

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

Raphael Fidelis Bernardes

**O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA REMOTA NOS INVESTIMENTOS DO  
SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DA CEMIG-D**

Belo Horizonte - MG

2021

Raphael Fidelis Bernardes

**O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA REMOTA NOS INVESTIMENTOS DO  
SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DA CEMIG-D**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Marcelo Azevedo Costa

Belo Horizonte - MG

2021

B522i Bernardes, Raphael Fidelis.  
O impacto da geração distribuída remota nos investimentos do sistema elétrico de distribuição da CEMIG-D [recurso eletrônico] / Raphael Fidelis Bernardes. - 2021.  
1 recurso online (83 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Marcelo Azevedo Costa.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f.80-83.

1. Engenharia de produção - Teses. 2. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 3. Energia solar – Teses. I. Costa, Marcelo Azevedo.  
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.  
III. Título.

CDU: 658.5(043)



## ATA DA DEFESA DA DISSERTAÇÃO DO ALUNO RAPHAEL FIDELIS BERNARDES

Realizou-se, no dia 19 de julho de 2021, às 14:00 horas, online em [https://teams.microsoft.com/join/19%3ameeting\\_ZDJ1OWI3NTEtOWJmMy00ZmEwLWIyZmQtODY](https://teams.microsoft.com/join/19%3ameeting_ZDJ1OWI3NTEtOWJmMy00ZmEwLWIyZmQtODY), da Universidade Federal de Minas Gerais, a 357ª defesa de dissertação, intitulada *O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA REMOTA NOS INVESTIMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DA CEMIG-D*, apresentada por RAPHAEL FIDELIS BERNARDES, número de registro 2019692893, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Marcelo Azevedo Costa - Orientador - Orientador (DEP/UFMG), Prof(a). Vinícius Diniz Mayrink (DEST/UFMG), Prof(a). Ana Lúcia Lopes-Ahn (UFMG), Prof(a). Sérgio Henrique Rodrigues Ribeiro (CEMIG-D), Prof(a). Cicéli Martins Luiz (CEMIG).

A Comissão considerou a dissertação:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.  
Belo Horizonte, 19 de julho de 2021.

  
Prof(a). Marcelo Azevedo Costa - Orientador (Doutor)

  
Prof(a). Vinícius Diniz Mayrink (Doutor)

ANA LUCIA LOPES  
AHN237545191072 Assinado do forma digital por ANA LUCIA LOPES  
Lopes-ahn 2021.07.19 16:20:07 -0300  
Prof(a). Ana Lúcia Lopes-Ahn (Doutora)

  
Prof(a). Sérgio Henrique Rodrigues Ribeiro (Mestre)

  
Prof(a). Cicéli Martins Luiz (Mestre)

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me concedido a chance de finalizar esse curso de pós-graduação, dando-me discernimento para fazer as melhores escolhas e colocando boas pessoas em meu caminho, que contribuíram muito para minha formação como aluno e como pessoa.

Agradeço a meus pais que fizeram todo o possível para que nunca me faltasse acesso à educação de qualidade, sempre me orientando e me guiando nos caminhos que trilhei. Esse mestrado é uma conquista também deles.

Agradeço à Sâmara, minha esposa, que, desde o momento que nos conhecemos, despertou em mim o interesse por sua bondade e atenção. Seu apoio e compreensão foram fundamentais nessa jornada que está sendo finalizada.

Também agradeço aos meus colegas de trabalho, Pedro e Sérgio Ricardo, que cuidaram de minhas demandas (que não são poucas) nos momentos que precisei me ausentar durante as aulas, além de me ajudar a definir o tema de minha pesquisa. Ainda no âmbito do trabalho, agradeço ao Sérgio Henrique, Victor Henrique, Fernanda Nogueira, Daniel Pereira, Murilo Maia e Lucas Antônio pelas bases de dados fornecidas que subsidiaram toda a pesquisa realizada. Também agradeço ao meu amigo Leandro, que me ajudou com a formatação dessa dissertação.

Por fim, agradeço ao meu orientador Marcelo e à minha colega Cicéli, que me acompanharam nesse longo caminho, que se tornou mais longo e tumultuado devido à pandemia. Nesse período, em que todos estão trabalhando com mais intensidade e por mais horas, os dois conseguiram encontrar disponibilidade em suas agendas para ler, discutir e contribuir para essa conquista. Sem a dedicação dos dois, definitivamente, esse trabalho não seria concluído.

## RESUMO

Nos últimos anos, tem sido cada vez mais perceptível a propagação de unidades de geração de energia elétrica com potências menores e mais próximas dos consumidores, das quais destaca-se a geração solar. Esse tipo de geração é conhecido como geração distribuída e possui diversas vertentes. Neste trabalho, são estudadas a micro e a minigeração distribuída, que representam uma tendência no Brasil, ajudando na diversificação da matriz energética brasileira. Do ponto de vista do consumidor que possui sua própria micro ou minigeração ou faz parte de consórcios ou cooperativas de geração distribuída, o benefício é a redução de sua conta de energia elétrica. Já do ponto de vista do sistema de distribuição de energia elétrica, é possível que o atual modelo regulatório esteja incorrendo justamente na antecipação de investimentos nesses sistemas. Com o objetivo de verificar essa situação, o trabalho analisa as Solicitações de Acesso de minigerações distribuídas na CEMIG-Distribuição S.A (CEMIG-D), por meio do acompanhamento regionalizado da quantidade de Solicitações de Acesso nos últimos anos (2017 a 2020) e das obras necessárias para a conexão das usinas, chegando à conclusão de que, por ter se concentrado em locais com baixa densidade de carga, a geração distribuída incorreu na necessidade de antecipação de investimentos no sistema de distribuição.

**Palavras Chave:** Minigeração Distribuída. Microgeração Distribuída. Distribuição de energia elétrica. Investimentos.

## ABSTRACT

In the last few years, it has been more perceptible the spread of small power generations closer to the consumers, from which we can highlight the solar generation. This sort of generation is called distributed generation and it has many varieties. The distributed micro and minigeration, which represent a trend in Brazil, were studied in this project. This kind of generation helps in the diversification of the eletricity matrix and gives to the owners of the plants a discount in their eletricity bill. However, to the distribution system, this model might be causing the need to anticipate investiments. So, aiming to verify this assumption, this project analyzes the situation of minigeration in CEMIG-D in the last few years (2017 to 2020), by the regional following of the requests of connections and the need of investiments due to generation connection. Results show that the connection of minigeration in low load density places brings the need to invest in the electric system of those places.

**Palavras Chave:** Distributed generation. Distribution of electrical energy. Investiments.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>6</b>
1.1.	OBJETIVOS	8
<b>2</b>	<b>REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO</b>	<b>10</b>
2.1.	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
2.2.	HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL	14
2.2.1.	Consulta Pública nº 15/2010	14
2.2.2.	Audiência Pública nº 042/2011	16
2.2.3.	Resolução Normativa nº 482/2012	18
2.2.4.	Consulta Pública nº 05/2014	22
2.2.5.	Audiência Pública nº 26/2015	23
2.2.6.	Resolução Normativa nº 687/2015	24
2.2.7.	Consulta Pública nº 10/2018	28
2.2.8.	Audiência Pública nº 001/2019	29
2.2.9.	Consulta Pública nº 25/2019	33
2.3.	OBRAS PARA CONEXÃO DE GD	37
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>46</b>
3.1.	MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MINAS GERAIS	46
3.2.	BASE DE DADOS	48
3.3.	METODOLOGIA DE VARREDURA ESPACIAL	50
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>53</b>
4.1.	ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES DE ACESSO	53
4.1.1.	Análise de 2018	54
4.1.2.	Análise de 2019	56
4.1.3.	Análise de 2020	60
4.2.	RESULTADOS DA ANÁLISE ESPACIAL	63
4.2.1.	Custo total da obra	64
4.2.2.	Encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD)	67
4.2.3.	Participação financeira do consumidor (PFC)	69
4.2.4.	Potência das usinas	73
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>78</b>
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80



# 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída é um termo que possui uma ampla variedade de definições e que pode abarcar diversos tipos de fontes de energia e potência. Pepermans et al (2005) define a geração distribuída como uma fonte de energia elétrica que é conectada diretamente ao sistema de distribuição ou nas instalações do consumidor, após o medidor.

No Brasil, há também essa diversidade de definições vinculadas ao conceito de geração distribuída uma vez que essa temática tem alcançado um certo protagonismo no setor elétrico nos últimos anos. Existem gerações distribuídas de grande e pequeno porte, gerações que precisam de outorga de órgãos federais para serem construídas, gerações menores que se conectam diretamente na distribuidora, gerações que vendem a energia produzida, gerações que somente consomem a energia produzida e gerações que permitem que haja uma redução na conta de energia, por meio da injeção da energia gerada na rede da distribuidora de energia elétrica. O foco deste trabalho é esse último tipo de geração, denominado de micro e minigeração distribuída e chamado de GD neste trabalho.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015, p. 1) a micro e minigeração distribuída são definidas como:

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;  
II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”

As modalidades denominadas micro e minigeração distribuída foram criadas em 2012 como o resultado de uma intenção da ANEEL de reduzir as barreiras para geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis e conectadas à rede de distribuição de energia elétrica. O objetivo da Agência era promover uma maior participação do consumidor brasileiro na geração de energia elétrica do Brasil, incentivando fontes renováveis e trazendo diversos benefícios, como:

1. diversificação da matriz energética brasileira;
2. postergação de investimentos e, conseqüentemente, redução das tarifas de energia elétrica;

3. redução do despacho de usinas mais caras;
4. aumento da geração proveniente de fontes renováveis;
5. aumento da geração de empregos.

Grande parte desses benefícios é reconhecida na literatura internacional. Na esfera de crescimento econômico e geração de empregos, Bhattacharya et al (2016) indicam que, na maioria dos países estudados, as energias renováveis estão relacionadas ao crescimento econômico. Também nessa seara, Moreno e López (2008) abordam a capacidade de aumento dos empregos proporcionada pela geração distribuída, indicando que as energias eólica e fotovoltaica são as que têm maior potencial para geração de empregos, além do surgimento de novas funções.

Na esfera técnica, no entanto, diversos autores questionam as afirmações irrestritas de postergação de investimentos trazidas pela geração distribuída. Alguns autores como Pepermans et al (2005) entendem que a geração distribuída traz benefícios para locais onde há problemas de nível de tensão baixa. Em contrapartida, a geração distribuída traz dificuldades para os ajustes de proteção dos equipamentos elétricos causados pelo fluxo bidirecional de energia elétrica e ilhamento<sup>1</sup>.

Panagis et al (2007) também abordam problemas relacionados à níveis de tensão. Segundo os autores, o aumento que a geração distribuída traz para os níveis de tensão do sistema é sentido principalmente em redes rurais, o que acaba acarretando na necessidade de mais investimentos para mitigar tais impactos.

No Brasil não é diferente. Já é possível notar vários autores escrevendo tanto acerca dos benefícios trazidos pela geração distribuída, quanto sobre os seus impactos no sistema elétrico. No livro “Geração Distribuída e Eficiência Energética”, Bajay et al (2018) destacam as vantagens e desvantagens que a geração distribuída traz para o sistema elétrico. Dentre as principais vantagens, citam custos evitados em expansão do sistema elétrico de transmissão e possibilidade do fornecimento de serviços ancilares. Como desvantagens, os autores destacam a geração de harmônicos, sobretensão e a necessidade de reforços na rede de distribuição para acomodar a inserção da geração distribuída.

Essa visão também é corroborada por Castro et al (2018), que destacam que a geração fotovoltaica pode contribuir para a redução dos investimentos em transmissão e distribuição quando há coincidência entre a geração e a demanda de pico. Outro fator que contribui para

---

<sup>1</sup> O ilhamento ocorre quando, em uma interrupção, a geração distribuída continua ligada e gerando sua energia, o que representa uma situação de perigo, pois os eletricitistas que forem prestar a manutenção no sistema não saberão que a geração está energizada.

essa postergação é a proximidade da geração à carga, o que faz com que seja desnecessária a construção de longas linhas de transmissão para entregar a energia às cargas. Quanto à distribuição, os autores dispõem que o efeito da GD nos investimentos é dúbio. Apesar de poder acarretar uma postergação de investimentos em certos cenários, uma grande difusão poderia requerer melhorias em fios, transformadores e equipamentos de regulação de tensão, para que o sistema possa acomodar a quantidade de energia injetada.

Esse cenário de maior necessidade de investimentos para acomodação da geração distribuída já se iniciou no âmbito da transmissão de energia elétrica. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2030 – PDE 2030 (2021), documento elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o objetivo de indicar as perspectivas de expansão do setor de energia nos próximos 10 anos, há a necessidade de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica em função do crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Essa expansão visa prover maior capacidade de escoamento da energia gerada, interação entre as diferentes regiões do país, além de agregar flexibilidade operativa ao sistema, maior controle e resiliência.

Assim, considerando o exposto, a próxima seção apresentará os objetivos desse trabalho e sua organização.

## **1.1. OBJETIVOS**

Tendo em vista o acelerado crescimento do número de conexões de micro e minigeração distribuída que vem ocorrendo no Brasil, esse estudo tem como objetivo verificar o impacto histórico das Solicitações de Acesso na CEMIG-D com relação às obras necessárias para possibilitar a conexão das usinas. Como a minigeração distribuída é a modalidade que causa maior impacto no sistema elétrico e, conseqüentemente, necessita de mais obras de conexão, esse trabalho será focado nas conexões dessa modalidade.

Será avaliada a dinâmica espaço-temporal da expansão da minigeração distribuída na área de concessão da CEMIG-D. A partir dos dados históricos, podem ser avaliados, dentre outros:

- i. como se dá a migração da zona de interesse de conexão em função da elevação dos custos das obras de conexão e do esgotamento da capacidade do sistema para a acomodação da geração distribuída;
- ii. fatores que tornam certas regiões mais atrativas para a conexão de GD.

Como objetivos secundários, esse trabalho visa identificar se, de fato, as regiões mais atrativas para a geração fotovoltaica têm sido as mais procuradas pelos empreendedores de geração distribuída. Além disso, a partir da análise dos custos das obras para conexão, o trabalho também identifica conjuntos que esgotaram sua capacidade de conexão em média tensão.

Com esses objetivos, o trabalho se divide em 5 capítulos: (1) Introdução, (2) Regulamentação do Setor Elétrico, (3) Metodologia, (4) Resultados e (5) Conclusão.

Na introdução, foi apresentada a temática que norteou o estudo, bem como sua motivação, de forma que o leitor comece a entender o que é a geração distribuída e como ela está relacionada à necessidade de investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 2, é apresentada uma revisão teórica sobre o funcionamento do setor elétrico brasileiro, da evolução da regulamentação sobre micro e minigeração distribuída e uma síntese sobre o processo de análise de Solicitação de Acesso, com uma explicação acerca dos custos das obras que são elencadas no Pareceres de Acesso.

No capítulo 3, é apresentada a metodologia utilizada nesse estudo, detalhando as bases de dados analisadas. É também apresentada a evolução das conexões de micro e minigeração distribuída no Brasil e na área de concessão da CEMIG-D.

Os resultados, apresentados no capítulo 4, indicam a necessidade de antecipação de investimentos em função da conexão de minigeração distribuída em locais com baixo consumo, por meio da análise espacial e da evolução dos custos das obras para a conexão em alguns conjuntos da distribuidora.

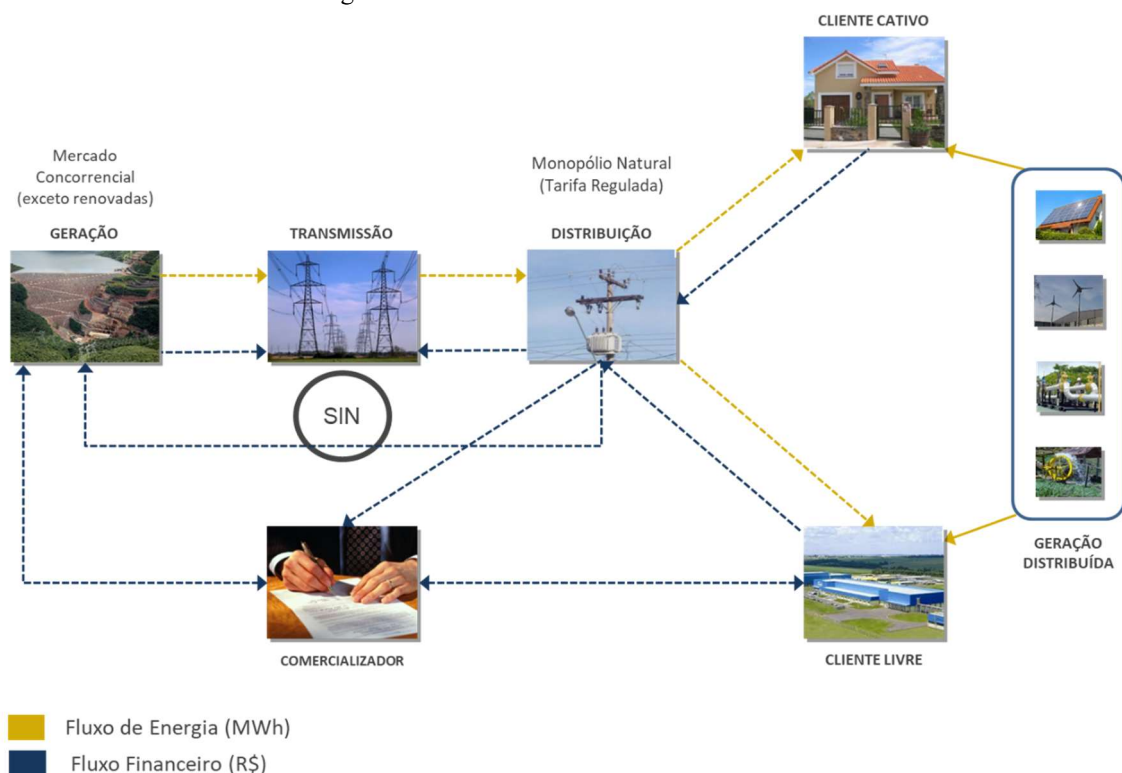
Por fim, a conclusão faz um apanhado de todo o trabalho, destacando os resultados encontrados e propondo aprofundamentos na pesquisa realizada.

## 2 REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

### 2.1. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A cadeia de produção e entrega de energia elétrica perpassa várias etapas que compreendem: a geração da energia elétrica, sua transmissão e sua distribuição ou comercialização<sup>2</sup>. A Figura 1 apresenta, de forma resumida, como se dá essa cadeia de produção e entrega de energia elétrica.

Figura 1 - Modelo do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Fornecido pela CEMIG-D (2020).

A distribuição de energia elétrica é o braço que entrega a energia aos consumidores e, justamente por esse motivo, é o serviço mais conhecido e comentado dentro do setor elétrico. Mas, como pode ser visto, existem diversos outros agentes no setor, como os geradores, transmissores, comercializadores de energia elétrica, consumidores e, mais recentemente, os geradores distribuídos. A interação entre esses agentes pode ser resumida da seguinte forma:

- As usinas geram energia normalmente em média tensão (MT);

<sup>2</sup> Além dos geradores, transmissores e distribuidores de energia elétrica, existem os comercializadores de energia elétrica. De forma bem sucinta, os comercializadores podem ser definidos como empresas que compram energia de geradores e a revendem para outros geradores ou consumidores.

- A energia gerada pelas usinas precisa ser transmitida para todo o país e, devido às grandes distâncias que precisa percorrer, tem sua tensão elevada para altos níveis, com vistas a reduzir as perdas elétricas. Assim, a transmissão de energia é feita em alta tensão (AT);
- Ao atingir as subestações de distribuição, a tensão é novamente reduzida para MT. Nessas subestações, a energia é levada até os consumidores, que podem ser livres<sup>3</sup> (atendidos em MT) ou cativos (atendidos em MT ou baixa tensão (BT));
- Os comercializadores de energia são empresas que compram e vendem energia, sem ser o detentor de uma usina;
- A geração distribuída é o foco deste trabalho e, de forma resumida, é a modalidade que permite que consumidores participem também do setor elétrico gerando sua própria energia e/ou injetando essa energia no sistema elétrico da sua distribuidora.

Apesar de ser essencial, devido à sua complexidade, poucas pessoas sabem como funciona o serviço de distribuição de energia elétrica. Geralmente, os detalhes ficam restritos às empresas que atuam no setor. Assim, essa seção visa fornecer um panorama com explicações sobre a dinâmica desse setor e os conceitos básicos que são necessários para a compreensão deste trabalho.

Primeiramente, a Constituição Federal do Brasil (1988) em seu artigo 21, inciso XII, estipula que compete à União a exploração dos serviços de energia elétrica, diretamente ou mediante autorização, permissão ou concessão. Normalmente, esse serviço é delegado por meio de licitação. Com base nisso, a União, por meio do Ministério de Minas e Energia - MME, denominado Poder Concedente, concede à empresa vencedora da licitação o direito de explorar o serviço público de distribuição de energia elétrica de determinada região por um período de tempo estipulado em lei ou contrato. Geralmente, o Poder Concedente licita uma concessão para cada empresa, pois o negócio de distribuição de energia elétrica se trata de um monopólio natural, ou seja, a forma mais economicamente viável de se explorar o serviço é com apenas uma empresa por concessão. Em outras palavras, caso cada concessão possuísse mais de uma empresa para competir pela distribuição, os custos repassados aos consumidores seriam maiores.

---

<sup>3</sup> Existem os consumidores livres e os consumidores cativos. Consumidores livres são aqueles que podem escolher de quem desejam comprar sua energia elétrica. Como eles usam a infraestrutura da distribuidora para receber sua energia, eles pagam por esse transporte. Assim, esse tipo de consumidor possui uma fatura referente à energia que ele comprou e outra fatura referente ao transporte dessa energia. Já os consumidores cativos são aqueles que não podem escolher de quem comprarão a energia. Atualmente, segundo a Portaria nº 465/2019 (2019) consumidores com potência acima de 1.500 kW podem escolher de qual gerador comprarão sua energia.

Ao se tornar uma distribuidora de energia elétrica, ou uma concessionária, a empresa está sujeita a uma lista de obrigações estipuladas por normas federais. Uma dessas obrigações diz respeito à necessidade de assegurar que a energia elétrica seja entregue aos consumidores de sua área de concessão, considerando todo o percurso que a energia faz, que se inicia em sua geração junto às usinas de diversas fontes: hidrelétricas, térmicas, eólicas etc. Após a geração, a energia é transmitida à elevados níveis de tensão até as subestações de distribuição. Nessas subestações, a tensão é abaixada e distribuída para os consumidores das distribuidoras<sup>4</sup>.

Para garantir a entrega da energia a todos os seus consumidores cativos, as distribuidoras precisam conhecer o tamanho do mercado a ser abastecido, para comprarem energia suficiente das geradoras de energia elétrica. Essa compra, no entanto, não é feita de forma arbitrária pelas distribuidoras. Pelo contrário, essa compra é função do Poder Concedente que, a partir da declaração de necessidade de energia que cada distribuidora apresenta anualmente, elabora um *mix* de fontes de energia na quantidade solicitada pela distribuidora.

Diversas outras obrigações das distribuidoras constam em regulamentos da ANEEL, a qual tem a função de regulamentar e fiscalizar o setor elétrico e possui a missão de “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (ANEEL, 2018, p. s/p). Assim, a ANEEL publica normas que versam desde os direitos e deveres de consumidores e distribuidoras até os valores de tarifas que podem ser praticados pelas distribuidoras, atualmente, adotando o modelo *price cap*, conhecido como preço-teto. Nesse modelo, são definidos preços máximos de tarifa de energia elétrica que as distribuidoras podem cobrar de seus consumidores. Tais valores são definidos em revisões tarifárias, em períodos quinquenais, e atualizados anualmente por meio dos reajustes tarifários. Nesse ponto, faz-se necessário entender dois itens: como a tarifa de energia elétrica é composta e como os preços são definidos.

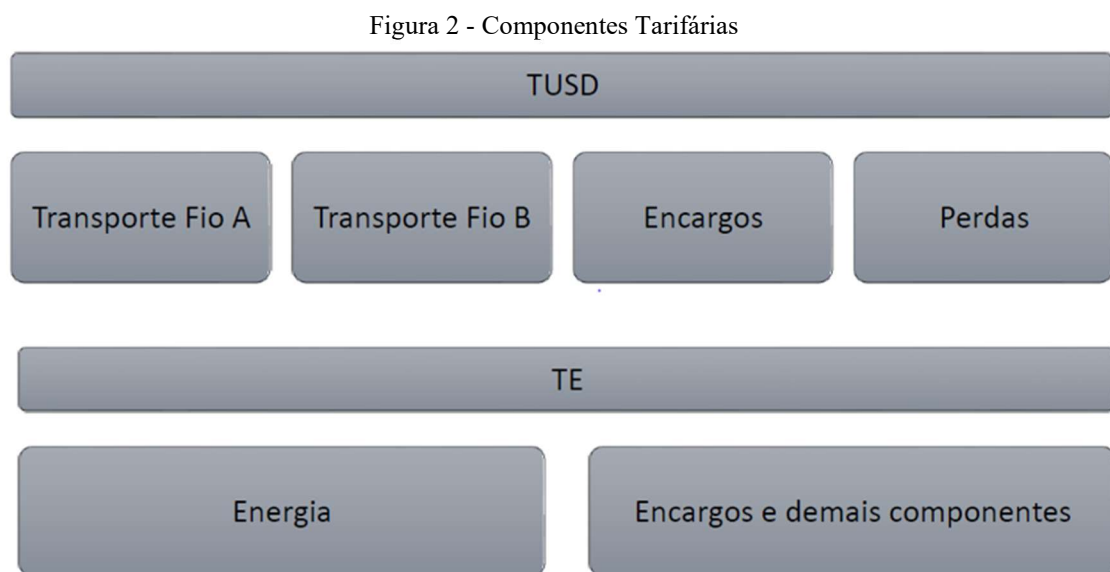
Quanto ao primeiro item, a tarifa possui três componentes principais: a energia gerada (TE), o seu transporte (TUSD) e encargos setoriais. A TE é composta pelos custos referentes à compra da energia promovida pelo MME. A TUSD compreende a sua transmissão e sua distribuição, bem como as perdas<sup>5</sup> associadas a esse transporte. Os encargos setoriais e tributos são instituídos por leis e também compõem uma parcela significativa da tarifa de energia

---

<sup>4</sup> É importante destacar que a grande maioria dos estados brasileiros faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). De forma simplificada, esse sistema integra várias regiões do Brasil por meio de uma cadeia de linhas de transmissão, de forma a garantir o suprimento de energia de acordo com as diretrizes dadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) que tem a função de realizar o equilíbrio entre geração de energia e demanda.

<sup>5</sup> As perdas compreendem a energia que se perde devido às distâncias entre a geração e os pontos de consumo e também às irregularidades (“gatos”).

elétrica, estando incluídos na TUSD e na TE. Os custos com a distribuição de energia elétrica são chamados de Parcela B. Os demais custos são chamados de Parcela A, conforme explicado pela ANEEL (2016). Assim, a Parcela A cobre custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos que a distribuidora apenas repassa aos consumidores, sem ter nenhuma ação para aumentá-los ou diminuí-los. Já a Parcela B está diretamente relacionada com os investimentos feitos pela distribuidora em seu sistema elétrico. A Figura 2 ilustra essas componentes das tarifas de energia elétrica, que são baseadas no investimento feito pela distribuidora, seu crescimento de mercado, sua qualidade na prestação do serviço técnico e comercial, suas perdas na rede elétrica e outros fatores.



Fonte: Adaptado da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL (2018)

Especificamente sobre os investimentos que serão foco deste trabalho, eles são oriundos de ações do planejamento do sistema elétrico de distribuição e, conforme o Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (2016), são divididos em investimentos para a expansão das redes elétricas, renovação dos ativos de distribuição e melhoria da qualidade do sistema. Neste trabalho, serão abordados os investimentos para a expansão do sistema com foco na geração distribuída. Ou seja, as obras e adequações que precisam ser feitas no sistema de distribuição para acomodar adequadamente a inserção da micro e minigeração distribuída. Os critérios utilizados para a determinação das obras e para o cálculo dos valores a serem arcados pelos consumidores e distribuidoras serão melhores detalhados na Seção 2.3.

Também nas revisões tarifárias são definidos limites de indicadores técnicos que as distribuidoras precisam obedecer. Tais indicadores medem a quantidade e duração de suas interrupções no fornecimento de energia elétrica. Para medir essas grandezas, a ANEEL utiliza a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência



Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), os quais também têm seus limites originados no período de revisão tarifária.

Para definir esses limites, em cada revisão tarifária, a ANEEL aprova agrupamentos de unidades consumidoras, denominados conjuntos elétricos de unidades consumidoras, de acordo com critérios definidos no Módulo 8 PRODIST (2021) que levam em conta a quantidade de unidades consumidoras atendidas por uma subestação e sua localização geográfica. Cada um desses conjuntos possui um limite de DEC e FEC. Ao somar-se os indicadores de todos os conjuntos de uma determinada distribuidora de acordo com a metodologia descrita na regulamentação, tem-se o DEC e o FEC global da distribuidora. Os resultados desses indicadores são cruciais para as distribuidoras, podendo incorrer até na extinção da concessão, no caso de descumprimento.

Antes de todas essas definições, no entanto, ocorrem audiências e consultas públicas. De forma objetiva, as audiências e consultas públicas são oportunidades em que o regulador permite contribuições da sociedade com relação aos regulamentos que serão aprovados. Nesses processos, a ANEEL apresenta suas propostas de alteração na regulamentação, bem como sua motivação e questionamentos sobre quais impactos as propostas poderiam trazer para o setor e como elas poderiam ser melhoradas. Esse processo de revisão e discussão junto à sociedade será melhor detalhado na próxima seção, na qual será apresentado um histórico da regulamentação da micro e minigeração distribuída no Brasil.

## **2.2. HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL**

### **2.2.1. Consulta Pública nº 15/2010**

O início da regulamentação e da criação do conceito de micro e minigeração distribuída no Brasil se deu por meio da Consulta Pública nº 15/2010. Nessa consulta, a ANEEL demonstrou seu interesse, com base em experiências internacionais, em promover a expansão de uma forma de geração próxima à carga e proveniente de fontes renováveis. Dentre os benefícios que esse tipo de geração poderia trazer, de acordo com a própria ANEEL (2010), estão o baixo impacto ambiental, o menor tempo de implantação do empreendimento e a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão. Apesar de inúmeros benefícios, a Agência também pontua algumas desvantagens que podem ser

sumarizadas no aumento da complexidade para operação da rede de distribuição e o alto custo de implantação e tempo de retorno do empreendimento de geração distribuída.

Assim, com vistas a tornar o tempo de retorno no investimento de GD mais atraente e possibilitar a disseminação desse tipo de geração, a ANEEL passou a avaliar as seguintes formas de incentivo:

- *Tarifa Feed-in*: consiste em uma política pública que imputa uma tarifa menor para as centrais geradoras que utilizem fontes renováveis de energia;
- *Quotas*: obrigação de que as distribuidoras adquiram uma parcela de sua energia das centrais geradoras com as características que a ANEEL deseja incentivar. Nesse modelo, uma parte da energia que é comprada pelo Poder Concedente seria proveniente dos empreendimentos de geração distribuída tratados na citada Consulta Pública;
- *Net Metering*: é uma forma de incentivo que propicia desconto nas faturas de energia elétrica dos consumidores que possuem geração distribuída em suas instalações. Nessa modalidade, é realizada a apuração da energia consumida da rede de distribuição de energia elétrica e da energia que o gerador injetou nessa rede. A fatura é calculada com base na diferença entre esses valores.
- *Certificação de energia renovável*: certificado que atesta a expectativa de energia renovável a ser produzida e que permite a sua comercialização em um mercado exclusivo.

Com base nesses possíveis incentivos, a ANEEL, após uma sucinta revisão de toda a regulamentação que, de alguma forma, aborda a geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição de energia elétrica, bem como dos resultados alcançados até o momento, concluiu que a geração distribuída no Brasil precisava de mais apoio para o seu desenvolvimento.

Assim, foi elaborado um questionário para que as empresas contribuíssem com o objetivo de se chegar a um modelo de incentivos que fossem considerados adequados para o tema. Contido na Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL (2010), tal questionário compreendeu perguntas que abordavam desde a potência máxima para essas centrais geradoras até propostas de modelos de incentivos.

Após o término do período de contribuições, foi elaborada a Nota Técnica nº 0004/2011-SRD/ANEEL (2011), apresentando a visão da ANEEL sobre as 577 contribuições recebidas de 39 agentes, dentre os quais estão distribuidoras de energia elétrica, geradoras, universidades, fabricantes de equipamentos, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e

outros. Nos próximos parágrafos, será apresentado um resumo das considerações da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD.

Um dos pontos identificados é a lacuna regulatória acerca da maneira de contabilização e comercialização da energia produzida pelos geradores objeto do estudo, uma vez que, naquela época, existia somente regulamentação para usinas de maior porte, a qual não deveria ser a mesma aplicada para as pequenas gerações em vista da falta de atratividade que isso traria.

Também foi identificada a necessidade de uma complementação da definição de geração distribuída, discriminando usinas de portes diferentes de acordo com sua potência, nível de tensão e fonte de energia.

Outro ponto debatido diz respeito à cobrança pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica, considerando o modelo tarifário explicado de forma resumida na Seção 2.1. A discussão no presente caso é se esses novos geradores de pequeno porte deveriam também arcar com os custos da distribuição, uma vez que estão, teoricamente, contribuindo para o alívio do carregamento do sistema elétrico e a consequente postergação de investimentos. As distribuidoras, no entanto, entendiam que, como os geradores também fazem uso da infraestrutura do sistema de distribuição de energia elétrica para injetar energia no sistema, eles também deveriam pagar essa parcela.

Foi também analisada a possibilidade da comercialização da energia gerada. Nesse quesito, foi traçado um paralelo com relação às grandes usinas que comercializam energia elétrica e foi identificado que a regulamentação atual para esse tipo de atividade exige diversas garantias financeiras e fiscais, além de possuir um elevado grau de complexidade para sua operacionalização.

Além dessas questões, a citada Nota Técnica avaliou diversos outros pontos e concluiu que deveriam ser realizados mais estudos antes de se apresentar uma proposta concreta para a regulamentação sobre o tema, os quais resultaram na abertura da Audiência Pública nº 042/2011.

### **2.2.2. Audiência Pública nº 042/2011**

Em 2011, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL (2011), apresentando sua proposta de regulamentação para incentivar a geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes incentivadas. Da análise acerca das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, a Agência concluiu que a geração distribuída deve ser caracterizada pela potência instalada e que as regras técnicas para a conexão

dessas plantas de geração deveriam estar explícitas no PRODIST. Como produto, nasceu a primeira proposta concreta para a geração distribuída de pequeno porte conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica. Em suma, essa proposta considerava as seguintes premissas:

- Limite de potência de 1 MW dividido entre microgeração distribuída (até 100kW) e minigeração distribuída (entre 100 e 1000kW);
- Utilização de fontes incentivadas de energia;
- Adoção do sistema de compensação de energia elétrica ou *Net Metering*, o qual não se configura como uma forma de comercialização de energia elétrica, uma vez que não envolve a circulação de dinheiro, apenas de energia elétrica;
- A geração da energia e o ponto de seu consumo devem estar no mesmo ponto de conexão. Somente eventuais saldos de energia elétrica após a compensação local poderiam ser utilizados para abater o consumo de outras unidades consumidoras de mesma titularidade da usina;
- Os créditos gerados para serem utilizados em outros períodos de faturamento teriam a validade de 12 meses;
- Faturamento mínimo pela demanda contratada ou pelo custo de disponibilidade<sup>6</sup>, conforme o nível de tensão no qual o consumidor é atendido;
- A distribuidora seria a responsável pelo registro desses geradores junto à ANEEL.

Na sequência, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 42/2011 contendo as propostas resumidas acima. Após o período de envio de contribuições, a Agência publicou a Nota Técnica nº 0020/2012-SRD/ANEEL (2012) com sua avaliação sobre as contribuições recebidas no âmbito da citada AP. As principais alterações na proposta inicial estão sumarizadas abaixo:

- Definição de que seria editada uma resolução específica para tratar do tema, não sendo parte somente de uma alteração na Resolução Normativa nº 414/2010<sup>7</sup>;
- Especificação das fontes de energia que podem se enquadrar no sistema de compensação de energia elétrica: hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada<sup>8</sup>;

---

<sup>6</sup> O custo de disponibilidade corresponde ao custo que os consumidores de baixa tensão (consumidores de grupo B, que são atendidos em tensão inferior a 2,3kV) pagam para que haja disponibilidade de energia elétrica em suas unidades consumidoras sempre que necessário. Assim, o valor mínimo da fatura que cada consumidor paga é seu custo de disponibilidade. Esse custo é o valor em moeda corrente equivalente a 30kWh (consumidores monofásicos ou bifásicos a dois condutores), 50 kWh (bifásico a três condutores) ou 100 kWh (trifásico), conforme definido na Resolução Normativa nº 414/2010 (2010).

<sup>7</sup> Essa é a principal resolução do segmento de distribuição de energia elétrica, contendo os direitos e deveres de distribuidoras e consumidores. É chamada Condições Gerais de Fornecimento.

<sup>8</sup> É um tipo de geração cujo rendimento atende aos critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 235/2006.

- Estabelecimento do prazo de 240 dias para que as distribuidoras ajustassem seus sistemas comerciais e elaborassem normas técnicas para tratar do acesso desse tipo de geração distribuída;
- A distribuidora deve ser a responsável pelos investimentos na rede de distribuição decorrentes da conexão da geração distribuída;
- Definição de regras específicas para o faturamento da energia gerada e consumida pelas centrais geradoras e das informações obrigatórias que devem constar na fatura de energia elétrica;
- Prazo de validade dos créditos de energia de 36 meses;
- Determinação dos prazos para que as distribuidoras analisem os pedidos de acesso dos consumidores e emitam sua avaliação;
- Definição dos critérios de medição da energia consumida e injetada na rede de distribuição.

Dentre o texto que explicou essas alterações, deve-se destacar que, a Nota Técnica nº 0020/2012-SRD/ANEEL (2012) ressaltou que o modelo proposto tinha o objetivo de estimular a instalação de centrais geradoras de pequeno porte em unidades consumidoras.

Como resultado dessa discussão, foi publicada a Resolução Normativa nº 482/2012, tratada na próxima seção.

### **2.2.3. Resolução Normativa nº 482/2012**

Em 19 de abril de 2012, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução Normativa nº 482/2012 (2012), a qual “estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências”.

Por meio dessa Resolução, foram criados os conceitos de microgeração distribuída, minigeração distribuída e sistema de compensação de energia elétrica<sup>9</sup>, os quais são reproduzidos abaixo (ANEEL, 2012, pp. 1-2):

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme

---

<sup>9</sup> Complementado pela Resolução Normativa nº 517/2012 (2012)

regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda”.

O citado sistema de compensação de energia elétrica (*Net Metering*) nada mais é que um sistema que permite que a distribuidora de energia elétrica mensure toda a energia injetada pelo consumidor em sua rede de distribuição e, ao final do ciclo de faturamento, faça a diferença entre o que foi consumido de sua rede e o que foi injetado nela. Se a diferença for negativa, o consumidor terá um desconto em sua fatura. Caso ele injete mais energia do que consuma, ele será faturado pela demanda contratada (se for consumidor do grupo A<sup>10</sup>) ou pelo custo de disponibilidade (se for consumidor do grupo B) e armazenará o saldo de energia restante para utilizar em outras unidades consumidoras de mesma titularidade conforme prioridade definida por ele ou em meses subsequentes por até 12 meses contados a partir da geração do crédito. Visando dar mais clareza à essa nova regulamentação, a ANEEL publicou um caderno temático (2016) sobre o tema. As Figuras 3 e 4 apresentam uma imagem retirada do caderno temático, juntamente com um exemplo ilustrando o funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica.

---

<sup>10</sup> Consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3kV ou atendimento feito via redes subterrâneas.

Figura 3 - Ilustração do Sistema de Compensação de Energia Elétrica



Fonte: Caderno Temático da ANEEL (2016)

Figura 4 - Exemplo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica

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

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

Fonte: Caderno Temático da ANEEL (2016)

Conforme descrito no referido Caderno Temático (2016), o exemplo acima foi construído considerando uma unidade consumidora trifásica do grupo B, cujo custo de disponibilidade corresponde ao valor em reais equivalente a 100kWh, com uma tarifa de 0,51 R\$/kWh. A explicação para a forma de faturamento é dada a seguir:

- Janeiro: foi injetada mais energia elétrica do que foi consumida da rede de distribuição, ou seja, a usina gerou mais energia do que a instalação consumiu do sistema da distribuidora, gerando um crédito acumulado de 23 kWh. Nesse mês, o faturamento da unidade consumidora correspondeu ao custo de disponibilidade para unidade consumidora;

- Fevereiro: o consumo foi igual à injeção, não havendo necessidade de utilização do saldo de créditos acumulado em janeiro. O faturamento também foi feito pelo custo de disponibilidade;
- Março: o consumo foi maior do que a injeção de energia. A diferença foi de 125 kWh e foram utilizados os 23kWh existentes no saldo da unidade consumidora. Assim, o cliente foi faturado por um consumo correspondente à 102 kWh;
- Abril, maio e junho: o consumo foi superior à injeção. Em abril e junho a diferença foi inferior à 100 kWh e, portanto, o consumidor foi faturado pelo custo de disponibilidade;
- Julho: novamente, a injeção de energia na rede foi superior ao consumo e foram armazenados 10kWh para serem utilizados posteriormente;
- Agosto: O consumo foi 106 kWh maior que a injeção e, portanto, utilizou-se 6 kWh do saldo existente para abatimento do consumo até o custo de disponibilidade.

Com base nesse exemplo, fica mais claro o entendimento sobre como o sistema de compensação de energia elétrica funciona.

Além dessas definições, a Resolução Normativa nº 482/2012 também disciplinou a forma de faturamento dos micros e minigeradores descrita no exemplo anterior. Adicionalmente, essa resolução criou a Seção 3.7 no Módulo 3 do PRODIST (2012) para abordar exclusivamente os aspectos técnicos e etapas de acesso de micro e minigeração distribuída. Também fixou o prazo de 5 anos para sua revisão.

Um ponto de destaque na versão original da norma era que a potência instalada da unidade geradora estaria limitada à carga instalada da unidade consumidora (unidade do grupo B) ou à demanda contratada (unidade do grupo A) e, caso o consumidor desejasse solicitar o acesso para uma potência maior, ele deveria solicitar aumento de carga instalada ou da demanda contratada.

Tendo apresentado as regras básicas da micro e minigeração distribuída, é necessário entender como se dão as etapas para conexão desses clientes no sistema da distribuidora. Conforme disposto no Módulo 3 do PRODIST (2012), tudo se inicia com a Solicitação de Acesso, interação por meio da qual o interessado em se tornar um micro ou minigerador apresenta à distribuidora seu pedido de conexão com os dados da central geradora e da unidade consumidora, para que a distribuidora possa analisá-los e emitir o Parecer de Acesso, documento que contém as condições técnicas que precisam ser observadas pelo consumidor para efetivar sua conexão. Nessa versão, o prazo para encaminhamento desse documento era de 30 dias para microgeração e minigeração sem necessidade de obras no sistema de



distribuição. Caso houvesse necessidade de obras no sistema de distribuição, o prazo para emissão do Parecer de Acesso de minigeração é de 60 dias.

Após a emissão do Parecer de Acesso, o consumidor deve solicitar a vistoria de suas instalações, processo no qual a distribuidora verifica se a usina foi construída conforme o projeto apresentado pelo cliente e em conformidade com as condições elencadas no Parecer de Acesso. Estando tudo em conformidade, a distribuidora deve aprovar o ponto de conexão do cliente, trocar seu medidor<sup>11</sup> e conectá-lo ao sistema em até 7 dias.

Assim foi publicada a primeira versão da regulamentação sobre micro e minigeração distribuída no Brasil. Como era de se esperar, a ANEEL monitorou de perto a evolução no número de conexões e, como a própria norma já previa um prazo de 5 anos para sua revisão, tentou verificar se o incentivo que foi dado era suficiente para promover a disseminação desse tipo de fonte. Na próxima seção será detalhada a primeira revisão dessa norma.

#### **2.2.4. Consulta Pública nº 05/2014**

A revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 iniciou-se com somente 2 anos de sua publicação. O principal motivo para essa antecipação foi a baixa quantidade de conexões verificadas nesse período. De acordo com os dados disponíveis no site da Agência, percebe-se que, até a data de construção da Nota Técnica nº 025/2014-SRG/SRD/ANEEL (2014), a qual abriu a Consulta Pública nº 5/2014, somente 129 micro e minigeradores haviam se conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Uma das formas verificadas pela Agência de se aumentar os incentivos era por meio da elevação da potência máxima permitida para enquadramento como minigeração distribuída. Essa possibilidade foi solicitada pela Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN, conforme detalhado na citada Nota Técnica. Por meio de uma correspondência, a Associação solicitou o aumento da potência máxima para 30MW, juntamente com uma análise técnica justificando essa sugestão.

Assim, visando dar publicidade à discussão e permitir que a sociedade opinasse sobre essa e outras questões, na Consulta Pública nº 5/2014, a ANEEL solicitou contribuições acerca de questões relacionadas com o aumento da potência permitida para o enquadramento como micro ou minigeração distribuída, benefícios que esse tipo de geração poderia trazer para as

---

<sup>11</sup> O medidor utilizado nos sistemas de micro e minigeração distribuída é um medidor bidirecional, que registra a energia consumida e a energia injetada na rede. Os medidores utilizados em unidades consumidoras que não possuem geração distribuída instalada são medidores unidirecionais.

redes de distribuição de energia elétrica, reforços necessários para a conexão desses geradores, dentre outras.

Após a finalização do período de contribuições para a Consulta Pública, em 30/12/2014, foi elaborada a Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL (2014), contendo a análise da Agência acerca das sugestões recebidas. O próximo passo foi a abertura da Audiência Pública nº 26/2015, que será tratada a seguir.

### **2.2.5. Audiência Pública nº 26/2015**

Na época, o ex-Diretor da ANEEL, Tiago de Barros Correia, foi o relator do processo e optou por abrir a Audiência Pública de 07/05/2015 à 22/06/2015. Conforme disposto em seu voto (2015), em março de 2015, haviam 534 micro e minigeradores instalados. Nesse voto, o diretor faz um resumo do material que foi disponibilizado para a Audiência Pública por meio da Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL (2015) e que consiste nas principais propostas de alterações cujos objetivos eram reduzir barreiras ainda existentes para a conexão de micro e minigeradores e ajustar a norma ao cenário externo e à outras normas:

- Redefinição dos limites de potência para micro e minigeração. Os novos limites são 75kW e 5MW<sup>12</sup> respectivamente;
- Inclusão de modelos de geração para unidades consumidoras localizadas em condomínios e áreas contíguas;
- Alteração dos prazos para emissão de Parecer de Acesso e realização de vistorias;
- Não permissão de que as cargas associadas ao sistema auxiliar da central geradora sejam usadas para comprovar carga instalada, com o objetivo de garantir que a geração estará junto à carga, pois é nesse caso que se colhem os maiores benefícios para o sistema.

Para se chegar à conclusão de que os principais pontos de alteração na regulamentação deveriam ser esses, a citada NT apresenta, em seus anexos, pesquisa de satisfação realizada com consumidores que já possuíam micro ou minigeração distribuída instalada, bem como uma avaliação das projeções de crescimento da quantidade de conexões e do impacto tarifário<sup>13</sup> que esse tipo de geração poderia trazer às distribuidoras. Nessa avaliação, foram idealizados

---

<sup>12</sup> Inicialmente, o limite para central geradora hidrelétrica – CGH era de 3MW, uma vez que, a partir dessa potência as usinas hidráulicas precisariam de autorização para operar. Esse limite foi revisto em 2016 e passou a ser de 5MW.

<sup>13</sup> O impacto tarifário consiste na parcela da fatura de energia elétrica que a distribuidora deixaria de arrecadar e que seria dividida com todos os consumidores, além de sua redução de mercado, que é um dos fatores que compõem a definição do valor da tarifa de energia elétrica.

cenários que permitiam verificar o comportamento em diversas situações. Como resumo, pode-se concluir que:

- Para os consumidores comerciais, no cenário mais agressivo, a potência instalada de GD passaria de 286MW em 2014 para 822MW em 2024;
- Para os consumidores residenciais, no cenário mais agressivo, a potência instalada de GD passaria de 310MW para 1.270MW em 2024;
- Quanto ao impacto tarifário, foi estimado um impacto médio inferior a 1% em um período de 10 anos.

Além disso, deve-se destacar que, no item 75 da citada Nota Técnica (2015), a SRD aponta para o risco de serem necessários investimentos para reforços no sistema de distribuição em função do incentivo à geração com potência superior à carga das unidades consumidoras.

Após o período de contribuições e de análise pela Agência, em 4 de novembro de 2015, a SRD elaborou a Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL (2015), contendo a exposição de motivos para as regras então vigentes de micro e minigeração distribuída, além de encaminhar a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, que alterou a Resolução Normativa nº 482/2012 e a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST e que incorreu nos impactos que são objeto deste trabalho.

#### **2.2.6. Resolução Normativa nº 687/2015**

Dentre os aprimoramentos instituídos pela Agência nessa revisão, os mais marcantes e que mais contribuíram para o crescimento da geração distribuída que se verificou nos anos seguintes foram o aumento dos limites de potência instalada para 5MW e a criação das modalidades de geração compartilhada e autoconsumo remoto, que permitem uma geração longe do ponto de consumo.

Sobre os limites de potência, eles ficaram da seguinte forma: microgeração até 75kW e minigeração entre 75kW e 5MW, inclusive.

Sobre as duas modalidades, elas permitem que haja a instalação de uma micro ou minigeração distribuída em uma determinada unidade consumidora, a qual não precisa necessariamente ter uma carga instalada correspondente à potência da geração, e o rateio dos créditos de energia gerados por essa central geradora entre outras unidades consumidoras titulares da instalação com geração ou reunidas em consórcios ou cooperativas também titulares da instalação com geração. A geração compartilhada é a que está relacionada com consórcios e

cooperativas. O autoconsumo remoto é a modalidade que está relacionada ao rateio de créditos entre unidades de mesma titularidade, lembrando que a relação matriz e filial se encaixa nessa limitação. Deve-se destacar os seguintes parágrafos da NT nº 0096/2015-SRD/ANEEL (ANEEL, 2015, pp. 3,4,13-14):

“11. Inicialmente é importante destacar que o princípio adotado na REN nº 482/2012 é o da eficiência energética, pois a geração instalada junto à carga geralmente produz maiores benefícios para a rede, tais como postergação de investimentos em distribuição e transmissão e redução de perdas técnicas.

(...)

20. Ao contrário da geração no mesmo local do consumo, a instalação de sistemas de geração em unidades consumidoras sem carga associada não agregaria os mesmos benefícios elétricos para as redes de distribuição, tais como redução de perdas técnicas, postergação de investimentos nos sistemas de distribuição e de transmissão. Nesse sentido, as regras propostas preveem que as unidades consumidoras que utilizem a energia produzida por microgeração ou minigeração localizada longe do local de consumo terão regras diferenciadas na compensação dos créditos.

21. Assim sendo, a compensação dos créditos gerados num local distante daquele onde se localizam as cargas cujo consumo será abatido deverá considerar apenas a Tarifa de Energia – TE (R\$/MWh), excluindo a parcela referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/MWh).

(...)

79. Uma importante alteração na proposta reside em diferenciar a forma de compensação da energia excedente para os casos de geração e consumo no mesmo ponto daqueles em que o excedente é utilizado para compensar a fatura de outra unidade consumidora.

80. Assim, quando o consumidor instalar a geração no próprio local de consumo e utilizar a energia excedente para abater a fatura apenas desta unidade, a distribuidora deve considerar a compensação sobre todas as componentes da tarifa em R\$/MWh, válida para os Grupos A e B, ou seja, mantém-se a situação atual. Na proposta de resolução, incluem-se nesse conceito os casos de unidades consumidoras integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades.

81. Por outro lado, caso a compensação de energia excedente seja realizada em unidade consumidora distinta daquela onde se encontra instalada a geração (nos casos de geração compartilhada ou autoconsumo remoto), a distribuidora deve considerar apenas a Tarifa de Energia – TE (R\$/MWh), excluindo a parcela referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (R\$/MWh).

82. Em outras palavras, o montante de energia excedente alocado para compensar o consumo de outra unidade, diferente daquela onde se encontra instalada a geração, será utilizado para compensar apenas a componente TE da unidade consumidora que recebe os créditos, que representa uma fração da tarifa final (composta por TE e TUSD), sendo aplicável para consumidores dos Grupos A e B. Novamente, ressalta-se que a compensação no local da geração será sobre todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (TE + TUSD).

83. Seja, por exemplo, uma determinada unidade consumidora do Grupo B que tenha consumido um total de 300 kWh em certo ciclo de faturamento e que tenha 100 kWh de créditos de energia elétrica gerada em uma micro ou minigeração situada em outra unidade consumidora. No faturamento da unidade consumidora sem geração, a cobrança dos 300 kWh referentes ao consumo seria realizada com base em todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (TE e TUSD), enquanto que o abatimento na fatura referente aos créditos seria obtido pela multiplicação dos 100 kWh pela componente TE. Caso os 100 kWh tivessem sido gerados na própria unidade consumidora onde serão utilizados, o abatimento seria valorado tanto pela TE quanto pela TUSD.

84. Esta alteração visa incentivar a geração no mesmo ponto de consumo, pois gera maiores benefícios para a rede, tais como postergação de investimentos na rede e

redução de perdas técnicas, mas também considera as distorções que existem na forma de alocar os custos fixos de uso da rede para os consumidores do Grupo B, cobrados em função do consumo faturado, conforme detalhado no item III.1.3.

85. Dessa forma, ao aplicar apenas a TE sobre a energia alocada para outra unidade consumidora, garante-se o pagamento pelo uso da rede e os respectivos encargos setoriais cobrados via TUSD da instalação que recebe os créditos.”

Essa percepção de que a geração distribuída longe da carga não acarreta os mesmos benefícios que a geração próxima à carga também é verificada na literatura internacional. Schleicher (2012) indica que, na Alemanha, a maior parte da energia gerada pelos pequenos consumidores é perdida, motivo pelo qual passou-se a permitir sua injeção no sistema elétrico, trazendo benefícios quanto à redução dos investimentos em transmissão. Esses benefícios, no entanto, são colhidos somente quando as usinas são instaladas em locais com uma carga alta e um sistema robusto. Caso as usinas sejam instaladas em locais cujo sistema não é forte o suficiente para acomodar o consumo e a geração, são necessários mais investimentos.

Nessa mesma linha, Peças et al (2007) destacam os benefícios, do ponto de vista técnico, que a GD pode trazer para o sistema e destaca que esses benefícios são colhidos em maior proporção quando a geração é inserida em um sistema com carga pesada. Caso contrário, pode ser observado justamente o oposto, ou seja, a necessidade de novos investimentos para acomodar a geração distribuída.

Outro ponto de alteração que deve ser destacado é a utilização do conceito de potência disponibilizada para a limitação da potência que a central geradora pode ter. Conforme definido na Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010, p. 11), potência disponibilizada é:

“Art.

2º.....

LX – potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:

a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e

b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA)”

Ou seja, essa alteração permitiu que unidades consumidoras instalassem usinas com potência superior à sua carga instalada, bastando, para isso, que seja solicitado à distribuidora o aumento da potência disponibilizada. É importante destacar que é vedada a divisão de usinas

de maior porte em usinas de menor porte com vistas ao enquadramento como micro ou minigeração distribuída.

Assim, com base nessas premissas, em 02 de dezembro de 2015, foi publicada a Resolução Normativa nº 687/2015 (2015), realizando alterações na Resolução Normativa nº 482/2012. Além das alterações já citadas, essa Resolução fixou o prazo de 60 meses para validade dos créditos de energia e que a responsabilidade pelas obras de conexão de microgeração é das distribuidoras. Para a minigeração, as obras enquadram-se nas regras de participação financeira dos consumidores, que são descritas na Seção 2.3. Também definiu que, quando a compensação se der em outras unidades consumidoras, os créditos não mais serão abatidos por ordem de prioridade, mas de acordo com o percentual de energia escolhido pelo titular da unidade consumidora.

Nessa nova versão, o que mais chamou atenção foi que a limitação para compensação remota não foi incluída no texto. Ou seja, caso a compensação de energia excedente seja realizada em unidade consumidora distinta daquela onde se encontra instalada a geração (nos casos de geração compartilhada ou autoconsumo remoto), a distribuidora deve considerar todas as componentes tarifárias e não apenas a TE (R\$/MWh), excluindo a parcela referente à TUSD (R\$/MWh), como havia sido posto na Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL. Por fim, ficou estabelecido que a resolução seria revisada até 31 de dezembro de 2019.

Assim, com a publicação da nova resolução, o crescimento da GD, de fato, foi incentivado. Ao longo dos anos, as distribuidoras se depararam com uma vasta diversidade de arranjos de empreendimentos, dos quais muitos suscitaram dúvidas acerca de sua possibilidade frente à regulamentação aprovada pela ANEEL. Exemplos desses casos são os produtores independentes de energia elétrica que solicitaram sua migração para o sistema de compensação de energia elétrica e o caso de usinas que estavam se dividindo com o objetivo de se enquadrar no artigo 100<sup>14</sup> da Resolução Normativa nº 414/2010 e evitar o pagamento de demanda de energia elétrica. O primeiro caso foi objeto de deliberação por parte da Diretoria da ANEEL<sup>15</sup> e o segundo está sendo resolvido na Consulta Pública nº 25 de 2019, que será detalhada mais à frente.

---

<sup>14</sup> “Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios: I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA” (ANEEL, 2010, p. 108)

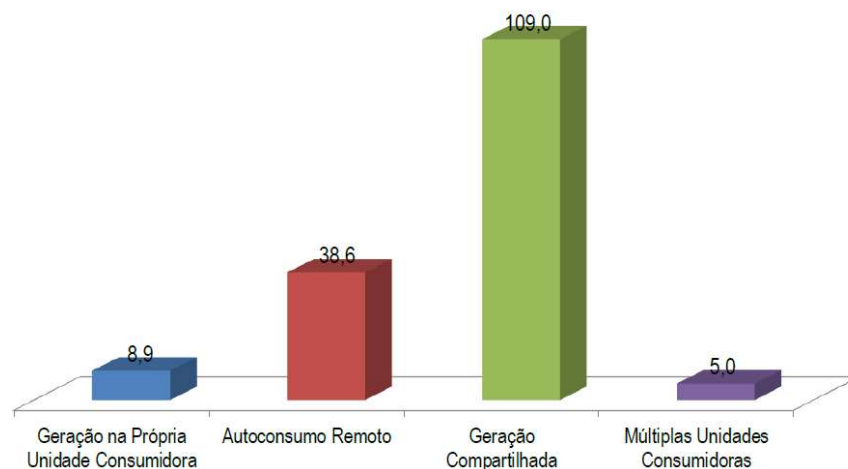
<sup>15</sup> Resolução Normativa nº 786/2017.

### 2.2.7. Consulta Pública nº 10/2018

Esses desafios e novos arranjos trouxeram um crescimento das conexões de micro e minigeração distribuída muito acima do esperado pela Agência, inclusive nos cenários mais otimistas, o que foi evidenciado pelo próprio Órgão Regulador na Consulta Pública nº 10/2018, que deu início à revisão da Resolução Normativa nº 482/2012. Esse processo foi subsidiado pela análise contida na Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL (2018) e resumida a seguir.

O primeiro ponto que deve ser destacado, como já dito anteriormente, é o rápido crescimento da potência instalada de conexões observado após a entrada em vigor das novas regras, proveniente da Resolução Normativa nº 687/2015. Em abril de 2018, a potência instalada já era superior às projeções mais otimistas da ANEEL, o que indica que o objetivo perseguido pela Agência estava sendo atingido. Corroborando com o entendimento de que esse crescimento é fruto das alterações promovidas em 2015, o gráfico abaixo mostra a média de potência por modalidade.

Figura 5 - Média de potência instalada (kW) por modalidade



Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL (2018)

Através da Figura 5, nota-se que o autoconsumo remoto e a geração compartilhada, justamente as modalidades de geração afastada do consumo, são responsáveis pela maior quantidade de potência instalada.

Considerando isso, na citada Consulta Pública, a ANEEL buscou entender qual a melhor maneira de faturamento desses micro e minigeradores, de forma a reduzir o incentivo, por meio da alteração das componentes da tarifa que podem ser compensadas, buscando o equilíbrio para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica e os demais consumidores. Atualmente, os consumidores que possuem micro ou minigeração distribuída utilizam sua

energia injetada para abater o valor de todas as componentes, de forma que deixam de remunerar o uso do sistema. Assim, foram avaliados os impactos de se retirar, gradualmente, cada uma dessas componentes da abrangência do sistema de compensação de energia elétrica, conforme ilustrado na Figura 6, na qual a alternativa 0 é o formato original e a alternativa 5 é o formato no qual a compensação incide somente sobre a tarifa de energia. Já com uma sinalização de redução de benefícios para micro e minigeradores distribuídos, essa consulta foi alvo de diversas contribuições e culminou com a abertura da Audiência Pública nº 001/2019.

Figura 6 - Alternativas de Compensação



Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL (2018)

### 2.2.8. Audiência Pública nº 001/2019

Nessa audiência, foi apresentada a Análise de Impacto Regulatório da ANEEL, bem como uma proposta inicial para alteração das regras de micro e minigeração distribuída, com um foco maior na incidência do sistema de compensação de energia elétrica sobre as componentes tarifárias. Também foi apresentado um documento elaborado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT da ANEEL contendo uma estimativa para o impacto financeiro que a micro e minigeração distribuída tem causado sobre os demais consumidores. A seguir, será mais bem detalhado o conteúdo desse processo.

Conforme destacado na Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL (2018), houve grande quantidade de contribuições para a CP 10, principalmente dos empreendedores do ramo. A citada NT não se delonga na descrição das contribuições ou propostas para a AP. Ela apenas faz referência a seu anexo, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL (2018).

Em linha com o que foi discutido na CP 10/2018, nesse relatório, a ANEEL apresentou sua análise acerca das alternativas para alteração das componentes tarifárias que sofreriam



incidência do sistema de compensação de energia elétrica. Assim como na Consulta Pública nº 10/2018, foram analisadas as alternativas de redução gradual das componentes tarifárias que poderiam ser compensadas no sistema de compensação de energia elétrica.

Nessa esteira, a ANEEL avaliou a penetração à época das gerações distribuídas com compensação remota e com compensação local, checando o quanto de estímulo para crescimento da potência instalada desses tipos ainda seria necessário fornecer, para, somente após o alcance de determinado valor de potência instalada, promover a alteração da regra. Como é dito no próprio documento, na época da aprovação da Resolução Normativa nº 687/2015, esperava-se que, em 2019, haveria uma potência instalada de 500 MW. Esse valor, no entanto, foi atingido mais de um ano antes, encerrando 2018 com 530 MW (2018). Tal crescimento foi o principal motivador para a proposta detalhada a seguir.

Para se determinar qual alternativa deveria ser adotada, a ANEEL apresentou uma avaliação sobre todos os benefícios que a micro e a minigeração distribuída poderia trazer. Para a compensação local, foi proposta a alteração para a alternativa 1 quando fosse atingido o valor de 3,365 GW de potência instalada no país, proporcionalizado pelo mercado de baixa tensão de cada distribuidora. Assim, consumidores que instalassem seu sistema de micro ou minigeração distribuída até o fim de 2019 seriam faturados pela alternativa 0 por 25 anos. Consumidores que se conectassem entre 2020 e o alcance do valor de 3,365 GW de potência instalada seriam faturados pela alternativa 0 durante os primeiros 10 anos de sua conexão e, após isso, seriam faturados pela alternativa 1. Os demais consumidores que se conectassem após isso seriam faturados pela alternativa 1. Para a compensação remota, a regra é diferente. Seriam utilizados dois gatilhos de potência: 1,25 GW e 2,13 GW. Além disso, os gatilhos acionariam a alternativa 1 e, finalmente, a alternativa 3.

Além dessa alteração referente à regra de incidência do sistema de compensação de energia elétrica nas componentes tarifárias, outro ponto destacado foi a contribuição da CEMIG acerca dos custos associados à conexão de minigeração distribuída para compensação remota. Conforme será resumido, o estudo demonstrou que a compensação, quando ocorre longe dos pontos de consumo, ou seja, de forma remota, não promove os mesmos benefícios que a compensação local. O foco foi dado nas minigerações, uma vez que essa configuração é a que mais tem se apresentado como geração remota, justamente por se tratar de gerações com maiores potências, o que permite uma maior geração de excedentes de energia para compensação em outras unidades consumidoras. Essa contribuição foi baseada no levantamento de 100 casos reais com potência superior a 150kW. Os custos das obras são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Custo das obras de conexão (Contribuição CEMIG – Audiência Pública nº 001/2019)

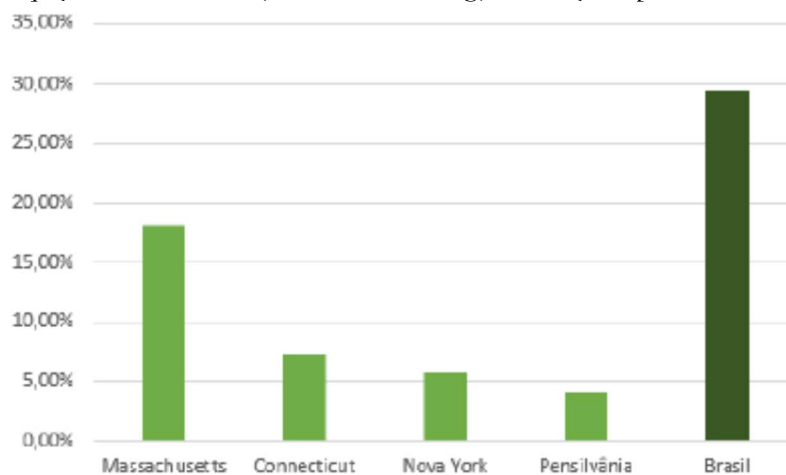
Faixa de Geração Distribuída	Custo total das Obras de Conexão	Custo total a cargo da Distribuidora	Percentual de participação da distribuidora
de 150 a 1.000 kW	R\$14.547.288,96	R\$6.862.253,00	47%
de 1.001 a 2.500 kW	R\$ 23.887.117,94	R\$ 11.966.783,00	50%
de 2.501 a 5.000 kW	R\$ 65.993.895,22	R\$ 55.086.648,00	83%
Total	R\$ 104.428.302,12	R\$ 73.945.684,00	71%

Fonte: Contribuições CEMIG AP 001/2019 (ANEEL, 2019)

Percebe-se que, quanto maior a potência, maior é o custo das obras e o percentual de participação financeira<sup>16</sup> que a distribuidora tem sobre elas. Como apresentado na própria contribuição, ao se traçar um paralelo com geradores de maior porte que comercializam sua energia livremente, em média, tem-se que 80% dos custos das obras são arcados por eles, sinalizando um descasamento entre cenários que têm se tornado cada vez mais semelhantes em termos de impactos para o sistema elétrico.

Adicionalmente, nessa Audiência Pública, a ANEEL também faz um resumo sobre a experiência da geração distribuída em alguns estados norte-americanos. Dentre os pontos destacados está o gráfico da Figura 7, por meio do qual é demonstrado que a quantidade relativa de geração remota no Brasil, naquela época, já superava vários estados dos EUA:

Figura 7 - Participação da GD remota (*virtual net metering*) em relação à potência total instalada de GD.



Fonte: Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL(ANEEL, 2018)

Conforme é informado nesse Relatório de Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2018), nesses estados norte-americanos é perceptível uma regra mais restrita para a

<sup>16</sup> As obras para atendimento de crescimento do mercado cativo são disciplinadas pela Resolução Normativa nº 414/2010. Essa Resolução estabelece os prazos de execução, as modalidades e a forma de se calcular o percentual da obra que deve ser arcado pelo consumidor e o percentual que deve ser arcado pela distribuidora. É importante destacar que os custos arcados pelas distribuidoras são repassados aos consumidores, na época da revisão tarifária da distribuidora.

compensação remota, variando desde a limitação da potência máxima que esse tipo de geração pode alcançar até definições sobre quantidade mínima e perfil de consumidores que podem aderir à geração remota.

Expandindo a pesquisa feita no Relatório de Análise de Impacto Regulatório citado, Megan Cleveland (2017) destaca benefícios da geração remota, com o foco para os consumidores que fazem parte do *net metering*. Quanto aos benefícios ou prejuízos do ponto de vista do sistema elétrico, a autora explica que esse tipo de geração deve ser instalado em locais com disponibilidade de áreas para a instalação e carga local. Além disso, elas precisam trazer benefícios para o sistema elétrico e, para isso, precisam ser instaladas em locais onde há capacidade da rede para acomodar a geração e que requerem poucos investimentos no sistema. Se a geração remota for instalada nesse tipo de área, seria possível a redução de custos no sistema elétrico, sob o ponto de vista da distribuição de energia.

Para mitigar ainda mais os impactos, alguns estados nos EUA fixam um número mínimo de participantes da geração compartilhada. Outros, não permitem a troca dos participantes. Outros, ainda, estabelecem que, caso um participante saia da geração, ele deve aguardar um ano para retornar. Por fim, alguns estados determinam que esse tipo de geração se aplica somente a classes específicas de consumo, como as residenciais e as comerciais.

Outra abordagem é o “*virtual neighborhood*”, ou vizinhança virtual que foi citada na Análise de Impacto Regulatório da Audiência Pública nº 001/2019 (2018). Trata-se de uma regra no estado do Massachussets que determina que os créditos gerados em usinas remotas devem ser compensados somente entre consumidores que se localizam na mesma “vizinhança” que a usina. Nesse caso, a vizinhança é determinada por uma área geográfica, dentro de um mesmo município, que é atendida por uma mesma distribuidora de energia elétrica.

Outro texto que aborda o assunto é o texto disponível no “*Database of State Incentives for Renewables & Efficiency*” (Base de Dados de Incentivos Estaduais para Renováveis e Eficiência, em tradução livre) (2019). O texto apresenta que a figura da compensação remota surgiu em 2011, permitindo que unidades consumidoras com geração distribuída destinassem créditos gerados a suas outras unidades consumidoras, de forma semelhante à regra brasileira. O ponto de diferença reside no fato de que havia uma limitação no modelo, qual seja, as unidades que receberiam os créditos de energia precisavam estar na mesma área de concessão e na mesma zona de carga que a unidade com geração distribuída. Em 2015, a regra foi alterada de forma a permitir um máximo de 2MW. Além disso, foram criadas regras para responsabilizar financeiramente as unidades que fizessem uso da compensação remota pelos custos de adequação do sistema de distribuição.

O texto também cita as “comunidades *Net Metering*”, que permitem que vários consumidores possam receber créditos de energia gerados por usinas localizadas em outros locais, possibilitando que consumidores que não podem instalar usinas em suas unidades também se beneficiem de créditos de energia. Essas comunidades também têm regras, como limites de potência e locais próprios para a instalação das usinas, considerando o benefício que elas podem trazer para o sistema de distribuição.

Assim, percebe-se que a adoção de limitadores e critérios mais restritos para a compensação remota já ocorre nos Estados Unidos, devido ao impacto que essa modalidade de geração pode trazer para o sistema elétrico.

Mais uma vez, a ANEEL recebeu uma enorme quantidade de contribuições, o que demandou tempo para análise. Assim, no fim de outubro de 2019, foi aberta a Consulta Pública nº 25/2019, a qual deve ser a última etapa dessa nova revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 e será mais bem detalhada na próxima seção.

### **2.2.9. Consulta Pública nº 25/2019**

Essa Consulta Pública foi subsidiada pela Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL (2019) e pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL (2019) e ressaltou a participação efusiva de toda a sociedade, envolvendo todos os tipos de agentes que vão desde consumidores até entidades governamentais. Após analisar todas essas participações e, acompanhando o vertiginoso crescimento da quantidade de micro e minigerações, bem como da potência instalada, a ANEEL construiu uma nova proposta baseada nas alternativas apresentadas na Audiência Pública nº 001/2019, qual seja:

- Geração local: Consumidores já existentes e os que protocolarem Solicitação de Acesso com todos os documentos antes da publicação da nova resolução continuarão com as regras vigentes (alternativa 0) até o fim de 2030. Após essa data, eles serão tarifados de acordo com a alternativa 5. Os consumidores que protocolarem a Solicitação de Acesso após a publicação da norma serão inicialmente faturados pela Alternativa 2 e, após o alcance da potência instalada adicional de 4,7GW, serão faturados pela alternativa 5;
- Geração remota: Consumidores já existentes e os que protocolarem Solicitação de Acesso com todos os documentos antes da publicação da norma continuam com as regras vigentes (alternativa 0) até o fim de 2030. Após essa data, passam a ser faturados

pela alternativa 5. Os consumidores que protocolarem a Solicitação de Acesso após a publicação da norma já serão faturados pela alternativa 5.

Como pode-se notar, essa proposta da ANEEL reduz bastante os benefícios que novos micro e minigeradores terão, além de estreitar o prazo de 25 anos inicialmente proposto para manutenção da aplicação da alternativa 0 para os geradores já conectados. Para justificar a escolha da alternativa 5 em detrimento das demais alternativas, a ANEEL dispôs que o benefício da redução da energia despachada de forma centralizada é um benefício firme e incontestável que pode ser atribuído a qualquer gerador e, devido a isso, certamente pode ser destinado integralmente aos consumidores que instalarem micro e minigeração distribuída.

Na contramão desse benefício, a ANEEL destaca o fato de que a geração remota não contribui para a postergação ou redução dos investimentos no âmbito do sistema de distribuição de energia elétrica. A Análise de Impacto Regulatório (2019), em seu parágrafo 48, reconheceu que a geração remota trouxe antecipação de investimentos no Norte de Minas Gerais, objetivo contrário ao perseguido pela norma. Assim, ela entende que não é toda e qualquer forma de geração instalada na rede que trará benefícios. No parágrafo 61, a ANEEL afirma claramente que, apesar de ser intuitivo pensar que a geração próxima da carga provoque alívio no carregamento das redes, permitindo a entrada de novos usuários sem a necessidade de se investir na expansão do sistema, isso só ocorre quando a energia é injetada de forma firme, em locais específicos e em momentos de carga máxima.

No parágrafo 62, a Agência afirma que a característica intermitente da micro e minigeração distribuída não tem permitido a alteração do planejamento da distribuidora no que concerne ao dimensionamento da sua rede. As alterações de planejamento nesse caso têm mais o intuito de comportar fluxos bidirecionais de energia. Mas a rede deve estar dimensionada e disponível para atender a demanda máxima agregada dos consumidores quando há indisponibilidade da geração.

Indo nessa mesma linha, o item 126 dispõe que o autoconsumo é a parcela da energia gerada que tem maior potencial de trazer benefícios para a rede e que ele é incentivado em diversos países no mundo, a exemplo da Austrália que tem estimulado a inserção de sistemas de armazenamento associados à geração fotovoltaica. Nesse caso, o autoconsumo pode ser entendido como consumo simultâneo à geração.

Ainda corroborando com esse raciocínio, os parágrafos 154 e 155 da AIR (ANEEL, 2019, p. 46) dizem que:

“154. A geração distribuída atrelada a uma unidade consumidora com carga relevante pode implicar na redução da energia absorvida da rede por essa unidade, levando a um alívio de carga que permitiria a utilização da capacidade remanescente da rede por outros usuários. Todavia, a energia injetada pela micro ou minigeração pode não necessariamente levar a esse mesmo efeito, dependendo do fluxo de potência na rede nos instantes de injeção.

155. Poder-se-ia afirmar, com certa convicção, que a postergação de investimentos na rede de distribuição ocorreria caso o sistema de geração distribuída estivesse no local certo (onde há alta demanda de carga e pouca “folga” da rede), na hora certa (operando no horário de demanda máxima) e fosse confiável (estivesse disponível independente de condições climatológicas) e totalmente controlável (despachável conforme a necessidade da rede). Essa não é a realidade dos sistemas hoje instalados no Brasil – e que serão instalados nos próximos anos.”

Particularmente quanto a essa questão, com o foco direcionado para minigerações com compensação remota, assim como na Consulta Pública nº 10/2018, a CEMIG apresentou uma contribuição (2019) considerando dados reais de Pareceres de Acesso emitidos em sua área de concessão para a construção de uma contribuição com fulcro em fatos. Em resumo, o texto apresentado na citada AP, continha os seguintes pontos:

- Caso haja disponibilidade na rede de média tensão (MT) para conexão da minigeração, as obras indicadas consistem em obras de reforço na rede, obras para garantia da proteção do sistema elétrico, adequações em subestações e demais reforços necessários à manutenção da flexibilidade operativa do sistema elétrico;
- Caso não haja disponibilidade do sistema elétrico, a solução pode se dar das seguintes maneiras:
  - Se a demanda contratada do cliente é menor que 2.500kW, é necessária a construção de uma subestação compacta 138/13,8kV;
  - Se a demanda contratada é maior que 2.500kW, é necessária sua conexão na alta tensão (AT), podendo envolver a construção de uma subestação de seccionamento em uma linha de 138kV e/ou a construção de uma obra estruturante;
- Essa distinção de soluções depende do perfil do cliente e da condição do sistema elétrico e é a responsável por diferentes custos médios de conexão, que aumentam conforme o nível de tensão;
- O estudo feito na contribuição para a CP 10/2018 foi atualizado para uma quantidade de 263 casos, cujos resultados podem ser resumidos na Tabela 2.

Tabela 2 - Custo das obras de conexão (Contribuição CEMIG – Consulta Pública nº 25/2019)

Faixa de Geração Distribuída	Custo total das Obras de Conexão	Custo total a cargo da Distribuidora	Percentual participação distribuidora
de 150 a 500 kW	R\$ 3.534.014	R\$ 2.335.631	66%
De 501 a 1.000 kW	R\$ 53.165.783	R\$ 26.287.538	49%
de 1.001 a 2.500 kW	R\$ 118.532.262	RS 62.680.188	53%
de 2.501 a 5.000 kW	R\$ 144.649.238	R\$ 91.661.031	63%

Fonte: Contribuições CEMIG CP 25/2019 (ANEEL, 2019)

- Percebe-se que foi incluída uma nova faixa de potência para análise e que, assim como na CP 10/2018, o resultado foi que aproximadamente 57% dos custos de conexão, o que equivale a R\$ 183 milhões, são de responsabilidade da distribuidora;
- Considerando o Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, cuja premissa é o atendimento do mercado da distribuidora com base em projeções, em muitos locais esses investimentos não seriam necessários. O que causou essa mudança repentina de priorização de investimentos é justamente o crescimento imprevisível da quantidade de conexões de minigeração distribuída para compensação remota. Uma vez que se trata da inserção de energia injetada em pontos do sistema onde não há cargas para consumir essa energia, são necessários novos investimentos que permitam acomodar essa geração;
- Esses altos investimentos são repassados às tarifas dos consumidores nas revisões tarifárias das distribuidoras, o que sinaliza que a compensação remota não agrega ao sistema os mesmos benefícios que uma compensação local e sinaliza a necessidade de alteração da fórmula para determinação da participação financeira da distribuidora nas obras de geração distribuída remota.

Até o presente momento, não foi publicado o resultado da Consulta Pública nº 25/2019 e a nova versão da Resolução Normativa nº 482/2012. Apesar de muito avanço, os debates que ainda existem deixam claro que há possibilidade de aprimoramentos na regulamentação brasileira.

Na próxima seção, serão apresentados os critérios utilizados pela CEMIG-D para determinação das obras necessárias à conexão das centrais geradoras, bem como a forma de cálculo do valor dessas obras que será de responsabilidade da distribuidora de energia elétrica.

## 2.3. OBRAS PARA CONEXÃO DE GD

Para determinação do ponto de conexão e das obras necessárias para sua viabilização são observadas as determinações estabelecidas na regulação vigente, dentre as quais cita-se:

- Artigos 12 e 13 da Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010, pp. 19-20):

“Art. 12. Compete à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, com observância dos seguintes critérios:

I – tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;

II – tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora;

III – tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e

IV – tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

(...)

Art.13. Os critérios referidos no art. 12 serão excepcionados quando:

I – a unidade consumidora, com carga acima de 50 kW, tiver equipamento que, pelas características de funcionamento ou potência, possa prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores;

II – houver conveniência técnica e econômica para o subsistema elétrico da distribuidora, desde que haja anuência do interessado;”

- Seção 3.0 do Módulo 3 do PRODIST, Itens 4.2 e 4.13 (ANEEL, 2012, pp. 5,7):

“4.2 Os procedimentos de acesso devem atender ao padrão de indicadores de desempenho e de qualidade do serviço de distribuição, preservando a segurança, a eficiência e a confiabilidade do sistema e das conexões existentes, bem como o meio ambiente”;

“4.13 O acesso ao sistema de distribuição deve atender estes Procedimentos e resoluções vigentes, além de atender as normas técnicas brasileiras, bem como as normas e padrões da acessada.”

- Seção 3.1 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012, p. 24):

“6.2 Segundo esse critério, entre as alternativas consideradas para viabilização do acesso, deve ser escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo global de investimentos, observando-se o mesmo horizonte de tempo para todas as alternativas avaliadas, considerando-se:

a) as instalações de conexão de responsabilidade do acessante;

b) as instalações decorrentes de reforços e ampliações no sistema elétrico;

c) os custos decorrentes das perdas elétricas no sistema elétrico.”

- Seção 3.2 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012, p. 31):



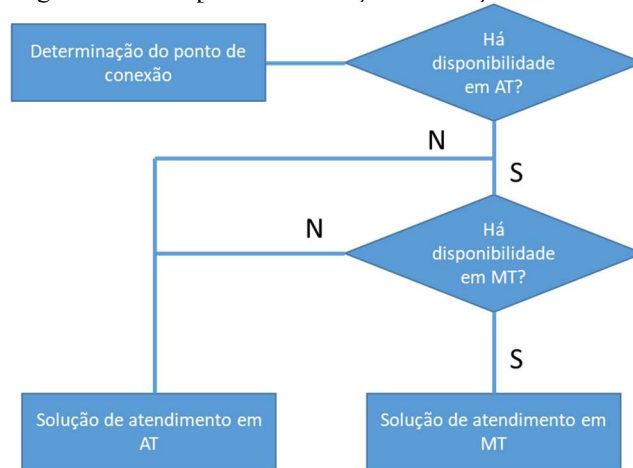
“5.2.2 O acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição”;

- Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012, p. 63):

“3.2.1 Aplicam-se os procedimentos descritos no item 5 da Seção 3.2, exceto os subitens 5.2.9 e 5.2.10”.

A partir dessas diretrizes, considerando a minigeração distribuída, a determinação do ponto de conexão e respectivas obras são estabelecidas através da realização de estudos de fluxo de potência que observam as etapas do fluxograma a seguir:

Figura 8 - Fluxo para determinação da solução de conexão



Fonte: Elaborado pelo autor.

Relembrando o esquema do setor elétrico apresentado na Seção 2.1, a baixa tensão (BT) é alimentada pela média tensão (MT), a qual é alimentada pela transmissão, que se dá em alta tensão (AT). Assim, se não houver disponibilidade de acomodação da energia que será injetada pela usina em um nível de tensão superior, também não haverá disponibilidade no nível inferior. Considerando isso, o primeiro passo é verificar se existe a disponibilidade em AT. Se houver, verifica-se se existe a disponibilidade em MT.

A avaliação dessa disponibilidade em AT é imprescindível para a determinação das obras que serão necessárias para a conexão das usinas e considera os seguintes aspectos:

- Avaliação da capacidade da transformação da subestação (SE) em relação a injeção total nos alimentadores;
- Avaliação da variação de tensão de curta duração (VTCD) ocasionada pela injeção na barra da subestação (normalmente verificado em sistema de AT com tensão inferior a 138kV);

- Avaliação de impacto da conexão da GD no sistema de AT (fluxo de potência de AT e Rede Básica).

Sendo violado algum destes itens, necessariamente, as obras que comporão a solução de acesso do cliente devem ser em AT. Em resumo, essas obras “criarão” a capacidade de acomodação que o sistema precisa para receber a conexão da nova geração.

Havendo cumprimento dos requisitos é avaliada a capacidade de acomodação da injeção na rede de MT, obedecendo aos seguintes critérios:

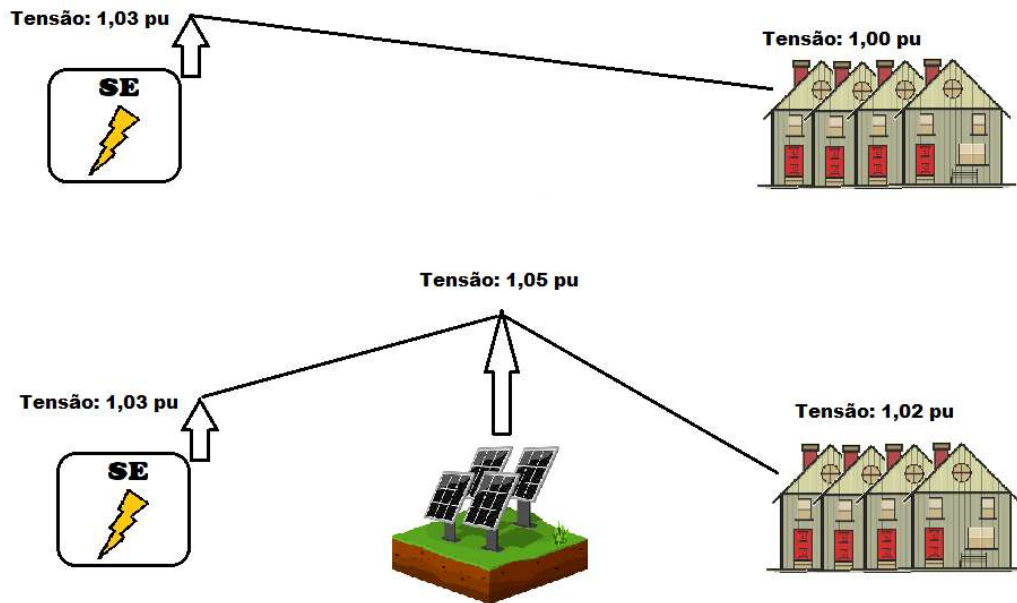
- A conexão não pode acarretar prejuízos ao desempenho, a equipamentos e aos níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica dos consumidores já conectados. Portanto, caso a injeção inviabilize transferências de cargas anteriormente possíveis ou ocasiona sobretensões na rede de MT, serão propostas obras para recomposição das condições do sistema, independente do montante de injeção;
- Deve haver compatibilidade entre a capacidade de condução dos alimentadores em relação a quantidade de injeção da geração;
- O ponto de conexão em MT sempre deverá estar localizado em rede trifásica ou diretamente na SE;
- Não deve haver mais de um banco regulador de tensão (BRT) em série entre geração e SE, a não ser que não haja fluxo reverso em nenhum dos BRT's, o que será constatado em simulação de fluxo de potência.

O não atendimento a qualquer destes critérios fará com que a solução de conexão se dê em um nível de tensão superior, ou seja, em AT.

Além da disponibilidade para a acomodação da energia injetada nas redes de MT e AT, outro ponto que também é determinante na solução de conexão e seu respectivo custo é a distância entre a geração e a SE e a quantidade de carga conectada no mesmo ponto. Quanto maior for essa distância e quanto menor for a quantidade de carga, maior é a sobretensão causada pela energia gerada pela usina e, conseqüentemente, mais obras são necessárias para garantir a conexão sem a violação dos níveis de qualidade da tensão.

Esse aumento da sobretensão é causado pois, ao se conectar a um sistema, a usina se comporta como uma fonte e a SE se comporta como uma carga com uma tensão muito alta. Assim, para que a energia gerada pela usina possa fluir pelo sistema de distribuição, a tensão no ponto de conexão da usina se eleva a um nível superior à da SE, para que haja diferença de potencial e uma corrente elétrica. A figura a seguir ilustra esse tipo de situação.

Figura 9 - Sobretensão causada pela GD



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, outro item que também é observado é a configuração da usina que será instalada. Em muitos casos, o empreendedor opta por dividir uma minigeração em outras minigerações menores, com o objetivo de se obter uma redução nos impostos ou de alugar essas usinas menores para clientes diferentes. Os casos em que se percebe a divisão das usinas possuem um maior número de Solicitações de Acesso, uma vez que, para cada usina, é necessária uma Solicitação diferente. No entanto, o impacto para o sistema elétrico, em termos de potência instalada, é o mesmo. Por isso, normalmente, avalia-se a capacidade de o sistema elétrico acomodar a potência acumulada da geração distribuída e não a quantidade de usinas que serão conectadas.

Esse tipo de avaliação encontra respaldo nos estudos realizados em todo o mundo. Por exemplo, a brochura técnica elaborada pelo Grupo de Trabalho C6.24 do Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRÉ) intitulada “*Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER*” (em tradução livre: capacidade dos alimentadores de distribuição de acomodar recursos energéticos distribuídos) (2014), cita que a inserção de recursos energéticos distribuídos, dentre os quais está a geração distribuída, pode ser limitada por fatores como a capacidade térmica dos equipamentos, a regulação de tensão do sistema, seus níveis de curto-circuito, índices de qualidade da energia e da possibilidade de fluxo reverso de energia em função da geração.

O documento também cita que, para reduzir os impactos, as distribuidoras costumam adotar soluções de reforços e rearranjos de suas redes de distribuição existentes, além da construção de novas instalações, inclusive, com a construção de novas subestações dedicadas exclusivamente à conexão dos geradores. Também são adotadas soluções de instalação de reguladores de tensão.

Considerando a capacidade de acomodação do sistema, como dito no parágrafo anterior, têm-se as mais variadas soluções de conexão, podendo abranger desde a troca de um simples equipamento, até a construção de uma nova subestação, em localidades nas quais não há potência disponível para acomodar uma geração de energia em um fluxo inverso, como ocorre com a GD.

Após a definição das obras necessárias para a conexão da geração distribuída, é preciso tratar da responsabilidade pela execução das obras, com observância das regras contidas na Resolução Normativa nº 414/2010. Via de regra, as obras devem ser executadas pela própria distribuidora, dentro dos prazos dispostos no artigo 34 da citada Resolução e transcritos abaixo (ANEEL, 2010, p. 46):

“I – 60 (sessenta) dias, quando trata-se exclusivamente de obras na rede de distribuição aérea de tensão secundária, incluindo a instalação ou substituição de posto de transformação; e

II – 120 (cento e vinte) dias, quando tratar-se de obras com dimensão de até 1 (um) quilômetro na rede de distribuição aérea de tensão primária, incluindo nesta distância a complementação de fases na rede existente e, se for o caso, as obras do inciso I.

§1º Demais situações não abrangidas nos incisos I e II, bem como as obras de que tratam os artigos 44, 47, 48 e 102, devem ser executadas de acordo com o cronograma da distribuidora, observados, quando houver, prazos específicos estabelecidos na legislação vigente.”

As obras de GD, no entanto, principalmente no caso de minigerações de potência elevada, costumam incorrer nas situações abrangidas pelo parágrafo 1º, ou seja, ficam a depender do cronograma de execução proposto pela distribuidora, o que nem sempre agrada aos empreendedores. Assim, muitos deles se valem do artigo 33 da referida Resolução, o qual dispõe que, caso o interessado não concorde com os prazos de execução propostos pela distribuidora, ele pode solicitar a antecipação do atendimento ou executar a obra diretamente, por meio da contratação de terceiro legalmente habilitado, previamente qualificado e com registro no competente conselho de classe.

Deve-se destacar que, no artigo 40 da citada resolução, está estabelecido que devem ser atendidas gratuitamente Solicitações de fornecimento inicial ou de aumento de carga do grupo

B cuja carga instalada seja menor ou igual a 50 kW e cuja tensão de atendimento seja inferior a 2,3kV. Assim, somente para os demais tipos de obras, quando o consumidor é o responsável por sua execução, a distribuidora deve ressarcir-lo pelo menor valor entre o custo da obra comprovado pelo cliente, o orçamento feito pela distribuidora e o encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD). Com base nesse valor, é calculada a participação financeira do consumidor (PFC), a qual corresponde à diferença entre o custo da obra proporcionalizado e o ERD.

O custo proporcionalizado significa que o cliente pagará somente pela parte da potência que será agregada ao sistema elétrico e que ele utilizará, sendo a parcela de potência restante agregada pela obra utilizada para atendimento do sistema elétrico. Por exemplo, um cliente que solicitou uma demanda de 5 MW e, para ser atendido, necessita de um transformador de 10MW, pagará somente pela parcela referente à 5MW, sendo os 5MW restantes utilizados como uma reserva de capacidade disponibilizada para o sistema. Exemplos de itens proporcionalizáveis são condutores, transformadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores e reatores. Essa proporcionalização não pode ser aplicada para mão-de-obra, estruturas, postes, torres, materiais, equipamentos, instalações e serviços que não estão diretamente relacionados com a disponibilização de reserva de capacidade ao sistema e seriam imprescindíveis para a conexão do cliente. Sendo assim, o ERD é calculado da seguinte forma:

$$ERD = MUSD_{ERD}K.$$

Onde:

$MUSD_{ERD}$  = montante de uso do sistema de distribuição a ser atendido ou acrescido para o cálculo do ERD, em quilowatt (kW);

$K$  = fator de cálculo do ERD, calculado pela seguinte equação:

$$K = 12(TUSDFioB_{FP})(1 - \alpha) \frac{1}{FRC}.$$

O  $\alpha$  é a relação entre os custos de operação e manutenção e é definido na revisão tarifária da distribuidora.

O FRC é o fator de recuperação do capital, que traz a valor presente a receita que a distribuidora está prevendo receber pela obra de conexão. Seu valor é obtido pelo custo médio ponderado de capital (WACC), conforme abaixo:

$$FRC = \frac{WACC(1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1}.$$

$$n = \frac{100}{d}.$$

Onde “*n*” equivale à vida útil do equipamento, em anos, associada a uma taxa de depreciação “*d*”, a qual é definida na revisão tarifária da distribuidora. Para unidades consumidoras do Grupo A, como as minigerações que são foco deste trabalho, o MUSD corresponde à demanda contratada.

Assim, para a realização dessas contas, é necessária a utilização das resoluções homologatórias dos processos tarifários das distribuidoras. No caso da CEMIG-D, a Resolução Homologatória nº 2.757/2020 homologa o reajuste tarifário de 2020 e apresenta a Tabela 3 (ANEEL, 2020):

Tabela 3 - Parâmetros para Cálculo do ERD

SUBGRUPO TARIFÁRIO	B1	B2-RURAL	B2-IRRIGANTE	B3	AS	A4	A3a	A3	A2
K	436,64	357,93	331,69	436,64	436,64	523,31	523,31	174,28	36,07
TUSD FIO B - FORA PONTA (R\$/kW)	9,32	7,64	7,08	9,32	9,32	11,17	11,17	3,72	0,77
WACC ANTES DOS TRIBUTOS (%)	12,26%								
CARGA TRIBUTÁRIA (%)	34,00%								
PARCELA B REVISÃO (R\$)	4.643.390.396,31								
TAXA DE DEPRECIACÃO - D (%)	3,84%								
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - O&M (R\$)	2.305.823.662,28								

Fonte: Resolução Homologatória nº 2.757/2020 – Tabela 5 (2020)

Os subgrupos tarifários são caracterizados de acordo com a tensão de fornecimento da unidade consumidora e são os seguintes:

- A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230kV;
- A2: tensão de fornecimento de 88kV a 138kV;
- A3: tensão de fornecimento de 69kV;
- A3a: tensão de fornecimento de 30kV a 44kV;
- A4: tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV;
- AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3kV e atendimento a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

A determinação dessa tensão de fornecimento, por sua vez, observa o disposto no artigo 12 da Resolução Normativa nº 414/2010, já citado no início dessa seção. Logo, verifica-se que, quanto maior a tensão de fornecimento, menor a TUSD utilizada na conta, resultando em um encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD) menor e, conseqüentemente, em uma maior participação financeira do consumidor (PFC).

Com o objetivo de concluir tudo o que foi visto até o momento, pode-se considerar que as obras que são elencadas nos Pareceres de Acesso de minigeração distribuída podem ser divididas em:

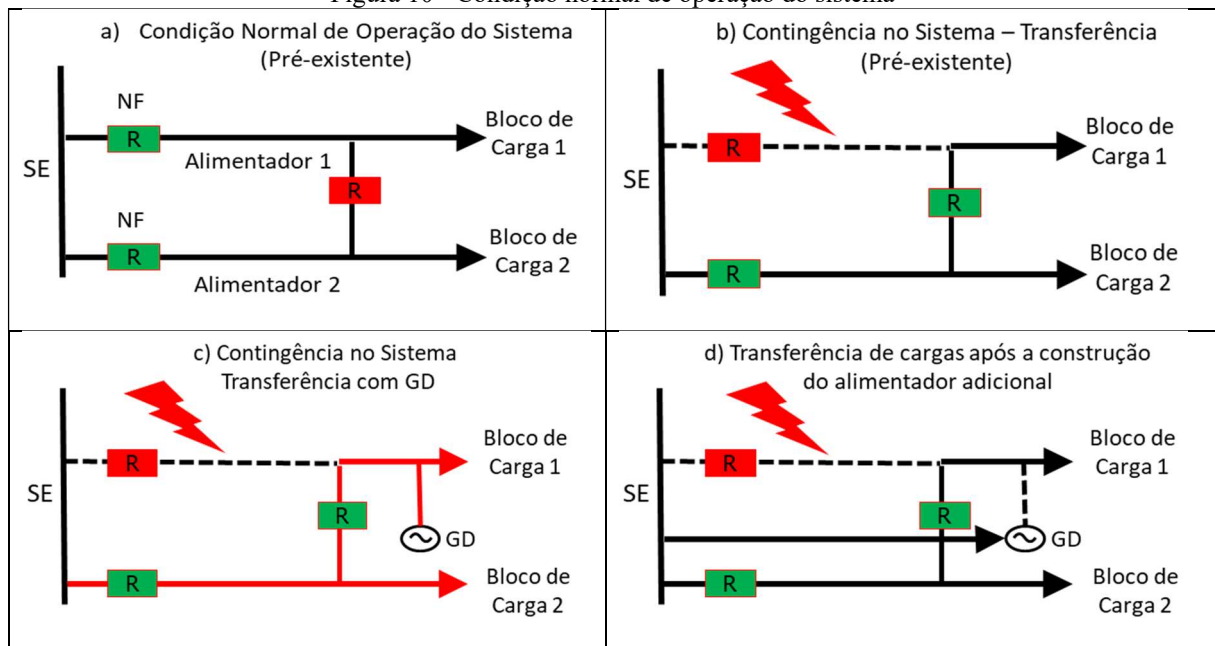
- Extensão de rede e troca de equipamentos, como religadores, usualmente se aplicam para conexões em MT (tensão primária de distribuição inferior a 69kV), têm um menor

custo e um maior ERD. Esse tipo de solução, portanto, é a solução mais economicamente viável para os empreendedores de GD;

- Construção de subestações compactas integradas (SECI), utilizadas no caso de conexões em MT quando não há disponibilidade de potência no sistema ou quando a GD está muito distante da SE. É uma solução de custo elevado, chegando a mais de R\$ 8 milhões;
- Construção de subestações de integração, as quais são utilizadas em conexões cuja potência da GD é maior ou igual a 2.500kW em tensão superior a 69kV. Solução com custos próximos a uma SECI, o que inviabiliza a construção da usina.

Em todas essas situações, dentro do escopo de obras, estão àquelas necessárias para a manutenção da continuidade do fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores ligados em um mesmo circuito (alimentador) que as minigerações distribuídas e que, por se localizar em uma região de baixa carga, assumem uma complexidade que eleva o seu valor. Em alguns casos, por exemplo, é necessário que o consumidor se conecte por meio de dois circuitos (alimentadores), pois, no caso de uma interrupção do fornecimento de energia elétrica, a minigeração distribuída é ligada no alimentador reserva e os demais consumidores que dividem o circuito com ela são ligados em outro alimentador. Dessa forma, a continuidade do fornecimento é mantida para todos os clientes. A Figura 10 reproduz essa situação.

Figura 10 - Condição normal de operação do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 10, é ilustrada a situação em que dois alimentadores independentes atendem dois blocos de carga e, após a inserção da GD no sistema, é necessária a construção de um

alimentador adicional para a manutenção da condição normal de operação do sistema. Nessa Figura, os retângulos representam religadores<sup>17</sup> que podem operar normalmente fechados (NF) ou normalmente abertos (NA). As cores vermelha e verde indicam quando o religador está aberto e fechado, respectivamente. A explicação para a figura é a seguinte:

- a) Na letra a, tem-se a condição normal de operação do sistema, com os blocos de cargas sendo atendidos pelos alimentadores 1 e 2 e o religador entre esses alimentadores estando aberto;
- b) Na letra b, é ilustrada uma falta. Como pode ser observado pela linha pontilhada, o alimentador 1 é interrompido e, conseqüentemente, o bloco de carga 1 fica sem energia. Como a distribuidora sempre tenta minimizar ao máximo as interrupções no fornecimento de energia elétrica, as quais, além de apresentar impacto em seus indicadores de continuidade (DEC e FEC), também incorrem na necessidade de pagamento de compensações aos clientes, por praxe, ela busca alternativas para manter todos os clientes ligados, mesmo no caso de contingências. No exemplo, essa alternativa é o fechamento do religador entre os dois circuitos, o que permite manter o fornecimento de energia elétrica aos blocos de carga 1 e 2. Isso é chamado transferência de carga, pois as cargas que são normalmente atendidas pelo alimentador 1 passam a ser atendidas pelo alimentador 2, de forma provisória, até que a falha tenha sido solucionada. Para se realizar essas transferências de carga, devem ser observados critérios de carregamento dos condutores e equipamentos da rede, além de disposições regulamentares da ANEEL referentes à qualidade da energia elétrica, que estão contidas no Módulo 8 do PRODIST.
- c) A letra c apresenta a situação na qual a conexão da GD acarreta a violação desses critérios, demonstrados pela cor vermelha nos alimentadores. Devido a essa violação, não é possível a transferência de cargas;
- d) A letra d demonstra a solução encontrada para permitir a transferência de cargas após a conexão da GD, qual seja, a construção de um terceiro alimentador dedicado ao atendimento da usina.

Considerando esses critérios, no Capítulo 4 será apresentada uma análise da variação do investimento de conexão das Solicitações de Acesso recebidas pela CEMIG D em relação ao local onde elas se dão.

---

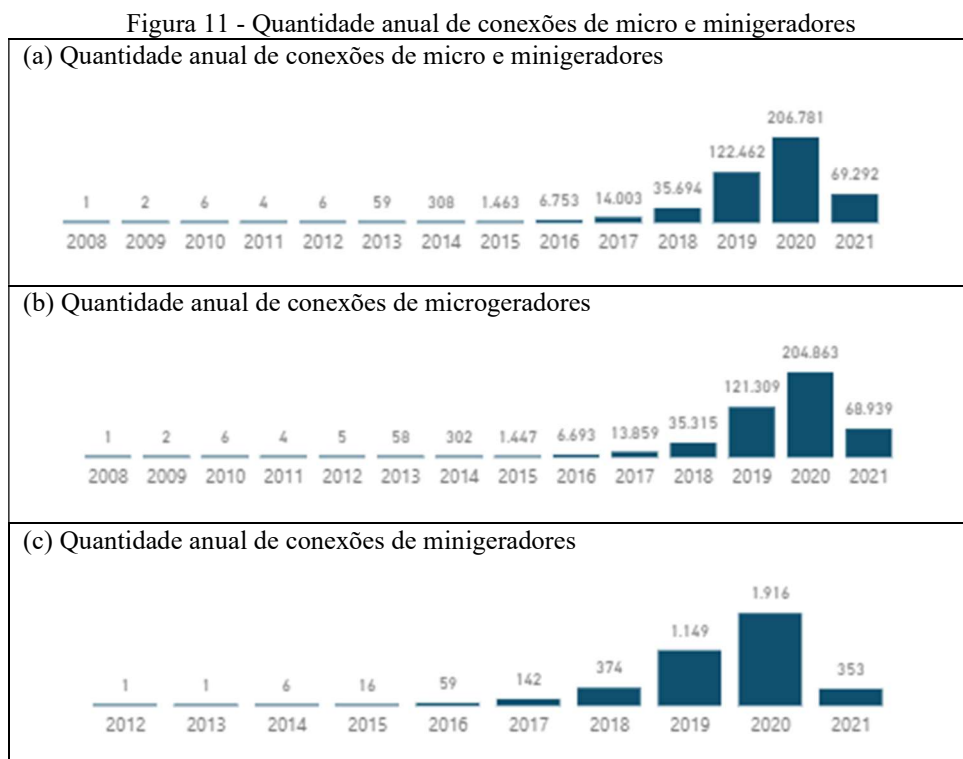
<sup>17</sup> Dispositivo de proteção do sistema elétrico que permite interromper a alimentação do sistema em caso de contingência e religá-lo automaticamente.



### 3 METODOLOGIA

#### 3.1. MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MINAS GERAIS

Segundo o cadastro de mini e microgeradores do site da ANEEL, até o dia 16 de abril de 2021, estavam registrados 456.834 micro e minigeradores de energia, correspondendo a uma potência instalada de mais de 5 GW. Como pode ser visto na Figura 11, a quantidade de conexões se acentuou muito nos últimos anos, tendo a microgeração como a principal modalidade de conexão.



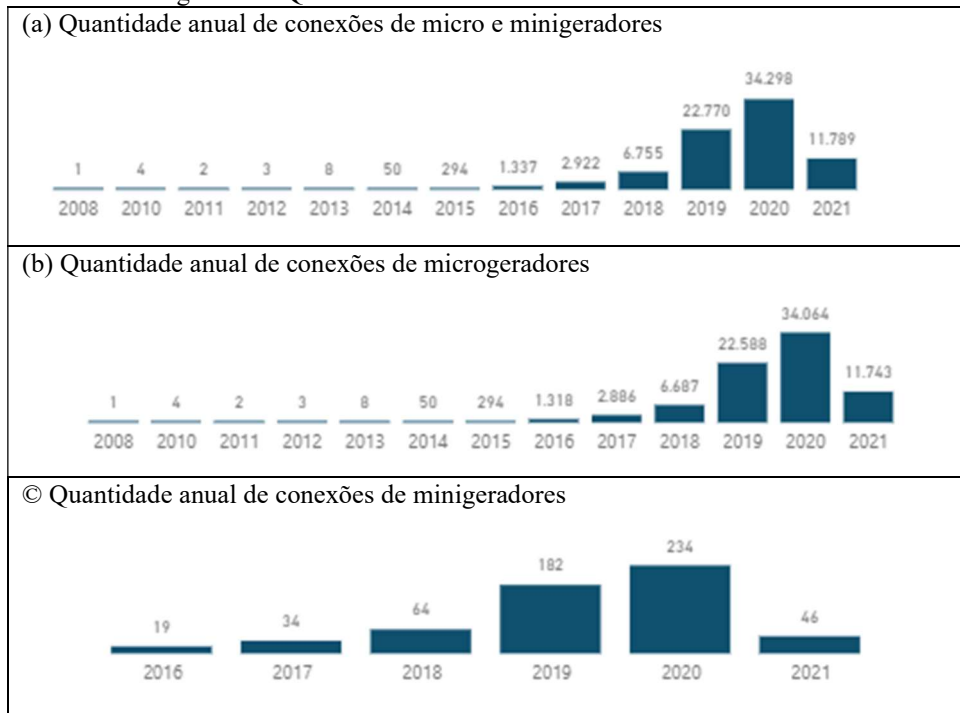
Fonte: Painel de informações de Geração Distribuída da ANEEL (2021)

Apesar dessa grande disparidade, em termos de potência instalada, a diferença entre as duas modalidades é bem menor. Na data citada, a potência instalada de minigeração correspondia a 1 GW, ou seja, 20% da potência instalada.

Na área de concessão da CEMIG-D, nessa data, estavam registrados 70.667 geradores conectados ao sistema de distribuição, o que corresponde a uma potência instalada de 851.914,73 kW. Desses, a grande maioria se refere à microgeração cuja fonte de energia é solar. Os gráficos da Figura 12 retratam a evolução dessas conexões, demonstrando o seu rápido crescimento a partir de 2017. Quanto à potência das usinas, a CEMIG-D possuía pouco mais

de 222 MW de potência instalada referente à minigeração distribuída e 731 MW de microgeração distribuída, o que representa quase 20% da potência instalada em todo o Brasil.

Figura 12 – Quantidade anual de GD conectadas na CEMIG-D



Fonte: Painel de informações de Geração Distribuída da ANEEL (2021)

Apesar de ser uma quantidade de conexões pequena quando comparada à microgeração distribuída, os maiores impactos no sistema de distribuição estão relacionados à conexão de minigeração distribuída, principalmente àquelas destinadas ao autoconsumo remoto, conforme a ANEEL apontou em suas notas técnicas. Devido a isso, esse trabalho teve sua análise focada nas minigerações distribuídas, conforme será descrito na próxima seção.

### 3.2. BASE DE DADOS

Neste trabalho foi utilizada uma base de dados cedida pela CEMIG-D contendo o registro das Solicitações de Acesso de minigeração distribuída entre 2015 e setembro de 2020, com as seguintes informações para cada Solicitação de Acesso recebida:

- Data da Solicitação de Acesso;
- Conjunto elétrico da Solicitação;
- Coordenadas do ponto em que a usina está localizada;
- A potência da usina em kW;
- O custo total das obras contidas no Parecer de Acesso de cada Solicitação;
- O encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD) para cada uma dessas obras;
- A participação financeira do consumidor (PFC) para cada obra.

De posse dessas informações, foram construídos gráficos que representam a evolução temporal da quantidade e potência das Solicitações de Acesso por conjuntos elétricos, com o objetivo de verificar a concentração de usinas em determinadas regiões da área de concessão da CEMIG-D, bem como identificar possíveis esgotamentos do sistema de média tensão (MT) para acomodação de geração distribuída.

Adicionalmente, para as regiões com suspeita de esgotamento do sistema, foram construídos gráficos que demonstram o crescimento dos custos das obras necessárias para a conexão das usinas, indicando a necessidade de conexão em AT e comprovando o esgotamento do sistema em MT.

Com vistas a conferir um embasamento estatístico para os resultados auferidos com a análise descrita anteriormente, foi realizada uma análise espacial, utilizando a metodologia de varredura espacial para detecção de conglomerados (*clusters*) espaciais proposta por Kulldorff, Huang e Konty (2009) conforme descrito na próxima seção.

Os resultados obtidos foram comparados com estudos que indicam regiões do estado de Minas Gerais mais atrativas para a conexão de geração solar, uma vez que essa é a fonte de energia mais comum para a minigeração distribuída. Sabe-se que a energia solar é uma fonte intermitente que depende da localização e das condições atmosféricas, como a cobertura de nuvens e concentração de gases atmosféricos. Assim, nos últimos anos, com o desenvolvimento das tecnologias voltadas para a energia solar, foram realizados diversos estudos visando

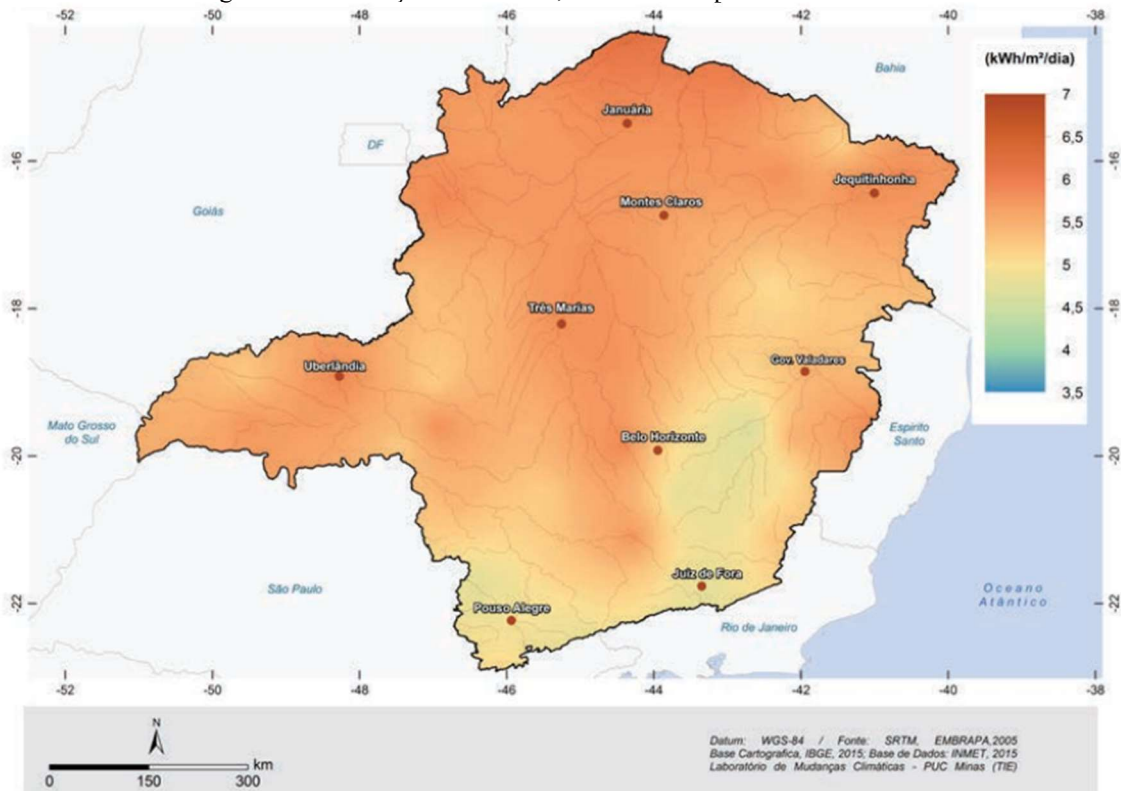
identificar os pontos que contribuem para a atratividade de determinada área para a instalação de usinas solares.

Um desses estudos consta no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), o qual aponta grandezas utilizadas para essa avaliação da atratividade de determinado local para instalação da energia solar. Uma dessas grandezas, a irradiância global horizontal, é definida como a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal, sendo a variável a ser observada como uma indicação de que uma localização pode ter condições favoráveis à instalação de usinas solares. Essa irradiância, ao ser integrada no tempo, forma a irradiação solar, que é medida em  $\text{Wh/m}^2$  e que também é conhecida como a energia radiante incidente acumulada em um intervalo de tempo.

Outro estudo publicado considerando esse crescente interesse na energia solar foram os volumes I (2013) e II do Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (2016), provenientes de um Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da CEMIG. O volume II desse atlas utiliza a medição de estações meteorológicas de centros de pesquisa no período de 2008-2015 para compor um mapa que apresenta a distribuição da irradiação em Minas Gerais.

Segundo o citado Atlas (2016), os locais favoráveis a instalação de UFVs devem ter, em média, uma radiação solar diária maior que  $5,5 \text{ kWh/m}^2$ . Verificando-se a Figura 23, retirada do Atlas de MG, nota-se que o norte do Estado, bem como sua região central e oeste possuem valores favoráveis a instalação de usinas solares.

Figura 13 - Irradiação solar diária, média anual: período 2008-2015



Fonte: Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Vol II (2016)

A seguir, será apresentada uma descrição da metodologia de varredura espacial utilizada na identificação de clusters e proposta por Kulldorff, Huang e Konty (2009).

### 3.3. METODOLOGIA DE VARREDURA ESPACIAL

Kulldorff, Huang e Konty (2009) propõem uma ferramenta estatística que possibilita a determinação de grupos de áreas ou conglomerados espaciais (*clusters*) que apresentam características similares, quando consideradas variáveis que se comportam segundo uma distribuição Normal. No modelo proposto, assume-se um conjunto de localizações espaciais  $s$ ,  $s = 1, \dots, S$  que podem ser expressas, por exemplo, pelos respectivos pares de coordenadas de latitude(s) e longitude(s). Para cada localização, ainda é possível definir variáveis aleatórias contínuas que indicam a soma de variáveis comuns de interesse em cada coordenada,  $x_s = \sum_{i \in S} x_i$ . Tais variáveis podem ser, por exemplo, o custo das obras de conexão, o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), dentre outras.

O método de varredura espacial proposto originalmente por Kulldorff (1997) considera um conjunto de estruturas circulares ( $z$ ) sobrepostas. Por exemplo, o conjunto de estruturas circulares cujos centros são definidos a partir das coordenadas das localizações espaciais  $s$  e

cujos raios variam de zero (a estrutura circular é composta somente pela coordenada do centro) até um limite superior englobando, por exemplo, 50% das localizações espaciais. Cada estrutura circular definida por  $z$  representa um conglomerado ou um *cluster* circular.

Assumindo a hipótese nula de aleatoriedade espacial, Kulldorff, Huang e Konty (2009) propõem o modelo de distribuição Normal para o comportamento estocástico da variável contínua de interesse vinculada à cada coordenada:

$$X_s \sim Normal(\mu; \sigma^2),$$

onde  $\mu$  é o parâmetro de média e  $\sigma^2$  é o parâmetro de variância. A função de verossimilhança sobre a hipótese nula é escrita na forma

$$L_0 = \prod_i \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x_i-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]. \quad (1)$$

A partir da equação (1) é possível estimar os valores de  $\mu$  e  $\sigma^2$  sob a hipótese nula. A hipótese nula consiste em assumir o mesmo parâmetro de média  $\mu$  para todas as variáveis de interesse observadas em suas diferentes localizações espaciais. A hipótese alternativa considera que as variáveis aleatórias de interesse  $x_s$  possuem uma média distinta, caso pertençam ao cluster  $z$ :

$$X_s | s \in z \sim Normal(\mu_z; \sigma^2).$$

Vale destacar que, segundo o modelo proposto por Kulldorff, Huang e Konty (2009), o parâmetro de variância é o mesmo para os elementos dentro e fora do *cluster*  $z$ . Como consequência, o estimador de máxima verossimilhança para o parâmetro de variância pode ser escrito como:

$$\sigma_z^2 = \frac{1}{N} \left[ \sum_{i \in z} x_i^2 - 2x_z \mu_z + n_z \mu_z^2 + \sum_{i \notin z} x_i^2 - 2(X - x_z) \lambda_z + (N - n_z) \lambda_z^2 \right],$$

onde  $X = \sum_i x_i$ ,  $x_z = \sum_{s \in z} x_s$ ,  $N$  é o total de observações na área de estudo,  $n_z$  é o total de observações dentro do cluster e  $\lambda_z$  é a média amostral para as observações fora do cluster  $z$ :  $\lambda_z = (X - x_z)/(N - n_z)$ .

Sob a hipótese alternativa, a função de log-verossimilhança é escrita como:

$$\ln L(z) = -N \ln(\sqrt{2\pi}) - N \ln(\sqrt{\sigma_z^2}) - \frac{1}{2\sigma_z^2} [\sum_{i \in z} x_i^2 - 2x_z \mu_z + n_z \mu_z^2 + \sum_{i \notin z} x_i^2 - 2(X - x_z) \lambda_z + (N - n_z) \lambda_z^2],$$

Na sua forma simplificada:

$$\ln L(z) = -N \ln(\sqrt{2\pi}) - N \ln(\sqrt{\sigma_z^2}) - N/2.$$

O método de varredura espacial consiste em avaliar todas as estruturas circulares definidas anteriormente, procurando identificar aquela que apresenta o maior valor da razão de verossimilhança. Desta forma, a estatística de teste é o máximo da razão de verossimilhanças:

$$\max_z L(z)/L_0,$$

que pode ser escrita na forma:

$$\max_z \left( \frac{\ln L(z)}{\ln L_0} \right) = \max_z \left[ N \ln(\sigma) + \sum_i \frac{(x_i - \mu)^2}{2\sigma^2} - \frac{N}{2} - N \ln(\sqrt{\sigma_z^2}) \right]. \quad (2)$$

Pelo último termo da equação (2), é possível verificar que o *cluster* selecionado é aquele que minimiza a variância sob a hipótese alternativa.

A estatística de teste definida pela equação (2) é aplicada a todo o conjunto de estruturas circulares e o *cluster*  $z$  que obtém o maior valor da estatística de teste é avaliado. Inferência estatística é obtida utilizando um procedimento de simulação de Monte Carlo. Sucintamente, os valores  $x_i$  são permutados entre as  $s$  localizações e novos valores para a estatística de teste são estimados. Dessa forma, é obtida uma distribuição empírica da estatística de teste sob a hipótese nula. Utilizando a distribuição empírica, valores-P são estimados a partir da proporção de valores simulados que ultrapassam a estatística de teste original. A partir da distribuição empírica, também é possível estimar valores-P para os *clusters* secundários.

O procedimento de varredura espacial para dados contínuos, descrito anteriormente, permite identificar partições contíguas e de geometria circulares em mapas no qual as variáveis de interesse dentro do *cluster* possuem parâmetros de média distintos em relação às variáveis de interesse localizadas fora do *cluster*. Portanto, o método permite identificar descontinuidades espaciais com relação ao parâmetro de média.

## 4 RESULTADOS

Considerando a metodologia apresentada na seção anterior, esta seção detalha os resultados obtidos com as análises.

### 4.1. ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES DE ACESSO

Com vistas a verificar a evolução do comportamento das soluções de conexão apresentadas para as Solicitações de Acesso dentro da área de concessão da CEMIG-D em função da concentração de pedidos, foram construídos os gráficos que permitem a avaliação da solução de conexão e respectivo custo das Solicitações recebidas entre 2018 e setembro de 2020, observando períodos trimestrais. Os gráficos foram construídos por conjuntos e por malhas da área da concessão, as quais são classificadas em: Leste (LE), Mantiqueira (MQ), Norte (NT), Oeste (OE), Sul (SU), Triângulo (TA), Centro (CN). A Figura 14 ilustra a localização dessas malhas no Estado de Minas Gerais.

*Figura 14 - Malhas da Área de Concessão da CEMIG-D*



Fonte: Fornecido pela CEMIG-D. (2021)

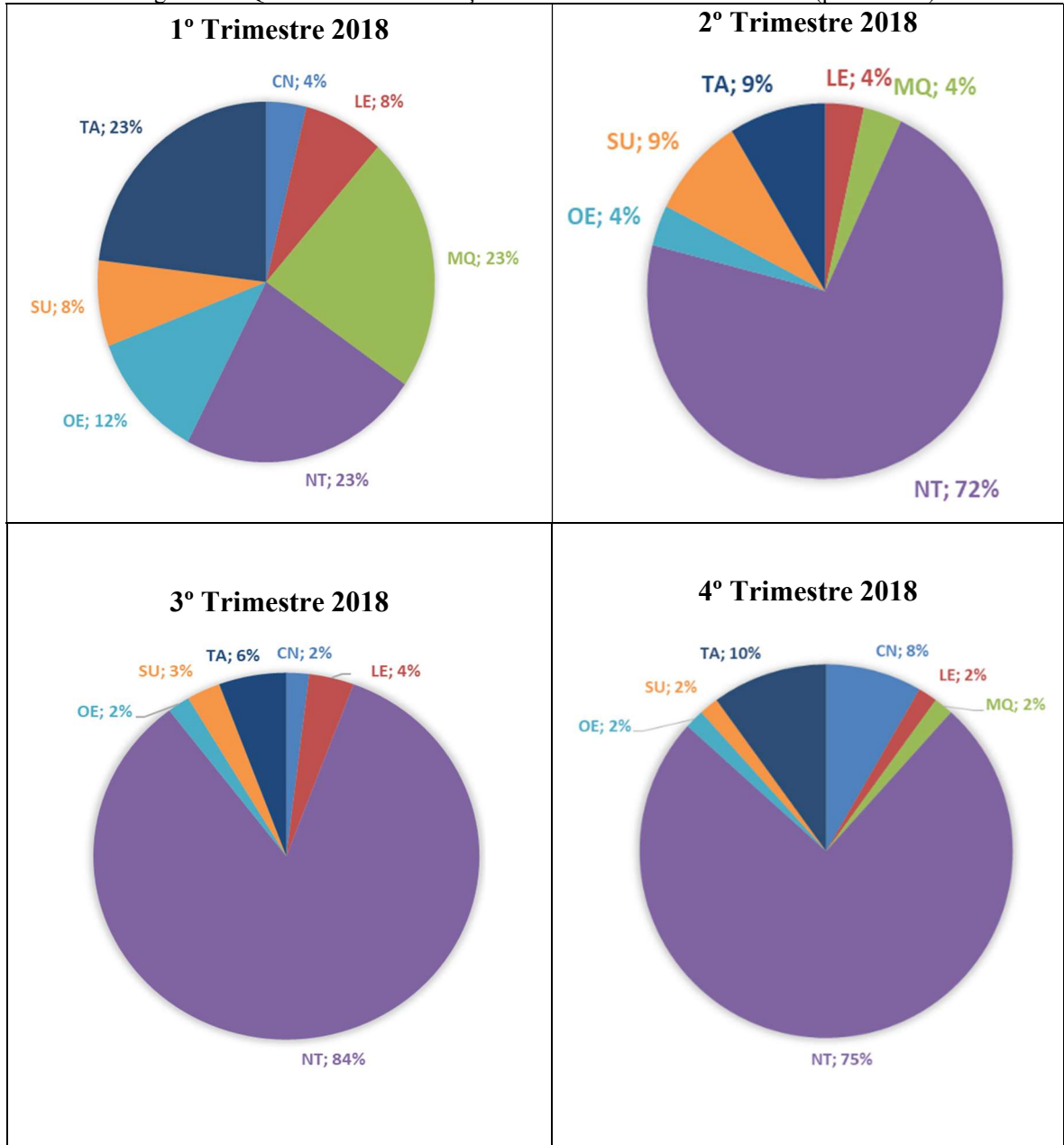
Além disso, os gráficos representam a quantidade percentual de Solicitações de Acesso recebidas com relação ao total trimestral. Optou-se por apresentar uma quantidade percentual pois essa consiste na real participação da malha no total de Solicitações recebidas pela



distribuidora no período. Também foi avaliada a potência solicitada, uma vez que essa é a grandeza que efetivamente contribui para a necessidade de investimentos no sistema de distribuição para acomodação de novas instalações de geração distribuída.

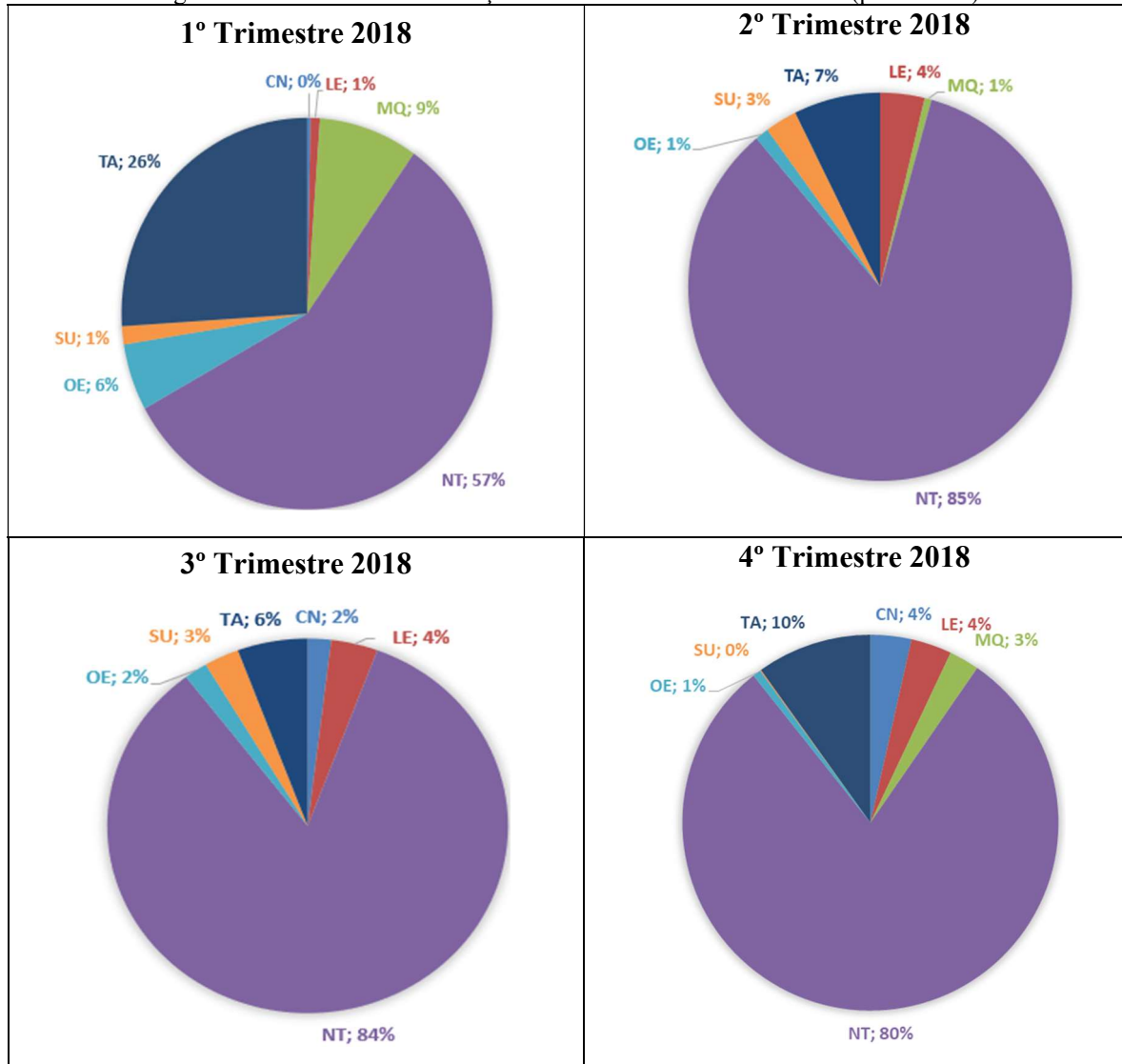
**4.1.1. Análise de 2018**

Figura 15 - Quantidade de Solicitações de Acesso Recebidas em 2018 (por malhas)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 - Potência das Solicitações de Acesso Recebidas em 2018 (por malhas)



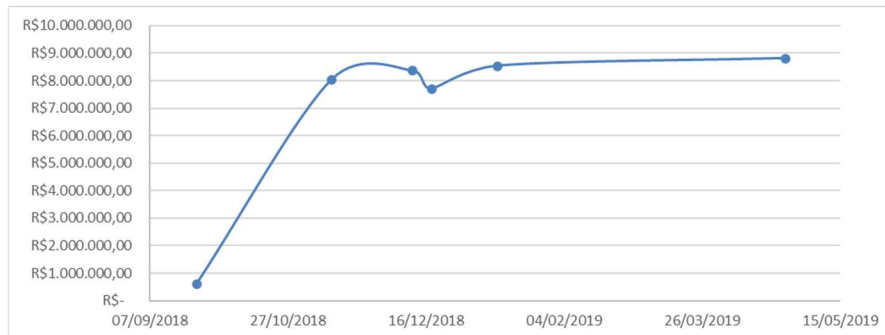
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o primeiro trimestre de 2018, conforme Figuras 15 e 16, percebe-se que as malhas Norte, Mantiqueira e Triângulo foram as que mais receberam Solicitações de Acesso, com 23% cada. Para os segundo e terceiros trimestres de 2018, nota-se já um direcionamento das Solicitações de Acesso para uma determinada área da concessão da CEMIG-D, sendo ela, a malha Norte. Conseqüentemente, a maior parte da potência solicitada também se encontra nessa malha, demonstrando que o mercado de empreendedores de GD já havia aprendido a região que poderia incorrer em maiores ganhos financeiros para eles. Uma das possíveis explicações para essa atratividade seria a conjunção de fatores como: grandes áreas disponíveis a um preço atrativo e a forte incidência de sol nessa região, o que corrobora com os resultados apresentados

na Figura 13. No último trimestre do ano, houve uma pequena diminuição na concentração das Solicitações de Acesso e potência instalada na malha Norte.

Nesse ano, ao se avaliar as soluções de conexão que foram apresentadas aos clientes, é possível se inferir que o sistema alcançou seu limite para o conjunto Corinto 1, conjunto localizado na malha Norte, uma vez que todas as Solicitações de Acesso a partir do 4º trimestre de 2018 alcançaram valores de conexões em alta tensão (AT), conforme Figura 17:

Figura 17 - Custo das obras de conexão para o Corinto 1



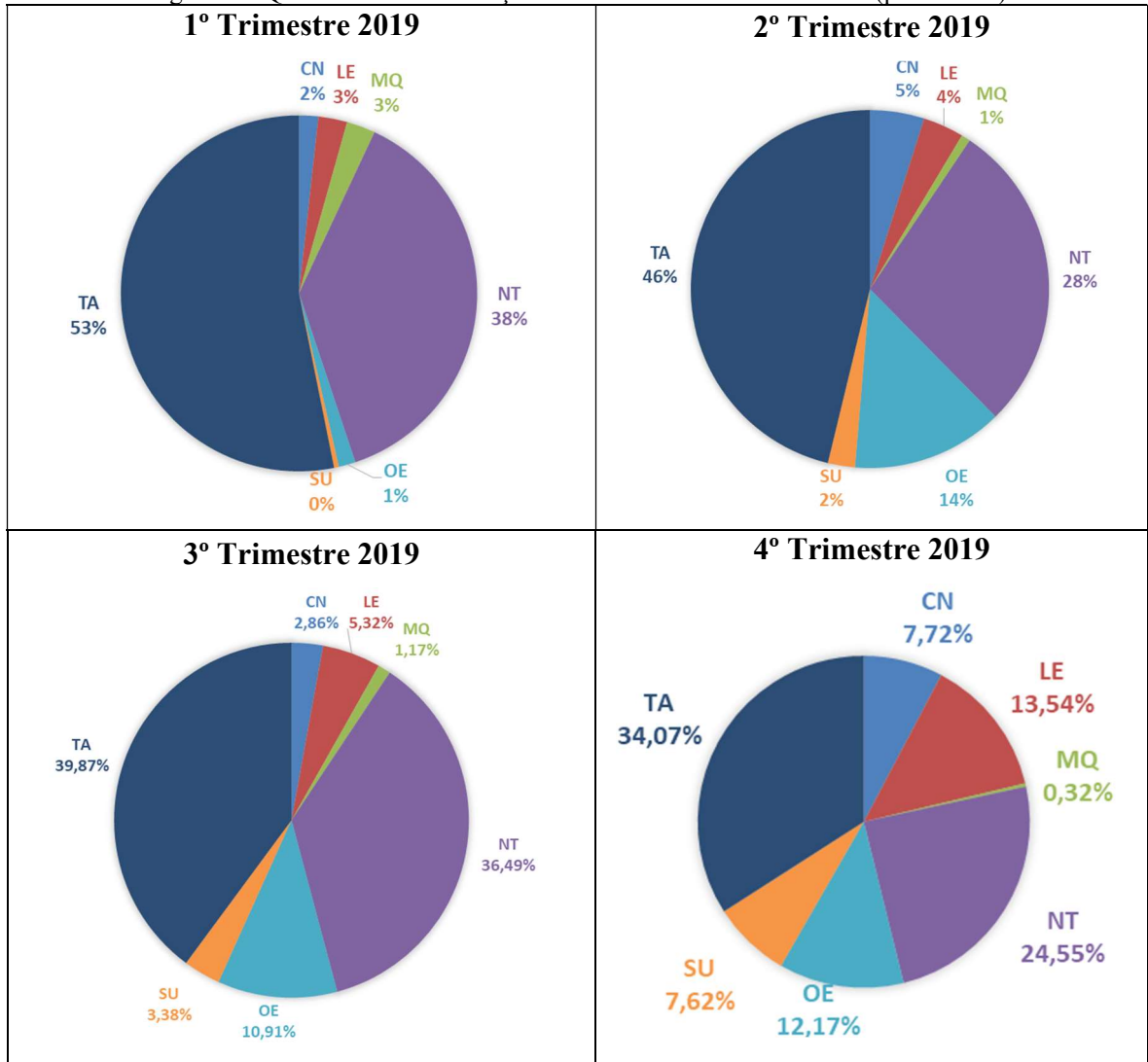
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 17 ilustra os custos das obras de conexão apresentados nos Pareceres de Acesso para as Solicitações de Acesso referentes ao conjunto Corinto 1 e recebidas entre setembro de 2018 e maio de 2019. O eixo x contém as datas das Solicitações de Acesso e o eixo y contém os custos das obras. Nesse período, foram avaliadas 6 Solicitações de Acesso, as quais são identificadas pelos pontos. Como pode ser visto, a partir de outubro de 2018, os custos de todas as obras superaram os R\$ 5 milhões, indicando conexões na AT. Assim, conclui-se que esse conjunto atingiu o esgotamento de sua capacidade de conexão em MT.

#### 4.1.2. Análise de 2019

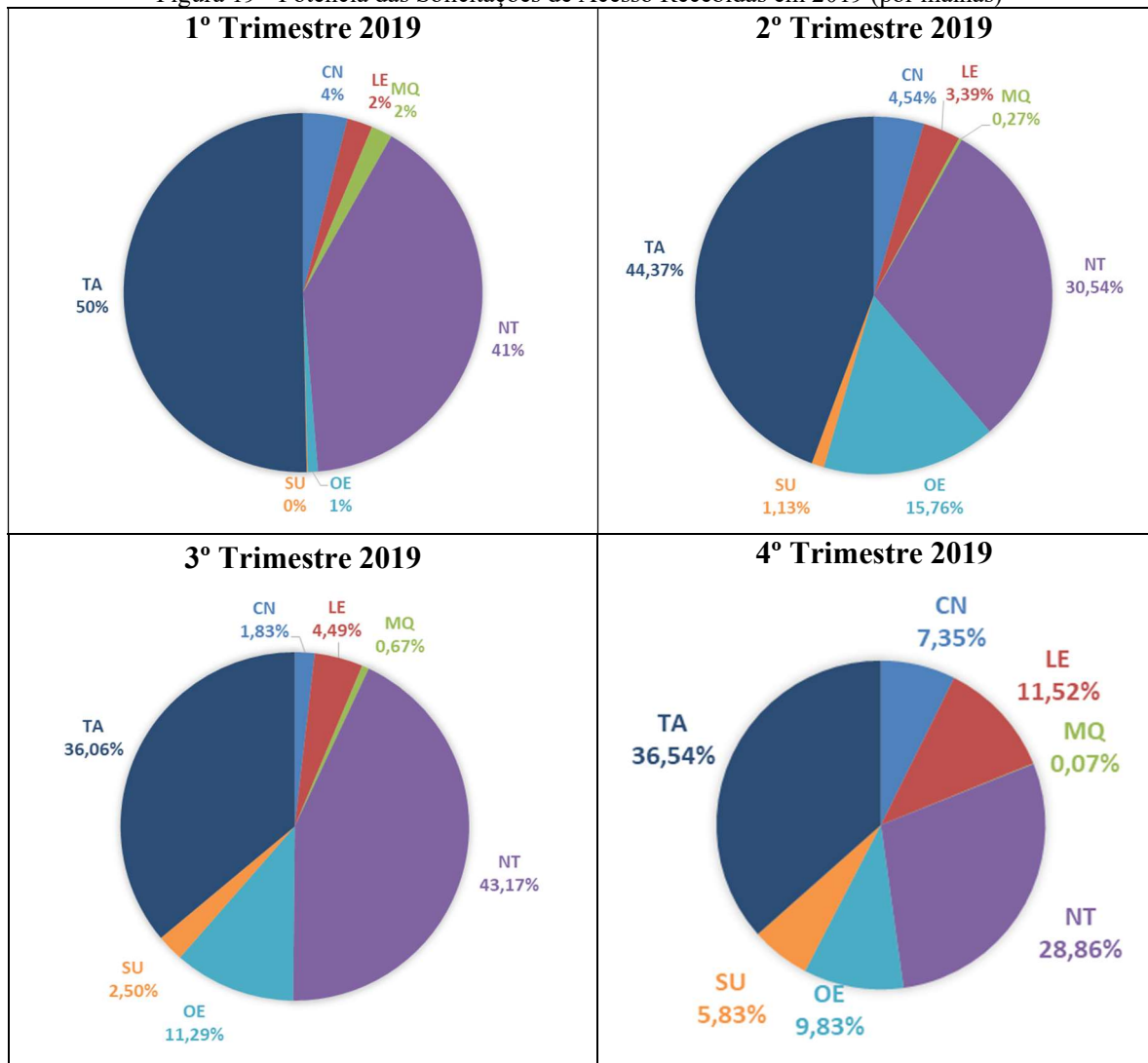
Em 2019, a geração distribuída atingiu um crescimento extremamente elevado, o que já foi percebido logo no primeiro trimestre do ano. Para as malhas da região de concessão da CEMIG-D, as Solicitações de Acesso e suas respectivas potências instaladas se concentraram nas malhas Triângulo e Norte, sendo que, ao longo deste ano, pela primeira vez, a malha Norte ficou em segundo lugar.

Figura 18- Quantidade de Solicitações de Acesso Recebidas em 2019 (por malhas)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19 - Potência das Solicitações de Acesso Recebidas em 2019 (por malhas)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Pelas Figuras 18 e 19, nota-se já uma predominância de conjuntos da malha Triângulo em três trimestres de 2019. No último trimestre, ocorreu uma maior dispersão com aumento significativo das malhas que, até o momento, possuíam uma quantidade inexpressiva de Solicitações de Acesso. Essa alteração na região de interesse pode indicar várias hipóteses como:

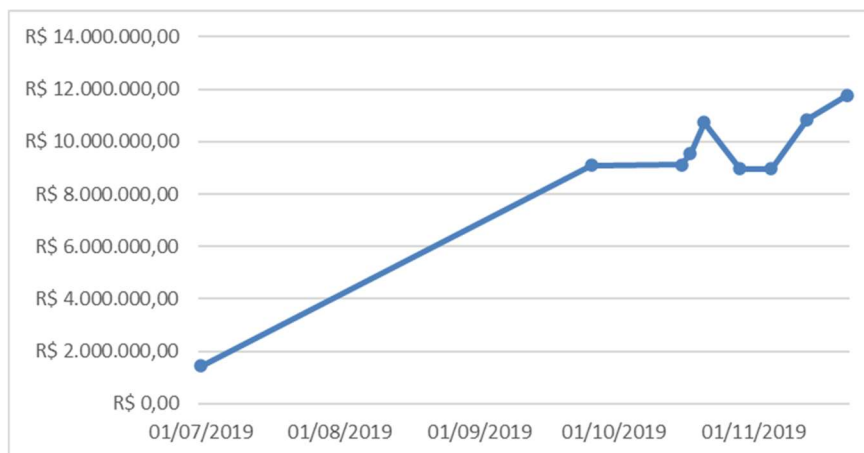
- As soluções de conexão das Solicitações de Acesso na malha Norte passaram a apresentar custos elevados de conexão em função da grande quantidade de potência das Solicitações recebidas, o que provocou um “esgotamento do sistema elétrico”, necessitando de obras mais complexas para a acomodação de mais injeções de geração distribuída;
- As empresas integradoras, ou seja, aquelas que constroem as usinas e as alugam para outros clientes passaram a tentar expandir mais seus negócios, focando também em

outras áreas que ainda possuíam muita disponibilidade de terrenos e irradiação solar considerável;

- A geração distribuída tem se tornado cada vez mais famosa e consumidores de todas as áreas de concessão da CEMIG-D que antes desconheciam as condições para conexão ou não tinham interesse nelas, apresentaram Solicitações de Acesso.

Avaliando tais hipóteses, foi possível verificar o esgotamento da capacidade de acomodação de geração distribuída de alguns conjuntos dessas regiões que eram o foco das Solicitações de Acesso. Como exemplo, pode-se destacar o conjunto Bocaiúva, localizado na malha Norte. Pela análise de seus Pareceres de Acesso, todas as soluções de acesso a partir de julho de 2019 necessitavam de obras de AT (subestações compactas (SECI) ou SE de integração), ou seja, no começo do 3º trimestre. Esses indícios de esgotamento também levaram em consideração os pareceres anteriores a julho de 2019 cuja distância do empreendimento à SE foi determinante para o cálculo do valor da obra. Quanto maior é a distância entre a usina e a SE, maior a dificuldade de acomodação das injeções dentro dos limites técnicos estabelecidos, resultando assim em um maior valor das obras para a conexão. Isso ocorre em função da extensão de trechos longos de rede, os quais, para manter os níveis de tensão dentro dos valores regulatórios permitidos, necessitam de uma bitola maior ou mesmo construção de subestações compactas. A Figura 20 ilustra essa situação. Pela sua análise, percebe-se que, a partir de outubro de 2019, todas as Solicitações de Acesso de minigeração distribuída para o conjunto Bocaiúva necessitaram de obras em AT. Foram avaliadas 9 Solicitações de Acesso nesse período.

Figura 20 - Custo das obras de conexão para Bocaiúva

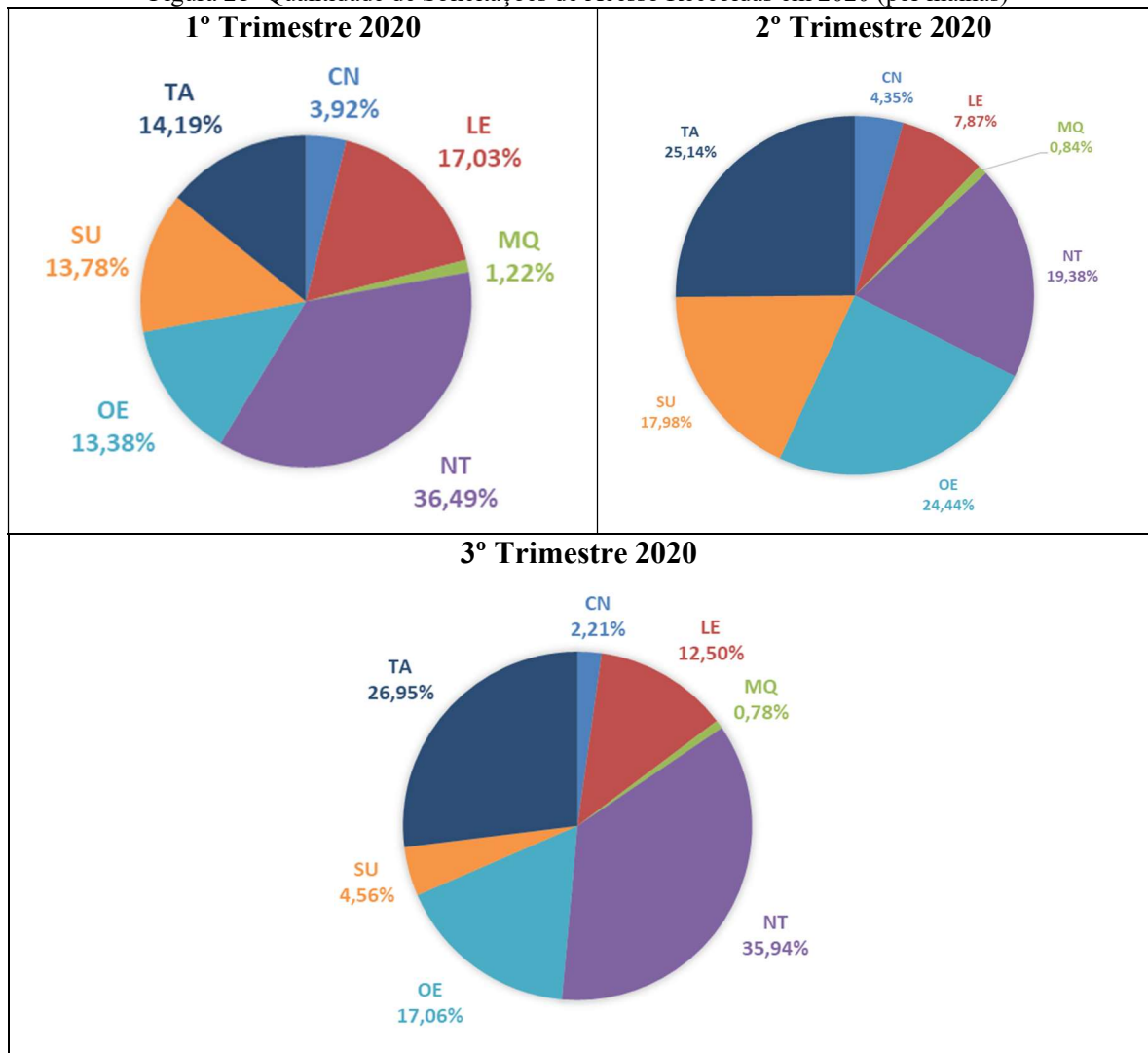


Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.1.3. Análise de 2020

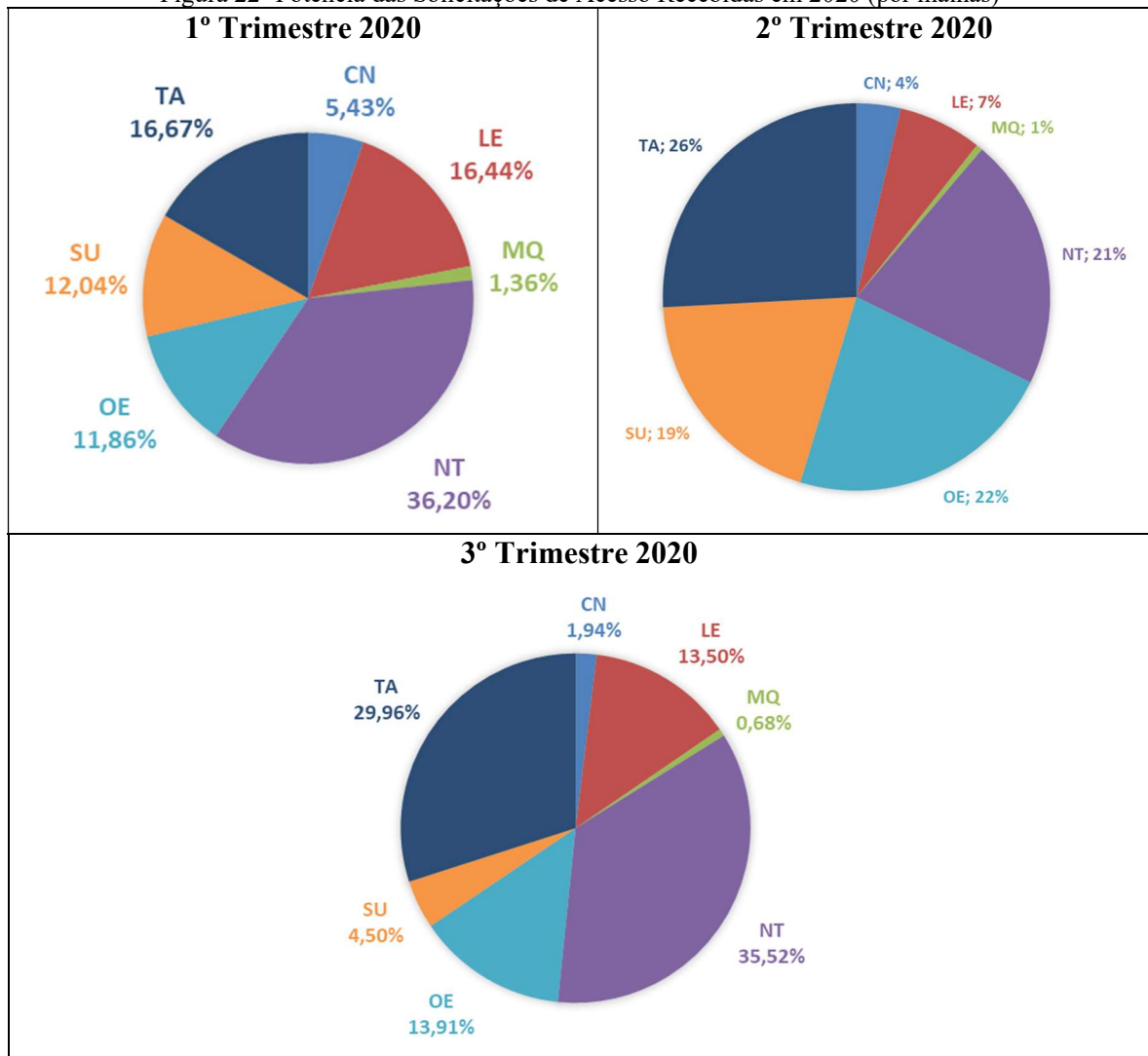
Conforme observado nas Figuras 21 e 22, para o primeiro trimestre de 2020, destaca-se que a malha Norte voltou a ser a malha mais visada no recebimento das Solicitações de Acesso. Outro ponto a se destacar é a dispersão entre as malhas que tem se tornando cada vez maior, uma vez que o percentual das demais malhas aumentou junto com a diminuição do percentual da malha Triângulo, o que também se observa em termos de potência instalada.

Figura 21- Quantidade de Solicitações de Acesso Recebidas em 2020 (por malhas)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22- Potência das Solicitações de Acesso Recebidas em 2020 (por malhas)

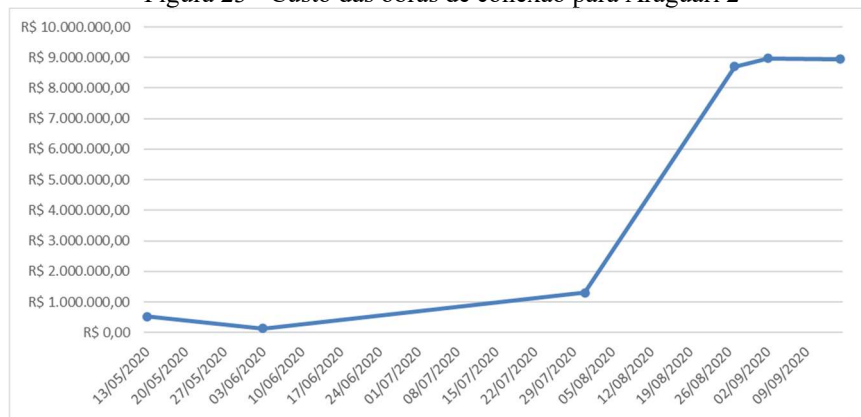


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesses trimestres, ao se analisar as soluções de acesso para esses conjuntos, percebe-se que uma quantidade maior alcançou a saturação para a conexão em MT, abrangendo diversas regiões, principalmente o Triângulo. Exemplos desses casos são os conjuntos Araguari 2, localizado no Triângulo, e Taiobeiras, localizado na malha Norte, cujas evoluções temporais dos custos das obras são ilustradas nas Figuras 23 e 24. Assim como mostrado nas Figuras 17 e 20, as figuras 23 e 24 apresentam o comportamento das soluções de conexão no tempo, indicando, para ambos os conjuntos, que no segundo semestre de 2020 eles atingiram o esgotamento de sua capacidade de conexão na MT, com custo de obras superiores a R\$ 8 milhões.

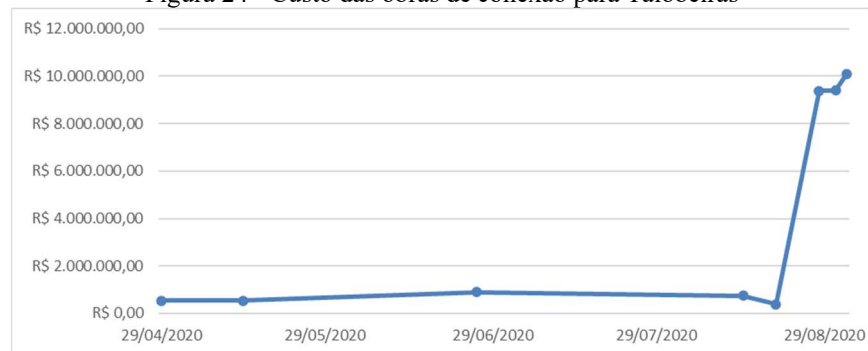


Figura 23 - Custo das obras de conexão para Araguari 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 - Custo das obras de conexão para Taiobeiras



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com isso, é possível verificar que a concentração da geração distribuída em conjuntos com baixa carga traz o aumento dos investimentos necessários, seja pela distribuidora, seja pelo cliente, visando manter os níveis de qualidade da rede de distribuição. Também é possível verificar que a maior concentração de minigeração se deu justamente nas áreas mais atrativas de acordo com o apresentado na Figura 13. Visando validar essa conclusão sob o ponto de vista estatístico, a próxima seção apresenta os resultados da análise espacial realizada.

## 4.2. RESULTADOS DA ANÁLISE ESPACIAL

Utilizando o software SaTScan, foram realizadas análises de *clusters* para os dados de Solicitações de Acesso de minigeração distribuída que a CEMIG-D recebeu entre 2017 e setembro de 2020. O objetivo foi encontrar *clusters* a cada ano considerando as seguintes variáveis:

- Custo total da obra de conexão
- ERD – Encargo de Responsabilidade da Distribuidora
- PFC – Participação Financeira do Consumidor
- kW- corresponde à potência da usina.

As três primeiras variáveis dizem respeito ao custo da obra e podem ser indicativos de esgotamento do sistema de distribuição para a conexão das usinas. Assim, quanto maior o custo da obra, maior é a chance de que o sistema já tenha acomodado toda a geração possível e, para as novas Solicitações de Acesso, necessite de mais obras. Quando os custos ultrapassam R\$ 5 milhões, já é um indicativo de conexão em AT, dependendo de subestações de integração ou subestações compactas integradas (SECI).

Considerando essas variáveis, espera-se identificar regiões nas quais a GD não postergou investimentos por parte da CEMIG-D, o que será observado por *clusters* com ERD muito elevado. Em contrapartida, também será possível verificar quais regiões seriam mais “atraentes” para a conexão de GD, sendo aquelas com menor PFC.

Outra forma de se identificar as regiões de maior interesse e, conseqüentemente, que podem já ter esgotado sua capacidade de acomodação de geração distribuída é por meio da potência da usina. Assim, seguindo a mesma linha, foram construídos *clusters* com as maiores potências, visando identificar regiões cuja capacidade encontra-se esgotada, e *clusters* com as menores potências, com a intenção de se mapear regiões que ainda possuem capacidade de conexão de GD sem a necessidade de obras de AT.

Os resultados são apresentados nas seções seguintes em formato de tabelas e mapas. As tabelas trazem o percentual de Solicitações de Acesso que se encontram nos *clusters* e o percentual que se encontra na referência, ou seja, fora dos *clusters*. Os *clusters* podem ser primários ou secundários. O primário é aquele com o menor valor-p e os secundários são os que possuem um valor-p significativo, mas maior do que o valor-p do *cluster* primário. Considera-se que o valor-p é significativo quando ele é menor do que 0,05.

Já os gráficos mostram as localizações das Solicitações de Acesso por conjuntos elétricos. Em outras palavras, cada divisão do mapa é um conjunto elétrico e os pontos são as Solicitações de Acesso. Os pontos azuis estão na referência, enquanto os pontos das outras cores se localizam nos *clusters*.

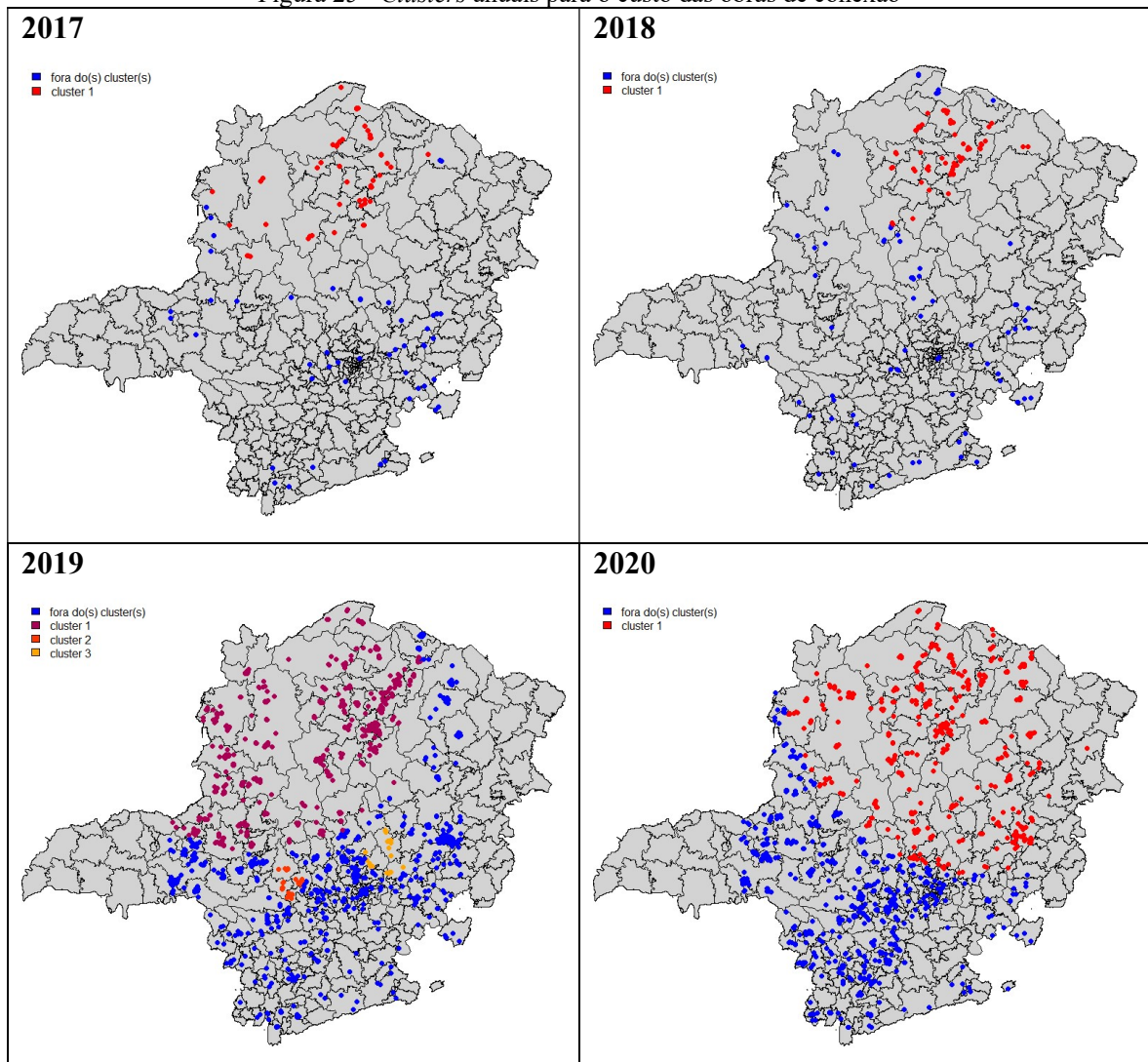
#### 4.2.1. Custo total da obra

Inicialmente, foram geradas as informações contidas na Tabela 4 e Figura 25 para o custo total da obra:

Tabela 4 - *Clusters* para o custo da obra

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	Custo médio da Obra (R\$)
2017	Referência	56	50,45%		617.086,39
	Primário	55	49,55%	0,001	1.220.977,48
2018	Referência	102	52,85%		1.686.327,78
	Primário	91	47,15%	0,001	4.681.351,14
2019	Referência	853	50,18%		9.166.848,82
	Primário	767	45,12%	0,001	15.957.534,8
	Secundário	42	2,47%	0,001	29.432.552,7
	Secundário	38	2,24%	0,014	25.720.670,4
2020	Referência	642	53,06%		10.773.445,28
	Primário	568	46,94%	0,001	17.474.964,64

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 - *Clusters* anuais para o custo das obras de conexão

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto aos custos das obras, para o ano de 2017, das 110 Solicitações de Acesso de minigeração, foi identificado 1 *cluster* estatisticamente significativo que contém a metade das observações. O valor médio do custo das obras desse *cluster* é de R\$ 1.220.977,48, um valor que ainda indica obras em MT. Considerando que os pontos vermelhos representam as Solicitações de Acesso que compuseram o *cluster* nesse ano, percebe-se o início de uma maior concentração na região norte do Estado, o que pode ser um dos motivos para um custo médio maior das obras.

Em 2018, das 195 Solicitações de Acesso de minigeração, foi identificado 1 *cluster* estatisticamente significativo que contém 47% das observações e localiza-se na mesma região do *cluster* encontrado em 2017. O valor médio do custo das obras desse *cluster* é de R\$ 4.681.351,14, quase 4 vezes maior que o valor encontrado em 2017. Esse aumento no custo das

obras em uma mesma região sinaliza que, em 2018, a maior procura dos consumidores se manteve na região norte de MG, podendo ser resultante de duas hipóteses:

- início do esgotamento da capacidade de acomodação de GD em MT nessa região;
- Solicitações de Acesso com potências altas e muito distantes da subestação, o que gera uma maior sobretensão e demanda mais obras para sua conexão.

Para se determinar qual das hipóteses foi a responsável pelo aumento do custo médio, é necessário avaliar cada Solicitação de Acesso na região e verificar se, a partir de determinado momento, todas as Solicitações receberam solução de conexão em AT. Tal avaliação foi realizada na seção anterior e não indicou esgotamento do sistema de MT nesse período. Fora do *cluster*, também se nota um aumento no valor das obras, indicando que as Solicitações de Acesso ao longo do restante da área de concessão também se acentuaram.

Em 2019, como já comentado, houve um aumento ainda mais vertiginoso na quantidade de Solicitações de Acesso de minigeração distribuída, as quais somaram um total de 1.744 Solicitações divididas em 3 *clusters* que consideraram os custos das obras.

Assim como esperado com base nos resultados dos anos anteriores, foi formado um *cluster* na região norte de MG com um custo médio de obras superior a R\$ 15 milhões, o que indica que a maior parte das Solicitações de Acesso teve solução de conexão em AT.

Para os demais *clusters*, o custo médio das obras é superior a R\$ 20 milhões, o que também aponta para soluções de conexão em AT. Esses *clusters* estão localizados próximos à Belo Horizonte, região que ainda não havia se mostrado um foco para as Solicitações de Acesso dos clientes. A identificação desses *clusters* associada com o custo das obras pode indicar o início de uma migração da zona de interesse para apresentação das Solicitações de Acesso dos consumidores que desejam se tornar minigeradores distribuídos, motivada pelos altos custos das obras necessárias para a conexão da região norte do Estado. Em outras palavras, os consumidores passaram a buscar outras áreas para instalar suas futuras usinas devido aos elevados custos das obras.

Os demais pontos que não foram agrupados em *clusters* também tiveram um alto custo médio das obras, superior a R\$ 9 milhões. Nesse caso, por estarem dispersos ao longo do Estado, não é possível afirmar que esse elevado custo esteja relacionado a um esgotamento do sistema, sendo mais provável que a média tenha se elevado devido a Solicitações de Acesso de potência significativa que se localizam a grandes distâncias das subestações.

Para 2020, os dados disponíveis para o estudo contemplam até o mês de setembro, acumulando um montante de 1.238 Solicitações de Acesso para minigeração distribuída. Considerando o custo das obras elencadas nesse período, o *cluster* encontrado parece ser uma

expansão do cluster encontrado em 2019, abrangendo a região norte do Estado e se espalhando para o oeste e centro, contendo pouco menos da metade das Solicitações de Acesso de minigeração recebidas nesse período.

O custo médio das obras contidas no *cluster* já denota conexão em AT, o que pode ser um indicativo de que o esgotamento da capacidade do sistema presenciado no norte de MG esteja se espalhando para as demais regiões do Estado. Isso poderá ser mais bem explorado com as análises das demais variáveis.

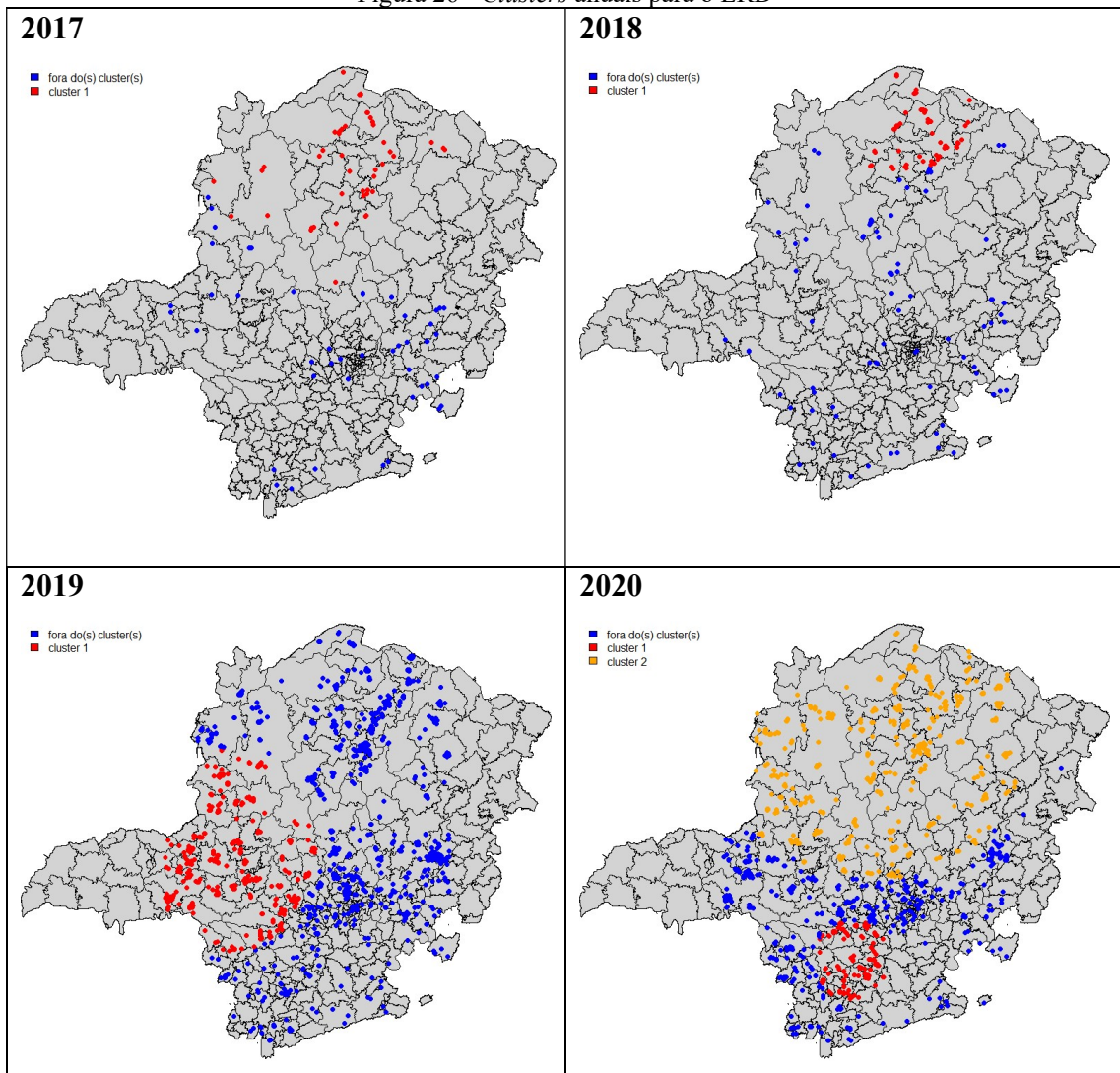
#### 4.2.2. Encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD)

No que tange ao ERD, o resultado da clusterização é apresentado na Tabela 5 e Figura 26.

Tabela 5 - *Clusters* para o ERD

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	ERD médio (R\$)
2017	Referência	55	50,00%		485.325,82
	Primário	55	50,00%	0,001	1.545.641,01
2018	Referência	114	59,07%		667.134,04
	Primário	79	40,93%	0,001	1.272.390,95
2019	Referência	1.110	65,29%		773.451,78
	Primário	590	34,71%	0,001	1.050.164,03
2020	Referência	446	36,86%		791.248,384
	Primário	162	13,39%	0,001	1.098.405,91
	Secundário	602	49,75%	0,002	997.499,728

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 - *Clusters* anuais para o ERD

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em termos de ERD, conforme esperado, também foi observado um *cluster* com a mesma localização do *cluster* observado para o custo total da obra. Isso ocorre, pois, enquanto não há o esgotamento do sistema de MT, o ERD tende a cobrir a maior parte dos custos das obras e, portanto, acompanha o comportamento do custo total da obra. Conforme pode ser visto, no *cluster* encontrado, o ERD médio é superior ao custo médio das obras, indicando condições favoráveis, sob a ótica do consumidor, para instalação de GD.

O ano de 2018, assim como em 2017, também teve um comportamento que acompanhou o do custo da obra, indicando que a distribuidora ainda arcava com grande parte das obras na região do *cluster*, sendo, portanto, interessante sob o ponto de vista do consumidor que instalará sua GD. No entanto, apesar de o ERD médio do *cluster* ter ficado abaixo do custo médio total da obra, somente pela análise dessas informações, não é possível afirmar que essa região já tenha esgotado sua capacidade de acomodação de GD em MT.

Para 2019, foi formado somente um *cluster* situado na região oeste do Estado. Nos últimos anos, os *clusters* relativos ao ERD acompanharam os *clusters* referentes aos valores das obras, o que é um indicativo de que as soluções de conexão estavam ocorrendo em MT. Quando as soluções passam a se dar em AT, conforme fórmula para cálculo do ERD, o valor do ERD cai e, conseqüentemente, maior parte do custo total da obra é arcada pelos consumidores.

Assim, esse *cluster* formado em 2019 referente ao ERD dá a entender que o foco das Solicitações de Acesso passou a ser a região oeste de MG e que ela ainda não atingiu o esgotamento do sistema, tendo em vista que o ERD médio é pouco superior a R\$ 1 milhão, o que não denota soluções de conexão em AT.

Em 2020, percebe-se a formação de dois *clusters*. Um deles, com 448 observações, está situado na região norte do Estado, região essa que, pelas análises conduzidas até o momento, já se encontrava saturada para a conexão de GD. Esse *cluster* também contempla a região leste do Estado, sendo a primeira vez que ela foi incluída na formação de algum *cluster*. Comparando-se o valor médio do ERD apresentado na tabela 2 com o custo médio das obras para o *cluster* encontrado anteriormente, percebe-se que o ERD cobre apenas pequena parte do valor das obras. Portanto, a formação desse *cluster* não invalida a conclusão de que a região norte já havia atingido seu limite para conexão de GD em MT e aponta para um possível esgotamento da região leste.

Para o segundo *cluster*, percebe-se que ele está localizado mais próximo ao sul do Estado, indicando que, uma região antes com pouca procura pode estar caminhando para se tornar o foco das Solicitações de Acesso, uma vez que tem demandado mais investimentos por parte da distribuidora para acomodar a geração que lá será instalada.

#### **4.2.3. Participação financeira do consumidor (PFC)**

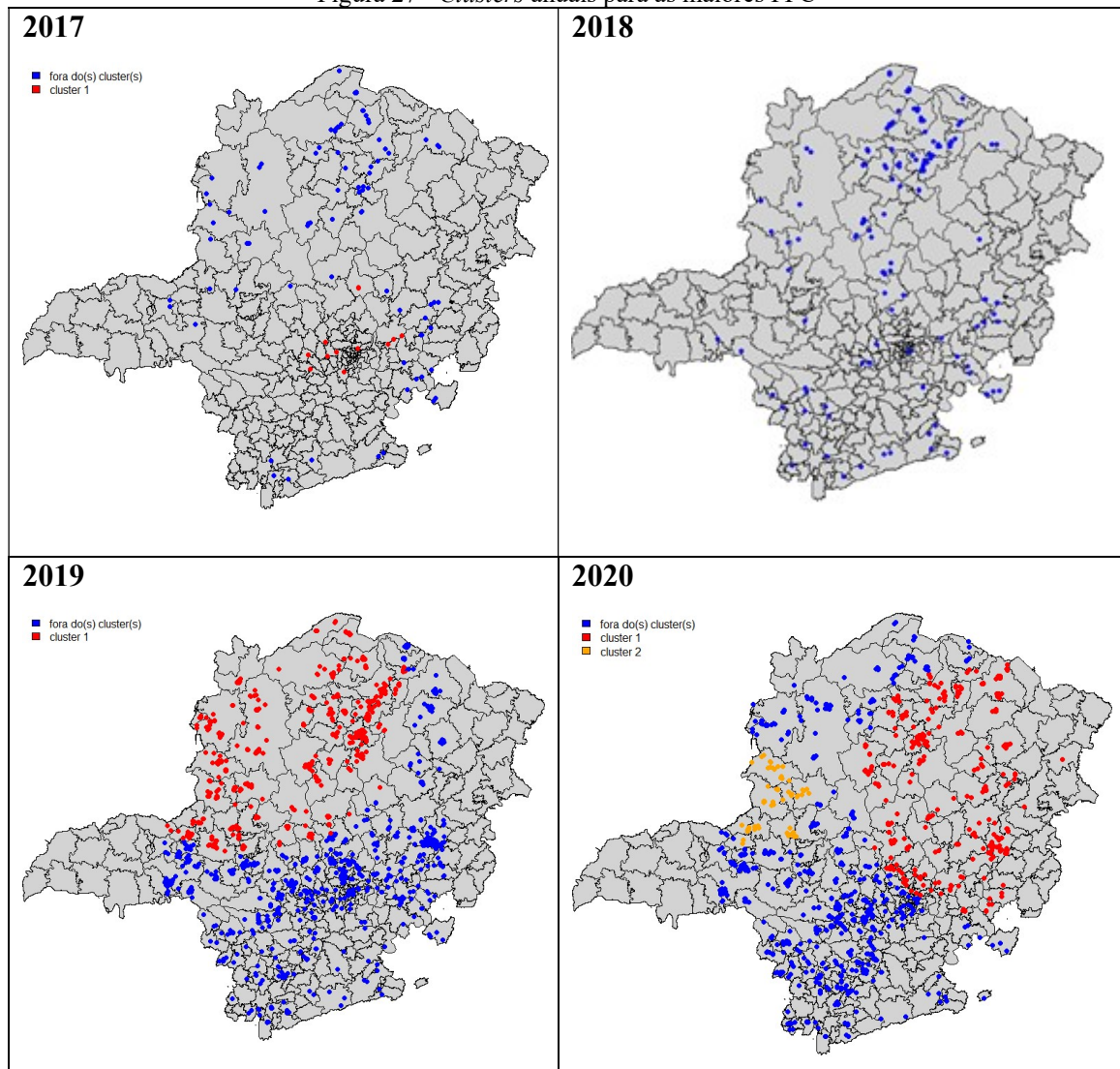
Para a participação financeira do consumidor (PFC), foram realizadas duas análises: *clusters* com os maiores valores de PFC e *clusters* com os menores valores de PFC. Os resultados da análise com as maiores PFC são apresentados na Tabela 6 e Figura 27.



Tabela 6 - *Clusters* para as maiores PFC

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	Maiores PFC - Valor Médio (R\$)
2017	Referência	97	88,18%		83.413,16
	Primário	13	11,82%	0,028	508.361,95
2018	Referência	193	100,00%		2.009.967,17
2019	Referência	933	54,88%		9.917.161,95
	Primário	767	45,12%	0,001	15.151.803,9
2020	Referência	688	56,86%		11.398.627,8
	Primário	441	36,45%	0,001	14.554.140,7
	Secundário	81	6,69%	0,008	18.463.795,2

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 - *Clusters* anuais para as maiores PFC

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em 2017, quanto à participação financeira do consumidor na obra, foi encontrado somente um *cluster* que representa os locais nos quais há maior PFC e, portanto, podem indicar

o início de uma saturação do sistema de distribuição. Conforme Tabela 6, o valor médio ainda é inferior a R\$ 1 milhão, o que mostra que o sistema, em 2017, ainda possuía capacidade de acomodação de GD. Em 2018 não foram encontrados *clusters*, o que significa que não houve um padrão de concentração das maiores PFC nos conjuntos elétricos da CEMIG-D.

Em uma primeira análise, pode-se esperar que o *cluster* das maiores PFC se localizasse nos mesmos locais dos *clusters* com maiores valores de obras e também de ERD. No entanto, isso não ocorre, pois, uma vez que a PFC é a diferença entre o custo da obra e o ERD, os locais que possuem altos valores de ERD possuem baixa PFC. Assim, ao observar esses mapas, pode-se concluir que seria interessante realizar Solicitações de Acesso em locais não contidos no *cluster*, para se obter uma menor participação financeira do consumidor.

Para 2019, nota-se um *cluster* formado na região norte do Estado, condizente com a interpretação de que a capacidade do sistema se encontra esgotada para conexões em MT, o que faz com que as soluções de conexão se deem em AT, o que diminui o ERD e aumenta a participação financeira do consumidor, tornando-se uma região pouco atrativa do ponto de vista financeiro para os consumidores que desejem conectar suas GD. Esse esgotamento foi também demonstrado na seção anterior, para o conjunto Bocaiuva.

Os valores médios de PFC indicam conexões em AT, sendo quase que integralmente arcadas pelos consumidores. Assim, pode-se concluir que o *cluster* formado encontra-se com sua capacidade de acomodação de GD em MT esgotada, dependendo de obras para aumentar essa capacidade.

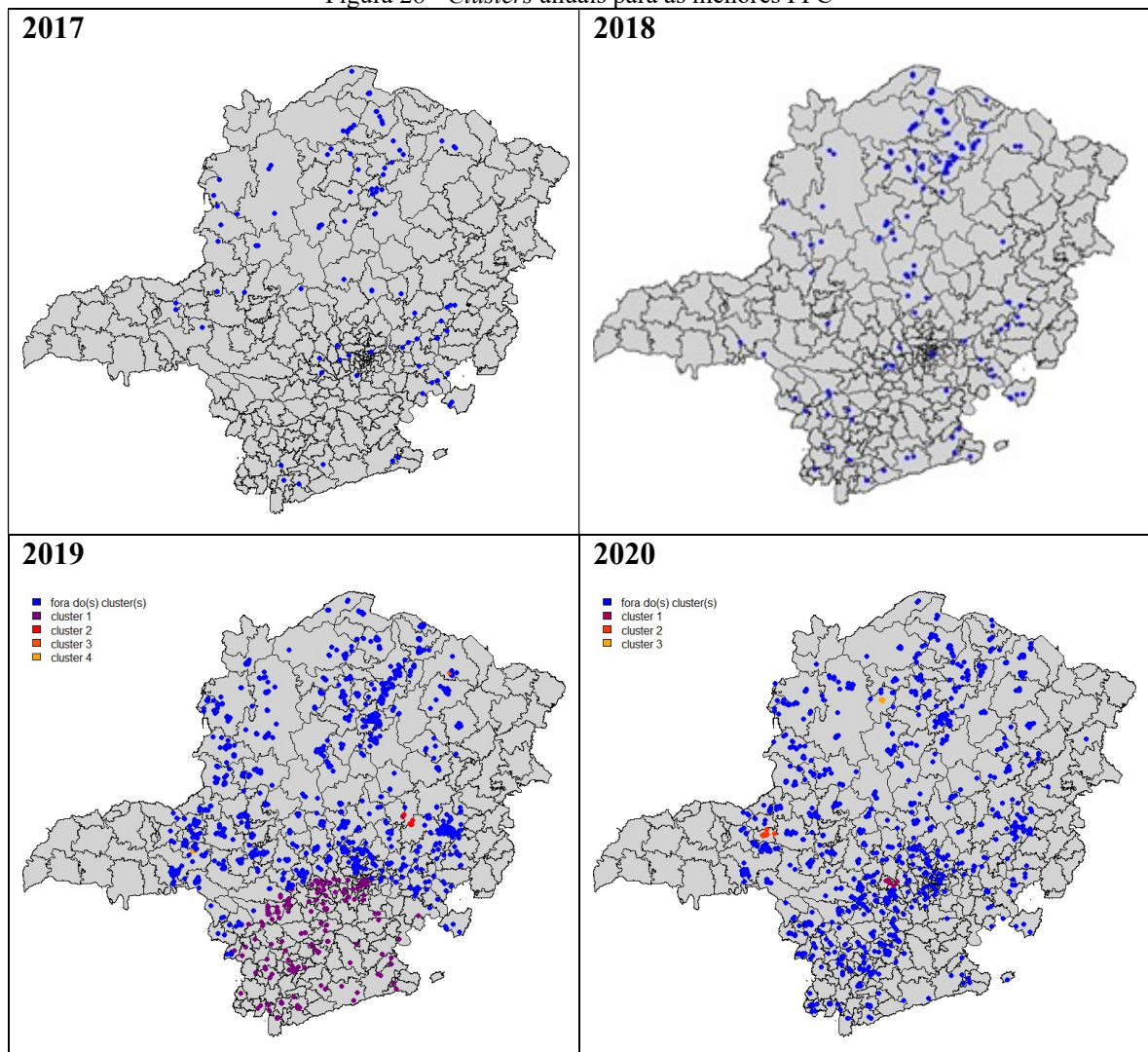
Para 2020, foram encontrados dois *clusters* situados nas regiões norte e leste (*cluster 1*) e na região oeste (*cluster 2*). Os altos valores médios de PFC indicam a conexão em AT, situação já conhecida na região norte. Assim como na avaliação do ERD, esse *cluster* também alcançou a região leste, o que pode também ser um indício de esgotamento do sistema dessa região. O *cluster* da região oeste também apresentou um alto valor médio de PFC, indicando que essa região também já deve ter atingido limite de sua capacidade de acomodação de geração distribuída em MT, tendência já esperada, uma vez que passou a ser o foco das Solicitações de Acesso. A seguir, são apresentados os resultados para as menores PFC por meio da Tabela 7 e Figura 28.

Tabela 7- Clusters para as menores PFC

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	Menores PFC - Valor Médio (R\$)
2017	Referência	110	100,00%		107.585,69
2018	Referência	193	100,00%		2.009.967,17
2019	Referência	1.472	86,59%		13.595.785,61
	Primário	204	0,12%	0,001	4.215.219,81
	Secundário	10	0,59%	0,007	104.481,09
	Secundário	7	0,41%	0,038	10.976,60
	Secundário	7	0,41%	0,043	17.545,71
2020	Referência	1.182	97,69%		13.287.052,1
	Primário	12	0,99%	0,001	4.227.167,96
	Secundário	9	0,74%	0,004	18.454,44
	Secundário	7	0,58%	0,008	1.670,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 - Clusters anuais para as menores PFC



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para os menores valores de PFC, não foram encontrados *clusters* em 2017 e 2018, o que indica que as menores PFC não seguiram um padrão de concentração em determinados conjuntos da CEMIG-D nesses anos.

Em 2019, foi possível a obtenção de 4 *clusters*, sendo que o maior desses *clusters* localiza-se na região sul do Estado e possui um valor médio relativamente alto, mas que ainda não indica conexões em AT. É possível que esse valor médio, quando comparado ao do ano anterior, tenha aumentado em função de Solicitações de Acesso de potências elevadas distantes das subestações. Ainda assim, a formação desse *cluster* dá a entender que essa seria uma região interessante para a conexão de GD sob o ponto de vista do desembolso que será necessário por parte do consumidor que deseja se tornar um minigerador distribuído. Já a referência apresenta um valor médio muito elevado, o que possibilita a interpretação de que Solicitações de Acesso fora da região sul receberiam uma solução de acesso em alta tensão.

Em 2020, visando identificar locais ainda atrativos para os empreendedores de GD, foram formados 3 pequenos *clusters* com pouquíssimas observações e com valores de participação financeira que indicam ainda conexões em MT.

#### 4.2.4. Potência das usinas

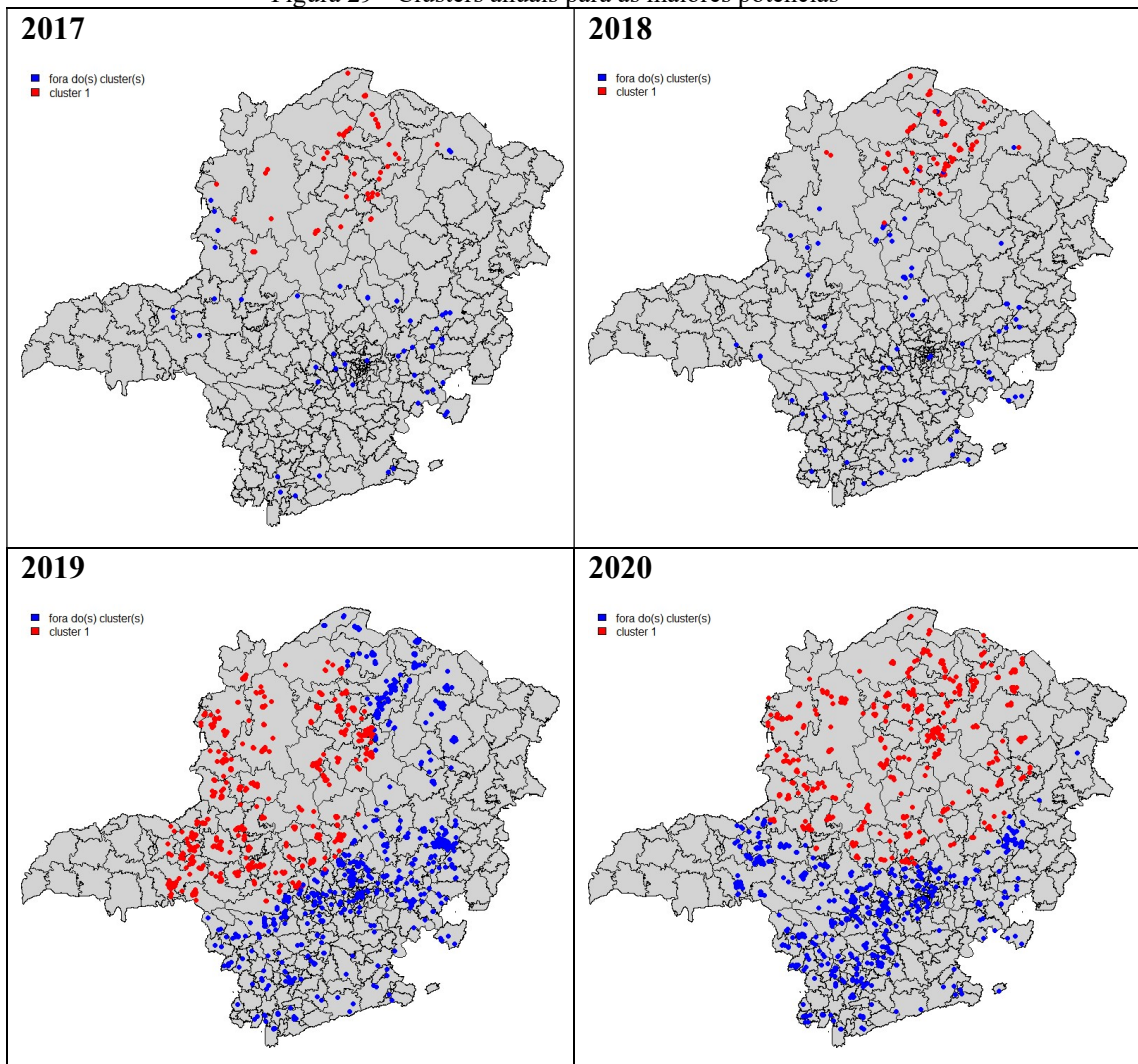
No que tange às maiores potências das usinas, os resultados são apresentados pela Tabela 8 e Figura 29.

Tabela 8 - *Clusters* para as maiores potências

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	Maiores potências – Valor médio (kW)
2017	Referência	56	50,91%		1.252,23
	Primário	54	49,09%	0,001	3.308,93
2018	Referência	102	52,85%		1.750,3
	Primário	91	47,15%	0,001	3.147,3
2019	Referência	851	50,06%		2.044,68
	Primário	849	49,94%	0,001	2.496,37
2020	Referência	608	50,25%		1.823,56
	Primário	602	49,75%	0,001	2.196,27

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 - Clusters anuais para as maiores potências



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em 2017 e 2018, foi encontrado um *cluster* para as maiores potências e, como esperado, se assemelha aos *clusters* do custo da obra e do ERD, o que indica uma região de interesse por parte dos consumidores que apresentaram Solicitações de Acesso e que, em conjunto com as análises feitas para as demais variáveis, indica que o sistema ainda não apresentou sinais de esgotamento das conexões em MT.

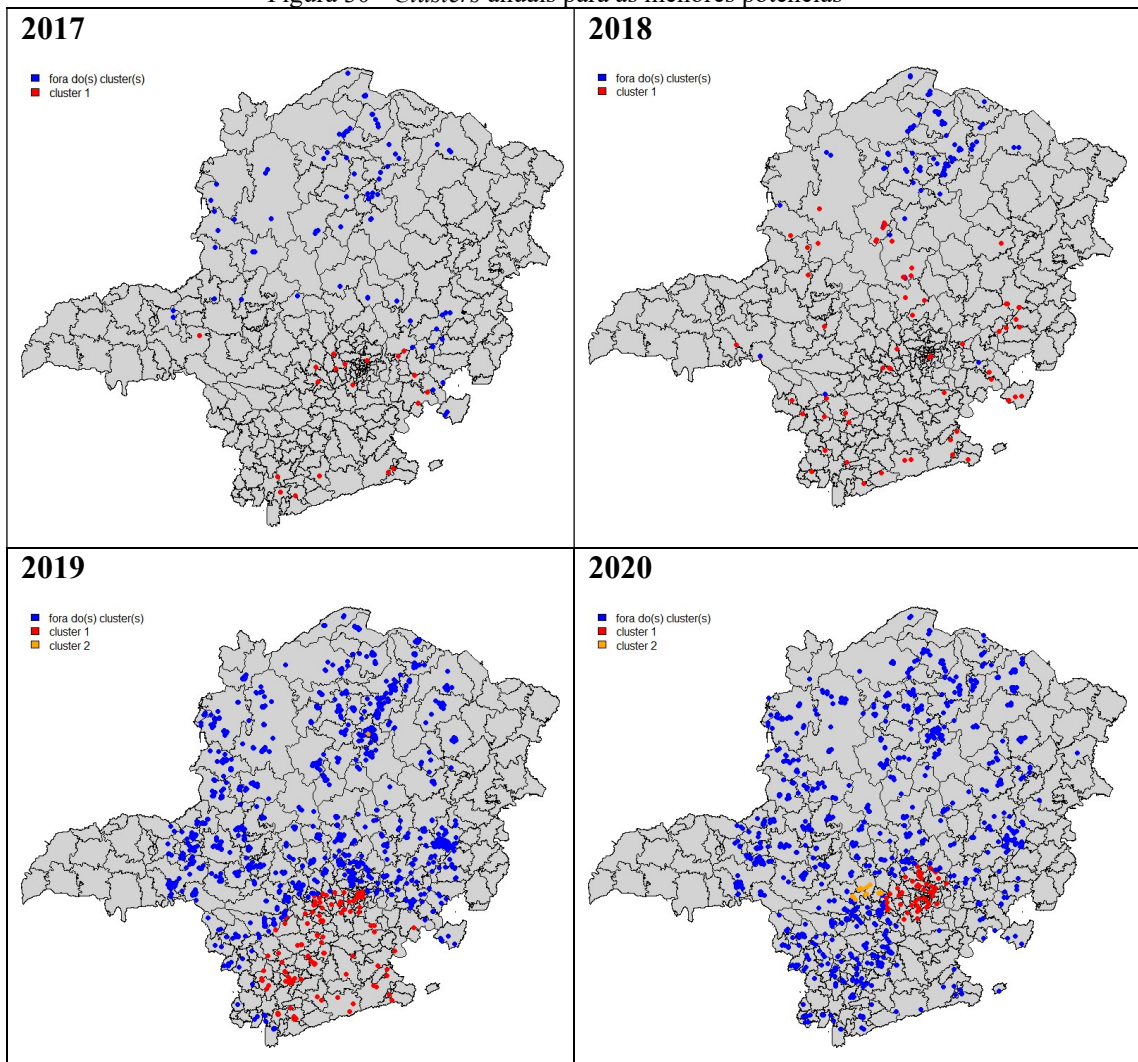
Em 2019, o *cluster* formado pelas maiores potências localiza-se na região oeste, assim como o *cluster* formado pelo ERD mostrado na Figura 26. Isso indica a migração da região de interesse das conexões de GD para a região oeste do Estado. Ou seja, neste ano, os consumidores passaram a apresentar mais Solicitações de Acesso na região oeste do que nas demais regiões. Considerando isso, pode-se concluir que, em 2019, a região norte de MG atingiu sua saturação para novos pedidos de minigeração distribuída. Além disso, a região oeste passou a ser o foco das Solicitações de Acesso dos clientes, resultando num maior valor de investimentos a ser feito pela distribuidora.

Para 2020, formou-se um *cluster* que contemplou praticamente a metade das Solicitações de Acesso e abrangeu a região norte, oeste e leste do Estado, demonstrando que o foco das Solicitações de Acesso se deu nessas 3 regiões. Por fim, a Tabela 9 e a Figura 30 apresentam os resultados da análise espacial para as menores potências.

Tabela 9 - *Clusters* para as menores potências

Ano	Cluster	Número de Solicitações	% dos pontos	Valor-p	Menores potências – Valor médio (kW)
2017	Referência	86	78,18%		2.708,41
	Primário	24	21,82%	0,001	661,81
2018	Referência	111	57,51%		2.929,82
	Primário	82	42,49%	0,001	1.703,96
2019	Referência	1.561	91,82%		2.365,43
	Primário	133	7,82%	0,001	1.239,08
	Secundário	6	0,35%	0,018	368,33
2020	Referência	1128	93,22%		2.074,26
	Primário	63	5,21%	0,001	1.193,56
	Secundário	19	1,57%	0,001	839,53

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30 - *Clusters* anuais para as menores potências

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em 2017, formou-se um *cluster* na região sul do Estado, indicando as regiões que foram menos preferidas pelos consumidores para apresentar Solicitações de Acesso em 2017 e corroborando com o mapa apresentado na Figura 13, o qual mostra que essa região é a que possui menor irradiação solar.

Em 2018, o *cluster* com os menores valores de potência está localizado em todo o restante da área de concessão que não foi abrangido pelo *cluster* com os maiores valores de potência. Isso indica a concentração de pedidos na região norte, com uma maior potência instalada, o que será responsável por um possível esgotamento do sistema no futuro.

Em 2019, o *cluster* formado situa-se na região sul do Estado, o que dá a entender que essa é, ainda, uma região com poucas Solicitações de Acesso, o que a torna mais atrativa para os consumidores que desejam instalar GD sob o ponto de vista da disponibilidade de potência do sistema elétrico. Dessa forma, a região sul é a que, sob a ótica do consumidor, seria a mais

interessante para a conexão, por necessitar de uma menor participação financeira dos consumidores na execução das obras necessárias para conexão.

Para 2020, foram observados dois pequenos *clusters* mais próximos à Belo Horizonte, uma região que ainda não possuía *clusters*. Essa formação de *clusters* com baixa potência ao redor de Belo Horizonte demonstra que a região sul, que anteriormente compunha *clusters* com baixa potência, passou também a receber mais Solicitações de Acesso.

Em 2020, pôde-se confirmar a saturação do sistema da região norte do Estado e apontar para uma possível saturação das regiões oeste e leste, demonstrando que a região de interesse dos consumidores é também determinada pelo valor das obras que compõem as Soluções de Acesso, não só por fatores como insolação ou preço de aluguel das terras. Esses resultados corroboram com as pesquisas realizadas com o objetivo de se identificar regiões mais atrativas do ponto de vista da energia solar.



## 5 CONCLUSÃO

A micro e a minigeração distribuída tem sido um tópico recorrente no setor elétrico devido a seu crescimento muito mais acelerado que o previsto. Essa modalidade de geração tem permitido a participação ativa na matriz energética brasileira de cada vez mais consumidores, gerando muitas oportunidades de emprego e negócios. No entanto, como observado neste trabalho, existem pontos de atenção que precisam ser analisados sob o ponto de vista do sistema de distribuição de energia elétrica.

Um desses pontos é a necessidade de antecipação de investimentos nos ativos do sistema de distribuição de energia elétrica com vistas a possibilitar a conexão segura dessa geração. Para se estudar essa questão, por meio desse trabalho, foi analisada a dinâmica das Solicitações de Acesso de minigeração distribuída na área de concessão da CEMIG-D entre os anos de 2017 e 2020 (até setembro). É importante destacar que a maior parte dessa minigeração se caracteriza como autoconsumo remoto, ou seja, não possui uma carga associada à geração, de forma que a utilização da energia injetada se dá em outras unidades consumidoras do mesmo cliente existentes na área de concessão da distribuidora.

Essa análise demonstrou que, inicialmente, as Solicitações de Acesso concentravam-se na área norte do Estado, como era esperado, uma vez que, conforme pode ser observado pelo Atlas Solarimétrico de Minas Gerais, essa região é mais atrativa do ponto de vista de incidência solar. Nota-se, no entanto, que o Estado de MG como um todo possui condições favoráveis para a instalação de energia solar, o que pode ser um dos motivos pelos quais a CEMIG-D é a distribuidora com o maior número de conexões e Solicitações de Acesso de mini e microgeração distribuída no Brasil.

Corroborando com isso, percebe-se que, com o decorrer dos anos, as Solicitações se disseminaram mais ao longo da área de concessão da CEMIG-D. Essa disseminação pode ter ocorrido em função do esgotamento da capacidade de acomodação de geração distribuída nessas regiões que eram o foco das Solicitações de Acesso até então.

Tal esgotamento traz a necessidade de obras mais complexas em um nível de tensão superior para permitir a conexão desses geradores distribuídos, as quais, conseqüentemente, têm um custo mais elevado para o cliente, tornando tais condições inviáveis do ponto de vista econômico. Essas obras são, justamente, os investimentos que, ao contrário do que se pretendia com a regulamentação sobre micro e minigeração distribuída, tiveram de ser antecipados para garantir que a geração distribuída tenha uma conexão segura e estável.

Essa necessidade de investimentos mais caros é o que causa o deslocamento das Solicitações de Acesso dos clientes para outras regiões da mesma área de concessão da distribuidora, contribuindo para a maior disseminação da minigeração distribuída ao longo do Estado. Ou seja, em função dos maiores custos das obras, os consumidores tendem a solicitar o acesso para futuras usinas em outras regiões nas quais os custos seriam menores.

Tal conclusão foi subsidiada por uma análise espacial que encontrou *clusters* para diversas variáveis que influenciam na atratividade das soluções de conexão sob o ponto de vista econômico do consumidor sendo elas: custo da obra, participação financeira do consumidor, encargos de responsabilidade da distribuidora e potência da usina.

Além disso, visando identificar conjuntos elétricos que poderiam já ter atingido seu limite de conexão em média tensão, foram estudados os Pareceres de Acesso e os custos de suas obras de conexão ao longo do tempo, possibilitando uma visão gráfica acerca dessa evolução e o esgotamento da disponibilidade de potência do conjunto elétrico.

Considerando o exposto neste trabalho, entende-se que a minigeração distribuída quando não associada ao consumo de energia no mesmo ponto da geração, tem trazido a necessidade de antecipação dos investimentos no sistema elétrico de distribuição.

Como sugestão de aprimoramento do trabalho e aprofundamento das análises realizadas, poderia ser avaliado se essas Solicitações de Acesso chegaram a se conectar na rede da distribuidora, visando identificar um limiar de custos de participação financeira do consumidor que determina a atratividade do investimento na geração distribuída sob o ponto de vista do consumidor. Adicionalmente, poderia também ser realizada a mesma análise para as microgerações distribuídas, visando identificar se as mesmas também têm acarretado a necessidade de antecipação de investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica.

Outra possibilidade de aprimoramento do estudo seria a identificação de pontos com alto consumo em regiões atrativas para a conexão da geração distribuída de forma que a geração contribuísse para o sistema elétrico de distribuição no local. Assim, espera-se que não haveria necessidade de antecipação de investimentos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. A Missão, a Visão e os Valores da ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/missao-e-visao>>. Acesso em: 26 de agosto de 2019.
- ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica. **Portal da ANEEL**, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/3iI07hZ>>. Acesso em: 09 de setembro de 2019.
- ANEEL. Como é composta a tarifa. **Portal da ANEEL**, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/36Y9XXH>>. Acesso em: 03 de setembro de 2019.
- ANEEL. Contribuições CEMIG - Audiência Pública nº 001/2019. **Portal da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2Tzu2k7>>. Acesso em: 02 de novembro de 2019.
- ANEEL. Contribuições CEMIG - Consulta Pública nº 25/2019. **Portal da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3y54JW7>>. Acesso em: 02 de novembro de 2019.
- ANEEL. Informações compiladas e mapa. **Portal da ANEEL**, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3BFFxHJ>>. Acesso em: 16 de abril de 2021.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2010. Disponível em: <<https://bit.ly/3eSry7N>>. Acesso em: 25 de agosto de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0004/2011-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/3zrK8va>>. Acesso em: 29 de agosto de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2011. Disponível em: <<https://bit.ly/3hZ1nhM>>. Acesso em: 5 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0020/2012-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/3kRINuQ>>. Acesso em: 08 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 025/2014-SRG/SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/3iMX73Q>>. Acesso em: 13 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/3y5rhWy>>. Acesso em: 13 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3rvJkTk>>. Acesso em: 24 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0096/2015-SRD/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3i1QaNc>>. Acesso em: 28 de setembro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/3zvxjQD>>. Acesso em: 27 de outubro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/3ilzeuu>>. Acesso em: 29 de outubro de 2019.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3y2MtN7>>. Acesso em: 01 de novembro de 2019.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2. **Portal da ANEEL**, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2UJtGb8>>. Acesso em: 16 de Maio de 2021.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3. **Portal da ANEEL**, 2012. Disponível em: <<https://bit.ly/3BFykaA>>. Acesso em: 13 de setembro de 2019.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8. **Portal da ANEEL**, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/370GP1S>>. Acesso em: 16 de Maio de 2021.

ANEEL. Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/3hXNxfr>>. Acesso em: 29 de outubro de 2019.

ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. **Portal da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3i84C6J>>. Acesso em: 01 de novembro de 2019.

ANEEL. Resolução Homologatória Nº 2.757. **Portal da ANEEL**, 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202757ti.pdf>>. Acesso em: 17 de Maio de 2021.

ANEEL. Resolução Normativa nº 414/2010. **Portal da ANEEL**, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 5 de setembro de 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482/2012. **Portal da ANEEL**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 09 de setembro de 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 517/2012. **Portal da ANEEL**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 09 de setembro de 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687/2015. **Portal da ANEEL**, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 29 de setembro de 2019.

ANEEL. Voto do Diretor Relator. **Portal da ANEEL**, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/2VbqqFr>>. Acesso em: 24 de setembro de 2019.

BAJAY, S.; JANNUZZI, G.M.; HEIDEIER, R.B.; VILELA, I.R.; PACCOLA, J.A.; GOMES, R. **Geração Distribuída e Eficiência Energética Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro**. Campinas: IEI Brasil, 2018.

BARROS, Luisa Valentim. **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro**. 2014. Dissertação (Mestrado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. doi:10.11606/D.86.2014.tde-11092014-152117. Acesso em: 08 de outubro de 2019.

BHATTACHARYA, M.; PARAMATI, S.R.; OZTURK, I.; BHATTACHARYA, S. The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries. **Applied Energy**, v. 162, pp.733-741, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 465. **Portal da ANEEL**, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019465mme.pdf>>. Acesso em: 30 de maio de 2021.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. **Portal da Presidência da República**, 1988. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm)>. Acesso em: 26 de agosto de 2019.

BRASIL. Lei nº 9.074. **Portal da Presidência da República**, 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm)>. Acesso em: 26 de agosto de 2019.

CEMIG. **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais** (1ª ed., Vol. I). Belo Horizonte, Minas Gerais, 2013.

CEMIG. **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais** (Vol. II). Belo Horizonte, Minas Gerais, 2016.

CIGRÉ - WORKING GROUP C6.24. **Capacity of Distribution Feeder for Hosting DER**. 2014.

CLEVELAND, M. State Policies for Shared Renewable Energy. **Portal da National Conference of State Legislatures**, 2017. Disponível em: <<https://www.ncsl.org/research/energy/state-policies-for-shared-renewable-energy.aspx>>. Acesso em: 24 de junho de 2020.

COSTA, T.; SOUZA, M.; SILVA, S. Uma Discussão quanto a Inserção de Sistemas Fotovoltaicos em Redes Elétricas – Um Estudo de Caso. **Portal do Research Gate**. Disponível em: <<https://bit.ly/36VHD8k>>. Acesso em: 23 de Maio de 2021.

DATABASE OF STATE INCENTIVES FOR RENEWABLES & EFFICIENCY. Net Metering. **Portal da Database of State Incentives for Renewables & Efficiency**, 2019. Disponível em: <<https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/453>>. Acesso em: 30 de março de 2020.

DE CASTRO, N.; CASTRO, G.; FERREIRA, D.; TOMMASSO, F; MORAIS, R. Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída. **TDSE nº 79**. Disponível em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46\\_tdse79.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_tdse79.pdf)>. Acesso em: 08 de outubro de 2019.

DE CASTRO, N.; GOUVÊA, A. R.; SENRA, P. M.; DE CASTRO, B. D. Novos modelos de negócio para as distribuidoras de energia elétrica com a difusão de Recursos Energéticos Distribuídos. **Portal do Grupo de Estudos do Setor Elétrico**, 2019. Disponível em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50\\_castro213.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_castro213.pdf)>. Acesso em: 08 de outubro de 2019.

EPE. PDE 2030\_RevisaoPOSCP\_rv2.pdf. **Portal da EPE**, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3y2MQat>>. Acesso em: 16 de maio de 2021.

KULLDORFF, M. A spatial scan statistic. **Communications in Statistics - Theory and Methods**, v.26, n.6, pp. 1481-1496, 1997.

KULLDORFF, M.; HUANG, L.; KONTY, K. A scan statistic for continuous data based on the normal probability model. **International Journal of Health Geographics**, v.8, n.58, 2009.

LOPES, J.A.P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opport. **Electric Power Systems Research**, v.77, pp.1189-1203, 2007.

MORENO, B.; LÓPEZ, A. J. The effect of renewable energy on employment: The caso of Asturias (Spain). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.12, pp. 732 - 751, 2008.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v.33, pp. 787-798, 2005.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>.

SCHLEICHER-TAPPESER, R. How renewables will change electricity markets in the next five years. **Energy Policy**, v.48, pp.64-75, 2012.

TARANTO, G. C.; FALCÃO, D. M.; RÊGO, L. O.; CASSERES, E. M. M. D. Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição. **TDSE nº 73**. Disponível em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/17\\_tdse\\_73.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/17_tdse_73.pdf)>. Acesso em: 08 de outubro de 2019.

VOVOS, N.P.; KIPRAKIS, A.E.; WALLACE, R.; HARRISON, G.P. Centralized and Distributed Voltage Control: Impact in Distributed Generation Penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.22, n.1, pp.476-483, 2007.