faz sentido uma cobrança por meio de tarifa monômica volumétrica se os serviços contratados são prestados por agentes diferentes.

Assim, a introdução das tarifas binômias para os consumidores de baixa tensão pode ser vista como uma alternativa para pagar as componentes da tarifa que remuneram as despesas fixas com os ativos da distribuição e trazer maior transparência para os custos praticados.

Além disso, as tarifas binômias podem ser consideradas como uma oportunidade para dar um fim ao subsídio cruzado, que será melhor detalhado no GT Encargos e Subsídios, decorrente do sistema de compensação de energia elétrica, e absorver

os ganhos com a implantação de RED (principalmente micro e mini geração distribuída e bancos de baterias) com o objetivo de suprir cargas em localidades em que a distribuidora tenha dificuldade de atendimento ao mercado ou de investimentos na rede, por exemplo.

Mas uma alteração como esta deve ser avaliada de forma racional. Caberia construir um plano gradual de implantação das tarifas binômias observando a viabilidade técnica e econômica de substituição dos medidores (por classe de consumo e/ou área geográfica), ou ainda com a “utilização de estimativas” caso seja necessário, considerando também a isonomia entre os consumidores de mesma classe/região e os efeitos para os consumidores e distribuidoras.

Cabe destacar que, na busca da maior eficiência alocativa na discussão a respeito da parcela de receita garantida das distribuidoras, a adoção de tarifas binômias tem evidenciado uma elevação proporcionalmente maior nas faturas de menor consumo, o que não é desejável e precisa ser melhor avaliado.

Assim, a troca da tarifa monômia pela binômia não pode ser um imperativo para os consumidores que, pelo seu perfil de consumo, demonstram baixo fator de utilização das redes.

Um regulamento da Tarifa Binômia (Binômias) está em discussão na Audiência Pública ANEEL nº 59/2018 (Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento da Estrutura Tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão – Tarifa Binômia). Atividade foi prevista no item 51 da Agenda Regulatória 2019-2020.

A Agência, no Relatório de AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, simulou diversos cenários, e chegou, de forma geral, aos seguintes impactos com a adoção da tarifa binômia:

Consumidor

- Variação na fatura em função do efeito realocativo devido à mudança do modelo tarifário;
- Diminuição da transferência de custos devido a decisões individuais de gestão de energia; e
- Nova percepção de incentivo ou desincentivo para gestão de energia.

Distribuidora

- Aumento de custo devido à alteração do sistema de faturamento e novos custos operacionais para as equipes de teleatendimento e comunicação (treinamento e aumento do número de reclamações)
- Maior estabilidade da receita;
- Diminuições do risco de mercado; e
- Redução do descasamento entre custos e receita.

Destaca-se também o entendimento da Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura, do Ministério da Economia, publicada na Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME, de que é necessária e fundamental a implantação da tarifa binômia em virtude da expansão da geração distribuída.

10.2. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga

Atualmente, a Lei nº 10.848/2004 estabelece em seu Art. 2º que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado.

Este mandamento está baseado em um princípio que visa garantir a continuidade e qualidade na prestação do serviço de energia elétrica. Para que este objetivo seja atingido, garantindo a segurança do suprimento, o legislador estabeleceu várias disposições.

Uma delas foi a realização de licitações simultâneas para a outorga de concessões e para a contratação de energia, permitindo que contratos de longo prazo viabilizem a construção de novas usinas e criem melhores condições para atração dos investimentos busca garantir a expansão da capacidade, além de eficiência na contratação de energia e transparência na definição de preço.

Outra foi a institucionalização dos critérios de garantia de suprimento de energia elétrica, aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.

A obrigatoriedade da contratação de 100% da carga para os consumidores regulados tem reflexos diretos nas estratégias de gestão do portfólio de contratos das concessionárias de distribuição. A redução da necessidade de contratação da carga pode expor consumidores e distribuidoras a situações de subcontratação em momentos de escassez hídrica, nos quais o PLD estará elevado.

Diante da sinalização de ampliação do mercado livre, com o aumento da liberdade dos consumidores, é necessário garantir a existência de contratos de energia de curto prazo com grande liquidez, de forma a permitir que os compradores minimizem a sua exposição ao mercado de curto prazo e a consequente incerteza dos impactos financeiros.

Considerando que a obrigatoriedade de as distribuidoras garantir o atendimento à totalidade de seu mercado está correlacionada com os sinais adequados para expansão da capacidade instalada de geração e com os critérios de suprimento, é prudente, antes de qualquer alteração de tal dispositivo, avaliar o resultado dos

trabalhos do Grupo Temático “Lastro e Energia” e do Grupo Temático “Processo de Contratação”.

10.3. Institucionalização do Centralizador de Contrato

Passados 15 anos da publicação da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e do Decreto 5.163/2004, que define como a compra de energia no ACR deve ocorrer por intermédio de leilões com a consequente assinatura dos contratos regulados, é adequado e necessário discutir o aprimoramento do processo de contratação, para que se busque maior otimização e equilíbrio na contratação, visando a redução de distorções do ACR, assim como dos impactos econômicos e financeiros nas Distribuidoras.

O subgrupo “Processo de Contratação” está desenvolvendo análise e diagnóstico sobre o processo de contratação do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, o qual envolve as Distribuidoras de forma compulsória, como compradoras, tendo como vendedores os geradores (leilões de novos empreendimentos ou existentes) e/ou comercializadores (energia existente), conforme os leilões realizados.

Tal subgrupo tem como foco a busca de aprimoramentos e maior eficiência e equilíbrio para o ACR. Em termos gerais, pode haver benefícios para o ACR (e para os consumidores regulados) caso se imprima maior eficiência ao processo, assim como caso se adote um preço de compra de energia elétrica mais equânime entre as Distribuidoras (PMIX), com reflexos tarifários ao longo do tempo, além da melhoria da gestão operacional e redução de percepção de riscos no processo.

Conforme interação havida com o Grupo Temático “Processo de Contratação”, verifica-se que seus trabalhos estão pautados na busca de aprimoramentos que demandam prudência, de forma a promover uma eventual transição sustentável, exigindo diferentes abordagens, com desdobramentos no curto, médio e longo prazos.

Por esse motivo, o subgrupo definiu tratar, em curto prazo, da figura do Agente Centralizador da Contratação, o qual poderia possibilitar, inicialmente a equalização dos preços / custos de contratação de energia das Distribuidoras (PMIX), como também ser utilizado como facilitador da transição para um eventual modelo de contratação de lastro e energia, caso haja esta definição de alteração do modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

Por fim, ficou registrado por aquele subgrupo que o aprimoramento do processo de contratação possui interdependência com outros temas como Lastro e Energia, Abertura do Mercado, Sustentabilidade da Distribuição, Alocação de Custos e Riscos e Sistemática de Leilões.

10.4. Flexibilização de Portfólios

O modelo atual, conforme o Art. 2º da nº Lei 10.848, de 15 de março de 2004, determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado. Além disso, elas são obrigadas a absorver as cotas de garantia física de usinas geradoras hidráulicas de energia elétrica, segundo a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a contratação de quotas partes relacionadas à energia disponibilizada por Itaipu Binacional para o mercado brasileiro, pelas usinas nucleares de Angra I e Angra II, e pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFRA.

A obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda, aliada a alocação das garantias físicas de usinas no portfólio das distribuidoras, tem sido apontada pelos Agentes como causa de sobrecontratação involuntária de energia, gerando sobras de energia contratada.

Além disso, a dificuldade de se prever com precisão a expansão do mercado de energia no ambiente de contratação regulado e as incertezas quando ao crescimento da economia, que tem forte correlação com a demanda de energia, tem contribuído para este cenário e, por vezes, podem causar subcontratações involuntárias, resultando em déficit de energia contratada.

Atualmente existem 28 mecanismos de descontração a disposição do setor para que as empresas possam gerir o portfólio de contratação de energia. Porém, representantes de grupos de distribuidoras entendem que tais mecanismos são complexos, o que se traduz em riscos de aplicação inadequada, e insuficientes para dar respostas a real necessidade das empresas. Diante disso, é prudente, antes de qualquer alteração nos mecanismos, avaliar o resultado dos trabalhos do Grupo Temático “Processo de “Processo de Contratação”.

11. Atores afetados pelas propostas

Serão afetados pelas propostas:

- O segmento de distribuição – todas as distribuidoras de energia elétrica, concessionárias e permissionárias;
- O segmento de geração – todos os geradores que vierem a firma contrato por meio do Centralizador de Contratos; e
- Os consumidores de energia elétrica – o consumidor regulado, o consumidor livre e o consumidor especial.

12. Sugestões de implantação da ação

12.1. Adoção da Tarifa Binômia

A adoção de uma nova modalidade tarifária depende da escolha do modelo tarifário mais apropriado para uma efetiva melhoria dos problemas identificados neste relatório e das discussões sobre as implicações nas regras de faturamento.

Assim, tarifa binômia deve ser efetivamente adotada somente depois da decisão do modelo tarifário, do debate com a sociedade, quando deve apresentado o texto normativo, e de análises complementares.

12.2. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga

Considerando que a obrigatoriedade de as distribuidoras garantir o atendimento à totalidade de seu mercado está correlacionada com os sinais adequados para expansão da capacidade instalada de geração e com os critérios de suprimento, a flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga seria razoável apenas após avaliar o resultado dos trabalhos do Grupo Temático “Lastro e Energia” e do Grupo Temático “Critério de Suprimento”.

12.3. Institucionalização do Centralizador de Contrato

Considerando as discussões sobre o aprimoramento do processo de contratação, para que se busque maior otimização e equilíbrio na contratação da energia elétrica, visando a redução de distorções do ACR, assim como dos impactos econômicos e financeiros nas Distribuidoras, a institucionalização do Centralizador de Contratos seria adequada apenas depois de avaliar o resultado dos trabalhos do Grupo Temático “Processo de Contratação”.

12.4. Flexibilização do Portfólio de Contratos

Considerando as discussões sobre o aprimoramento do processo de contratação, para que se busque maior otimização e equilíbrio na gestão da contratação da energia elétrica, permitindo maior flexibilidade do portfólio dos contratos no ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes, é prudente avaliar a alteração de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) e Mecanismo de Venda de Energia (MVE) apenas depois de avaliar o resultado dos trabalhos do Grupo Temático “Processo de Contratação”.

13. Estratégias de Monitoramento

13.1. Adoção da Tarifa Binômia

Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Assim, o acompanhamento dos efeitos da implantação de um novo modelo tarifário deve ser avaliado pela Agência no momento dos processos tarifários. Além disso, a ANEEL pode realizar avaliações qualitativas do aumento de reclamações e registros dos consumidores nos canais de tele atendimento.

Por fim, outras medidas podem ser incorporadas no processo de monitoramento periódico que permita avaliar se os benefícios almejados com a proposta estão sendo alcançados.

13.2. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga

Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Assim, a Agência deve atuar em um acompanhamento periódico do nível de contratação das distribuidoras de energia elétrica.

13.3. Institucionalização do Centralizador de Contrato

Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Assim, a verificação de maior otimização e equilíbrio na contratação de energia, de redução das distorções do ACR e dos impactos econômicos e financeiros nas Distribuidoras deve ser realizada pela Agência periodicamente.

13.4. Flexibilização do Portfólio de Contratos

Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

A flexibilização do portfólio de contratos das distribuidoras deverá ser monitorada pela ANEEL de forma a garantir o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão firmados com as distribuidoras.

14. Temas a serem aprofundados

14.1. Venda de excedente de geração

A valorização da liberdade de escolhas individuais é um fenômeno social que tem trazido reflexos para o setor elétrico. Uma participação mais ativa do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia, tem evidenciado tal movimento.

O crescimento da GD na matriz elétrica nacional é uma realidade e demanda a criação de mecanismos e instrumentos que permitam a convivência harmônica das soluções de RED com os serviços de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, cabe registrar a possibilidade de alguma unidade prosumidora contabilizar uma geração com recursos distribuídos além do seu consumo, resultando em um excedente de geração. Diante de tal situação, entende-se que é razoável a possibilidade de venda da parcela de sua energia que excedeu o seu consumo em vez de do sistema atual de compensação de créditos, que implicam em subsídios cruzados.

Porém, considerando a expansão do mercado livre, cabe ressaltar que tal venda não deveria ser obrigatoriamente destinada à distribuidora de energia elétrica. O prosumidor que tiver excedente de geração de energia e interesse em comercializar seu superávit energético deverá buscar um comercializador para representá-lo no mercado de energia.

A possibilidade de comercialização do excedente de geração de micro e minigeração é um dos temas debatidos na Audiência Pública nº 01/2019 conduzida pela ANEEL.

Quanto aos aspectos normativos relacionados à geração distribuída, identificamos os seguintes atos que podem demandar alterações:

- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, aplicável a unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída, em unidades consumidoras para compensação da energia consumida localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade.
- Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2014, que alterou as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação de novas modalidades - empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. A REN nº 786, de 17 de outubro de 2017, elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas.

14.2. Modernização da rede de distribuição

A inserção de novas tecnologias, tais como redes inteligentes e recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, armazenamento de energia, eficiência energética e gerenciamento da demanda), implica em modificações importantes no atual modelo de negócio das distribuidoras.

O principal desafio que se apresenta com a inserção de novas tecnologias é o desenvolvimento de mecanismos que visem equilibrar os seguintes pilares, conforme posto pela Nota Técnica nº 27/SEM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL, de 22 de fevereiro de 2019:

- (1) O ambiente regulatório não se deve constituir como barreira à introdução de novas tecnologias, de modo que o setor elétrico possa se beneficiar das possibilidades viabilizadas por inovações; e
- (2) Ao mesmo tempo, a inserção dessas novas tecnologias não pode ocorrer a qualquer custo, devendo ocorrer de forma que os custos e benefícios sejam compartilhados de forma equilibrada entre distribuidoras, consumidores e demais partes envolvidas.

Nesta visão, a modernização no âmbito da distribuição não deve estar pautada em simplesmente estimular a inovação de forma geral e irrestrita, mas sim em oferecer os incentivos corretos que permitam à distribuidora tomar a decisão mais efetiva para atingimento de suas metas e mais eficiente em relação aos seus custos (operacionais ou de capital) e ao tipo de tecnologia (convencional ou nova).

Nesse sentido, a ANEEL vem discutindo no âmbito da Consulta Pública nº 03/2019 questões relacionadas a modernização e inovação do setor de distribuição de energia elétrica. O objetivo da Consulta é obter subsídios para a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio.

Essa discussão foi matriculada na Atividade nº 31 da Agenda Regulatória 2018-2019 da ANEEL, sendo complementar a outras iniciativas já introduzidas pela Agência relacionadas a modernização do setor, tais como regulações específicas sobre geração distribuída, recarga de veículos elétricos, projetos-piloto de resposta da demanda, leilão de eficiência energética, assim como a atualização do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.

O foco da Consulta Pública nº 03/2019 foi analisar se o atual arcabouço regulatório permite que os Objetivos Regulatórios para o segmento de distribuição sejam alcançados da maneira mais eficiente possível.

A referida CP teve seu período de contribuições de 25/2 a 1/7/2019 e, portanto, as contribuições recebidas ainda serão objeto de análise pelas áreas técnicas envolvidas, o que resultará em um diagnóstico mais aprofundado do tema e eventuais aprimoramentos regulatórios.

Quanto aos aspectos normativos relacionados ao reconhecimento de investimentos pelas distribuidoras, identificamos os seguintes atos que podem demandar alterações:

- Resolução Normativa ANEEL nº 435, de 24 de maio de 2011, que define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários.

14.3. Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA

O aprimoramento da CVA está previsto na atividade 58 da Agenda Regulatória 2019-2020 (Revisar o Módulo 4 – Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET).

A Audiência Pública ANEEL nº 25/2019 apresentou proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos preços de contratos de compra de energia, de que tratam o Módulo 4 e o Submódulo 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

No âmbito da Audiência Pública, a ANEEL apresentou análise sobre os itens em que se identificou possibilidades de aprimoramento regulatório, sejam eles decorrentes de alterações nos procedimentos de fiscalização, de lacunas regulatórias para procedimentos de cálculo já realizados atualmente, mas ainda não contemplados no regulamento, ou mesmo decorrentes de um melhor sinal regulatório para as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O prazo para contribuições no âmbito da Audiência Pública está vigente e se encerra em 4 de agosto de 2019.

Quanto aos aspectos normativos relacionados à Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA, foram identificados os seguintes atos que podem demandar alterações:

- Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002;
- Medida Provisória - MP nº 2.227, de 4 de setembro de 2011, que estabeleceu exceção ao alcance do art 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, de modo a viabilizar a criação de mecanismo de compensação das variações de valores de itens da Parcela A ocorridas entre os processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica; e

- Resolução Normativa ANEEL nº 435, de 24 de maio de 2011, que define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários.

14.4. Compra de energia de RED

Atualmente as Distribuidoras podem adquirir energia proveniente de geradoras, detentoras de outorgas específicas, localizadas dentro de seus sistemas de distribuição (limitado a 10% de seu mercado). Porém, com a ampliação da gama de recursos energéticos distribuídos, é interessante que seja possível a Distribuidora não só comprar energia daqueles geradores, mas também contratar energia de REDs, bem como outros serviços, desde que tragam benefícios para o consumidor, como por exemplo, reflexo positivo na qualidade e continuidade do serviço de distribuição.

O risco envolvido na gestão do portfólio de energia, pode ser agravado com esta compra, face às limitações dos mecanismos existentes para gestão do portfólio. Por isso, caberia avaliar com mais profundidade se o atual limite de 10% do mercado da Distribuidora deve ser rediscutido.

A conexão de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição tem impacto sobre o perfil de tensão, perdas técnicas e a estabilidade do sistema elétrico. Os impactos podem ser positivos ou negativos e dependem, fundamentalmente, do local onde estará conectada no sistema, assim como da operação da geração, que pode estar condizente ou não com as necessidades da rede.

No que tange aos benefícios, a operação de geradores distribuídos poderá melhorar a estabilidade da tensão e reduzir as perdas técnicas das redes de distribuição. Na mesma linha, a inserção massiva de geradores distribuídos pode reduzir o carregamento do sistema e contribuir para deslocar investimentos. Além do exposto, há a possibilidade de melhoria dos índices de continuidade, caso seja possível a operação ilhada de geradores distribuídos.

Quanto aos aspectos normativos relacionados à possibilidade de as distribuidoras adquirirem energia de RED, foram identificados os seguintes atos que podem demandar alterações:

- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que estabelece que no atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica proveniente de geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas.
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

14.5. Atividades acessórias das distribuidoras

Atualmente a Resolução Normativa ANEEL nº 581, de 11 de outubro de 2013, estabelece os procedimentos e as condições para a prestação de atividades acessórias pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

O regulamento faculta à distribuidora oferecer e prestar, além dos serviços decorrentes de obrigação normativa, as atividades acessórias constantes no art. 3º, as quais são divididas em:

- a) Própria: caracterizada como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização da ANEEL; e
- b) Complementar: caracterizada como atividade não-regulada, cuja prestação está relacionada com a fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação de defesa da concorrência.

Ressalta-se que recentemente a Resolução Normativa ANEEL nº 819, de 19 de junho de 2018 já deu um passo neste sentido, quando enquadrou como atividade complementar a elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de estações de recarga de veículos elétricos, incluindo a prestação de serviços aos usuários.

Assim, chama-se a atenção para a necessidade de se revisitar a norma atual e reavaliá-la à vista, inclusive, de um serviço de distribuição só fio.

Quanto aos aspectos normativos relacionados ao desenvolvimento de novos negócios pelas distribuidoras, foi identificado o seguinte ato que pode demandar alterações:

- Resolução Normativa ANEEL nº 581 /2013, que estabelece os procedimentos e as condições para a prestação de atividades acessórias às atividades de prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras.

14.6. Separação dos serviços Distribuição de Energia – Fio e Comercialização

As transformações por que passa o Sistema Elétrico Brasileiro com a descentralização dos sistemas de geração de energia, digitalização das redes, mobilidade elétrica, valorização das possibilidades de escolhas individuais que trará

mais autonomia ao consumidor, impactarão sobremaneira o segmento de distribuição. Dentre os desafios que se apresentam para o segmento destacam-se: (i) a necessidade de revisão do arcabouço normativo-regulatório para a remuneração das utilities; (ii) aprimoramento dos modelos de negócio para a distribuição e; (iii) novas práticas de operação das redes.

Os novos recursos que se apresentam à disposição das redes podem se tornar importantes provedores de serviços e permitir a otimização dos investimentos para atendimento dos requisitos dos sistemas. Entretanto, o pleno aproveitamento das novas possibilidades em benefício dos sistemas deverá requerer novas práticas de planejamento e operação das redes distribuição, além de uma revisão nos desenhos de mercado do setor elétrico brasileiro.

Destaca-se que a criação de um ambiente capaz de integrar os recursos depende, em grande medida, do aperfeiçoamento de sinais de preço e remunerações que representem tais benefícios.

Atualmente, a inserção de recursos distribuídos nas redes de uma distribuidora vinculada à comercialização energia pode colocá-la diante de sinais conflitantes, dado que tais recursos tendem a reduzir ou deslocar o consumo (ou a compra de energia).

Além disso, esta transição por que passa o setor demandará um papel cada vez mais proativo das distribuidoras no provimento dos serviços e operação inteligente das redes.

Neste ambiente, parece razoável que, no futuro, a provedora de serviços de distribuição de energia elétrica tenha sua atividade restrita ao “Fio”, e não mais desempenhe papel de comercializadora de energia.

Porém, esta medida tem relação com outros assuntos, como os que estão sendo tratados no Grupo Temático “Abertura do Mercado” e “Processo de Contratação”.

14.7.Comercializador de última instância⁴

Com a abertura total do mercado de energia elétrica, todos os consumidores poderão escolher quem irá lhe fornecer energia, porém permanecerá o monopólio natural da distribuição (FIO), mantendo as distribuidoras responsáveis pela medição, corte e religamento, sendo repassadas as informações para as comercializadoras que fariam o faturamento e seriam representariam o consumidor em caso de inadimplência.

⁴ Agente responsável pelas atividades de comercialização da energia junto aos consumidores que permanecerão no mercado regulado, quando da abertura completa do mercado livre.

Os consumidores que decidissem não migrar continuariam a ser atendidos pela distribuidora local ou pelo Comercializador de Energia responsável pela área. Não foi identificado, a priori, nenhuma situação que justifique escolher por um modelo ou outro, seja pela separação da atividade FIO e comercialização em duas empresas reguladas ou a manutenção das duas atividades em uma única empresa regulada.

É necessário reforçar na lei o comando para o corte do fornecimento de energia para aplicável aos consumidores livres que forem desligados da CCEE ou que estejam inadimplentes com seus fornecedores de energia.

Este assunto está sendo tratado com mais profundidade pelo Grupo Temático “Abertura de Mercado”.

14.8. Sinal Locacional

De acordo com MIT (2016), um importante fator de diferenciação dos recursos distribuídos refere-se a seu potencial para oferecer serviços de valor locacional de forma mais eficiente e barata que os recursos centralizados.

Tal vantagem potencial deriva das limitações físicas das redes que conectam todos os provedores. Assim, a natureza distribuída dos recursos pode permitir a provisão dos serviços onde eles são mais valiosos.

A sinalização adequada para aproveitamento de quaisquer serviços de valor local depende de mecanismos de preços que reflitam as limitações físicas das redes. Isto requer, além de diversas mudanças nas regras para remuneração dos serviços e funções da distribuição, novas abordagens de planejamento e operação das redes.

Portanto, é importante a integração deste subgrupo com o Grupo Temático “Inserção de Novas Tecnologias”, onde são relacionadas medidas para a maior inserção de Recursos Energéticos Distribuídos.

14.9. Pré-pagamento

O pré-pagamento é uma forma de cobrança de bens ou serviços na qual o pagamento é realizado em momento anterior ao consumo. Diversos setores já adotam esse tipo de cobrança de maneira consolidada há diversos anos. Em especial, destaca-se a aplicação do pré-pagamento nos transportes, com a aquisição de bilhetes antes do embarque, e na telefonia, em que esse tipo de faturamento é realizado em aparelhos celulares.

Com o pré-pagamento, o consumidor pode definir a quantidade de energia que será comprada e a periodicidade de recarga do medidor. Esse controle possibilita um aprendizado sobre a utilização dos equipamentos e o consumo de energia. Em geral, os consumidores que fazem uso do pré-pagamento apresentam uma redução dos gastos com energia elétrica.

Este sistema de pagamento pode trazer alguns benefícios para o consumidor, como um melhor controle do consumo de energia; mais transparência em relação aos gastos diários (informações em tempo real); flexibilidade na aquisição e no pagamento da energia e eliminação da cobrança de multas, juros de mora e taxas de religação.

Pode haver também benefícios para as distribuidoras de energia, tais como redução de custos operacionais; diminuição da inadimplência e melhor relacionamento com os consumidores (evita erros de leitura, faturamentos por estimativa, cortes indevidos e problemas de religação).

Porém, há de se tomar cuidado para que esta modalidade de pagamento não se torne uma forma de penalização. Ela deve ser apresentada ao consumidor como uma opção.

14.10. Resposta da Demanda

A resposta da demanda refere-se aos mecanismos para gestão do consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a redução ou o deslocamento do consumo de energia, em momentos críticos, por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado (Gellings, 2009). Esta capacidade de reduzir ou deslocar consumo pode ser considerada recurso à disposição dos sistemas elétricos, agregando flexibilidade, otimizando o uso das instalações e reduzindo a necessidade de novos investimentos para atendimento à demanda máxima.

De acordo com EPE (2019), os programas de resposta da demanda podem ser divididos em dois grandes grupos conforme o tipo de sinalização que é dada ao consumidor: baseados em preços e baseados em incentivos.

- Resposta da demanda baseada em preços - A resposta da demanda baseada em preços refere-se à mudança no perfil de uso da energia devido às alterações no preço ao longo das horas do dia. Deste modo, o consumidor desloca o uso da energia para momentos em que o preço é mais baixo e diminui a utilização nos instantes em que o preço está mais caro. Logicamente, o aproveitamento dos benefícios sistêmicos deste tipo de mecanismo depende de uma adequada sinalização temporal de preços ao consumidor. Por ser voltado aos mercados varejistas, entende-se que este tipo de mecanismo impacta mais diretamente os serviços distribuição de energia.
- Resposta da demanda baseada em incentivos - Este tipo de resposta da demanda oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em momentos críticos do sistema, quando a oferta esteja escassa ou quando há queda da confiabilidade. São produtos despacháveis, ou seja,

são acionados através de uma ordem de despacho do operador e voltados aos mercados atacadistas.

Da mesma forma que os demais recursos distribuídos, a implementação de mecanismos de gestão da demanda traz desafios ao planejamento, operação das redes e de desenhos de mercado, para seu efetivo aproveitamento. Entre os desafios relacionados aos desenhos de mercado, destacam-se: (i) a criação de um ambiente capaz de remunerar os serviços de distribuição, (ii) alocar os custos e riscos aos agentes; e (iii) remunerar os serviços prestados pelos novos provedores de flexibilidade.

Além dos benefícios diretamente ligados aos sistemas elétricos, destaca-se que resposta da demanda pode estar alinhada ao contexto brasileiro para transição para uma economia de baixo carbono, dado que nossa matriz energética já é predominantemente renovável, e verifica-se elevado potencial para otimização do uso das redes.

15. Conclusão

O Grupo Temático “Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição” teve como meta obter um diagnóstico geral do sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro, identificando as principais questões que podem colocar em risco a sustentabilidade desse sistema, apontando, ainda, possíveis alternativas de aprimoramento.

Com base nas informações tratadas nas Consultas Públicas MME nº 21/2016, nº 33/2017, nas Audiências Públicas ANEEL nº 59/2018 e nº 01/2019, na Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME e impactos nas receitas das distribuidoras decorrente da expansão da geração distribuída foram identificadas duas ameaças à sustentabilidade da distribuição:

- I. Abertura do mercado, que pode afetar a sustentabilidade da distribuição em virtude das deficiências e dificuldades que as distribuidoras têm na gestão de seus portfólios, bem como da inadequada alocação de custos e riscos associadas a expansão do sistema.
- II. Expansão da geração distribuída, que pode impactar a sustentabilidade da distribuição em função da perda de receita ocasionada devido à modalidade de tarifa volumétrica para os consumidores do Grupo B.

Para superar estas dificuldades foram destacadas as seguintes medidas:

- I. Adoção da Tarifa Binômia;
- II. Flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga;
- III. Institucionalização do Centralizador de Contrato; e
- IV. Flexibilização do portfólio de contratos.

Além disso, diversos outros assuntos foram discutidos durante as atividades deste Grupo Temático relacionados a sustentabilidade dos serviços de distribuição. Porém,

muitos são os temas que, sua complexidade, falta de maturidade, ou correlação com outros Grupos Temáticos, não puderam ser aprofundados o suficiente.

Bibliografia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica* n° 0072/2018-SRD/ANEEL. Brasília. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n° 482/2012. Relatório Técnico n°0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL*. Brasília. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tarifa Binômia: Modelo Tarifário do Grupo B. Relatório Técnico n°02/2018-SGT/SEM/ANEEL*. Brasília. 2018.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Processamento de Contribuições à Consulta Pública n° 33/2017 e Recomendações de Alterações para a Elaboração de Instrumento Legal. Nota Técnica PR 003/2017*. Rio de Janeiro. 2017.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Recursos Energéticos Distribuídos 2050. Nota Técnica PR 08/18*. Rio de Janeiro. 2018. 2018a.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. Nota de Discussão EPE-DEA-NT-016/2018. Rio de Janeiro, 2018b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético*. Nota Técnica EPE-DEE-022/2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resposta-da-demanda-conceitos-aspectos-regulatorios-e-planejamento-energetico>

GELLINGS, C. W. *The smart grid: enabling energy efficiency and demand response*. Lilburn, GA: Fairmont Press : Taylor & Francis distribution, 2009.

ME – Ministério da Economia. *Micro e Mini Geração Distribuída – Subsídios e Incentivos – Audiência Pública ANEEL n°001/2019. Nota Técnica n°3/2019/SEM/SDI/SEPEC-ME*. Brasília. 2019.

MIT [Massachusetts Institute of Technology]. *Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Dezembro de 2016. Fonte: MIT Energy Initiative: energy.mit.edu/uof

MME – Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro: Maio/2019. Relatório Técnico*. Brasília. 2019.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Nota Técnica n° 3/2017-AEREG/SE-MME. Brasília. 2017.*

MME – Ministério de Minas e Energia. *Nota Técnica n° 5/2017-AEREG/SE-MME. Brasília. 2017.*

MME – Ministério de Minas e Energia. *Nota Técnica n° 4/2016-AEREG/SE-MME. Brasília. 2016.*

Nery, E. (2012). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Interciência e Cigré-Brasil.

Tolmasquim, M. T. (2011). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia Editora.

SIMONE, Lucas. F. C. *Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores*. 2019. 150f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Anexo I: Lista de Participantes das Reuniões do Grupo Temático

Lista de Participantes

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino	Ministério de Minas e Energia (MME)
Domingos Romeu Andreatta	Ministério de Minas e Energia (MME)
Rodrigo Daniel Mendes Fornari	Ministério de Minas e Energia (MME)
Fabiana Gazzoni Cepeda	Ministério de Minas e Energia (MME)
Igor Souza Ribeiro	Ministério de Minas e Energia (MME)
Victor Protazio da Silva	Ministério de Minas e Energia (MME)
Fabricio Dairel de Campos Lacerda	Ministério de Minas e Energia (MME)
Guilherme Silva de Godoi	Ministério de Minas e Energia (MME)
Aurelio Pavão Farias	Ministério de Minas e Energia (MME)
Francisco Carlos da Silva Junior	Ministério de Minas e Energia (MME)
Tarcisio Tadeu de Castro	Ministério de Minas e Energia (MME)
Antonio Celso de Abreu Junior	Ministério de Minas e Energia (MME)
Paulo Gonçalves Cerqueira	Ministério de Minas e Energia (MME)
Adrimar Venancio do Nascimento	Ministério de Minas e Energia (MME)
Marcos Aurelio Madureira da Silva	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)
Marco Delgado	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)
José Gabino	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)
Rogério Guedes da Silva	Ministério de Minas e Energia (MME)

Frederico de Araujo Teles	Ministério de Minas e Energia (MME)
Renata Rosada da Silva	Ministério de Minas e Energia (MME)
Agnes Maria de Aragão da Costa	Ministério de Minas e Energia (MME)
Thiago Magalhães	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Hugo Lamin	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Julio Ferraz	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Galdino Barros	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Gilson Cecchini	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Thiago Veloso	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Candice Sousa Costa	Ministério de Minas e Energia (MME)
Ivonice Campos	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)
Stephanie Betz	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)
Rodrigo Marcolino	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)
Daniel Silva Moro	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Cristiane Barros	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Felipe Uzum	Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD)
Bruno Melo	Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD)
Rosimeire Costa	Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa (CONCEN/MS)
José Sidnei	Confederação Nacional da Indústria (CNI/USP)
Ricardo Vidinich	Companhia Paranaense de Energia (COPEL)
Solange David	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Gustavo Naciff de Andrade	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Glaysson de Mello Holler	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Maxwell Cury Júnior	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Donato da Silva Filho	Energias de Portugal (EDP)
André Luiz Gomes da Silva	Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)

Ronaldo Gomes de Abreu	Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)
Alexandre Ramos Peixoto	Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG)
José Eduardo Tanure	Grupo Neoenergia (Neoenergia)
Sidney Simonaggio	Enel SpA (ENEL)
Fernando Cezar Maia	Energisa AS (ENERGISA)
Tinn Freire Amado	Grupo Equatorial Energia (Equatorial)
Cristiano Logrado	Grupo Equatorial Energia (Equatorial)
Adriana Baratto	Companhia Paranaense de Energia (COPEL)
Sérgio de Amorim Pacheco	Ministério de Minas e Energia (MME)
Manoel Neto	Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica (CONACEN)
Francisco Perez Soares	Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica (CONACEN)
Adrimar Venâncio do Nascimento	Ministério de Minas e Energia (MME)