

Neusa Antunes  
Jan Koole

Yuri Ribeiro Faria  
Giordano Matos

Iara Sobrosa  
Diego Boff

# MODELO REGULATÓRIO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

RELATÓRIO FINAL

PROJETO ANEEL DE PESQUISA  
E DESENVOLVIMENTO  
P&D 04950-0586/2018  
CEMIG DISTRIBUIÇÃO

Consumo INTERNO em SIMULADO



Consumo COMPENSADO



---

# MODELO REGULATÓRIO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

## RELATÓRIO FINAL

PROJETO ANEEL DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

P&D 04950-0586/2018

CEMIG DISTRIBUIÇÃO – CEMIG D

---

julho de 2020

## Sumário

CAPÍTULO I – MODELO REGULATÓRIO PARA A MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	9
1. Recursos Energéticos Distribuídos.....	9
1.1. Regulamentação .....	11
1.2. Eficiência Energética.....	12
1.3. Fontes Incentivadas .....	12
1.4. Autoprodutores.....	14
1.5. Geração Distribuída .....	14
1.6. Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD.....	15
2. Desafios da Tarifação Atual da MMGD.....	17
2.1. Sistema de compensação.....	17
2.2. Transferência de custos .....	21
2.3. Consumo Mínimo .....	22
2.4. Compensação proporcional ao sinal da TE.....	24
2.5. Compatibilização da Legislação.....	25
2.6. Incentivo à eficiência.....	26
3. Comportamento da Carga/Injeção do <i>Prossumidor</i> .....	27
3.1. Consumo Interno ou Simultâneo (S).....	29
3.2. Injeção (I).....	32
3.3. Carga (C) .....	33
3.4. Comportamento de consumo do <i>prossumidor</i> .....	35
4. Princípios de Tarifação.....	36
4.1. Princípios Gerais de Tarifação.....	37
4.2. Modelos de Tarifação.....	40
5. Proposta de Tarifação para Geração Distribuída .....	42
5.1. Nível Tarifário .....	43
5.2. Modalidade Tarifária.....	53
5.3. Outros fatores da Regulação .....	58
CAPÍTULO II – SITUAÇÃO ATUAL DA INSERÇÃO MMGD .....	60
1. MMGD no Brasil .....	60
2. MMGD na CEMIG D .....	67
2.1. Geração Local .....	71
2.2. Geração Remota .....	80
CAPÍTULO III – IMPACTOS DA MINI MICRO GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	83

1.	Impactos no comportamento das Redes de Distribuição usando as Tipologias de Curva de Carga e Probabilidade de Associação .....	83
1.1.	Impacto da Microgeração no comportamento da carga dos Transformadores MT/BT Urbanos	84
1.2.	Impacto da Microgeração no comportamento da carga das Redes MT .....	94
1.3.	Impacto da Microgeração no comportamento da carga das Redes A2 .....	101
2.	Impacto na Curva de Carga e nas Perdas dos Alimentadores com inserção de Microgeração utilizando Simulação de Fluxo de Potência.....	110
2.1.	Simulação de Fluxo de Potência.....	112
2.2.	Escolha dos Alimentadores.....	113
2.3.	Análise dos Resultados das Simulações de Fluxo de Potência .....	116
<b>CAPÍTULO IV – AVALIAÇÃO DA MINI MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA IRRIGAÇÃO RURAL ..</b>		<b>187</b>
1.	Introdução .....	187
2.	Legislação .....	189
3.	PRODEEM – Programa para Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios .....	193
4.	Os Custos de Uso da Rede até a Área Rural.....	195
5.	Mercado de Irrigantes e Aquicultores da CEMIG D .....	200
6.	Comportamento da Carga dos clientes Irrigantes e das redes rurais .....	201
6.1.	Usuários Irrigantes de Média Tensão .....	201
6.2.	Usuários Irrigantes de Baixa Tensão .....	203
6.3.	Redes de Média Tensão .....	206
6.4.	Redes de Alta Tensão .....	208
7.	Geração Distribuída na área Rural.....	209
7.1.	Uso Eficiente dos Recursos da Sociedade .....	209
7.2.	Atender aos interesses sociais .....	212
7.3.	Competência e Transparência .....	213
7.4.	Impacto da inserção da GFV em Alimentadores com predominância de Irrigação Noturna	214
<b>CAPÍTULO V – PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>		<b>245</b>
1.	Os Modelos de Projeção.....	245
1.1.	Modelo de Bass.....	246
1.2.	Modelo de Bass Generalizado .....	247
1.3.	Parâmetros dos Modelos.....	249
1.4.	Influências sobre a difusão .....	254

2.	Obtenção das projeções.....	254
3.	Resultados das Projeções da Inserção de MMGD.....	255
3.1.	Projeção da Inserção da MMGD com Tarifação Vigente .....	255
3.2.	Projeções da Inserção da MMGD com Alternativas Tarifárias.....	261
3.3.	Com a Alternativa 1 - TUSD Fio B Convencional .....	263
3.4.	Com a Alternativa de tarifação proposta por este P&D.....	269
3.5.	Considerações Adicionais .....	276
4.	Impacto na Receita e transferência de custos .....	278
4.1.	Perda de Receita das Distribuidoras .....	280
4.2.	Oneração dos demais clientes .....	287
	CONCLUSÃO DO PROJETO .....	291
	Bibliografia.....	297

---

## MODELO REGULATÓRIO ADEQUADO PARA IMPLANTAÇÃO DA MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

Os modelos de tarifação de uso do sistema de distribuição se fundamentam no princípio de que cada cliente deve pagar pela rede proporcionalmente aos custos que ele ocasiona. As tarifas devem estar aderentes aos Custos de Uso da Rede e incentivar escolhas de menor custo por parte dos clientes. Por isso, o primeiro grande desafio da tarifação de clientes de geração distribuída tem sido avaliar adequadamente como o seu comportamento influi nos custos do sistema.

O comportamento de uso da rede dos clientes MMGD e de outros recursos energéticos distribuídos é diferente daquele dos clientes tradicionais de carga e a injeção de energia em diversos pontos do sistema contraria uma das premissas básicas da metodologia atual de cálculo de custo de uso da rede que pressupõe um sistema com injeção mais centralizada.

Para conhecer melhor as mudanças que a Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD trará para o setor elétrico e para a sociedade, é preciso, portanto, mapear as eventuais benefícios e custos da inserção deste novo consumidor.

Há uma grande quantidade de estudos que enumeram os impactos trazidos pela Geração Distribuída – GD, tanto nacionais, quanto internacionais, como a ANEEL, o GESEL, (Denholm, et al., 2014), (Beppler, 2019), (Lazar & Gonzalez, 2015), (MITeI, 2016), entre outros.

Segundo a ANEEL, o empenho para incentivar as fontes renováveis distribuídas é fundamentado na expectativa de essas usinas trazerem benefícios para o sistema elétrico e benefícios de longo prazo para toda a sociedade. Na Nota Técnica disponibilizada no início da AP042/2011 (ANEEL, 2011), a ANEEL destaca os potenciais benefícios abaixo:

- Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
- Baixo impacto ambiental;
- Menor tempo de implantação;
- Redução no carregamento das redes;
- Redução de perdas;
- Melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- Provimento de serviços ancilares, como a geração de energia reativa;
- Diversificação da matriz energética.

Por outro lado, a referida nota técnica também alerta para alguns problemas que podem surgir:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia.
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.
- Aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve;

- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes.
- Aumento da distorção harmônica na rede.
- Intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade da fonte (radiação solar, vento, água, biogás), assim como alta taxa de falhas dos equipamentos.
- Alto custo de implantação.
- Tempo de retorno elevado para o investimento.

Na Audiência Pública 001/2019, a ANEEL aprofunda a análise dos diversos custos e benefícios da introdução da MMGD no Brasil, apresentando inclusive uma análise quantitativa de alguns deles. Os aspectos considerados nesta análise foram:

- Redução de perdas na distribuição;
- Redução de perdas na transmissão;
- Energia evitada;
- Expansão de geração evitada;
- Redução do mercado das distribuidoras;
- Consolidação do mercado de GD;
- Redução gás de efeito estufa;
- Geração de empregos.

O estudo de 2018 do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ - GESEL, Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída (Castro, Castro, Ferreira, Tommasso, & Morais, 2018) aponta para a necessidade de uma análise cuidadosa dos potenciais custos e benefícios da introdução de geração distribuída no Brasil. São elencados 10 possíveis impactos, que são analisados no estudo:

- Custos evitados (deslocamento) da geração de energia elétrica;
- Postergação de investimento em novas usinas;
- Postergação de investimentos na rede de transmissão e de distribuição;
- Necessidade de investimentos na rede de distribuição;
- Subsídios cruzados e perdas não técnicas;
- Impactos nos contratos de comercialização de energia;
- Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída;
- Diversificação da matriz elétrica brasileira;
- Curva do pato;
- Serviços ancilares.

Apesar da gama de efeitos elencados, em poucos casos se propõe métodos contundentes para a avaliação quantitativa os efeitos da inserção da MMGD, principalmente em relação aos efeitos da MMGD sobre a rede de distribuição. O motivo disto é que diversos fatores podem influenciar os efeitos resultantes da difusão da geração distribuída, tornando a análise complexa.

Os impactos não necessariamente ocorrem da mesma forma em toda a rede, pois dependem da localização da geração em relação à carga, da capacidade instalada do sistema, da quantidade de geração existente (grau de inserção), da configuração da rede de distribuição, entre outros (NARUC, 2016, p. 59). Este P&D buscou conhecer parte dos impactos elencados, em especial aqueles mais cruciais para se propor uma tarifação coerente com os custos de uso da rede.

Este documento está organizado nos cinco capítulos seguintes:

CAPÍTULO I – MODELO REGULATÓRIO PARA MINI MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

CAPÍTULO II – SITUAÇÃO ATUAL DA INSERÇÃO MMGD

CAPÍTULO III – IMPACTOS DA MINI MICRO GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

CAPÍTULO IV – AVALIAÇÃO DA MINI MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA IRRIGAÇÃO RURAL

CAPÍTULO V – PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Capítulo I propõe um novo modelo tarifário para os *prossumidores*, com base nas conclusões dos estudos e as simulações apresentados nos capítulos subsequentes.

O Capítulo II apresenta uma análise preliminar da inserção da MMGD no país e na CEMIG D desde 2012, em cada Grupo/Subgrupo Tarifários, separado em Geração Local e Remota.

No Capítulo III apresentam-se duas maneiras de avaliar e quantificar os impactos da inserção da MMGD no comportamento das redes de distribuição, determinando o potencial de redução da demanda máxima das redes: usando as curvas das tipologias e a Probabilidade de Associação e construindo as curvas de carga dos transformadores e rede de média tensão por simulação de fluxo de potência usando o OPEN DSS. Nesse capítulo também se avaliou o impacto da microgeração nas perdas elétricas nos circuitos BT, nos transformadores e na rede de média tensão.

O Capítulo IV analisa a legislação para a classe Rural, principalmente para a irrigação, e avalia os impactos da MMGD nas redes com carga predominante de irrigação, e propõe mudanças na regulação.

Por fim, utilizando o Modelo de Bass e o Modelo de Bass Generalizado, no Capítulo V, apresentam-se as projeções de inserção da MMGD, que variam com a tarifa aplicada e com a expectativa de redução de custos da Usina Fotovoltaica – UFV no horizonte de estudo, pois essas variáveis interferem diretamente na sua atratividade, no *payback* e na Taxa Interna de Retorno - TIR desse investimento. Com as projeções de inserção em cada tarifa avaliada, calcularam-se as perdas de receita da CEMIG D e as transferências de custos para os demais consumidores, no período de 2013 a 2030.

Espera-se que os impactos avaliados neste projeto de P&D possam ajudar as distribuidoras, os consumidores, integradores, comercializadores, entre outros agentes do mercado e de pesquisa do setor e, especialmente, a ANEEL na discussão e melhoria da regulação do mercado de MMGD e demais Recursos Energéticos Distribuídos, para que sua integração se faça da maneira mais proveitosa para toda a sociedade.



## CAPÍTULO I – MODELO REGULATÓRIO PARA A MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

O papel das distribuidoras no setor de eletricidade está em transformação. Esta mudança advém da crescente inserção de fontes intermitentes de geração de grande porte e da introdução em grande escala não somente de Geração Distribuída - GD, mas de diversos Recursos Energéticos Distribuídos - REDs, entre os quais os carros elétricos, a automação de equipamentos, o armazenamento de energia e a introdução de componentes inteligentes nas redes (CEER, 2017) e busca crescente de eficiência no uso da energia.

A MMGD tem sido inovação com maior crescimento nos últimos anos no Brasil. No entanto, embora os demais REDs tenham ainda uma inserção relativamente tímida, não se pode desprezá-los e qualquer novo modelo tarifário que seja adotado para acomodar a GD deverá, necessariamente, levar em conta que novas tecnologias irão rapidamente se juntar à GD.

A tarifação tem um papel central no bom aproveitamento e na integração bem-sucedida de novas tecnologias. Uma tarifa que reflete adequadamente os custos do serviço de distribuição irá incentivar a adoção de soluções mais econômicas, com um menor custo global possível para sociedade. As tarifas precisam não somente atender aos objetivos do presente, mas também estarem aptas a abarcar as mudanças futuras que possam ser antecipadas (CEER, 2017).

Por isso, se faz necessário se antecipar às mudanças que aguardam o setor e, com clareza sobre os princípios chave de construção das tarifas e de sua implementação, mapear as possíveis soluções no âmbito da tarifação e fora dele. Para além do escopo mais limitado da tarifação é preciso estar atento para os diversos modelos de integração da geração distribuída que existem no mundo, entre eles a comercialização de energia excedente, de serviços ancilares, entre outros.

### 1. Recursos Energéticos Distribuídos

---

Os sistemas de distribuição não são mais uma infraestrutura para entrega da energia gerada centralmente. Cada vez mais a rede de distribuição opera como interligação dos clientes de média e baixa tensão, que não são mais agentes passivos, somente recebendo um serviço (Revesz & Unel, 2020). Além de receber energia da rede, os consumidores podem gerar energia ou armazená-la, prestar serviços ancilares e irão fazer isto cada vez mais de maneira programada, respondendo a incentivos tarifários que variam ao longo do dia e sazonalmente. A esta coleção de novas funcionalidades presentes na rede de distribuição deu-se o nome de Recursos Energéticos Distribuídos ou REDs.

O termo Recursos Energéticos Distribuídos é utilizado com significado maleável nos muitos estudos sobre o assunto, designando uma gama variável de recursos (MITeI, 2016, p. 2). Esta divergência no uso do termo entre estudos acontece por diversos motivos. No Brasil, a menor disseminação de recursos tecnológicos no setor (menos medidores e equipamentos inteligentes etc.) e a da regulação tarifária em vigor, com o mercado de energia somente parcialmente livre, ocasionam um ambiente de discussão diferente do norte-americano e europeu. No entanto, observa-se tanto em diversos

estudos nacionais, quanto internacionais uma evolução para um consenso de adotar uma definição cada mais ampla e inclusiva dos REDs.

Assim, por exemplo, o Rocky Mountain Institute define os REDs como recursos do lado do suprimento e da demanda localizados no sistema de distribuição que atendam às necessidades energéticas e de confiabilidade dos clientes do sistema (RMI, 2013, p. 8). Por sua vez, o MIT - Energy Initiative caracteriza os REDs, como “qualquer recurso localizado no sistema de distribuição capaz de prover serviços elétricos”. Estes serviços elétricos compreendem “todas as atividades dentro do sistema elétrico que criem valor econômico para algum agente, possibilitando o consumo de energia elétrica, diminuindo o custo do consumo ou ambos” (MITeI, 2016, p. 25). Ambas as definições são bastante amplas e inclusivas, mas focam em dois aspectos diferentes, igualmente importantes dos REDs: enquanto a definição do RMI enfatiza o seu efeito prático para consumidores e a rede, o MITeI valoriza o aspecto econômico da sua inserção.

A EPE também chama a atenção para a ampliação do conceito de RED e inclui em sua definição a oferta descentralizada de combustíveis, extrapolando o escopo de ação do setor elétrico e enfatizando a sinergia com o setor de combustíveis (principalmente de bioenergia). Nos estudos de longo prazo para o Plano Nacional de Energia (PNE), se detém na análise dos seguintes recursos (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2018):

- i. Eficiência Energética;
- ii. Geração Distribuída de Eletricidade;
- iii. Veículos Elétricos (VE) e Estrutura de Recarga;
- iv. Armazenamento de Energia Elétrica;
- v. Resposta da Demanda (RD);
- vi. Produção Descentralizada de Combustíveis.

Combinando esta listagem da EPE com a do Rocky Mountain Institute (RMI, 2013, p. 8), mas considerando somente recursos do setor elétrico, elaborou-se a seguinte tipificação, não exaustiva, dos REDs:

- a. **Eficiência Energética:** tecnologias e comportamentos que viabilizem a diminuição da necessidade energética dos consumidores, mantendo os mesmos serviços e nível de conforto.
- b. **Geração Distribuída:** Geração localizada na rede de distribuição.
- c. **Flexibilidade da carga:** Conjunto de equipamentos e medidas que possibilitem que os usuários adaptem o seu comportamento de consumo, entre os quais se destacam:
  - a. Armazenamento de energia elétrica: a forte queda no preço de equipamentos de armazenamento, principalmente das baterias, irá impulsionar a sua difusão. Este tipo de equipamento pode ser utilizado de muitas maneiras pelos consumidores - por exemplo para diminuir a sua carga em horários de pico - especialmente quando associada a alguma geração interna à unidade.

- b. Veículos elétricos: os postos de carregamento têm uma demanda alta de 50 a 300 kW e o crescimento do uso de veículos elétricos irá aumentar o número de pontos necessários, com impacto significativos no planejamento, expansão e operação das redes de distribuição.
- c. Resposta da Demanda: a adaptação de hábitos de consumo, potencialmente com ajuda de equipamentos inteligentes com automação do consumo permitem que os consumidores interajam com tarifas diferenciadas, auxiliando na redução do carregamento das redes;
- d. **Informação e inteligência**: conjunto de equipamentos de controle, comunicação e informação localizados nas unidades consumidoras que ampliam o valor da integração de REDs.
- e. **Medidores inteligentes**: permitem não somente uma visão mais detalhada das redes de distribuição por parte das distribuidoras, mas também que os próprios consumidores, tendo acesso aos seus dados medição, tenham uma compreensão e controle mais detalhados do seu próprio consumo, possibilitando um uso mais flexível da rede. Alguns medidores permitem ainda a automação de cargas e o controle remoto de equipamentos, por parte dos próprios consumidores ou também das concessionárias, a depender de acordos com os clientes.
- f. **Sistemas de controle e inteligência**: os medidores inteligentes precisam estar interligados com um sistema de comunicação e integração das informações para serem plenamente funcionais, de forma a viabilizar todos os seus recursos, viabilizando o aumento de controle, automação e inteligência nos sistemas de distribuição.
- g. **Inversores Inteligentes**: assim como os medidores, os inversores também permitem algumas interações com sistemas de informação e controle e, quando integrados à operação da rede, podem prover serviços ancilares, como o controle de tensão, entre outros.

## 1.1. Regulamentação

---

A percepção da geração distribuída como uma parte de um conjunto maior de soluções ou serviços energéticos foi construída ao longo das últimas duas décadas enquanto várias novidades foram sendo introduzidas paulatinamente, de maneira independente. Isto conduziu a uma regulamentação até certo ponto fragmentada, com avanços e recuos em diversos aspectos. A regulação brasileira a respeito da geração com fontes renováveis e os esforços de eficiência energética refletem esta fragmentação. Enquanto isso, uma regulação ou para implementação de medidores e sistemas de controle inteligentes e da ampliação do uso das funcionalidades de medidores inteligentes ainda precisa ser elaborada.

A seguir serão expostas muito brevemente a legislação e regulação vigentes a respeito de eficiência energética, geração com fonte incentivada, autoprodutores e, por fim, a Mini e Micro Geração distribuída – MMGD.

## 1.2. Eficiência Energética

---

As iniciativas de eficiência energética no Brasil estão concentradas no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel e no Programa de Eficiência Energética - PEE da ANEEL.

O Procel<sup>1</sup> foi criado em 1985 com o objetivo de promover o uso eficiente de energia elétrica e combater desperdícios. Em conjunto com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - Inmetro desenvolve a etiquetagem de vários equipamentos, entre os quais eletrodomésticos, lâmpadas, bombas e motores e, também, para edificações novas e existentes com o objetivo de auxiliar o consumidor na escolha de equipamentos mais eficientes e orientar os vários setores envolvidos em direção ao desenvolvimento de produtos e edificações mais eficientes. Além disso, o Procel tem alguns subprogramas, como o de Eficiência Energética em Edificações - PROCEL Edifica e o PROCEL Indústria, de eficiência energética para a Indústria, entre outros, através dos quais atua em setores específicos.

Outro marco da eficiência energética no Brasil é a Lei de Eficiência Energética – Lei Federal nº 10.295 de 2001<sup>2</sup>. O objetivo dessa legislação é estabelecer níveis mínimos de eficiência energética. O Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE é responsável por atualizar estes índices. Desde 2002 foram regulamentados pelo CGIEE lâmpadas, geladeiras, motores elétricos, fogões e fornos a gás, entre outros.

O Programa de Eficiência Energética – PEE, da ANEEL tem o objetivo de “promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia”<sup>3</sup>. Este programa funciona através de projetos coordenados pelas empresas distribuidoras e de iniciativa dos consumidores e da sociedade.

## 1.3. Fontes Incentivadas

---

Em 1998, a Lei 9.648 modificou o Art. 26 da Lei 9.427 de 1996 para conceder aos “aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica” um desconto não inferior a 50% sobre as tarifas de transmissão e distribuição.

Desde então, os limites de potência para enquadramento dos empreendimentos foram sendo alargados e novas fontes foram incluídas no incentivo:

- A Lei 10.438 de 2002<sup>4</sup> estendeu o desconto aos empreendimentos de fontes eólica, biomassa e de cogeração qualificada e explicitou que o desconto incidiria na produção e no consumo.

---

<sup>1</sup> <http://www.procelinfo.com.br/>

<sup>2</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/LEIS\\_2001/L10295.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/LEIS_2001/L10295.htm)

<sup>3</sup> <https://www.ANEEL.gov.br/programa-eficiencia-energetica>

<sup>4</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10438.htm#art17](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm#art17)

- A Lei 10.762 de 2003<sup>5</sup> incluiu a fonte solar, determinou como limite para aplicação de desconto a potência a 1 MW para empreendimentos hidráulicos e 30 MW para os demais.
- A Lei 13.079 de 2015<sup>6</sup> aumentou o limite para enquadramento da fonte hidráulica para 3 MW.
- A Lei 13.203 de 2015<sup>7</sup> incluiu a energia destinada à autoprodução para empreendimentos posteriores a 01 de janeiro de 2016 e para os empreendimentos com base em fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada com potência até 300 MW.
- A Lei 13.360 de 2016<sup>8</sup> aumentou novamente o limite para empreendimentos hidrelétricos para 5 MW, incluiu a energia proveniente do aproveitamento de resíduos sólidos urbanos e rurais e a energia vendida nos leilões do ambiente regulado a partir de 01/jan de 2016. Por fim, determinou que o desconto não incidirá sobre empreendimento que tiver sua outorga de autorização prorrogada.

A Resolução Normativa 077/2004<sup>9</sup>, que regulamenta os descontos dados por lei, foi sendo atualizada seguindo estas mudanças e, atualmente, os percentuais e condições de desconto são os seguintes:

- I. Desconto de 50% sobre a TUSD Fio A e B, na geração e no consumo da energia destinada à comercialização ou autoprodução para:
  - a. Fonte Hidráulica até 5 MW ou entre 5 MW e 30 MW, se mantidas as características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH.
  - b. Qualquer geração de fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada até 30 MW.
  - c. Geração de fonte solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada de 30 MW até 300 MW que sejam vencedores de leilões de energia nova de qualquer modalidade (A-5, A-3, Energia de Reserva e Fonte Alternativa) depois de 01 janeiro de 2016 ou que sejam autorizados a partir desta data.
- II. Desconto de 100% para alguns empreendimentos mais antigos (até 2003) e para empreendimentos “que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto”.

---

<sup>5</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2003/L10.762.htm#art8](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.762.htm#art8)

<sup>6</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13097.htm#art108](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13097.htm#art108)

<sup>7</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art6](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art6)

<sup>8</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm#art9](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm#art9)

<sup>9</sup> <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>

## 1.4. Autoprodutores

---

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>10</sup>, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos é a primeira ainda em vigor a tratar do autoprodutor. O Decreto 2003 de 1996<sup>11</sup> definiu o autoprodutor como “a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo”. O autoprodutor não precisa produzir toda a energia que consome, e pode ter excedentes e comercializá-los.

No Decreto 5.163 de 2004<sup>12</sup> os clientes autoprodutores ficaram isentos de pagamento dos encargos de CDE, CCC e PROINFA. Nessa época, no entanto, os subsídios tarifários não eram contabilizados da mesma maneira que hoje e não faziam parte da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Os percentuais de desconto eram explicitados, só que eram cobertos nas próprias tarifas da área de concessão em todas as componentes. Assim, os consumidores pagavam os subsídios concedidos em sua área de concessão via adicional tarifário distribuídos proporcionalmente na TUSD e na TE. Logo, apesar de deixar de pagar a parte de subsídios alocada à TE, o autoprodutor contribuía para o pagamento dos subsídios tarifários da baixa renda, do rural, irrigante noturno e das fontes incentivadas alocados à TUSD. A Lei 12.783 de 2013<sup>13</sup> (Brasil, 2013) ampliou a CDE, incluindo nesta conta a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, a Reserva Global de Reversão - RGR e o pagamento de subsídios. Isso fez o autoprodutor ficar isento do pagamento da RGR e dos subsídios, já que essas contas passaram a fazer parte da CDE.

Conforme visto na seção 1.3, a Lei 13.203 de 2015 passou a permitir que a energia destinada à autoprodução tenha direito a desconto sobre a TUSD Fio A e B, desde que proveniente de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada, com potência até 300 MW para empreendimentos a partir de 2016.

## 1.5. Geração Distribuída

---

A legislação e regulação da geração distribuída remontam à Lei 10.848 e ao Decreto 5163 de 2004, que regulamentaram a comercialização de energia, dando sequência às mudanças do sistema de contratação de energia pelas distribuidoras após o racionamento de 2002. Além de comprar nos Leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, que desde então constituem o principal mecanismo de compra de energia, é facultado às distribuidoras fazer chamadas públicas para contratar até 10% de sua carga de empreendimentos de geração distribuída.

Motivada pela percepção de uma tendência mundial de crescimento desse tipo de geração, pela constatação que as chamadas públicas das distribuidoras tinham resultado em um montante ínfimo de contratação deste tipo de fonte e pela falta de incentivos para o segmento no Brasil, se comparado com outros lugares no mundo, como Estados Unidos, Europa e Austrália (ANEEL, 2010),

---

<sup>10</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9074compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074compilada.htm)

<sup>11</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2003.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm)

<sup>12</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm)

<sup>13</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm)



a ANEEL promoveu a consulta pública nº 15 de 2010 – CP 015/2010 para investigar as barreiras existentes para a geração distribuída.

Desde então, a regulação do tema começou a mudar. Nos anos seguintes a ANEEL organizou diversas audiências e consultas públicas sobre o tema (AP-042/2010, AP-026/2015, CP-010/2018, AP-001/2019, AP-040/2019 e CP-025/2019). Essa última consulta terminou em 30 de dezembro de 2019, e recebeu contribuição da CEMIG, com colaboração da equipe de pesquisadores deste projeto de P&D.

Essas interações com a sociedade resultaram em um novo modelo regulatório para a geração distribuída regulamentado na resolução 482/2012 com alterações importantes feitas em 2015 através da REN 687/2015 e está, novamente, em discussão desde 2019. Inicialmente tinha previsão de aplicação de suas mudanças a partir do primeiro semestre de 2020, mas ainda não teve conclusão até a presente data (junho/2020). Foi criado também o módulo 3.7 do PRODIST, dedicado ao tratamento de consumidores com Minigeração e Microgeração Distribuída – MMGD, classe de cliente criada por essa regulamentação.

Além da criação das novas categorias de clientes, a ANEEL instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE, onde o cliente é faturado pelo volume líquido de energia, ou seja, pela diferença entre a energia elétrica injetada e a consumida. Esta maneira de contabilizar a energia a ser faturada é utilizado em outros países, notadamente nos EUA e é conhecido internacionalmente como Net Energy Metering – NEM.

## 1.6. Mini e Micro Geração Distribuída - MMGD

Para se enquadrar nas regras da REN 482/2012, há uma classificação de acordo com o porte da geração. Em outras palavras, define-se a micro e minigeração de acordo com a capacidade instalada do sistema e pela fonte utilizada para a geração de energia elétrica. Ressalta-se que a potência instalada dos sistemas de micro e minigeração também evoluiu com a revisão da REN 428/2012, através da REN 687/2015. Como resultado, houve a ampliação dessa capacidade e a permissão de uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada. Qualquer cliente *cativo* da distribuidora pode se tornar mini ou microgerador, independentemente do nível de tensão ao qual está conectado. Segue abaixo a definição vigente:

*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<sup>14</sup>.*

Além desta primeira classificação, o cliente MMGD pode se enquadrar em uma de quatro categorias, dependendo da localização da geração e da maneira em que participa do sistema de compensação.

No primeiro caso, mais simples, a geração e o consumo ocorrem na mesma unidade consumidora. Ou seja, uma mesma unidade injeta energia na rede durante uma parte do tempo e consome energia no restante do tempo. Esta modalidade é chamada de "geração local" ou "geração na própria unidade consumidora".

Quando se trata de mais de uma única unidade com geração e/ou consumo, há outras três maneiras do cliente participar do sistema de compensação (ANEEL, 2012):

***empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:*** *caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;*

***geração compartilhada:*** *caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;*

***autoconsumo remoto:*** *caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.*

A modalidade de autoconsumo remoto existe desde 2012 e as modalidades de geração compartilhada e dos empreendimentos com múltiplas unidades foram introduzidas pela REN 687/2015. No entanto, como se verá em detalhe no Capítulo II, o autoconsumo remoto é de longe a modalidade remota mais adotada até o momento.

Os clientes enquadrados em qualquer das modalidades MMGD são faturados dentro do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE. No caso das modalidades remotas, o cliente deve definir

---

<sup>14</sup> Resolução Normativa ANEEL REN 482/2012



junto à distribuidora o percentual da energia gerada que é destinada a cada uma das unidades vinculadas. Na seção 2.1 se discutirá em mais detalhe as características do SCEE.

## 2. Desafios da Tarifação Atual da MMGD

---

O modelo em vigor de tarifação da MMGD foi instituído em 2012 e ampliado em 2015 com o propósito de “reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição, a partir de fontes de energia incentivadas” (ANEEL, 2011, p. 2). Neste sentido, pode-se dizer que teve grande êxito. Em junho de 2020, alcançou-se no Brasil 260 mil número de unidades MMGD, ultrapassando a marca de 3 GW de capacidade instalada, equivalente a uma geração anual de 5,6 TWh.

Por outro lado, a inserção de maior volume de MMGD coloca em evidência as fragilidades do modelo regulatório adotado, alguns dos quais foram abordados nas consultas públicas desde a CP 010/2018: a isenção desproporcional de pagamento dos custos de uso da rede, a perda de receita por parte das distribuidoras, a transferência de custos para os demais clientes, a redução de incentivo à eficiência energética, entre outros relacionados às regras do sistema de compensação.

### 2.1. Sistema de compensação

---

O dispositivo de faturamento aplicado à MMGD é chamado de Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE, que é um “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012).

Uma característica importante do SCEE é que a troca de energia não constitui uma transação comercial. A energia injetada pelo cliente é concedida para a distribuidora a título de empréstimo, gerando créditos de energia que podem ser recuperados num período de até 60 meses. A descaracterização da compensação de energia como transação comercial possibilitou a isenção desta energia de impostos federais e estaduais. Através do Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, o CONFAZ permitiu aos Governos Estaduais conceder isenção de ICMS sobre a energia compensada. Além disto no dia 6 de outubro de 2015, o Governo Federal sancionou a Lei nº 13.169, reduzindo a zero as alíquotas de PIS, PASEP e COFINS sobre os créditos de energia do sistema de compensação. Encontrou-se, portanto, uma maneira de evitar o pagamento de impostos sobre a energia que os clientes MMGD produzem para uso próprio, aumentando a viabilidade dos sistemas MMGD.

Por outro lado, apesar do SCEE ser apresentado na forma de uma troca de energia, ele também impacta no faturamento das demais componentes da tarifa, alterando o pagamento pelos clientes MMGD de todas as componentes, além da componente de custo da energia propriamente dita. Conforme se lê nas regras estipuladas na REN 482/2012, “a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE” (ANEEL, 2018).

Na tarifa de fornecimento, o cliente paga pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão - componentes chamadas de TUSD Fio A (Transmissão) e TUSD Fio B (Distribuição) - pelas perdas de energia nestes sistemas (TUSD Perdas), além de encargos setoriais que podem estar alocados na

TUSD ou na TE (TUSD Encargos e TE Encargos). Os clientes comuns pagam estas componentes sobre a energia consumida, enquanto para os clientes MMGD elas são compensadas juntamente com a energia injetada.

Implícito no sistema de compensação, portanto, há um modelo de faturamento do custo de uso do sistema de distribuição. Neste modelo considera-se que ao injetar uma unidade de energia o *prossumidor* presta serviços à rede (redução dos custos de expansão), que juntos têm o mesmo valor que os serviços que a distribuidora presta quando o consumidor retira uma unidade de energia da rede. Raciocínio similar se aplica para as demais componentes da tarifa. Este modelo simplificado é conhecido com sistema *Net Metering* e é uma dentre várias possíveis maneiras de compensar o *prossumidor* pelos serviços energéticos prestados (Stanton, 2019).

O problema deste mecanismo é que ele tem por premissa que a redução de custos devida à injeção de uma unidade de energia é igual aos custos causados pelo consumo de uma mesma quantidade de energia em outro horário qualquer. Em geral, esta simplificação não é válida.

Como se verá em detalhe no Capítulo III, na CEMIG D a redução dos custos de uso da rede devida a uma injeção de energia com as propriedades de uma geração fotovoltaica – GFV é ínfima e não se compara com os custos incorridos devido ao consumo no horário de ponta.

Em relação à componente de perdas técnicas, há uma redução de custos que varia de acordo com o grau de inserção da GD nas redes em que a geração está conectada, conforme será visto em detalhe no Capítulo III.

Por sua vez, a redução de pagamento de encargos setoriais resulta, na maioria dos casos, em uma transferência da cobrança para os demais clientes (não-MMGD) da distribuidora, como se verá em mais detalhe na seção 5.1.3 e no Capítulo V.

Os problemas ocasionados pela isenção da cobrança das demais componentes tarifárias no SCEE formam o cerne das discussões propostas pela ANEEL no ciclo de Consultas e Audiências Públicas dos últimos dois anos que serão vistas a seguir.

### 2.1.1. Propostas da ANEEL

---

Desde maio de 2018, com a abertura pela ANEEL da Consulta Pública – CP 010/2018 o modelo vigente de regulação e tarifação da MMGD está sendo discutido. Esta primeira consulta foi seguida pela Audiência Pública – AP 001/2019 e pela Consulta Pública 025/2019, como parte da Audiência Pública 040/2019. Esses processos tiveram forte repercussão no setor, com muitas contribuições dos mais diversos agentes e até o presente (junho de 2020) ainda não há previsão de encerramento das discussões.

Na CP 010/2018 a ANEEL propôs um conjunto de 5 alternativas que cobram dos clientes MMGD, cumulativamente, a TUSD Fio B, TUSD Fio A, Encargos Setoriais da TUSD, Perdas da TUSD e os Encargos da Tarifa de Energia. Estes cinco blocos da tarifa agrupam cada um, por sua vez, algumas componentes da tarifa de fornecimento, conforme mostrado na Figura 1. As componentes de cada alternativa deixariam de ser compensadas no mesmo mês em que ocorre a geração ou com créditos

de energia. Na prática, isto equivale a cobrar estas componentes sobre a parcela de consumo compensado<sup>15</sup>, inclusive com incidência de impostos.

Figura 1 – Alternativas de tarifação propostas pela ANEEL

	Bloco	Componente Tarifária
<b>Alternativa 1</b>	TUSD Fio B	- Parcela B da Distribuidora
<b>Alternativa 2</b>	TUSD Fio A	- Rede Básica - Rede Básica de Fronteira - Conexão - CUSD - TUSD G - Transmissão - TUSD G - ONS
<b>Alternativa 3</b>	Encargos da TUSD	- TFSEE - P&D - ONS - PROINFA - CDE
<b>Alternativa 4</b>	TUSD Perdas	- Perdas Técnicas - Perdas na D sobre perdas na RB - Perdas Não Técnicas - Receitas Irrecuperáveis
<b>Alternativa 5</b>	Encargos da TE	- P&D - EES/EER - CFURH - Fio A Itaipu - Perdas na RB

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019)

A proposta da ANEEL aborda o problema do não pagamento de custos de uso da rede, encargos setoriais e perdas técnicas e não técnicas por parte dos clientes MMGD, mas deixa alguns obstáculos para uma solução mais acertada.

Em primeiro lugar, a repartição nos blocos de componentes criada pela ANEEL não permite um tratamento adequado de cada um dos componentes destes blocos. Assim, por exemplo, entre os encargos da TUSD, não se justifica o pagamento do PROINFA por parte dos clientes MMGD (ver a seção 5.1.3 para discussão a respeito), enquanto não há motivos para isentá-los dos demais encargos. O mesmo acontece com o bloco *TUSD perdas*, no qual as perdas técnicas e não técnicas deveriam receber tratamento diferenciado. O que deve ser feito, evidentemente, é analisar as componentes da tarifa uma a uma, com o mesmo nível de detalhe em que ocorre o cálculo de cada uma das componentes nas revisões e reajustes tarifários.

Em segundo lugar, a questão não se resume a saber se o cliente deve ou não pagar pelo uso da rede (todos os clientes devem arcar com a sua parcela de custo de uso da rede), mas de saber qual

<sup>15</sup> Ver seção 3 para explicação do conceito de consumo compensado

é, efetivamente, o custo de uso da rede destes clientes na parcela de injeção e da carga e como traduzir estes custos em uma tarifa com sinal economicamente eficiente. Mais do que uma resposta dicotômica, no caso de algumas componentes – principalmente em relação ao custo de uso da rede – é necessário definir o quanto estes clientes devem pagar. Mesmo que as informações disponíveis atualmente não permitam determinar com precisão o custo de uso da rede destes clientes, é necessário preparar o terreno para que tarifas adequadas sejam implementadas uma vez que isso seja possível.

Em terceiro lugar, nas propostas não se discute a modalidade tarifária mais adequada para a MMGD. Como se verá mais adiante, é importante que a parcela da carga destes clientes seja cobrada na modalidade Branca. Mostra-se no Anexo II deste relatório, ainda, que uma tarifa em R\$/kW para a parcela da carga iria inibir sobremaneira a difusão da microgeração, além de não ser aderente aos custos. Outro ponto que interfere na atratividade das unidades de microgeração é cobrança do consumo mínimo, que será discutida com mais detalhe na seção 2.3, mostrando que este deve ser substituído pela cobrança de uma taxa fixa.

Por fim, as modificações propostas ao faturamento no SCEE não abordam o faturamento da parte geradora dos clientes mini e microgeradores pelo uso da rede de distribuição. Assim como acontece no rateio dos custos da Rede Básica, os custos de uso da rede de distribuição devem ser repartidos entre a geração e a carga. No modelo atual, quase (há a exceção de algumas geradoras conectadas na rede de alta tensão) todo o custo de uso da rede de distribuição está sendo alocado aos clientes de carga. Este não é um modelo sustentável no longo prazo.

Mostra-se no Capítulo V e no Anexo I que em 2030 a MMGD poderá ser responsável pela geração de ao menos a metade da energia consumida na média e baixa tensão da CEMIG D. Conforme se mostra no Capítulo III, isso ocorrerá sem que esta geração reduza significativamente o custo de expansão das redes de distribuição. Mantendo a alocação de custos atual, isto aumentaria sobremaneira as tarifas de uso da rede de distribuição da parcela da carga, inclusive a dos próprios clientes MMGD, no caso de se faturar o uso da rede da parcela da carga destes clientes (na Alternativa I da ANEEL, por exemplo).

Embora ainda não se tenha uma metodologia consolidada para apurar a parcela de custos atribuível aos geradores conectados à rede de distribuição, fica evidente a necessidade urgente do seu desenvolvimento. Até que se tenha um cálculo mais preciso destes custos, se poderá recorrer a aproximações, com base nos custos de uso da parcela da carga na forma em que são calculados atualmente.

Com tudo isto, percebe-se que a criação do SCEE introduziu um mecanismo valioso para faturamento da parcela de energia dos clientes MMGD, encontrando uma maneira formal para isentar a energia produzida para uso próprio de impostos estaduais e federais, impulsionando a viabilidade da MMGD. Por outro lado, o sistema em vigor compromete o faturamento das demais componentes da TUSD e as alternativas propostas pela ANEEL solucionam somente parte do problema.

## 2.2. Transferência de custos

---

Conforme visto na seção anterior, as regras atuais do SCEE permitem a compensação de todas as componentes tarifárias no montante equivalente à energia injetada pelo cliente MMGD, ocasionando uma redução de receita das distribuidoras e uma transferência de custos para os demais clientes. Como se verá a seguir, esta transferência de custos não ocorre da mesma maneira para todas as componentes da tarifa. Encontra-se na seção 4 do Capítulo V um levantamento quantitativo dos efeitos expostos aqui conceitualmente.

Quando uma nova usina MMGD se conecta à rede de distribuição, o cliente reduz o seu pagamento de todas as componentes da TUSD e da TE em volume equivalente à energia gerada, deduzida do consumo mínimo - no caso do microgerador – ou do pagamento da TUSD FIO fora de ponta relativa à sua demanda contratada, no caso do minigerador. Estas reduções são da ordem de 90% a 97% no caso dos clientes microgeradores e 95% no caso dos minigeradores. Praticamente toda a redução de faturamento destes clientes será transferida para os demais clientes de duas formas diferentes.

Primeiramente, a redução de faturamento da TUSD FIO B – componente da tarifa que consiste no pagamento do serviço de distribuição – constitui uma perda de receita para a distribuidora. Esta perda continuará aumentando à medida que novas usinas MMGD se conectam ao sistema até que, na revisão tarifária periódica subsequente, as tarifas de uso da rede de distribuição são recalculadas. Na revisão, o mercado que servirá como base de cálculo para as novas tarifas não incluirá o mercado atendido pelas usinas MMGD e, portanto, a receita requerida da distribuidora será repartida entre o mercado dos demais clientes, transferindo assim parcela do custo de uso da rede de responsabilidade dos clientes MMGD para os demais clientes. Nesse momento, cessa a perda de receita da distribuidora devida à entrada dos clientes no ciclo de revisão anterior.

A segunda maneira em que acontece a transferência de custos é através do mecanismo de neutralidade. A parcela do custo de uso da transmissão, encargos setoriais e perdas que não é paga pelos clientes que aderiram à MMGD é transferida anualmente, a cada reajuste tarifário (ou revisão tarifária), para os demais clientes. O volume desta transferência se acumula ano a ano, indefinidamente, já que a cada reajuste, além do componente financeiro gerado pelas receitas não arrecadadas no ano que passou, as novas tarifas de TUSD Fio A e encargos para o ano subsequente são recalculadas sobre uma base (mercado pagante) menor.

Por fim, os Governos Estaduais e o Federal sofrem uma redução na arrecadação devida à isenção de impostos federais e do ICMS sobre a energia contabilizada no SCEE. Esta redução, no entanto, acontece somente sobre a parcela da receita que não é transferida aos demais clientes e corresponde, portanto, à parte da TUSD que é percebida como perda de receita pela distribuidora (antes de ser transferida para os demais clientes na revisão) somada à componente de compra de energia. Todas as demais componentes são transferidas para os demais clientes, juntamente com os tributos a elas associados.

Nenhuma das alternativas propostas pela ANEEL (discutidas na seção anterior) elimina totalmente a transferência de custos para os demais clientes. A causa disto é o consumo interno (consumo simultâneo – ver seção 0) dos clientes com consumo no mesmo local da geração. Como esta parte

da energia não transita mais nas redes de distribuição e não é captada pelo medidor do clientes, a aplicação de qualquer uma das alternativas sobre o consumo compensado não retorna o mesmo volume de receita percebido antes da adesão do cliente à MMGD.

Evidencia-se assim, novamente, a necessidade de considerar a aplicação de outra modalidade tarifária aos clientes MMGD, de forma a capturar adequadamente a sua participação na cobertura dos custos de uso da rede e dos encargos setoriais.

### 2.3. Consumo Mínimo

---

O faturamento do Consumo Mínimo foi estabelecido para cobrir os custos de medição, leitura, emissão de fatura, arrecadação, cobrança, agências de atendimento etc. dos clientes conectados à rede, sem consumo no mês da apuração. Apesar de ter sido há alguns anos denominado de “Custo de Disponibilidade”, o Consumo Mínimo nunca cobriu os custos de uso da rede, até porque na época da publicação da Portaria MME nº 378/1975 não havia separação dos custos de distribuição dos demais custos.

No entanto, mesmo com o propósito de cobrir os custos mencionados, associados ao atendimento dos clientes, a cobrança do consumo mínimo tem alguns problemas, que ficam particularmente evidentes quando o cliente adere ao SCEE.

A Figura 2 ilustra o faturamento de um cliente microgerador pelas regras atuais do SCEE em três meses supondo um consumo constante e com diferentes níveis de geração. Para simplificar a explicação se supõe que o cliente seja trifásico (com consumo mínimo de 100 kWh mensais) e que seu consumo seja de 500 kWh em todos os meses. A figura ilustra as seguintes três situações possíveis:

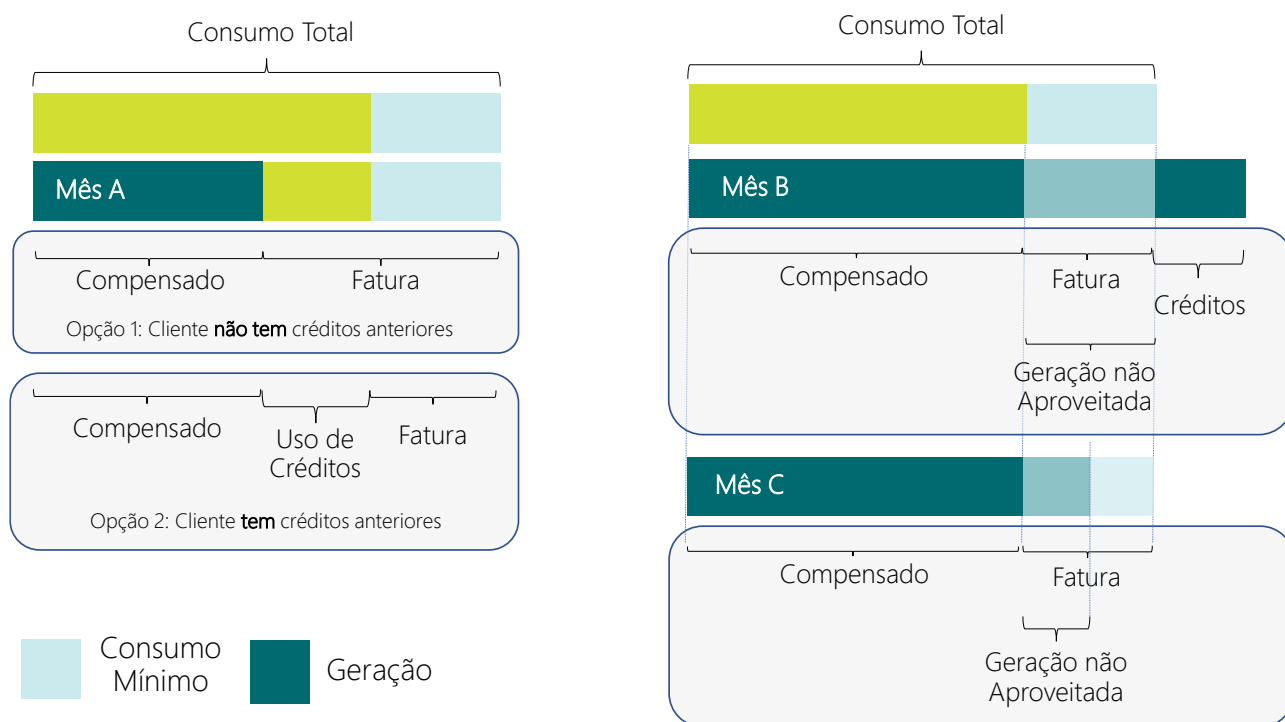
- 1) No mês A, com pouca insolação, a geração é de cerca de metade do seu consumo total (250 kWh no nosso exemplo), menor que o consumo total do cliente subtraído do consumo mínimo (500 kWh – 100 kWh = 400 kWh, no exemplo). Toda essa energia pode, portanto, ser compensada pelo cliente, seja ela consumida internamente ou injetada e compensada dentro do mês. O cliente será faturado com base em todo o consumo restante, de 250 kWh, mas pode utilizar créditos de energia de meses anteriores (se houver) para compensar 150 kWh desse consumo, sendo faturado, no mínimo, sobre 100 kWh.
- 2) No mês B, de muito sol, a geração é maior que todo o consumo do cliente (supõe-se 570 kWh). O cliente será faturado sobre o seu consumo mínimo (100 kWh) e irá gerar créditos sobre toda a energia injetada que excede o consumo do mês (570 kWh – 500 kWh = 70 kWh de créditos de energia para uso em meses posteriores). Assim, há 100 kWh de energia que o cliente gerou e não utilizou (pois os comprou da distribuidora no pagamento do consumo mínimo) e que, no entanto, também não geraram créditos de energia.
- 3) No mês C, com insolação média, a situação é similar à do mês B. A usina do cliente gerou um pouco menos que o consumo total do cliente (450 kWh no exemplo). Neste caso, será faturado sobre 100 kWh, que é seu consumo mínimo e 50 kWh da geração da usina do



cliente não se transformarão em créditos de energia, nem serão aproveitados por ele para compensar consumo dentro do mês.

Nos dois últimos casos, há uma parcela de energia gerada pelo cliente microgerador que ele também compra da distribuidora para a qual, formalmente, não há um destino dentro da regulação. O que acontece na prática é que o balanço de energia da distribuidora indicará uma perda ligeiramente menor do que a real, ficando como ganho da distribuidora (ou redução de prejuízo, se a perda real for maior que a regulatória).

Figura 2 – Faturamento pelo SCEE



Fonte: Elaboração própria

A situação descrita acontece também com os clientes comuns (sem MMGD) quando estes têm um consumo menor que o mínimo. Compram uma energia que não utilizam e, na prática, a receita equivalente ao custo dessa energia vai para a distribuidora. Embora o volume de energia seja muitíssimo pequeno perto do total de perdas das distribuidoras, incapaz de afetar seriamente o balanço de energia, constitui uma forma pouco transparente e nada elegante de pagamento à distribuidora. Além disto, não possui fundamentação econômica, já que o custo da energia associado a uma determinada quantidade preestabelecida de consumo mínimo não tem nenhuma relação com os custos comerciais (ou quaisquer outros) da distribuidora.

Do ponto de vista do cliente microgerador, esse mecanismo dificulta a avaliação da viabilidade do seu investimento, como também a viabilidade em si, principalmente para os clientes de consumo menor. Desincentiva a inserção de pequenas unidades geradoras, à medida que reduz ainda mais o tamanho da Micro GD para clientes de menor porte, aumentando os seus custos. Por exemplo, um cliente do subgrupo B3 trifásico de 300 kWh, precisa instalar uma GFV suficiente para gerar 200

kWh mensais, de custo maior, em R\$/kWp, reduzindo sua atratividade. O contrário, um cliente de 5.000 kWh, terá de colocar uma GFV capaz de gerar 4.900 kWh, o que praticamente não irá alterar a sua atratividade.

A regra do consumo mínimo também não fatura o uso da rede dos clientes microgeradores de maneira isonômica. Ao pagar a tarifa total de fornecimento sobre o consumo mínimo, o cliente urbano trifásico de 300 kWh paga a TUSD Fio B (32% da tarifa de fornecimento) sobre um terço do seu consumo, ou seja, paga um terço de seu custo de uso da rede e um terço dos demais custos (encargos, Fio A, perdas). Além disso, paga 100% da energia recebida (100 kWh) através do consumo mínimo. Já um cliente trifásico com consumo médio mensal de 5.000 kWh, ao pagar a tarifa total de fornecimento sobre o consumo mínimo, paga apenas 2% de seu custo de uso da rede e 2% dos demais custos (encargos, Fio A, perdas). Além disso, paga 100% da energia recebida (100 kWh). Ou seja, essa forma de tarifação dos *prossumidores* de BT, além de não cobrir o uso da rede, é extremamente benéfica aos grandes consumidores.

Além disto, o efeito do não aproveitamento da geração, como descrito no início da seção, será muito maior em clientes de menor porte: o cliente trifásico com consumo de 300 kWh que instalar uma usina capaz de gerar 200 kWh médios mensais dificilmente irá gerar créditos de energia por causa da regra do consumo mínimo. Esse efeito é proporcionalmente muito menor em um cliente de maior porte.

Paralelamente às participações públicas a respeito da tarifação da MMGD a ANEEL está promovendo uma revisão da tarifação das unidades de baixa tensão, na Audiência Pública 059/2018. Sobre este assunto, a ANEEL emitiu em junho de 2019 uma nota técnica com uma análise das contribuições à primeira fase da audiência (ANEEL, 2019), na qual propõe uma tarifação na qual os custos comerciais e parte do custo de investimento (a parcela de uso exclusivo de cada consumidor) sejam cobrados com uma componente fixa mensal por unidade consumidora e os demais custos de uso da rede (de uso compartilhado), assim como os custos da Parcela A, sejam faturados em R\$/MWh.

De fato, os custos ditos comerciais devem ser cobrados por um preço fixo, pois crescem em função do número de consumidores. Ou seja, cada cliente a mais, independente do seu porte de demanda ou consumo, implica aumento de desses custos. A extinção da cobrança do consumo mínimo e a aplicação da regra proposta pela ANEEL na AP 059/2018 aos clientes Micro GD será de grande importância na viabilização de unidades geradoras de menor porte se, ao se fazer esta implementação, se permita compensar toda a energia injetada.

#### 2.4. Compensação proporcional ao sinal da TE

Entre os procedimentos explicitados na REN ANEEL 482/2012 a serem observados nas regras de faturamento dos clientes participantes do sistema de compensação, o inciso XI trata da geração e compensação entre postos tarifários (ANEEL, 2012):

*XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser*



*observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;*

Quase não há clientes microgeradores optantes pela Tarifa Branca na baixa tensão, mas na alta tensão a compensação da energia leva em consideração as diferenças de preço em Ponta e Fora de Ponta da TE. Gera-se a mais o equivalente a 72% da energia a ser compensada no posto Ponta, caso a geração ocorra no posto Fora de Ponta, o que é o caso para geradores fotovoltaicos. Por outro lado, o *prossumidor*, que seguramente estará enquadrado na Tarifa Verde, deixa de pagar a TUSD Fio B de Ponta.

Assim, na prática, a distribuidora recebe parte do custo de uso da rede na Ponta em volume de energia, que diminuirá as perdas reais no balanço de energia da empresa, valorada ao custo médio aproximado de 200 R\$/MWh (custo médio de compra de energia da distribuidora). A distribuidora recebe 72% da energia compensada na Ponta, que custa cerca de 200 R\$/MW, ou seja, aproximadamente 150 R\$/MWh. Como a TUSD Fio B de Ponta da Tarifa Verde do Subgrupo A4 é muito maior que isso (934 R\$/MWh na CEMIG D em 2020), está recebendo por volta de 15% do custo de uso da rede na Ponta por um caminho tortuoso e sem transparência. Seguramente esta não é uma boa forma de tarifação. Não há nenhuma lógica econômica nesse procedimento, e deveria ser alterado.

Em primeiro lugar, o consumidor deve continuar pagando a TUSD Verde Ponta, em R\$/MWh, principalmente porque a GFV não altera em nada os custos das redes com demanda máxima na Ponta. Além disso, pagar apenas a demanda máxima contratada, por uma tarifa com valor igual à do posto Fora de Ponta da Tarifa Azul, não induz os *prossumidores* ao uso otimizado da rede, e essa sinalização deve ser dada pelas tarifas Fio. De fato, nesse sistema de tarifação a sinalização horária da TUSD está sendo fortemente distorcida.

Segundo, não há razão para a compensação de energia exigir uma geração adicional igual a 72% da energia de Ponta, pois não existe diferenciação dos preços da energia comprada. Se essa diferença vier a existir, com a adoção de custos horários da energia, deve-se priorizar uma regra que fature do cliente a diferença de preços da energia em horários diferentes e eliminar o pagamento à distribuidora em volume de energia.

Da mesma forma que acontece no caso do consumo mínimo, a regra confunde o pagamento pelo uso da rede à distribuidora com a compra de energia, atividade que deveria ser neutra para a distribuidora, financeiramente, a não ser em relação às perdas no sistema de distribuição.

## 2.5. Compatibilização da Legislação

---

Ao cotejar as diferentes normas que regulamentam os incentivos à geração renovável, à autoprodução e MMGD, percebe-se que há alguns pontos de sobreposição e conflito. Este problema se tornou evidente em 2017, com a publicação da REN 786/2017 pela ANEEL. Nessa resolução se explicita que os empreendimentos existentes de geração hidráulica até então enquadrados na REN 077/2004 como fonte incentivada, não poderiam se reenquadrar no sistema de compensação e passarem a ser tratados como clientes MMGD.

Além dos autoprodutores e da geração incentivada, que estão previstas em regulação, há ainda clientes de média e alta tensão que têm geradores para atender à sua carga no posto tarifário de Ponta, substituindo, nessas horas, o fornecimento vindo pela rede elétrica.

É necessário, portanto, a concatenação e compatibilização da legislação a respeito de MMGD com as normas existentes de fontes incentivadas e autoprodutores. É importante que se unifique o tratamento dado a estes clientes criando regras claras e coerentes entre si para estas categorias de clientes, explicitando os descontos dados e estabelecendo prazos para a vigência dos subsídios. As barreiras que se levantam neste caminho são várias e será necessário rever vários aspectos da regulação.

Em relação ao uso da rede, por exemplo, os clientes MMGD têm as mesmas características dos autoprodutores, com exceção somente do porte da geração. Ambos os clientes são geradores e consumidores ao mesmo tempo ou alternadamente (gerador em um momento e carga em outro).

No entanto, para os autoprodutores e para os clientes de fonte incentivada, são concedidos descontos sobre o pagamento do uso da rede, como foi visto nas seções 1.3 e 1.4. Esses descontos não têm fundamento econômico ou, pelo menos, não refletem o custo de uso das redes destes clientes. O custo de transportar 1 kW pela rede de distribuição não depende da fonte utilizada para gerá-lo, mas sim do caminho que tem que percorrer entre geração e carga e das condições da rede no trajeto.

Do ponto de vista do uso da rede de distribuição e transmissão, nada impede que a parte geradora dos clientes MMGD, dos autoprodutores e dos clientes de fonte incentivada seja tratada de maneira uniforme, como qualquer outra geração, com diferenciação apenas com base em aspectos de uso da rede (localização e comportamento de consumo). O mesmo vale para a sua parcela de carga. Deve-se, portanto, criar tarifas para cada cliente ou categoria de clientes proporcionais ao custo que impõem à rede tanto na injeção quanto no consumo. Se considerado necessário, eventuais incentivos (subsídios) devem ser concedidos explicitamente, quantificados corretamente e ter prazo de vigência.

Outro ponto de potencial conflito nas regras aplicáveis aos clientes MMGD, autoprodutores e compradores de energia incentivada está na regulamentação da comercialização de energia. É necessário concatenar a regulação da comercialização de energia com as regras do SCEE à medida em que a liberalização do mercado de energia avança e inclua clientes de menor porte.

## 2.6. Incentivo à eficiência

---

Um problema que deriva não somente da falta de compatibilidade na legislação, mas do próprio mecanismo do SCEE é a redução de incentivo à eficiência energética nas unidades MMGD. Hoje o mercado de geração distribuída avança em ritmo muito mais acelerado que as iniciativas de eficiência energética. Uma das consequências negativas deste processo é o que se chama de efeito *lock-in* de tecnologias obsoletas. O forte subsídio dado à microgeração aliado à grande oferta no mercado de sistemas de geração fotovoltaica – GFV pode levar os clientes a procurarem a instalação de sistemas fotovoltaicos para atender a uma carga que decorre de comportamento de consumo e do uso de equipamentos e ineficientes.

Como os sistemas de GFV têm vida útil de cerca de 25 a 30 anos e o SCEE permite a geração somente para consumo próprio ou de algumas unidades predefinidas, os clientes ficarão inibidos de melhorar seu desempenho energético enquanto conseguirem um desempenho satisfatório com a energia proveniente da Micro GD. Esta é uma das limitações, entre diversas outras, do atual sistema de compensação para as quais se precisa encontrar solução.

O *prossumidor*, ao instalar uma determinada capacidade de geração, portanto, terá aquela energia disponível durante todo período de vida útil da usina. Enquanto a energia proveniente de sua própria geração atenda à sua carga, o cliente não tem mais nenhum incentivo para a eficiência no consumo, para trocar equipamentos elétricos por outros mais eficientes, trocar lâmpadas etc., pois existe uma geração disponibilizada, que precisa ser consumida.

Os clientes optantes pela MMGD têm sido, em todas as classes, aqueles de maior consumo, que são geralmente os clientes em com melhor condição econômica, mais propensos à adoção espontânea de medidas de eficiência. Assim, entende-se que a formulação atual do SCEE pode provocar uma redução do alcance de programas de eficiência, como a troca de equipamentos menos eficientes e de melhoria do desempenho energético e etiquetagem das edificações.

Entende-se que permitir a comercialização de excedentes da geração tem o potencial de quebrar esse desincentivo. O cliente definiria o percentual da energia gerada destinada ao SCEE da mesma forma que define atualmente os percentuais alocados entre unidades participantes do SCEE no caso da geração remota. O percentual restante seria pactuado com uma comercializadora, sujeito às mesmas regras de comercialização que os demais clientes. O cliente poderia, desta forma, continuar a promover medidas de eficiência na sua unidade e vender a parte da energia que economiza.

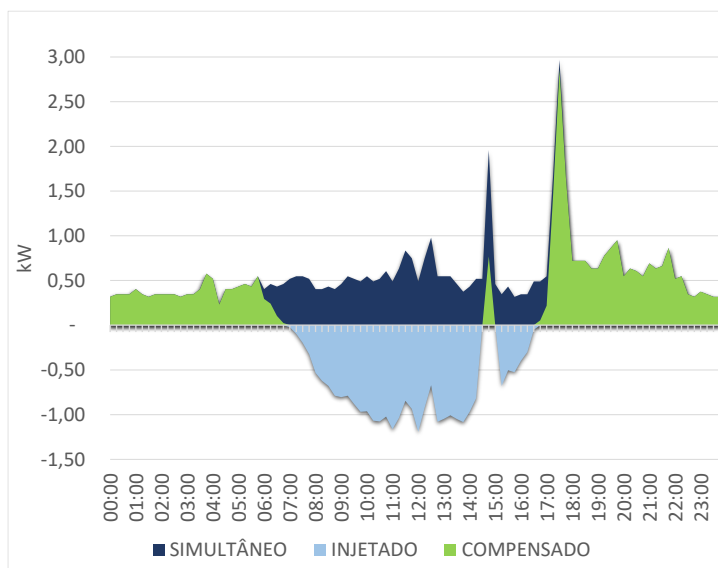
A integração da MMGD com medidas de eficiência poderá ser reforçada, em um horizonte de tempo mais alongado, exigindo a etiquetagem das edificações participantes do SCEE, garantindo assim que os incentivos tarifários suportados pelos demais clientes sejam usados com eficiência.

### 3. Comportamento da Carga/Injeção do *Prossumidor*

---

Para entender melhor o comportamento do *prossumidor* Micro GD com geração Local deve haver tratamento separado enquanto Carga e Geração. Cada uma destas partes será analisada separadamente para, ao final, fazer um balanço do comportamento do *prossumidor* como um todo. A Figura 3 mostra uma curva de carga simulada de um cliente residencial com Geração Fotovoltaica – GFV local, exemplificando como o consumo do cliente pode ser dividido em três partes: Consumo Simultâneo (S), Carga (C) e Injeção (I).

Figura 3 – Cliente Residencial com GFV Local



Fonte: Elaboração própria

O consumo simultâneo, marcado em azul escuro na figura, é aquela parcela da carga que é suprida localmente pela fonte de geração e não é registrada pelo medidor bidirecional instalado entre a rede interna da unidade consumidora e a rede da distribuidora. O A injeção, mostrada em azul claro, ocorre nos momentos em que a geração excede o consumo da unidade e passa a existir um fluxo de energia saindo da unidade consumidora para a rede de distribuição. Nos períodos em que a geração é menor que a carga demandada pela unidade, tem-se um fluxo de energia da rede de distribuição para a unidade consumidora, da mesma maneira que ocorre em unidades sem geração. Essa parte está mostrada em verde no gráfico e é chamada simplesmente de parcela de carga ou de consumo compensado, indicando que é o consumo da unidade passível de ser compensado com créditos do SCEE.

Entre as propriedades do consumidor que se alteram quando este instala uma GFV está a proporção de consumo em cada posto tarifário. Como o cliente com GFV gera somente ao longo do dia, os clientes Micro GD com consumo local terão um percentual de consumo no posto Fora de Ponta relativamente menor.

A Tabela 1 mostra como estes percentuais de consumo são entre os consumidores convencionais de baixa tensão da CEMIG D. Entre estes clientes, os Residenciais são os que apresentam proporção de consumo na Ponta maior, de 14%. Nas faixas da classe Residencial, os clientes menores são os que têm proporcionalmente mais consumo na ponta, geralmente com fator de carga baixo e pico de chuveiro na curva de carga, conforme mostrado na Figura 3.

Os demais clientes têm proporção de consumo no horário de ponta menor, com 11,9% na Classe Comercial e 11,6% e próximo de 10% no Industriais e Serviço Público. Nas seções a seguir se verá como a inserção de microgeração fotovoltaica altera estes percentuais e aumenta a proporção de consumo no horário de ponta.

Tabela 1: Percentuais de consumo por posto tarifário

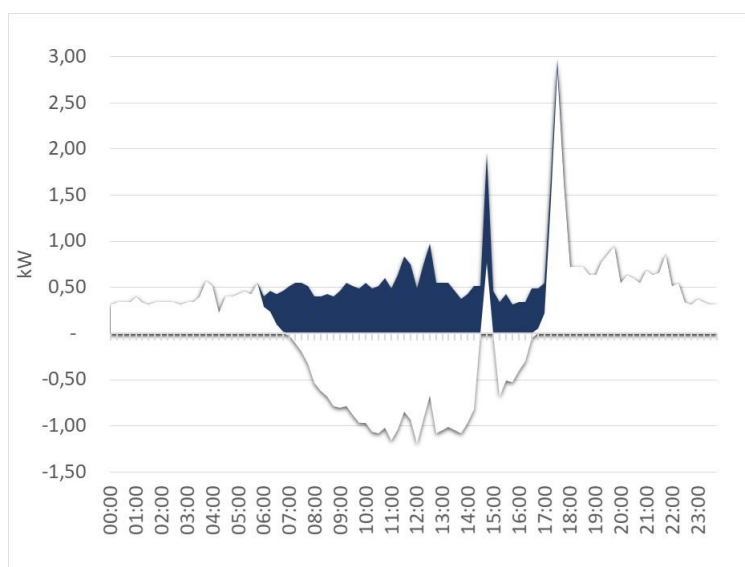
Classe	Faixa	Consumo Médio Mensal [kWh]	% Fora de Ponta	% Intermediário	% Ponta
Residencial	< 100 kWh	53	76,7%	8,1%	15,2%
	101 a 220 kWh	143	78,1%	8,1%	13,8%
	221 a 350 kWh	260	79,7%	7,2%	13,1%
	351 a 500 kWh	390	79,8%	7,2%	13,0%
	501 a 1000 kWh	618	81,5%	7,6%	10,9%
	> 1000 kWh	1.650	82,8%	6,8%	10,3%
	<b>Residencial</b>	<b>117</b>	<b>78,4%</b>	<b>7,9%</b>	<b>13,8%</b>
Comercial	< 500 kWh	124	77,5%	8,6%	13,9%
	501 a 2000 kWh	915	80,4%	7,9%	11,7%
	2001 a 5000 kW	2.885	81,6%	7,2%	11,2%
	> 5000 kWh	8.798	82,1%	7,2%	10,7%
	<b>Comercial</b>	<b>428</b>	<b>80,4%</b>	<b>7,7%</b>	<b>11,9%</b>
Industrial	< 1000 kWh	226	81,8%	8,2%	10,0%
	1001 a 3000 kWh	1.654	82,6%	7,6%	9,8%
	3001 a 7000 kW	4.262	82,5%	7,5%	10,0%
	> 7000 kWh	10.443	83,2%	7,1%	9,7%
	<b>Industrial</b>	<b>633</b>	<b>82,5%</b>	<b>7,7%</b>	<b>9,9%</b>
Serviço Público	< 2000 kWh	465	84,3%	6,3%	9,4%
	2001 a 5000 kWh	3.021	83,9%	6,0%	10,1%
	5001 a 10000 kW	6.759	82,8%	6,8%	10,4%
	> 10000 kWh	15.922	84,4%	6,4%	9,2%
	<b>Serviço Público</b>	<b>1.943</b>	<b>83,9%</b>	<b>6,4%</b>	<b>9,7%</b>
Rural	< 300 kWh	95	77,3%	7,8%	14,9%
	301 a 1000 kWh	504	80,7%	7,4%	11,9%
	1001 a 5000 kW	1.843	84,2%	6,2%	9,6%
	> 5000 kWh	8.529	85,6%	5,9%	8,6%
	<b>Rural</b>	<b>271</b>	<b>81,5%</b>	<b>6,9%</b>	<b>11,6%</b>
	Total Geral	167	79,5%	7,7%	12,8%
	Subgrupo B3	465	81%	8%	12%

Fonte: Campanha de Medidas CEMIG D 2018

### 3.1. Consumo Interno ou Simultâneo (S)

O consumo simultâneo ocorre somente em unidades Micro GD com geração Local. Quando uma unidade dessas consome energia no mesmo momento em que está gerando, uma parte ou a totalidade do seu consumo no período diurno é atendido pela própria geração. Como geração e consumo se compensam antes da passagem pelo medidor, esta energia não circula na rede da distribuidora e, conseqüentemente, não é registrada nos medidores.

Figura 4 – Consumo Interno ou Simultâneo



Fonte: Elaboração própria

Sendo diurna, a geração das usinas fotovoltaicas ocorre no horário Fora de Ponta de muitas distribuidoras, que geralmente ocorre no início da noite ou até mais tarde. A carga que coincide com essa geração depende do comportamento de consumo das unidades que optam por instalar uma Micro GD fotovoltaica, que por sua vez é influenciado pela tarifa que será cobrada dos clientes MMGD.

Os clientes com maior carga diurna, como os das classes Comercial e Industrial, são os que apresentam maior proporção de consumo interno. Via de regra, as unidades com maior consumo médio mensal apresentam fator de carga maior e, assim, tendem também a ter um consumo interno maior.

Nas atuais regras do sistema de compensação não há nenhuma sinalização tarifária que influencie no comportamento de carga e injeção dos clientes Micro GD. Como a energia injetada pode ser compensada em qualquer horário e não cobre todas as componentes tarifárias, não há incentivo para o cliente alterar seu comportamento de consumo. No entanto, quando se passar a cobrar alguma componente (Alternativas propostas pela ANEEL ou a proposta deste P&D) sobre o consumo compensado, os clientes serão estimulados a migrarem o consumo para coincidir com a geração, aumentando a parcela de consumo simultâneo.

Assim, a partir do momento em que incidir alguma tarifa sobre o consumo compensado, o valor desta tarifa e a modalidade em que será aplicada (Tarifa Convencional ou Branca) influirão em tese, também, sobre a decisão dos clientes de adotar um Micro GD Fotovoltaica.

Por isso, conhecer a parcela de consumo interno de cada cliente é relevante tanto do ponto de vista do regulador e da distribuidora no cálculo da redução da receita, quanto para os clientes, que precisam de uma estimativa do consumo interno para a decisão de aderir ou não à Micro GD.

Na CEMIG D, considerando todo o conjunto de consumidores da amostra da campanha de medidas 2018 (conforme detalhado no Anexo II) e a instalação de uma unidade de GFV que atenda à totalidade do consumo de cada cliente, somente 2% do consumo interno acontece no horário de Ponta, 5% no Intermediário e 93% Fora de Ponta. O consumo interno dos clientes Micro GD na CEMIG D corresponde, em média, a 38,5% do consumo original desses clientes (antes da instalação de GFV).

Tabela 2: Consumo simultâneo dos Clientes de Baixa Tensão da CEMIG D  
Percentuais sobre o consumo total dos clientes antes da instalação de GFV

Classe	Faixa	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Total
Residencial	< 100 kWh	30,75%	1,96%	0,77%	33,48%
	101 a 220 kWh	32,79%	2,11%	0,82%	35,71%
	221 a 350 kWh	34,57%	2,18%	0,83%	37,58%
	351 a 500 kWh	38,48%	2,23%	0,84%	41,55%
	501 a 1000 kWh	39,64%	2,40%	0,85%	42,89%
	> 1000 kWh	45,65%	2,73%	0,86%	49,24%
		<b>33,46%</b>	<b>2,12%</b>	<b>0,81%</b>	<b>36,39%</b>
Comercial	< 500 kWh	42,86%	2,59%	0,82%	46,27%
	501 a 1000 kWh	48,60%	2,83%	0,85%	52,28%
	1001 a 5000 kW	48,57%	2,89%	0,86%	52,33%
	> 5000 kWh	48,39%	2,89%	0,87%	52,15%
		<b>47,20%</b>	<b>2,80%</b>	<b>0,85%</b>	<b>50,85%</b>
Industrial	< 500 kWh	48,48%	2,72%	0,78%	51,98%
	501 a 1000 kWh	51,16%	2,90%	0,82%	54,87%
	1001 a 5000 kW	52,15%	2,90%	0,82%	55,87%
	> 5000 kWh	49,90%	2,91%	0,85%	53,66%
		<b>50,34%</b>	<b>2,85%</b>	<b>0,81%</b>	<b>54,00%</b>
Serviço Público	< 500 kWh	47,68%	2,18%	0,62%	50,48%
	501 a 1000 kWh	47,77%	2,37%	0,73%	50,87%
	1001 a 5000 kW	49,93%	2,71%	0,85%	53,49%
	> 5000 kWh	46,30%	2,85%	0,82%	49,96%
		<b>47,75%</b>	<b>2,58%</b>	<b>0,77%</b>	<b>51,10%</b>
Rural	< 500 kWh	33,42%	2,18%	0,81%	36,41%
	501 a 1000 kWh	39,83%	2,31%	0,81%	42,95%
	1001 a 5000 kW	45,58%	2,36%	0,77%	48,71%
	> 5000 kWh	38,21%	2,20%	0,65%	41,06%
		<b>39,41%</b>	<b>2,27%</b>	<b>0,77%</b>	<b>42,45%</b>
Total		38,48%	2,34%	0,82%	41,63%

Fonte: Elaboração Própria a partir de informações da CEMIG D (campanha 2018)

Os clientes da Classe Residencial apresentam consumo interno menor que a média, de 33,5% e as classes Comercial, Industrial e Serviço Público têm média maior, de 47% a 50%. Na classe Rural o valor está próximo à média, com 39,4%. De maneira geral, as unidades com menor consumo mensal apresentam consumo interno menor, com exceção dos clientes maiores das classes Comercial, Industrial e Serviço Público, entre os quais o consumo simultâneo é ligeiramente menor que o dos clientes das faixas menores.

Estes percentuais de consumo interno variam entre as regiões do Brasil, dependendo do comportamento de carga dos clientes e podem se alterar se houver incentivo tarifário para diminuir o consumo compensado.



### 3.2. Injeção (I)

A parte da Injeção é o que mais diferencia o cliente Micro GD com consumo Local dos demais clientes convencionais da distribuidora. Entre os clientes da CEMIG D, caso adotem um sistema de GFV local, a injeção ocorreria praticamente toda - 99% - no posto Fora de Ponta, 0,8% no posto intermediário e somente 0,1% no posto ponta.

Tabela 3: Percentuais de injeção por posto tarifário  
Percentuais sobre o consumo total dos clientes antes da instalação de GFV

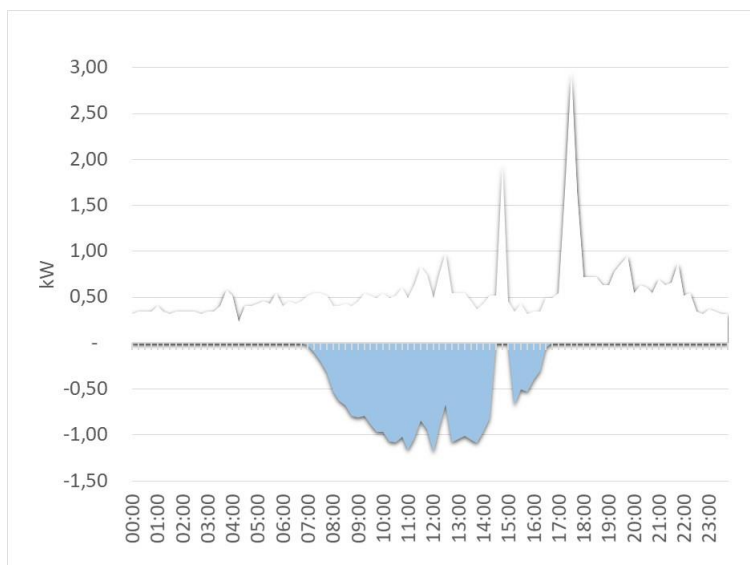
Classe	Faixa	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Total
Residencial	< 100 kWh	65,2%	1,2%	0,1%	66,5%
	101 a 220 kWh	63,2%	1,1%	0,1%	64,3%
	221 a 350 kWh	61,4%	1,0%	0,1%	62,4%
	351 a 500 kWh	57,5%	0,9%	0,0%	58,5%
	501 a 1000 kWh	56,3%	0,8%	0,0%	57,1%
	> 1000 kWh	50,3%	0,4%	0,0%	50,8%
		<b>62,5%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>63,6%</b>
Comercial	< 500 kWh	53,1%	0,6%	0,1%	53,7%
	501 a 1000 kWh	47,4%	0,3%	0,0%	47,7%
	1001 a 5000 kW	47,4%	0,3%	0,0%	47,7%
	> 5000 kWh	47,6%	0,3%	0,0%	47,8%
		<b>48,8%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>49,1%</b>
Industrial	< 500 kWh	47,5%	0,4%	0,1%	48,0%
	501 a 1000 kWh	44,8%	0,3%	0,1%	45,1%
	1001 a 5000 kW	43,8%	0,3%	0,1%	44,1%
	> 5000 kWh	46,1%	0,3%	0,0%	46,3%
		<b>45,6%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>46,0%</b>
Serviço Público	< 500 kWh	48,3%	1,0%	0,3%	49,5%
	501 a 1000 kWh	48,2%	0,8%	0,2%	49,1%
	1001 a 5000 kW	46,0%	0,5%	0,0%	46,5%
	> 5000 kWh	49,7%	0,3%	0,1%	50,0%
		<b>48,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>48,9%</b>
Rural	< 500 kWh	62,5%	1,0%	0,1%	63,6%
	501 a 1000 kWh	56,1%	0,9%	0,1%	57,1%
	1001 a 5000 kW	50,4%	0,8%	0,1%	51,3%
	> 5000 kWh	57,7%	1,0%	0,2%	58,9%
		<b>56,5%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,1%</b>	<b>57,5%</b>
Total		57,5%	0,8%	0,1%	58,4%

Fonte: Elaboração Própria

Em comparação com o consumo antes da instalação de microgeração GFV, uma unidade com micro GD solar local dimensionada para atendimento de todo o consumo injeta, em média, 59% da energia gerada para consumo posterior. Na Classe Residencial esse percentual é maior, cerca de 64% da sua energia consumida e nas classes Industrial, Comercial e Serviço Público o percentual varia de 46% a 49%. As unidades da Classe Rural têm um percentual médio de injeção de 58%.



Figura 5: Injeção na Rede



Fonte: Elaboração própria

A quantidade de energia injetada irá variar ao longo dos dias a depender da insolação e do comportamento de carga dos clientes. Entre os clientes das classes Comercial e Industrial notou-se muitos clientes que teriam uma injeção bastante elevada nos finais de semana, principalmente no domingo. Isso porque nestes dias a carga das unidades é pequena ou nula, resultando na injeção de toda a energia gerada.

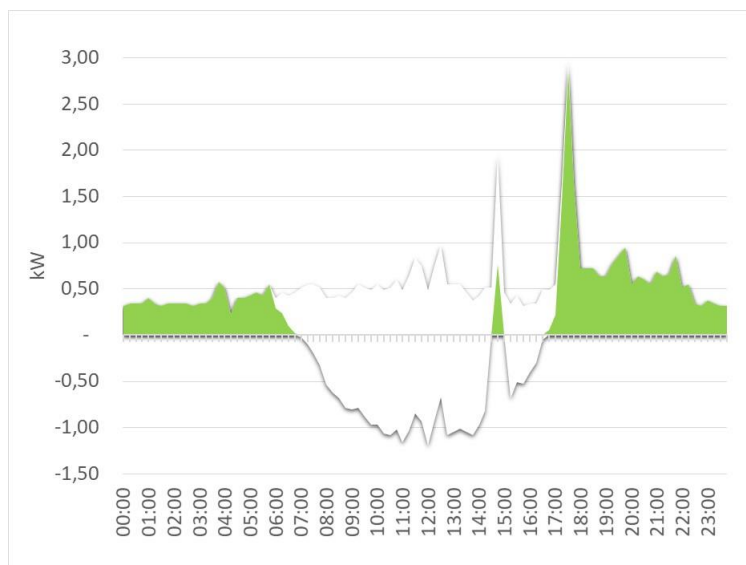
O caráter fortemente variável da injeção em clientes Micro GD e, em especial, aqueles com geração local é um fator a ser considerado no cálculo de custo de uso do sistema de distribuição. Existem situações, conforme Capítulo III – *Impactos da Mini Micro GD na Rede de Distribuição*, em que pode haver aumento de custos de investimento com o fluxo reverso na rede, principalmente nos circuitos BT, principalmente próximo ao ponto de injeção, nos dias de geração máxima (pleno sol).

Além disso, tal como na Rede Básica, os geradores devem arcar com parcela dos custos de uso da rede. E mais importante: os microgeradores, tal qual os demais geradores, deveriam ser estimulados a se instalar nas áreas geoeletricas de maior concentração de carga, de forma a trazer maiores benefícios ao sistema. Enfim, é necessário que o lado Gerador do *prossumidor* também pague pelo uso da rede.

### 3.3. Carga (C)

A parte mais fácil de entender do *prossumidor* é o seu lado Carga (C), que é a demanda do cliente atendida pela distribuidora. É a parte indicada em verde na Figura 6. Como na simulação as usinas de GFV forma dimensionadas para atender exatamente o consumo total de cada cliente, a Energia Compensada é igual a Injeção e igual à Carga. No entanto, a carga ou consumo compensado irá ocorrer proporcionalmente mais nos postos Ponta e Intermediário, assim como no posto Fora de Ponta no período da noite.

Figura 6: Consumo Compensado



Fonte: Elaboração Própria

Considerando que a GD é predominantemente solar, principalmente quando se trata de microgeração, a injeção ocorre no período diurno, enquanto parte da carga compensada inclui o período de Ponta (na CEMIG D e maioria das demais distribuidoras), que é o de maior custo do sistema de distribuição. Conforme mostrado no Capítulo III, a demanda do posto tarifário de Ponta das redes permanece inalterada com a inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Entre os clientes residenciais há uma parcela maior de consumo compensado, enquanto os clientes das classes Comercial, Industrial e Serviço Público têm uma proporção de consumo compensado menor que a média da baixa tensão.

Na simulação feita com os clientes da CEMIG D, a carga compensada é de cerca de 58% do consumo original da unidade Micro GD, dos quais 21% ocorre no posto Ponta, 9% no Intermediário e 70% Fora da Ponta. Assim, da parcela de energia que vem da rede de distribuição, os clientes com Micro GD usam proporcionalmente mais energia no horário de ponta – 21%, contra 13% entre os clientes sem Micro GD, conforme Tabela 4.

Tabela 4: Consumo compensado por posto tarifário  
 Percentuais sobre o consumo total dos clientes antes da instalação de GFV

Classe	Faixa	Fora de Ponta	Intermediário	Ponta	Total
Residencial	< 100 kWh	46,0%	6,1%	14,4%	66,5%
	101 a 220 kWh	45,3%	6,0%	13,0%	64,3%
	221 a 350 kWh	45,2%	5,0%	12,2%	62,4%
	351 a 500 kWh	41,3%	5,0%	12,2%	58,5%
	501 a 1000 kWh	41,9%	5,2%	10,1%	57,1%
	> 1000 kWh	37,2%	4,1%	9,5%	50,8%
		<b>44,9%</b>	<b>5,7%</b>	<b>13,0%</b>	<b>63,6%</b>
Comercial	< 500 kWh	34,6%	6,0%	13,1%	53,7%
	501 a 1000 kWh	31,8%	5,1%	10,9%	47,7%
	1001 a 5000 kW	33,0%	4,3%	10,3%	47,7%
	> 5000 kWh	33,7%	4,3%	9,8%	47,8%
		<b>33,2%</b>	<b>4,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>49,1%</b>
Industrial	< 500 kWh	33,3%	5,5%	9,2%	48,0%
	501 a 1000 kWh	31,4%	4,7%	9,0%	45,1%
	1001 a 5000 kW	30,4%	4,6%	9,1%	44,1%
	> 5000 kWh	33,3%	4,2%	8,8%	46,3%
		<b>32,1%</b>	<b>4,8%</b>	<b>9,1%</b>	<b>46,0%</b>
Serviço Público	< 500 kWh	36,6%	4,1%	8,8%	49,5%
	501 a 1000 kWh	36,1%	3,6%	9,4%	49,1%
	1001 a 5000 kW	32,9%	4,1%	9,6%	46,5%
	> 5000 kWh	38,1%	3,6%	8,4%	50,0%
		<b>36,1%</b>	<b>3,8%</b>	<b>9,0%</b>	<b>48,9%</b>
Rural	< 500 kWh	43,9%	5,6%	14,1%	63,6%
	501 a 1000 kWh	40,9%	5,1%	11,1%	57,1%
	1001 a 5000 kW	38,6%	3,9%	8,9%	51,3%
	> 5000 kWh	47,4%	3,6%	7,9%	58,9%
		<b>42,1%</b>	<b>4,7%</b>	<b>10,8%</b>	<b>57,5%</b>
Total		41,0%	5,3%	12,0%	58,4%

### 3.4. Comportamento de consumo do *prossumidor*

A implantação pelo *prossumidor* de uma usina com GFV local altera profundamente o perfil de carga deste cliente. Além de ter uma parcela do dia em que há injeção de energia na rede elétrica, o *prossumidor* passa a ter uma parcela do consumo que não transita na rede de distribuição, chamada de consumo simultâneo ou interno e os percentuais de consumo de energia proveniente da rede elétrica (carga convencional) mudam consideravelmente.

Os *prossumidores* aumentam proporcionalmente seu consumo na Ponta e no Intermediário e diminuem proporcionalmente o consumo Fora de Ponta. Verifica-se que o cliente convencional de baixa tensão da CEMIG D tem, em média, cerca de 13% do consumo no horário de Ponta (Tabela 1), enquanto o cliente com GFV tem 21% de consumo compensado no horário de Ponta (Tabela 4).

Assim, se o cliente Micro GD pagar a mesma TUSD Fio Convencional que o consumidor normal para o seu consumo compensado, irá pagar, em média, menos que o real custo de uso da rede, porque a tarifa Convencional foi calculada com o custo de atendimento de clientes com um perfil de carga com proporcionalmente mais energia no posto Fora da Ponta. Aquilo que o *prossumidor* deixa de pagar do seu uso da rede irá ser arcado pela distribuidora num primeiro momento e, na revisão subsequente, será repassado aos demais consumidores.

Por isso, o cliente Micro GD, mais do que qualquer outro, precisa ser enquadrado na Tarifa Branca. A utilização de GFV, por ser uma geração inflexível e com funcionamento restrito ao período diurno, reforça a necessidade de se distinguir o custo de uso da rede entre as horas do dia. Além de cobrir mais adequadamente os custos de uso da rede em cada horário de utilização, a Tarifa Branca sinaliza para o cliente o melhor horário de uso da rede. Reagindo a essa sinalização, o *prossumidor* pode optar por aumentar a coincidência de geração e carga, migrando a carga do período de ponta para coincidir com a sua geração e aumentando o consumo interno ou passar a utilizar mais a energia proveniente da rede no período fora da ponta.

Embora não seja o foco deste trabalho, é necessário frisar que para aplicar uma tarifa diferenciada por horário como a Tarifa Branca é de suma importância que essa tarifa esteja bem calculada, com sinal aderente aos custos e horário de ponta bem definido. Em muitas distribuidoras brasileiras não é o que acontece. Na no caso da CEMIG D, por exemplo, o equacionamento dos custos não estará inteiramente resolvido somente com a aplicação da Tarifa Branca, porque o sinal Ponta/Fora de Ponta da Tarifa Branca é menor do que deveria ser. Mas, este é outro problema a ser corrigido com o tempo e depende de vários fatores que hoje ainda impedem uma ampliação da aplicação da Tarifa Branca para todos os clientes da baixa tensão.

Enfim, para tarifar mais adequadamente os clientes MMGD em relação ao consumo compensado, indubitavelmente a melhor modalidade é a Tarifa Branca. E para que esta tarifação seja ainda mais efetiva e aderente aos custos, deve-se adequar o sinal da Tarifa Branca.

É de se esperar que, à medida em que se passe a cobrar os custos de uso da rede, encargos e outras componentes da tarifa sobre o consumo compensado, os *prossumidores* passem a alterar o seu perfil de carga, aumentando a proporção de consumo interno. Este é mais um motivo para que o pagamento pelo uso da rede dos *prossumidores* seja coerente com os custos de uso das redes, sinalizando corretamente os períodos em que uma diminuição da carga destes clientes irá ser também benéfica para todo o sistema, evitando custos para toda a sociedade.

#### 4. Princípios de Tarifação

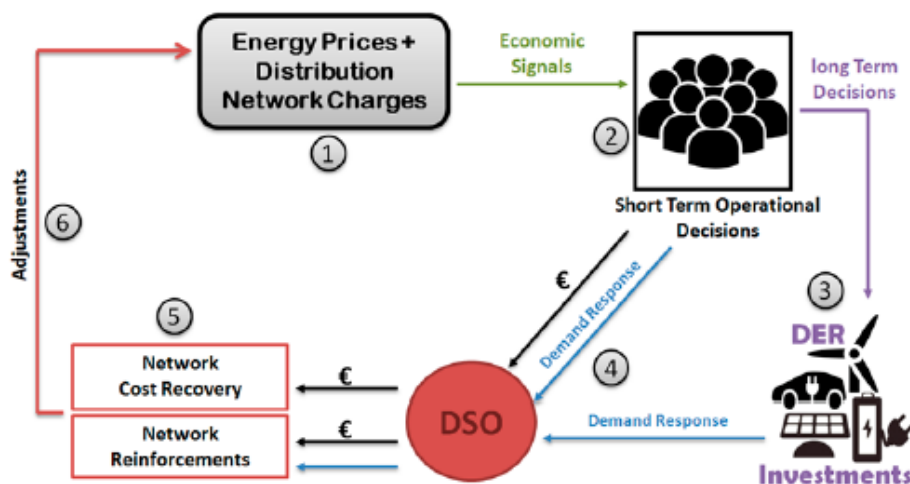
---

A mudança de um modelo de distribuição fundamentado na premissa de grandes geradores centralizados, com clientes passivos, para um novo paradigma com geração distribuída de pequeno porte e consumidores que podem responder de forma cada vez mais ágil aos estímulos tarifários, trouxe no mundo inteiro a necessidade de repensar os modelos de tarifação vigentes. As estruturas tarifárias têm que se adaptar a estas alterações e equilibrar os objetivos múltiplos que mudam não somente ao longo do tempo, mas de acordo com o país e a região. Por isso é necessário um planejamento cuidadoso, assim como uma gestão eficaz das transições (CEER, 2017).

De fato, a transformação dos consumidores em *prossumidores* configura um aumento da descentralização das decisões acerca da ampliação e utilização da rede e evidencia a função da tarifa como meio de comunicação entre as distribuidoras de um lado, que detêm a informação dos efeitos que diversos usos causam na rede e, do outro lado, o *prossumidor*, que passa a tomar decisões cada vez mais relevantes e com maior impacto na operação e expansão das redes.

O processo de comunicação é ilustrado no ciclo de desenho e aplicação da tarifa (Abdelmottaleb, Gómez, & Reneses, 2017), que se inicia com a publicação de nova tarifa pelo regulador (1), enviando um sinal econômico ao cliente que tomará decisões operacionais de curto (2) e longo (3) prazo a partir destas tarifas. A concessionária de serviço público arrecada, em seguida, os pagamentos (4), avalia os resultados (5) e propõe ajustes à estrutura tarifária (6).

Figura 7 – Ciclo de desenho tarifário e reações



Fonte: (Abdelmottaleb, Gómez, & Reneses, 2017)

Embora este papel da tarifa – a sinalização tarifária – existiu desde sempre, o maior dinamismo imposto aos sistemas de distribuição pela entrada da GD e outros REDs enfatiza a importância de comunicar corretamente os custos e benefícios trazidos por estes novos clientes de forma a incentivar escolhas racionais, com menor custo global para todo o sistema.

É, em suma, a maior descentralização das escolhas de investimento que traz consigo a necessidade de melhorar a sinalização tarifária, tanto em termos do horário e comportamento de uso, quanto em termos locais.

Por isso, as premissas consideradas no processo de definição das tarifas e da maneira em que elas serão cobradas dos *prossumidores* devem refletir essa mudança de paradigma, com especial atenção para o dinamismo das novas formas de uso de energia e da necessidade de versatilidade do sistema de tarifação.

#### 4.1. Princípios Gerais de Tarifação

Há uma grande quantidade de publicações que elencam princípios gerais para a construção de tarifas de serviços públicos em geral ou para a distribuição de energia elétrica, em particular (Lovejoy & Garfield, 1964), (Bonbright, 1961), (Lazar & Gonzalez, 2015, p. 36), (CEER, 2017, p. 7). Uma discussão aprofundada sobre tarifação com especial atenção ao caso brasileiro pode ser encontrada no relatório parcial do P&D ANEEL 00381-0009/2018 da Empresa Força e Luz Santa Maria - ELFSM sobre o aperfeiçoamento da estrutura tarifária (Antunes, Sobrosa, Boff, Ferreira, & Koole, 2020). Aqui será feita uma exposição sumária, focada nos elementos mais relevantes para a MMGD e REDs

e a atualização destes princípios à luz das transformações que estes novos agentes trazem para o sistema.

Uma referência comum entre muitos textos é o livro sobre os princípios de tarifação dos serviços públicos de Bonbright (Bonbright, 1961, p. 291). Neste livro, Bonbright lista algumas características importantes de uma estrutura tarifária, entre as quais:

- Praticidade: a tarifa deve ser simples, compreensível, aceitável para o público, com aplicação viável, e ser livre de controvérsia quanto à sua interpretação.
- Manutenção do equilíbrio financeiro das distribuidoras, retornando a receita total correspondente aos custos regulatórios e resultando em fluxo de Caixa relativamente estável.
- Isonomia: não discriminar qualquer cliente ou grupo de clientes.
- Promoção da eficiência econômica no uso de energia, bem como entre produtos concorrentes e serviços, garantindo o nível de confiabilidade desejado pelos clientes.
- Estabilidade: não deve haver variação demasiadamente adversas para nenhum dos usuários.

Nenhuma estrutura tarifária consegue, ainda segundo Bonbright, atender plenamente a todos estes objetivos simultaneamente, porque alguns deles são conflitantes ou podem ter múltiplas interpretações. No entanto, um ponto de partida para promover uma estrutura tarifária que equilibre estas características é a construção de tarifas que reflitam os custos de uso da rede - *cost-reflective tariffs* (MITei, 2016, p. 308), (CEER, 2017, p. 7), (Lazar & Gonzalez, 2015, p. 36).

A ideia de estruturação de tarifas que reflitam o custo de uso da rede dos clientes tenha sido adotada largamente, inclusive pela ANEEL (Antunes, Sobrosa, Boff, Ferreira, & Koole, 2020, p. 45), e tem como objetivo a alocação eficiente de recursos da sociedade, incentivando os usuários da rede a tomar decisões de menor custo, que estimulem o melhor uso compartilhado da rede.

Esta noção se torna particularmente importante no contexto da introdução de REDs e GD. Entre as recomendações do MIT Energy Initiative – MITEi para criação de um sistema de tarifas eficiente (MITei, 2016, p. 308), a primeira é justamente de estabelecer tarifas que sejam compreensivas e que reflitam os custos de uso da rede. De fato, o investimento massivo em GD e outros REDs reforça a necessidade de se comunicar corretamente aos clientes os reflexos das suas decisões de investimento nos custos de uso da rede. A sinalização tarifária se mostra, portanto, uma ferramenta chave para o aproveitamento otimizado do potencial de redução de custos de uso da rede resultante da introdução de novas tecnologias e da geração distribuída.

A construção da tarifa a partir do cálculo dos custos de uso da rede tem relevância, ainda, do ponto de vista prático, oferecendo um ponto de partida para a distribuição de custos entre categorias de clientes. Considerando no cálculo uma estratificação de mercado em classes de consumo, níveis de tensão e regiões geoeletricas que agrupe clientes com custos similares, obtém-se um retrato da estrutura de custos da empresa. A partir deste resultado podem ser feitas as ponderações necessárias devidas à regulação vigente, alterando o peso relativo das tarifas de cada estrato e,



consequentemente, a receita a ser recuperada de cada estrato de clientes. A grande importância de proceder desta maneira é que assim se consegue quantificar os subsídios cruzados em que se incorre ao acatar outros princípios pertinentes da tarifação.

Entre os princípios básicos de tarifação mencionados, alguns merecem uma atenção maior quando se trata de construir tarifas para os *prossumidores*. Primeiro, deve-se estar atento à aplicação do princípio de isonomia das tarifas, já que estes clientes se comportam alternadamente como geradores e carga. A ANEEL, nas audiências públicas dos últimos dois anos tem enfatizado o tratamento dos clientes MMGD como consumidores e insistido que estes clientes devem ter tratamento igual aos demais clientes dos subgrupos tarifários e classes aos quais pertencem. No entanto, a isonomia tarifária deve também ser posta sob a ótica da concatenação das regras da MMGD com aquelas aplicáveis aos autoprodutores e geradores de fontes incentivadas. Assim como para a parcela da carga, o tratamento dado à faceta de geração destes clientes deve obedecer às mesmas regras às quais estão sujeitos os demais geradores ou, ao menos, seguir a mesma lógica de construção das tarifas.

Outro aspecto dos princípios de Bonbright que merece destaque ao se tratar da tarifação da MMGD é o de incentivo à eficiência energética. Mostrou-se na seção 2.6 que um dos desafios postos pela regulação atual é a falta deste incentivo. No entanto, é fundamental que as tarifas aplicadas aos *prossumidores* os induzam ao uso eficiente de energia elétrica, principalmente enquanto estas tarifas forem objeto de estímulos à expansão da MMGD, como a isenção de impostos e de encargos tarifários.

Por fim, embora a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias seja garantido nas revisões tarifárias, as regras atuais da MMGD causam perda de receita para as distribuidoras entre as revisões, como mostrado na nota técnica NT 188/2019 da SGT/ANEEL (ANEEL, 2019). Os montantes destas perdas podem não ser muito significativos ainda, mas se a inserção da MMGD se desenvolver de acordo com as previsões feitas por este projeto, eles se tornarão muito relevantes em poucos anos, como é mostrado no Capítulo V.

No contexto mais amplo da regulação no Brasil, o desequilíbrio de receita das distribuidoras transborda para um problema de isonomia tarifária. Quando as tarifas de uso do sistema de distribuição são recalculadas nas revisões tarifárias, a parcela de custos dos quais os clientes MMGD ficaram isentos é repassada para os demais clientes e o problema de desequilíbrio financeiro se transforma, então, em uma falta de isonomia. Os clientes regulares da distribuidora passam a arcar com os custos de uso da rede causados pelos clientes MMGD.

O problema da manutenção do equilíbrio econômico da distribuidora em um contexto de inovação tecnológica é muito mais abrangente que o escopo deste projeto e não se limita aos impactos da GD, mas perpassa toda a gama de REDs discutidos na seção 1. Também não se limita ao campo da tarifação, já que muitas inovações tecnológicas apresentam uma relação inversa entre os custos de investimento e operacionais, cujo equilíbrio deve ser objeto de discussão mais ampla no setor (CEER, 2018, p. 20).

Além dos princípios básicos de tarifação mencionados, um conceito que pode auxiliar na orientação para construção das tarifas dos *prossumidores* é o da objetividade das tarifas, que consiste em

aplicar tarifas do uso do sistema de distribuição que têm como base o efeito sobre a rede de distribuição das ações de cada agente, sem que se leve em consideração como este efeito foi produzido (MITeI, 2016, p. 308). A ideia consiste em não vincular a tarifação do uso da rede de distribuição com o que acontece “por traz do medidor”, faturando o cliente exclusivamente em função de alterações mensuráveis que este produz na rede elétrica. Um exemplo da aplicação deste princípio é preferir uma tarifa sobre a demanda injetada medida de um gerador a uma tarifa sobre a sua capacidade instalada. Assim se assegura que o faturamento do cliente seja feito com base em informações objetivas, sem a necessidade de um controle excessivo da atividade dos clientes por parte da distribuidora.

## 4.2. Modelos de Tarifação

---

Antes de analisar a melhor modalidade tarifária para a MMGD, na seção seguinte, é necessário conhecer um pouco acerca dos modelos de tarifação em que estas se inserem. Na seção 1.1 viu-se uma explanação da legislação e regulamentação de recursos energéticos distribuídos no Brasil e na seção 2.1 se discutiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que é o modelo de tarifação aplicado aos clientes MMGD no Brasil.

Os dois modelos de tarifação de geração distribuída com maior divulgação são o modelo de tarifa *Feed in*, com ampla aplicação em países da Europa e o *Net Metering*, muito utilizado nos EUA. O SCEE se assemelha ao modelo norte-americano, com a apuração mensal e tarifação com base em um consumo “líquido” (subtração da Injeção do Consumo). As propostas de alteração da tarifação da MMGD feitas pela ANEEL afastariam o SCEE um pouco deste conceito, já que todo o consumo de energia através da rede passaria a ser faturado com as tarifas de Fio e outras, a depender da alternativa escolhida. Também nos EUA se busca há algum tempo alternativas para o sistema *Net Metering*, em grande parte pelos mesmos motivos que levaram a ANEEL a propor alterações no SCEE (Stanton, 2019).

É necessário, portanto, explorar as possibilidades que existem ou poderiam ser propostas para a substituição ou reforma do SCEE. Neste sentido, Hledik e Lazar apresentam quatro diferentes abordagens para a integração de REDs e GD no modelo regulatório, em especial em relação ao pagamento do uso da rede (Hledik & Lazar, 2016, p. 25): a tarifa granular, arranjo de compra/venda, a comercialização e tarifas específicas para REDs.

A **Tarifa granular** consiste numa tarifação detalhada e desagregada na qual o serviço de distribuição é precificado detalhadamente em cada uma das suas componentes. O nível de detalhamento desta tarifa ou granularidade pode ter diversos graus de acordo com três dimensões: temporal, locacional e o tipo de serviço.

O aspecto temporal consiste no horário, época do ano ou dias específicos em que ocorre o serviço e o locacional se refere à distribuidora, região, alimentador ou ao ponto de conexão específico do cliente na rede, a depender do grau de granularidade pretendido. Os tipos de serviço incluem todos aqueles que se deseja admitir na regulação e no caso da GD seriam o uso da rede para consumo e injeção, mas se poderia considerar outros REDs, como os serviços ancilares.



O arranjo de **Compra/Venda** consiste em tarifa bidirecional na qual o cliente com RED paga uma tarifa única e simples pelo serviço de distribuição e é remunerado com outra tarifa pelos serviços que presta à rede. A principal diferença em relação à tarifa granular é que esta modalidade não detalha em componentes todos os serviços pelos quais o consumidor está pagando ou sendo creditado.

Na **Comercialização** de serviços de distribuição, as concessionárias adquirem serviços agregados de agentes comercializadores não regulados prestados por consumidores individuais e com os quais os agentes têm um acordo de recompensação. No texto de Hledik e Lazar é proposto um modelo de leilão de serviços energéticos através do qual a distribuidora contrataria serviços energéticos agregados específicos para determinadas regiões do sistema. O comercializador vencedor do leilão por sua vez iria negociar com os clientes dessa região para implementar os serviços solicitados.

Por fim, com as **Tarifas específicas para REDs** cria-se uma tarifa diferente para cada RED que reflete o custo de atender a classe de clientes com cada recurso. No caso da MMGD, por exemplo, se traduziria em criar uma classe separada para estes clientes e calcular uma tarifa específica para esta classe.

Cada um desses tratamentos dados aos REDs tem suas vantagens e desafios específicos, em particular em relação a uma possível adoção no Brasil. Além disto, há várias maneiras de implementar esses modelos, inclusive combinando características de cada tratamento e com a possibilidade de se estender o modelo para além da tarifação do uso da rede.

O próprio sistema de compensação e as propostas da ANEEL para sua modificação formam um híbrido entre algumas dessas abordagens. No entanto, o modelo que mais se aproxima da regulação tarifária brasileira é o da tarifa granular.

A regulação atual já contém alguma granularidade nas tarifas de uso da rede, pois permite a escolha de tarifas diferenciadas por horário na média e na baixa tensão e separa, ao menos no cálculo, o uso da transmissão e da distribuição. A obtenção das tarifas das componentes de compra de energia, encargos, perdas elétricas etc. ocorre a partir de cálculos separados, no qual é possível utilizar para cada componente uma estrutura tarifária própria, que determina o peso das tarifas entre subgrupos, classes e postos tarifários. Por isso, o caminho mais indicado para a tarifação da MMGD parece ser a da tarifa granular, aumentando o detalhamento da tarifa hoje existente.

As possíveis extensões da granularidade das tarifas fio consistem em aumentar a aplicação da Tarifa Branca e incluir não só o uso da rede pela carga/demanda, mas também o uso da rede pela injeção, considerando o horário e localização da geração, como já acontece com as tarifas dos geradores conecta Subgrupo A2. Para definir estas tarifas mais granulares, seria necessário detalhar o cálculo dos custos de uso da rede temporalmente, com a introdução de um posto tarifário *diurno* para delimitar o período em que a GFV atua e espacialmente, fazendo o cálculo por região geo-elétrica. Estas seriam extensões lógicas do modelo atual de tarifação de uso da rede, condizentes com os princípios expostos na seção anterior e que formam o caminho seguido por este projeto para tentar melhorar a tarifação MMGD.

Entre os outros modelos elencados, o modelo de compra/venda propõe uma lógica contrária ao da tarifa granular e o de tarifas específicas para os REDs vai contra o que a ANEEL vem propondo nas consultas públicas, de tratar os clientes MMGD de maneira similar aos demais consumidores e, também, vai contra o princípio de objetividade da tarifa, exposto na seção anterior, que indica se deve preferir tarifas de uso da rede elétrica que tenham como base os efeitos que as ações dos clientes têm sobre a rede.

Por fim, o modelo de comercialização parece ter algum interesse para a regulação no Brasil. À primeira vista, se poderia pensar que este tipo de arranjo seja um tanto distante da realidade brasileira. No entanto, mesmo não exatamente no formato de leilão proposto no texto de Hledik e Lazar, uma maior interação entre distribuidoras e Empresas de Serviços de Energia – ESCOs ou comercializadores varejistas, por exemplo, poderia constituir uma forma de aproveitar melhor as funcionalidades disponibilizadas por inversores inteligentes e novos equipamentos localizados atrás do medidor. O cliente disponibilizaria para comercializador o acesso ao inversor da sua unidade, com quem faria um acordo a este respeito e o comercializador, por sua vez, faria o acerto com a distribuidora destes serviços de forma agregados por região ou alimentador.

## 5. Proposta de Tarifação para Geração Distribuída

---

As tarifas de todos os clientes devem ter o máximo de aderência aos custos, de forma a incentivar hábitos de uso e escolhas racionais do ponto de vista econômico. Quanto mais duradouros os efeitos das escolhas dos clientes, mais aumenta a importância da sinalização tarifária correta. Uma boa sinalização tarifária é fundamental para a implementação de Recursos Energéticos Distribuídos de maneira sustentável (MITeI, 2016, p. 75).

A sinalização tarifária deve ser feita mirando o efeito que suas ações dos clientes produzem sobre a rede, minimizando a necessidade de controlar a instalação do cliente (atrás do medidor) e tomando como base as medições dos clientes com grandezas objetivas que capturem adequadamente o efeito do comportamento do cliente sobre os custos da rede.

Além de uma sinalização correta dos custos, as tarifas devem ter isonomia e coerência: clientes com características iguais ou similares devem ter tratamento similar enquanto as distinções entre clientes devem se basear em características objetivas. Neste espírito, deve-se buscar uma aproximação da regulação da MMGD com a do autoprodutor e ampliar o mercado livre como forma de aproximar o tratamento dado à MMGD com os clientes de fonte incentivada. Em suma, deve ser isonômica para toda a geração e para toda a carga;

Por fim, a regulação deve priorizar regras que incentivem a eficiência energética;

A construção de tarifas coerentes com os custos de uso da rede de distribuição abarca três aspectos: nível tarifário, sinalização horária e sinalização locacional. A alocação correta de custos entre os clientes define o nível tarifário de cada categoria de clientes, enquanto a sinalização horária e sazonal assim como a locacional são dadas através da construção de modalidades tarifárias adequadas a estes propósitos.

## 5.1. Nível Tarifário

---

As tarifas de fornecimento brasileiras encerram várias componentes de custo que são impactadas de maneiras diversas pela introdução de geração distribuída. Seguindo a diretriz de aplicar tarifas condizentes com os custos de cada cliente, a maneira em que a MMGD impacta nos custos que dão origem às diversas partes da tarifa de fornecimento é fundamental para se estabelecer a parcela de custos atribuível a estes clientes.

Grande parte deste projeto foi dedicado a estudar estes efeitos, principalmente em relação aos custos de uso da rede e às perdas técnicas de energia. A seguir se mostrará como estes efeitos devem ser considerados no cômputo do nível tarifário dos clientes MMGD.

### 5.1.1. TUSD Fio

---

As componentes da tarifa relacionadas ao pagamento do uso da rede são denominadas de Fio A, no caso da transmissão e Fio B, no caso da distribuição. Este projeto se concentrou em determinar o impacto da inserção da Micro GD no custo de expansão das redes de distribuição. Utilizou-se as informações dos clientes e das redes da CEMIG D como exemplo, mas com uma metodologia aplicável a qualquer empresa do país, com dados que são disponibilizadas por todas as distribuidoras nas revisões tarifárias periódicas.

Conforme se mostra no Capítulo III, a redução do custo de expansão nas redes de distribuição da CEMIG D é ínfima. O principal motivo disto é que nas redes da empresa a demanda máxima ocorre preponderantemente no horário de ponta, de 17h às 20h, enquanto a GFV acontece ao longo do dia.

Outro fator que contribui para o baixo impacto na redução da demanda máxima das redes é que só se pode considerar para a redução de demanda máxima a geração dos sistemas fotovoltaicos em dias de baixa insolação, já que as redes deverão ser dimensionadas para atenderem toda a carga do sistema mesmo nestes dias de menor produção fotovoltaica.

Chega-se, assim, a uma redução da demanda máxima total das redes entre 1% e 2% da capacidade instalada de geração fotovoltaica, em todos os níveis de tensão. Em outros termos, a cada 100 kWp de geração fotovoltaica distribuída instalada na baixa tensão, a redução da demanda máxima das redes de distribuição em todos os níveis é de 1 a 2 kW, em média.

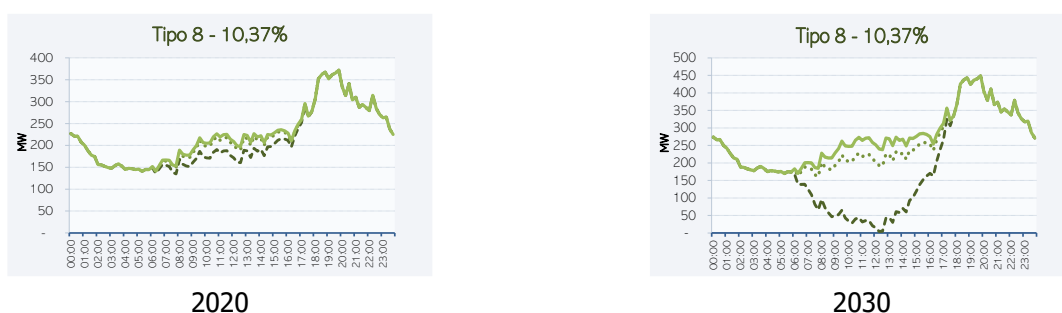
Não se tem muita clareza sobre qual será a necessidade de investimento em redes de distribuição para sua adaptação ao atendimento de um volume relevante de geração fotovoltaica distribuída, o que deverá ser objeto de estudos futuros. No entanto, a redução da demanda máxima da ordem de apenas 1% a 2% da capacidade instalada da Micro GD pode não compensar esses custos.

De qualquer maneira, para que a redução de demanda máxima provocada pela Micro GD se transforme em redução de investimentos, seria necessário quantificá-la claramente e incorporá-la no plano de investimentos das distribuidoras. Ou seja, seria necessário que as empresas passassem a projetar e construir suas redes considerando essa redução de demanda, o que não será o caso, ao menos nas redes de baixa e média tensão, por um motivo que se mostrará a seguir.

O estudo sobre o impacto da introdução de GFV nas redes de baixa tensão mostrado no Capítulo III leva em consideração a situação atual das redes de distribuição da CEMIG D e modela o impacto médio que a introdução de clientes microgeradores terão sobre cada tipo de rede.

A Figura 8 mostra uma das redes-tipo das transformações de média para baixa tensão da CEMIG D na situação em que se encontra em 2020 e com a sua projeção para 2030, considerando o impacto mínimo da GFV introduzida (linha pontilhada verde clara) e o efeito máximo (linha pontilhada escura), que modelam, respectivamente os dias com pouca insolação e os dias do ano com maior participação da GFV.

Figura 8 – Exemplo de rede-tipo em 2020 e com simulação para 2030



Fonte: Elaboração Própria

Esta rede tipo representa um conjunto grande de circuitos de baixa tensão que, juntos, somam 10,37% da energia hoje fornecida em baixa tensão pela CEMIG D. No gráfico à direita da Figura 8 mostra-se que as redes com as características de carga deste tipo terão ao meio-dia dos dias de maior produção da GFV em 2030, em média, uma injeção igual ao consumo dos clientes conectados a elas. No entanto, é evidente que a quantidade e capacidade de clientes microgeradores não será distribuída uniformemente entre todos os circuitos de baixa tensão que formam este tipo de rede hoje. Se terá circuitos com poucos ou nenhum cliente Micro GD, outros onde haverá uma concentração de microgeradores e a situação intermediária, com alguns clientes com geração.

Nos circuitos com nenhum cliente Micro GD a carga terá o mesmo perfil de hoje, enquanto naqueles com alta concentração de clientes microgeradores se terá uma injeção muito maior que a mostrada no segundo gráfico da Figura 8. Neste último caso, a injeção total no circuito pode ultrapassar a demanda máxima da carga no horário de ponta e fazer o custo de investimento passar a depender da capacidade de geração instalada e não mais da carga do circuito. Como se mostra nos gráficos da seção 2.3 do Capítulo III, essa situação pode ocorrer não somente nos circuitos de baixa tensão, mas também nos alimentadores de média tensão.

Verifica-se, portanto, que no futuro os custos de expansão dos sistemas de distribuição serão determinados não somente pela carga, mas também pela injeção presente nas redes de distribuição. Embora isto possa parecer um tanto distante, considerando a situação atual das redes de distribuição, a rápida expansão da Micro GD mostrada no Capítulo V deixa claro que esta é uma transformação que virá relativamente cedo.

Consequentemente, o custo de uso das redes de distribuição terá que ser compartilhado entre carga e geração também na baixa tensão, como já acontece na rede básica e nas redes de alta e média tensão. Uma discussão necessária para isto se concretizar é como se fará a alocação de custos entre geração e carga na rede de distribuição. O ideal é que isto ocorra de acordo com o custo de uso da rede efetivamente incorrido por cada parte e para isto precisa-se estabelecer uma metodologia de cálculo de custo, como a que está sendo desenvolvida no P&D de aperfeiçoamento da estrutura de tarifas da Santa Maria (Antunes, Sobrosa, Boff, Ferreira, & Koole, 2020).

Enquanto não se tenha uma metodologia incorporada à regulação, se deverá recorrer a uma aproximação. Nas simulações de atratividade da Micro GD feitas neste trabalho, utilizou-se 50% do custo de uso da rede de baixa tensão no posto fora de ponta calculado para os clientes de carga. A lógica que motivou esta aproximação é que os clientes Micro GD, no momento, ainda não utilizam as redes de média e alta tensão na parcela de geração e que o custo de uso da rede de baixa tensão seja alocado meio a meio entre carga e geração.

A proposta deste trabalho está resumida nos itens a seguir, para os diversos clientes MMGD. Na seção 5.2 serão discutidas as modalidades de tarifação aplicáveis:

- Clientes com geração local na baixa tensão devem pagar pelo uso da rede enquanto carga sobre a energia fornecida a eles através da rede elétrica e enquanto geradores sobre a energia injetada. A tarifa da parcela de carga é a mesma que para os demais consumidores e a tarifa da parcela de geração ainda deve ser estabelecida;
- Os clientes com geração remota na baixa tensão devem pagar como gerador na unidade que possua somente geração ou como gerador e carga, caso essa unidade possua as duas (da mesma forma que o cliente com geração local) e somente como carga na(s) unidade(s) que somente recebem energia.
- O caso dos clientes com geração local no Grupo A deveria ser idêntico aos da baixa tensão, com pagamento da parcela de geração e da carga separadamente. Em particular, estes clientes devem pagar a TUSD Fio de Ponta da mesma maneira que os demais clientes. Ocorre, no entanto, que o uso da rede do Posto Fora de Ponta é cobrado dos clientes regulares do grupo A através de uma tarifa de demanda, que cobre todo o custo de uso da rede deste posto. Os clientes Mini GD pagam esta mesma tarifa sobre sua demanda contratada como forma de pagarem o uso da rede tanto da parcela de carga quanto da parcela da geração. No entanto, o uso da rede da parcela de carga dos clientes com geração local será, via de regra, menor que a média dos clientes regulares. Enquanto isso, o uso da rede da parcela de geração pode ser tão significativa ou mais que o uso da rede fora de ponta da parcela de carga. Por isso, deve ser faturada separadamente.
- Por fim, os clientes com geração remota com unidade geradora conectada nas redes de média e alta tensão devem pagar a TUSD Fio como geradores.

### 5.1.2. TUSD Perdas

---

No Capítulo III é mostrado o impacto nas perdas elétricas e no uso da rede dos clientes microgeradores de acordo com o posto tarifário. Observou-se redução das perdas dos alimentadores nas simulações de fluxo de potência com a inserção da microgeração, principalmente na média tensão. As perdas, em kWh, diminuem com a inserção da Micro GD na maioria das simulações, pois a geração reduz a carga diurna da rede BT, transformadores e principalmente da rede MT.

Mas isto acontece até um determinado limite. Dependendo do nível de injeção, que varia conforme o nível de inserção e insolação, aparecerá fluxo reverso e o surgimento de perdas com esse fluxo negativo. E se o fluxo reverso ultrapassar o fluxo direto, haverá um aumento do carregamento médio da rede e um aumento das perdas, e não uma redução. Isto acontece principalmente nas simulações de maior penetração da Micro GD, na condição de Pleno Sol, e nos sábados e domingos, sendo os circuitos de baixa tensão o segmento mais afetado.

Porém, na maioria dos alimentadores, principalmente nos níveis de menor inserção, há indubitavelmente redução das perdas totais dos alimentadores. Assim, verifica-se que não é adequado cobrar TUSD Perdas Técnicas dos clientes microgeradores nem sobre a parcela de geração nem sobre a parcela de energia compensada, já que normalmente a parcela de geração reduz as perdas de maneira a compensar as perdas ocorridas no horário de ponta.

### 5.1.3. Encargos Setoriais

---

Os encargos tarifários são componentes da tarifa que são recolhidos pelas distribuidoras e destinados a fundos setoriais com diversas finalidades. É importante compreender um pouco da origem e do modo de apuração de cada um destes encargos para poder entender como a entrada de clientes MMGD interfere na sua arrecadação. Mais detalhes sobre os encargos setoriais estão no módulo 5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL<sup>16</sup>. Os encargos explicitados nas tarifas de fornecimento são:

- a) TFSEE: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica;
- b) PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas;
- c) ESS - Encargo de Serviços do Sistema;
- d) EER - Encargo de Energia de Reserva;
- e) P&D e PEE: Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética;
- f) CDE - Conta de Desenvolvimento Energético;

A relevância desses encargos na fatura dos consumidores pode ser vista na Tabela 5, que mostra as componentes de encargo incluídas nas tarifas dos clientes Residenciais – Subgrupo B1 da CEMIG D em maio de 2019. Desconsiderando a CDE Energia, que foi extinta em 2019, os encargos representam 15% da tarifa econômica total do subgrupo. O encargo de maior peso é a CDE, que representa 56% do total dos encargos setoriais e pesa em 8% na tarifa de fornecimento.

---

<sup>16</sup> <https://www.ANEEL.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>





Tabela 5: Encargos na Tarifa do Subgrupo B1 da CEMIG D em 2019

	Encargo	Tarifa 2019 - B1 [R\$/MWh]	% do Encargos	% da Tarifa
	TFSEE	0,590	0,7%	0,1%
TUSD Encargos	P&D	3,139	3,7%	0,5%
	CDE	48,24	56,2%	8,4%
	PROINFA	9,357	10,9%	1,6%
TE Encargos	P&D	2,61	3,0%	0,5%
	ESS/ERR	13,34	15,5%	2,3%
	CDE Energia*	8,55	10,0%	1,5%
	Total	85,830	100,0%	14,9%

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2020)

\* Extinto em 2019

Na análise de impacto regulatório da ANEEL apresentada na Consulta Pública 25/2019 (ANEEL, 2019) a ANEEL conclui que não há razão técnica para isentar os clientes MMGD do pagamento de encargos. No entanto, sabe-se que os clientes classificados como autoprodutores são isentos de alguns encargos pelo fato de gerarem eles mesmos a energia que consomem. Este paralelo com os clientes Autoprodutores deve ser compreendido com algumas ressalvas, já que a geração do autoprodutor pode ter características um pouco diferentes da MMGD e as regras de cobrança de encargos dos clientes Autoprodutores têm suas próprias falhas. Mesmo assim, a breve análise a seguir mostrará que em alguns pontos é necessário admitir a isenção de alguns encargos para os clientes MMGD.

## TFSEE

Os recursos da taxa de fiscalização são destinados ao custeio das atividades da Agência Reguladora – ANEEL. Assim, não há motivo técnico para o cliente MMGD ser excluído do rateio do pagamento deste encargo. Seu valor, para as distribuidoras e permissionárias é calculado como uma porcentagem - 0,4% - do Benefício Econômico Anual Auferido pelo concessionário. A fórmula de cálculo do Benefício Econômico que consta no Módulo 5.5 do PRORET leva em consideração a demanda máxima da empresa e o faturamento de TUSD Fio B (ANEEL, 2016):

$$TFd = 0,4\% \times \frac{Ed}{Ec + Ep} \times \frac{1}{Fc} \times (Pad - Dae - Dat)$$

Onde:

- TFd = valor anual da TFSEE dos agentes de distribuição de energia elétrica, expressa em R\$;
- Ed = mercado de energia associado à tarifa de uso do sistema de distribuição, expresso em MWh;
- Ep = energia associada à geração própria, quando ocorrer, expresso em MWh;
- Ec = energia associada aos contratos de compra de energia, somada com a energia associada aos mercados livre e de uso da distribuidora, expresso em MWh;
- Fc = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

- Pad = produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, expresso em R\$;
- Dae = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$; e
- Dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.

A entrada de clientes MMGD tem três efeitos sobre esta fórmula: (1) o termo  $\frac{Ed}{Ec+Ep}$ , que é menor do que 1, diminui à medida que o mercado MMGD cresce, já que nominador e denominador decrescem igualmente, (2) em empresas como a CEMIG D, nas quais a demanda máxima ocorre ao final do dia, o fator de carga da carga própria da empresa diminui com a entrada de GFV, já que a demanda máxima não se altera e a demanda média cai na proporção da GFV que entra e (3) nas regras atuais o faturamento de TUSD Fio B cai, já que o cliente MMGD só paga uma pequena parcela desta componente relativo ao consumo mínimo.

Se a diminuição do fator de carga compensar a diminuição do termo  $\frac{Ed}{Ec+Ep}$  e a redução de faturamento de TUSD Fio B nas condições atuais do sistema de compensação, a entrada dos clientes MMGD não irá afetar o cálculo do Benefício Auferido. Assim, se o encargo permanece o mesmo, o pagamento dos demais consumidores é majorado na proporção da entrada de nova GFV.

Na hipótese dos clientes MMGD pagarem TUSD Fio B sobre a energia compensada, isto pode elevar o benefício auferido, já que os efeitos sobre o mercado e fator de carga permanecem e o faturamento de TUSD Fio B irá cair menos.

De qualquer maneira, não se justifica a isenção de pagamento deste encargo para os clientes MMGD, nem conceitualmente, nem do ponto de vista do cálculo do montante de encargo.

## PROINFA

---

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, instituído em 2002 pela Lei 10.438/2002<sup>17</sup> com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, consiste na compra de energia de usinas deste tipo de fonte. A energia gerada por 131 usinas, selecionadas pelo programa, é repassada aos clientes que custeiam o encargo. Assim, tanto os clientes livres quanto os cativos pagam o encargo e recebem em troca uma parcela da energia gerada. No caso dos clientes cativos, a energia proveniente do programa é contabilizada com preço igual a zero no cálculo do preço médio de compra de energia repassado na componente da tarifa TE Energia para compensar o fato de estes clientes já pagarem por esta energia via encargo.

---

<sup>17</sup> [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm)

A exclusão do cliente MMGD do rateio deste encargo resulta em um prejuízo para os demais consumidores, apesar de não muito relevante. A sua cota de compra de energia do PROINFA será aumentada e, apesar de terem de pagar uma parcela maior do programa, também receberão uma quantidade maior da energia proveniente dessas usinas. Assim, como o preço médio da energia proveniente deste programa é maior que o preço médio de compra de energia das distribuidoras, isto resultará em um aumento da tarifa deste encargo paga pelos demais clientes. Este aumento consistirá na diferença entre o preço médio da energia do programa e o preço médio de contratação de energia pela distribuidora multiplicado pela cota de energia do programa destinada a cada cliente.

Todavia, não faria sentido um cliente MMGD pagar este encargo sobre a parcela de energia que está gerando, já que esta energia também é de fonte renovável e, principalmente, porque não irá receber nenhuma energia gerada pelas usinas do programa. Esta mesma lógica já é aplicada ao caso dos clientes Autoprodutores, que não pagam esse encargo sobre a sua energia autoproduzida.

## ESS

---

Os Encargos de Serviços do Sistema existem para cobrir custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN , como os serviços ancilares, a compensação síncrona e a geração fora da ordem de mérito em casos de restrição operativa e para segurança energética. O detalhamento dos serviços cobertos pelos ESS pode ser encontrado nos cadernos das regras de comercialização da Câmara de Comercialização de Energia elétrica – CCEE (CCEE, 2020)

Estes encargos são pagos por todos os consumidores do SIN, cativos e livres. No caso dos clientes cativos eles são pagos na componente ESS/EER (junto com o Encargo de Energia de Reserva) como parte da Tarifa de Energia – TE, e no caso dos clientes livres o acerto do ESS é feito diretamente na CCEE. No entanto, a energia autoproduzida é excluída do rateio de cálculo de algumas componentes deste encargo, como os serviços ancilares, restrições de operação, compensação síncrona e importação de energia.

Embora exista uma forte similaridade dos clientes MMGD com os Autoprodutores, não há como afirmar que esses não se beneficiam dos serviços do sistema, mesmo no caso daqueles serviços dos quais os autoprodutores são isentos. Isso porque a compensação da energia se dá necessariamente em momento diferente da sua injeção e o cliente MMGD se beneficia dos serviços quando está recebendo a energia da rede.

Como a autoprodução é excluída do rateio de alguns componentes de custo do ESS e, também, por simplificação, acredita-se ser melhor isentar o *prossumidor* do pagamento deste encargo. A eventual inclusão da ESS na tarifa do cliente MMGD deve ser discutida em conjunto com as alterações das regras deste encargo aplicáveis aos Autoprodutores, mantendo uma regulação compatível para os dois grupos de clientes.

## EER

---

O Encargo de Energia de Reserva consiste no custeio das usinas contratadas nos leilões de energia de reserva para garantir a continuidade do fornecimento de energia no SIN. A base de cálculo para rateio do encargo considera toda a energia dos consumidores, excluída a parcela autoproduzida dos clientes Autoprodutores.

Os agentes de distribuição; consumidores livres e especiais; autoprodutores na parcela da energia adquirida; produtor de geração com perfil de consumo; ou agente de exportação - devem pagar o Encargo de Energia de Reserva – EER.

Mesmo a energia das pequenas usinas MMGD individuais não podendo ser considerada firme, no seu conjunto, elas irão prover uma quantidade de energia razoavelmente estável e previsível, mesmo que dependente das condições meteorológicas. Neste aspecto, inclusive, a fonte solar tem uma interação positiva com a matriz energética brasileira, fortemente dependente da energia hidráulica e de precipitação, enquanto a fonte solar tem geração alta na época seca.

No caso de clientes MMGD, como a utilização dos créditos de energia para compensação ocorre sempre depois que o cliente já gerou a energia e injetou no sistema de distribuição, em princípio a parcela de energia que lhe cabe já foi garantida antes do momento da compensação e faria pouco sentido ele participar no pagamento deste encargo. O tratamento dado deveria, portanto, ser o mesmo dispensado à energia gerada pelos clientes autoprodutores para consumo próprio, que atualmente é isenta do encargo.

## P&D e PEE

---

Os encargos de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e do Programa de Eficiência Energética – PEE da ANEEL são destinados ao financiamento de projetos de pesquisa e para projetos de eficiência energética intermediados pelas distribuidoras. O encargo é calculado como um percentual da receita operacional líquida da distribuidora. Não há, portanto, motivação técnica para os clientes MMGD não participarem pagamento deste encargo.

Com a entrada de clientes MMGD, a receita faturada das distribuidoras irá cair, diminuindo assim a base de cálculo para o encargo na mesma medida. Assim, a inserção de clientes MMGD não irá gerar aumento de cobrança deste encargo para os demais clientes depois do ano em curso. O montante de encargo de P&D que o cliente MMGD deixa de pagar no primeiro ano de sua adesão, antes do processo tarifário seguinte, será cobrado dos demais clientes através da neutralidade.

Ao passo que os clientes MMGD passarem a pagar o seu uso da rede, isto aumentará a receita operacional da distribuidora e, conseqüentemente, o encargo. Por isso, os clientes MMGD devem pagar o encargo de P&D/PEE da TUSD sobre a energia compensada.

## CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Brasil, 2002) representa mais da metade do volume de encargos pagos pelos clientes de baixa tensão, como foi visto no início desta seção. Na realidade, este encargo é o resultado do agrupamento de alguns encargos que eram tratados separadamente antes da Lei 12.783 de 2013, além dos subsídios tarifários explícitos dados a diversas classes de consumidores. A Tabela 6 mostra as despesas incluídas na CDE de 2018 a 2020. Os maiores itens dessa conta são subsídios tarifários dados a consumidores: os descontos tarifários na distribuição e na transmissão, a Tarifa Social e a subvenção a cooperativas somam R\$ 12,4 bilhões em 2020 ou 56% do total da conta. O segundo item mais relevante é a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC que subsidia a geração térmica nos sistemas isolados, com R\$ 7,5 bilhões em 2020 ou 34% do total. Ou seja, 90% é subsídio.

Tabela 6: Despesas da CDE

Despesas	2018	2019	2020
Restos a pagar	1.061,0	0,0	235,6
Universalização - PLoT e Kit Instalação	941,2	1.078,0	1.141,5
Tarifa Social - Baixa Renda	2.440,0	2.380,0	2.660,7
Carvão Mineral Nacional	850,0	690,1	665,8
CCC - Sistemas Isolados	5.849,0	6.309,7	7.489,3
Descontos Tarifários na Distribuição	8.362,0	8.528,5	8.493,8
Descontos Tarifários na Transmissão	362,0	913,7	855,2
Subvenção Cooperativas	179,0	297,2	345,6
Fontes Renováveis e Gás Natural	0,0	0,0	0,0
Qualificação de mão de obra técnica	0,0	0,0	0,0
CAFT CCEE	8,8	11,1	24,8
<b>Total</b>	<b>20.053,0</b>	<b>20.208,3</b>	<b>21.912,4</b>

Fonte: (ANEEL, 2019)

Entre os subsídios, o mais relevante em 2020 é o desconto sobre a TUSD Fio A e TUSD Fio B dado às fontes incentivadas da Resolução Normativa 077/2004 que, quando somadas as parcelas de desconto na geração e no consumo, representam R\$ 3,6 bilhões ou 32% do total (Tabela 7). O montante deste subsídio aumentou substancialmente desde 2016, com a edição da Lei 13.203 de 2015 que ampliou o limite de potência de empreendimentos novos para 300 MW e incluiu os clientes Autoprodutores entre potenciais beneficiários. Devido ao forte aumento no volume desses subsídios e à queda de preços de instalações fotovoltaicas e eólicas nos últimos anos, é de se questionar a real necessidade de tanto subsídio para essa parcela do mercado, ainda mais que se verá no Capítulo V que até para os consumidores menores, com custo de instalação por kWp maiores, a GFV já é atualmente economicamente atrativa.

Tabela 7: Subsídios Tarifários para clientes

Desconto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 <sup>18</sup>
Rural	1.711	1.961	2.773	2.629	2.590	2.978	2.906	2.857
Consumidor Fonte Incentivada	586	717	947	1.053	1.857	3.157	3.297	3.242
Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.452	2.474	2.661
Irrigação e Aquicultura	406	543	493	649	781	789	897	882
Água-esgoto-saneamento	465	501	665	694	693	763	783	770
Distribuidora	31	394	563	633	657	650	385	378
Gerador Fonte Incentivada	114	164	220	233	236	314	371	365
Total	5.514	6.379	7.826	8.131	9.313	11.102	11.114	11.155

Fonte: (ANEEL, 2019)

Os subsídios explícitos concedidos às classes Rural e Serviço Público de Água Esgoto e Saneamento estão em vias de extinção após a alteração da Resolução 414/2010 (ANEEL, 2010) pela Resolução Normativa 868 de 2019, que estabelece redução sucessiva dos descontos dessas classes até acabarem em 2023. A Classe Rural ainda continuará com subsídios implícitos, conforme explicado no Capítulo III, já que o seu real custo de atendimento é bastante superior ao dos clientes urbanos.

Antes da Lei 12.783 de 2013 os Autoprodutores também pagavam a componente tarifária de subsídios, que existia à época, mas não pagavam o encargo da CDE, que então não incluía os subsídios tarifários. Com o agrupamento dos subsídios tarifários na CDE, estes clientes ficaram isentos deste pagamento.

Quanto ao encargo da CDE, entretanto, percebe-se que a maior parte se refere a subsídios tarifários. Portanto, não há justificativa para excluir os clientes MMGD do pagamento desse encargo.

## 5.2. Modalidade Tarifária

Uma vez feita a alocação correta dos custos em cada classe e nível de tensão, deve-se definir as modalidades tarifárias aplicáveis a cada grupo de clientes. As modalidades tarifárias são especialmente importantes na sinalização correta dos custos para os clientes.

Em princípio, pode-se reduzir qualquer modalidade a tarifas em R\$/MWh, R\$/kW e R\$/cliente, com diferenciação destas tarifas por horário. Existem variações em cima destas três possibilidades de acordo com qual energia ou demanda se irá faturar ou as possíveis classes de clientes. Assim, por exemplo existe a regra do consumo mínimo, que fatura uma quantidade mínima de energia de cada cliente, de acordo com o número defases da sua ligação.

Discutiu-se na seção 2.3 os problemas dessa regra de consumo mínimo, que é o primeiro tópico de modificação proposto por este projeto. Em seguida, se apresentará as propostas de modalidade para o faturamento de uso da rede da parcela de carga, para a geração, para faturamento dos encargos e para a compensação da energia injetada.

<sup>18</sup> Os valores de 2013 a 2019 correspondem a valores realizados e os valores de 2020 correspondem a valores orçados. Os valores de baixa renda para o ano de 2019 contemplam os 12 últimos despachos já publicados

### 5.2.1. Fim do Consumo Mínimo

---

O primeiro ponto da proposta elaborada neste projeto é que os custos da distribuidora que variam por consumidor devem ser faturados com taxa fixa, conforme proposto na Nota Técnica nº 125/2019 - SGT/SRM/ANEEL da AP 059/2018 sobre a tarifação da Baixa Tensão (ANEEL, 2019) . O fim da cobrança através de um consumo mínimo e sua substituição por uma taxa fixa mensal, por cliente, que varie de acordo com o número de fases da ligação do cliente, além de refletir melhor a origem dos custos embutidos nessa parcela da tarifa, o que é válido para todos os clientes da baixa tensão, tem vantagens específicas no caso dos clientes Micro GD:

- Simplifica o sistema de compensação: conforme discutido na seção 2.3, a extinção do consumo mínimo permitiria a alteração do sistema de compensação de modo que toda a injeção do cliente fosse considerada para compensação dentro do mês ou como crédito para os meses seguintes, simplificando o faturamento e o entendimento do SCEE para os clientes;
- Permite aproveitamento de 100% da geração: com a alteração no SCEE do primeiro item, o cliente passaria a compensar a totalidade da sua geração sem ter que ceder parte da geração à distribuidora quando essa coincide com a sua cota de consumo mínimo;
- Melhora a atratividade das unidades menores de Micro GD: sem a obrigação de comprar parte do consumo da distribuidora, os clientes podem dimensionar o sistema de GFV para atender a totalidade do seu consumo, o que melhora a atratividade de unidades de menor consumo;
- Confere transparência ao faturamento da TUSD Fio B e à contabilização de perdas da D: com alteração no sistema de compensação do primeiro item, cessaria a situação explicada na seção 2.3 em que o cliente cede energia à distribuidora como forma de pagamento de uso da rede (supostamente) e a distribuidora passa a receber pelo uso da rede com uma redução artificial de sua contabilização de perdas.

### 5.2.2. Faturamento de Uso da Rede da Parcela de Carga

---

A parcela de energia proveniente da rede de distribuição – carga ou consumo compensado – dos clientes Micro GD não se distingue, do ponto de vista do uso da rede, da carga dos demais clientes. O que muda para os clientes Micro GD com geração fotovoltaica local, conforme se mostrou na seção 3, é que o cliente *prossumidor* terá um consumo proporcionalmente maior em momentos de em que as redes estão mais carregadas (no caso da CEMIG e da maioria das outras distribuidoras).

Para tarifar adequadamente o uso da rede da parcela da carga dos clientes *prossumidores*, o que se precisa é, portanto, de uma tarifa mais detalhada (mais granular), que consiga capturar as diferentes proporções de consumo em ponta e fora de ponta de cada cliente. Esse objetivo pode ser atingido com uma tarifa diferenciada por horário – as Tarifas Verde ou Azul, no Grupo A e a Tarifa Branca, na Baixa Tensão. Além de ter a necessária granularidade, a Tarifa Branca:



- respeita os princípios de praticidade e estabilidade da tarifa, sendo uma modalidade de tarifa que já está em aplicação no Brasil. Apesar de ainda necessitar de aprimoramento, existe uma metodologia já definida para obtenção dessa tarifa, faltando ainda uma divulgação mais ampla para sua implantação;
- obedece ao princípio de isonomia, pois a mesma tarifa pode ser aplicada tanto aos clientes *prossumidores*, quanto aos clientes regulares, refletindo adequadamente os custos de uso destas duas categorias de clientes;
- atende ao princípio de objetividade, pois o cliente é faturado a partir da medição do consumo em cada posto tarifário, que reflete adequadamente o impacto do comportamento de uso do cliente nos custos da rede, já que a tarifa Branca tem como base o efeito que o cliente produz na rede elétrica, independentemente de se tratar da carga de um cliente *prossumidor* ou regular;
- favorece a manutenção do equilíbrio de receita das distribuidoras, por refletir os custos de uso da rede de modo mais detalhado que a tarifa convencional;
- promove o uso eficiente de energia e do uso da rede, sinalizando aos clientes os custos de uso da rede em cada horário e incentivando o uso em horários de menor custo para a sociedade.

Apesar de se basear a preferência por uma tarifa diferenciada por horário na análise do comportamento dos clientes microgeradores, é importante assinalar que esta modalidade tarifária se adequa muito bem ao caso de outros REDs, em especial no caso de veículos elétricos e do armazenamento de energia.

No caso dos veículos elétricos, que representam um potencial aumento do mercado de energia elétrica, é importante sinalizar a estes novos clientes os melhores horários para carregamento. Incentivando o carregamento de baterias de automóveis no período diurno – coincidente com a GFV – e no período noturno fora de ponta poderá ter efeitos significativos na redução e/ou postergação do custo de expansão das redes.

As tarifas diferenciadas por horário têm um papel mobilizador das tecnologias de armazenamento de energia, principalmente aquelas localizadas nos consumidores, já que é justamente a diferença de custo de uso das redes o maior motivador do ciclo de atuação das baterias, que devem armazenar energia em momentos de folga na rede e injetar nos momentos de maior custo. Repassar adequadamente os custos de uso da rede para os consumidores é, portanto, essencial para viabilizar esse tipo de tecnologia.

Propõe-se, portanto, que o uso da rede da parcela de carga dos clientes Micro GD seja faturada com a Tarifa Branca.

### 5.2.3. Faturamento da Geração

A modalidade tarifária aplicada aos geradores de média e alta tensão é, atualmente, a tarifa em R\$/kW sobre a sua capacidade instalada. Por isso, a primeira abordagem neste trabalho foi de aplicar

para os clientes de baixa tensão esta mesma modalidade. Os estudos de atratividade da Micro GD apresentados no anexo II a este relatório foram feitos com esta modalidade.

No entanto, as instalações de geração de baixa tensão têm algumas características que as diferenciem das unidades maiores, conectadas à rede de média e alta tensão e que podem justificar a escolha de aplicação de outra modalidade.

A principal diferença é que a maior parte das unidades Micro GD existentes é de geração local ou de geração remota com algum consumo na unidade em que está instalada a geração. Por isso, a capacidade instalada não reflete bem a demanda injetada destas unidades e, conseqüentemente, não é a medida mais adequada para refletir o uso da rede de cada cliente. Em outras palavras, o faturamento da capacidade instalada não obedece ao princípio de objetividade da tarifa. Além de não refletir adequadamente o uso da rede dos clientes, um efeito adicional negativo que decorre da falta de objetividade tarifária é o estímulo aos clientes para declarar uma capacidade menor do que a efetivamente instalada, por exemplo, adicionando módulos ao sistema depois da inspeção da distribuidora.

As alternativas possíveis ao uso da capacidade instalada seriam o faturamento da demanda máxima ou do consumo total injetado por posto tarifário. Atualmente, com o conhecimento existente sobre o comportamento da injeção na baixa tensão não é possível determinar com precisão qual alternativa seria mais adequada. Mais especificamente, não se conhece a relação entre o fator de capacidade da injeção e a sua contribuição na demanda máxima das redes que estão com demanda máxima no sentido da injeção. Esta relação deverá ser determinada à medida que as tipologias de redes e clientes forem coletadas nas campanhas de medidas das revisões tarifárias.

No entanto, percebe-se que se incorrerá em uma coincidência alta da demanda injetada de unidades com GFV em torno do meio do dia em dias de maior insolação, momento em que todos os sistemas fotovoltaicos de uma região estarão com maior geração. Assim, a demanda máxima das redes com fluxo inverso e a demanda máxima de injeção das unidades tendem a coincidir nesse período. Por isso, uma tarifa em R\$/kW sobre a demanda injetada deve ser uma medida satisfatória para o faturamento do uso da rede da parcela de geração num primeiro momento.

Assim, propõe-se que a parcela da geração seja faturada com uma tarifa em R\$/kW sobre a demanda máxima mensal injetada calculada com base em 50% do custo de uso da rede de baixa tensão no posto fora de ponta dos clientes regulares (de carga).

#### 5.2.4. Faturamento dos Encargos

---

Na seção 5.1.3 viu-se que não há motivo técnico para isentar os clientes MMGD do pagamento da TFSEE, P&D/PEE da TUSD e CDE. Por outro lado, não devem ser cobrados destes clientes PROINFA, ESS e EER, pelos motivos expostos naquela seção.

A modalidade aplicada para cobrança do encargo TFSEE dos clientes regulares da distribuidora é de uma tarifa em R\$/MWh sem sinalização horária para os clientes de carga e uma tarifa em R\$/kW para os clientes geradores. A CDE é cobrada através de uma tarifa em R\$/MWh dos clientes de carga, também sem sinalização horária.

No caso do P&D, cobra-se uma tarifa em R\$/kW dos clientes geradores e uma tarifa em R\$/MWh seguindo o sinal dado ao todo nas componentes TUSD Fio A, TUSD Fio B e TUSD Perdas. Neste ponto há uma incoerência na tarifação, já que os clientes de Média tensão optantes pela Tarifa Verde pagam mais encargo de P&D que os clientes optantes pela Tarifa Azul, já que não há cobrança de P&D sobre a TUSD Fio de ponta dos clientes da Tarifa Azul. Mas esta questão não é de relevância para a análise, no momento.

Entende-se que a lógica aplicada aos clientes regulares pode ser mantida para faturamento dos clientes MMGD, faturando os encargos em R\$/MWh sobre a energia proveniente da rede de distribuição (energia compensada) com a mesma tarifa aplicada aos clientes regulares.

### 5.2.5. Compensação da Energia

---

Na regulação atual, a compensação de energia dos clientes MMGD entre postos tarifários segue a relação da Tarifa de Energia – 1/1,72. Assim, para compensar 1 kWh de energia no posto ponta, o cliente deve injetar 1,72 kWh na rede da distribuidora. No entanto, não existe previsão na regulação para o destino desta energia gerada a mais pelos clientes da Mini GD, da mesma forma que acontece com a energia gerada que coincide com o consumo mínimo. Na regra atual, esta energia diminui as perdas apuradas da distribuidora. Assim a distribuidora recebe indiretamente 0,72 x PMIX (cerca de 200 R\$/MWh) e deixa de faturar a TUSD Ponta (934 R\$/MWh na CEMIG, em 2020), resultando em um prejuízo de cerca de 734 R\$/MWh.

Além da perda de receita, ocorre a mesma situação que no caso do consumo mínimo, exposto em detalhe na seção 2.3, na qual a Distribuidora recebe o pagamento de TUSD Fio em energia, de uma forma pouco transparente.

Propõe-se que para unidades novas seja extinta a regra de relação da TE, por diversos motivos. Primeiramente, a distribuidora não compra energia a preços diferenciados e nenhum contrato de compra de energia do ambiente regulado estabelece preços diferenciados por posto tarifário. Além disto, os autoprodutores e clientes livres compram energia no ambiente livre pelo mesmo preço em ponta e fora da ponta e não é feita diferenciação da energia entre postos tarifários na contabilização de energia. Entende-se, portanto, que enquanto não houver um cálculo de preços de energia diferenciados por horário bem estabelecido na regulação, que a cobrança diferenciada da energia não faz sentido para os clientes MMGD (aliás, nem para os clientes cativos), muito menos da maneira em que feita atualmente, com troca de energia pela prestação de serviço de transporte. Ao invés disto, os novos clientes devem simplesmente pagar a TUSD de Ponta sobre a energia compensada. Caso passe a existir alguma regra que defina um custo diferenciado nos contratos de compra de energia da distribuidora, se deveria simplesmente faturar a diferença de preço dos clientes.

Em relação à cobrança de bandeiras tarifárias entende-se que os clientes Micro GD devem continuar isentos do seu pagamento, já que a geração solar, predominante entre estes clientes, tem maior geração no período seco.

### 5.3. Outros fatores da Regulação

---

Além das necessárias alterações na tarifação dos clientes MMGD e no sistema de compensação, há outras mudanças na regulação que devem ser implementadas, no curto e longo prazo para que este setor tenha um desenvolvimento com menor custo, mais eficiente e que não prejudique os demais clientes. Além disto, algumas alterações são necessárias para se preparar para a introdução de outros REDs, como os sistemas de medição inteligente, carros elétricos e sistemas de armazenamento, entre outros.

A primeira destas alterações é a abertura do mercado: a forte adesão à MMGD mostra a disposição dos clientes de médio e pequeno porte para uma postura mais ativa no gerenciamento de suas necessidades energéticas. Deve-se avançar na liberalização do mercado, permitindo a comercialização de excedentes da MMGD. Neste cenário, o cliente MMGD iria alocar um percentual de sua geração para ser comercializada, da mesma forma em que acontece para a geração remota.

As vantagens da comercialização de excedentes da geração de clientes MMGD são:

- O melhor aproveitamento dos espaços de telhado disponíveis para a geração;
- A viabilização de unidades de menor porte de consumo, mas alto potencial de geração (telhado grande e carga pequena);
- O incentivo à eficiência energética, mitigando o efeito *lock-in* gerado pelo sistema de compensação, como visto na seção 2.6;
- Menor evasão dos clientes da rede de distribuição.

Além das vantagens imediatas para uma integração mais eficiente dos clientes MMGD, a introdução de comercializadores que possam lidar com todos os clientes, inclusive os de baixa tensão, tem o potencial de viabilizar a comercialização de outros serviços energéticos, como o controle de tensão e reativos.

No entanto, há também desafios relacionados a esta introdução, que são o novo papel das distribuidoras no gerenciamento e fornecimento de informações de carga e geração dos clientes e o aumento do número de agentes e maior intercâmbio de informações. A infraestrutura de medição não compreende somente os medidores em si, mas também a capacidade de processar, gerir, e comunicar as informações de medição. Esta importante transformação aumenta as possibilidades de tarifação, que, por sua vez, potencializa o uso de REDs inovadores.

Um segundo conjunto de alterações necessárias teria o objetivo de aproximar a regulação aplicada aos clientes autoprodutores com o cliente MMGD e os clientes de Fonte Incentivada com a comercialização de excedentes proposta. É necessário que os limites entre o que se considera um cliente autoprodutor ou gerador de Fonte Incentivada e os clientes MMGD sejam claros e objetivos, e que tenham como base os efeitos que estes clientes têm sobre os custos e o desenvolvimento da rede de distribuição.

Em terceiro lugar, deve-se estipular um prazo, mesmo que distante, para a vigência das regras de tarifação, inclusive o SCEE existente, após o qual todas as unidades serão faturadas na mesma regra, unificando as regras para todos os clientes MMGD.

Por fim, será necessário discutir uma nova maneira de regulação da receita requerida das distribuidoras, cujo equilíbrio econômico é atingido pela geração distribuída por causa da perda de receita provocada pelo consumo interno das unidades com geração local. O problema não é exclusivo da inserção de GD, mas abrange outros REDs, como o armazenamento de energia e a introdução de infraestrutura de medição inteligente, entre outros. A introdução de novas tecnologias, além de alterar o nível de receita requerida das distribuidoras, podem embutir compensações entre os custos de investimento e operacionais. Faz-se necessário, portanto, rediscutir o tratamento dos custos operacionais e de investimento das distribuidoras, assim como uma discussão mais ampla de novos mecanismos de regulação da receita como, por exemplo, o *Decoupling* (RAP, 2011).

Além destas alterações na regulação, há algumas modificações metodológicas a serem implementadas pela ANEEL para que se melhore o conhecimento acerca destes clientes e se considere adequadamente os efeitos da introdução destes clientes nos diversos cálculos das revisões tarifárias e se tenha embasamento mais objetivo para as decisões regulatórias.

A primeira delas é o aprimoramento dos estudos de carga. Deve existir uma caracterização adequada dos clientes MMDG, nas suas diversas modalidades, com a inclusão destes clientes nas tipologias de carga que as distribuidoras fornecem para a ANEEL nas revisões tarifárias periódicas. Deve-se prever tipologias separadas não somente dos clientes MMDG, com estratificação a ser definida pela ANEEL, mas também das redes de média e baixa tensão de acordo com o grau de inserção de clientes MMDG.

Há uma série de melhorias a serem implementadas na apuração dos custos de uso do sistema de distribuição, como a introdução de um posto tarifária diurno, a alocação correta de custo para clientes geradores, o cálculo de custos locacionais e horários para geração e carga e a regionalização da tarifa, como discutido amplamente no relatório do P&D Estrutura (Antunes, Sobrosa, Boff, Ferreira, & Koole, 2020).

## CAPÍTULO II – SITUAÇÃO ATUAL DA INSERÇÃO MMGD

---

### 1. MMGD no Brasil

---

A MMGD no Brasil expandiu de forma bastante acelerada nos últimos anos, superando as projeções feitas por diversos agentes. No segundo trimestre de 2020, superou-se no país a marca de 250 mil instalações MMGD, com um total de mais de 3 GW de capacidade instalada.

Essa expansão, no entanto, não aconteceu da mesma maneira em todas as modalidades, fontes de energia e classes de consumo. A seguir será feita uma breve apresentação de como a MMGD se expandiu nestes diversos grupos no Brasil e, mais detalhadamente, na CEMIG D.

A Tabela 8 traz um painel geral com o número de unidades e a Tabela 9 mostra a capacidade instalada em cada modalidade do sistema de compensação, por fonte e Subgrupo Tarifário, em junho de 2020<sup>19</sup>.

Como se pode ver no gráfico à esquerda da Figura 9, do total de 262 mil unidades instaladas em junho/2020, 98% é de baixa tensão, com predominância de unidades residenciais (Subgrupo B1), que representam 72% do total, seguidas pelo Subgrupo B3 – Comercial/Industrial/Outros, com 19% e do Subgrupo B2 – Rural, com 7%.

---

<sup>19</sup> Informações repassadas à ANEEL pelas distribuidoras e disponibilizadas no site da Agência - <https://www.ANEEL.gov.br/geracao-distribuida> até 01/jul/2020.

Tabela 8: Quantidade de Unidades Geradoras MMGD no BRASIL por Fonte e Modalidade (junho de 2020)

	Geração na própria UC					Autoconsumo remoto					Geração compartilhada					Condomínios					Total				
	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A
<b>Total</b>	<b>223.465</b>					<b>37.367</b>					<b>607</b>					<b>86</b>					<b>261.525</b>				
	164.177	13.605	40.511	202	4.970	23.576	3.861	9.260	55	615	313	106	146	3	39	47	3	32	0	4	188.113	17.575	49.949	260	5.628
Radiação solar	223.158					37.277					590					86					261.111				
	164.147	13.508	40.486	201	4.816	23.573	3.849	9.255	55	545	313	104	145	3	25	47	3	32	0	4	188.080	17.464	49.918	259	5.390
Biogás - RA	116					25					4					0					145				
	1	45	1	1	68	0	9	1	0	15	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	1	56	2	1	85
Potencial hidráulico	51					46					10					0					107				
	2	7	4	0	38	1	0	4	0	41	0	0	1	0	9	0	0	0	0	0	3	7	9	0	88
Cinética do vento	60					3					1					0					64				
	25	5	19	0	11	2	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	27	5	19	0	13
Biogás - RU	38					4					0					0					42				
	0	24	1	0	13	0	1	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	1	0	16
Biogás-AGR	15					2					1					0					18				
	1	4	0	0	10	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	5	0	0	12
Gás Natural	4					5					0					0					9				
	1	0	0	0	3	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	8
Biogás - Floresta	6					2					0					0					8				
	0	4	0	0	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	3
Bagaço de Cana de Açúcar	8					0					0					0					8				
	0	7	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	1
Casca de Arroz	3					2					0					0					5				
	0	0	0	0	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Resíduos Florestais	4					0					1					0					5				
	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Gás de Alto Forno - Biomassa	2					1					0					0					3				
	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2020)

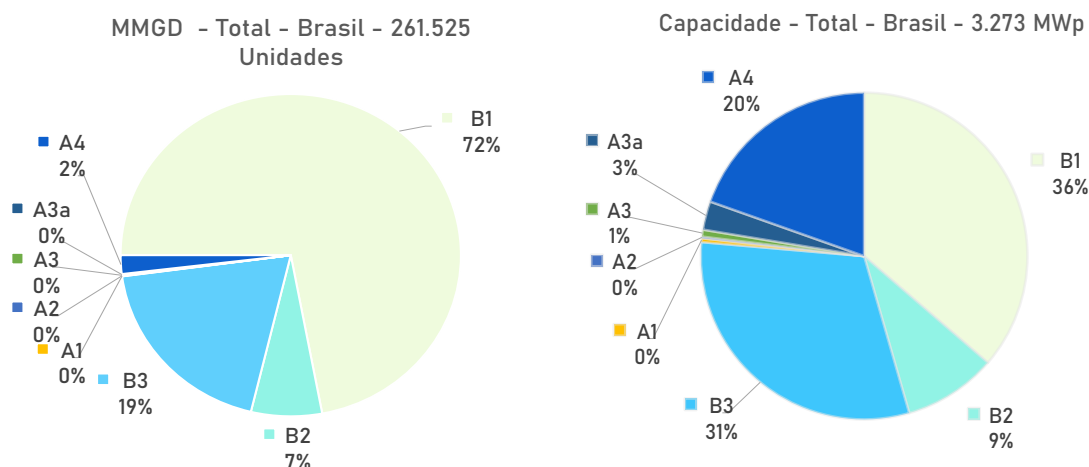


Tabela 9: Capacidade Instalada de MMGD no Brasil por Fonte e Modalidade (junho de 2020)

	Geração na própria UC					Autoconsumo remoto					Geração compartilhada					Condomínios					Total				
	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A
<b>Total</b>	<b>2.592.214</b>					<b>639.493</b>					<b>39.337</b>					<b>1.805</b>					<b>3.272.848</b>				
	986.885	230.345	804.714	4.451	565.819	195.040	69.065	196.951	1.167	177.270	3.182	1.907	4.037	161	30.051	825	102	790	0	88	1.185.932	301.419	1.006.491	5.779	773.227
Radiação solar	2.501.194					566.358					17.836					1.805					3.087.192				
	986.571	224.102	804.437	4.376	481.708	195.007	68.329	195.183	1.167	106.671	3.182	1.801	4.032	161	8.660	825	102	790	0	88	1.185.585	294.334	1.004.441	5.704	597.127
Biogás - RA	20.882					3.278					2.143					0					26.303				
	69	3.270	35	75	17.433	0	579	62	0	2.637	0	106	0	0	2.037	0	0	0	0	0	69	3.955	97	75	22.106
Potencial hidráulico	42.103					48.421					12.282					0					102.806				
	49	179	101	0	41.774	9	0	1.706	0	46.706	0	0	5	0	12.277	0	0	0	0	0	58	179	1.812	0	100.757
Cinética do vento	390					5.024					5.000					0					10.414				
	122	15	112	0	141	24	0	0	0	5.000	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0	0	145	15	112	0	10.141
Biogás - RU	8.918					3.512					0					0					12.430				
	0	1.671	28	0	7.219	0	20	0	0	3.492	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.691	28	0	10.711
Biogás-AGR	2.447					158					77					0					2.682				
	65	289	0	0	2.094	0	62	0	0	96	0	0	0	0	77	0	0	0	0	0	65	351	0	0	2.267
Gás Natural	239					5.393					0					0					5.632				
	10	0	0	0	229	0	0	0	0	5.393	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	5.622
Biogás - Floresta	383					150					0					0					533				
	0	248	0	0	135	0	75	0	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	323	0	0	210
Bagaço de Cana de Açúcar	4.486					0					0					0					4.486				
	0	486	0	0	4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	486	0	0	4.000
Casca de Arroz	2.700					2.200					0					0					4.900				
	0	0	0	0	2.700	0	0	0	0	2.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.900
Resíduos Florestais	8.110					0					2.000					0					10.110				
	0	0	0	0	8.110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.110
Gás de Alto Forno - Biomassa	361					5.000					0					0					5.361				
	0	85	0	0	276	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85	0	0	5.276

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2020)

Figura 9: MMGD por Subgrupo Tarifário no Brasil (junho/2020)



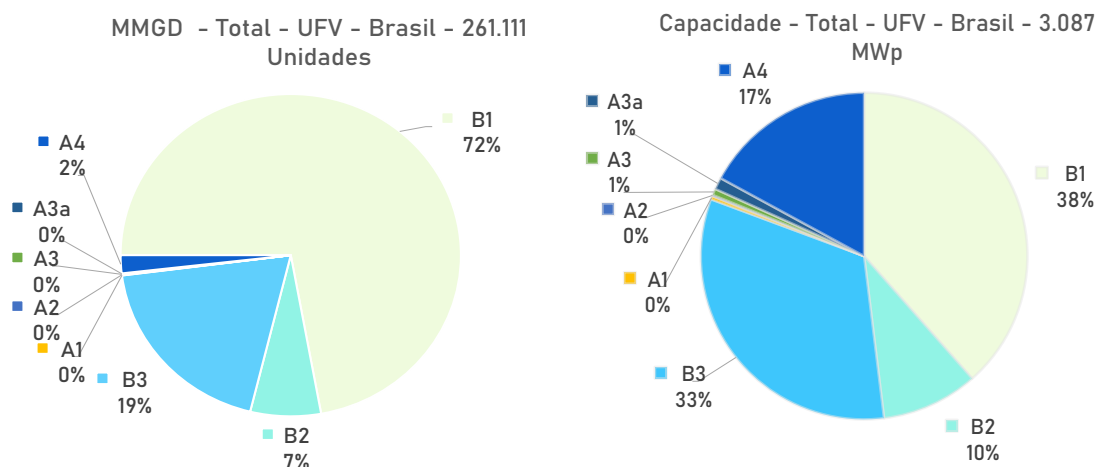
Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

As unidades da média tensão (Subgrupos A3a e A4) e alta tensão (A3, A2 e A1), apesar de somarem apenas 2% do número de unidades, representam uma fatia considerável da capacidade instalada de MMGD no país – cerca de 24%, como mostra o gráfico à direita na Figura 9. Por outro lado, o Subgrupo B1 – Residencial, cujas unidades têm capacidade relativamente menor, soma 36% da capacidade instalada total. As unidades do Subgrupo B3 somam 31% da capacidade instalada e o Subgrupo B2 – Rural, 9%.

Quanto ao tipo de fonte, 99,8% das unidades são usinas fotovoltaicas, representando 94% da capacidade instalada. A segunda fonte mais representativa em termos de capacidade é a hidráulica, com 3% da capacidade e a terceira é o Biogás de Resíduos Animais com 1%. As demais fontes juntas representam 2% da capacidade instalada. Essas usinas de fontes diferentes da solar estão geralmente conectadas em média e alta tensão, com exceção de algumas poucas usinas a Biogás no Subgrupo B2 – Rural e Eólicas no B1 – Residencial.

A fonte solar é, portanto, absolutamente predominante até o momento. Sua distribuição entre os Subgrupos Tarifários é similar à distribuição do total de fontes em termos de número de instalações, mas em termos de capacidade instalada a participação do Grupo A é ligeiramente menor (5%), representando cerca de 19% da capacidade instalada total solar (Figura 10).

Figura 10: MMGD de fonte solar por Subgrupo Tarifário no Brasil (junho/2020)

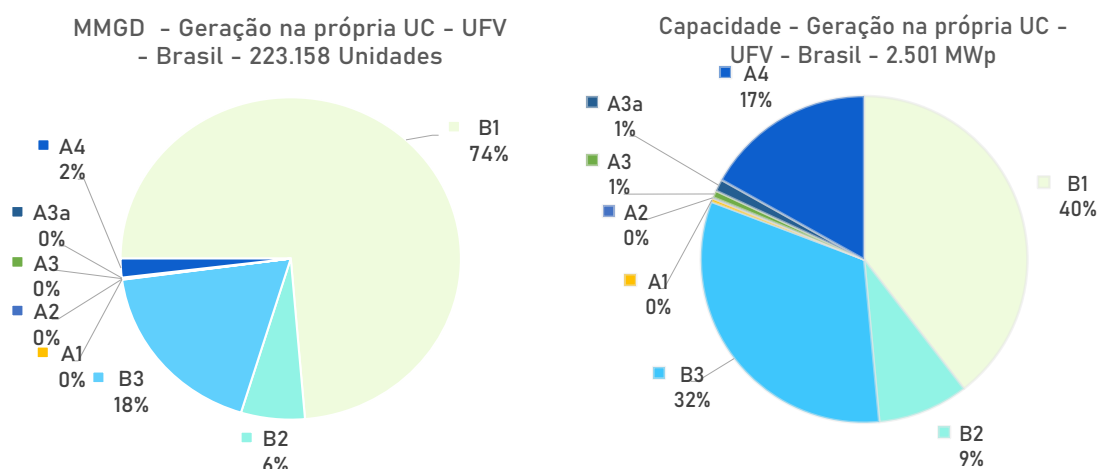


Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Entre as modalidades de compensação, a de Geração Local - Geração na Própria UC – é a que tem mais unidades (85%) e maior capacidade instalada (79%). Das modalidades de Geração Remota, a mais representativa é a de Autoconsumo Remoto, que reúne 14% das unidades consumidoras e 20% da capacidade instalada. As duas outras modalidades – Múltiplas Unidades Consumidoras e Geração Compartilhada são ainda muito incipientes, representando juntas 0,3% do número de instalações e 1,3% da capacidade instalada.

Entre os clientes com Geração Local (na própria UC), 74% são de unidades do Subgrupo B1 – Residencial. O Subgrupo B3 é o segundo mais representativo, com 18% das unidades, seguido do B2, com 6% e do Grupo A, com 2%.

Figura 11: MMGD Local de Fonte Solar por Subgrupo Tarifário no Brasil (junho/2020)

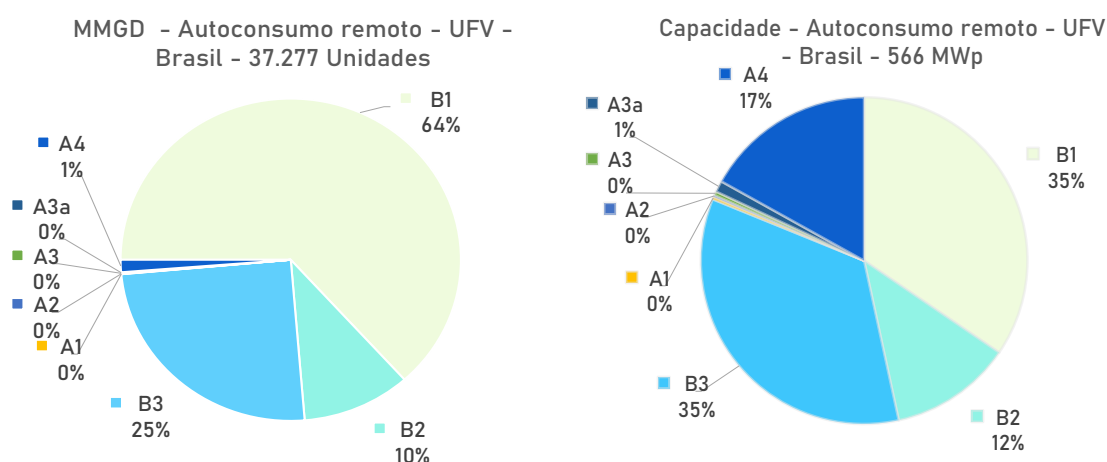


Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

O peso das unidades da média tensão aumenta bastante, quando se trata da capacidade instalada, representando 18% do total. O mesmo acontece com os Subgrupos B2 e B3, que representam 9% e 32%, respectivamente, da capacidade instalada de unidades com Geração Local.

Entre as unidades de Autoconsumo Remoto, que é a única modalidade de Geração Remota com representatividade significativa até o momento, os clientes Residenciais também são os mais numerosos, representando 64% do total. Em termos de capacidade, os Subgrupos B1 e B3 têm, ambos, 35% do total instalado, seguido da média tensão, com 18% e do B2, com 12%.

Figura 12: MMGD Remota de Fonte Solar por Subgrupo Tarifário no Brasil (junho/2020)



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

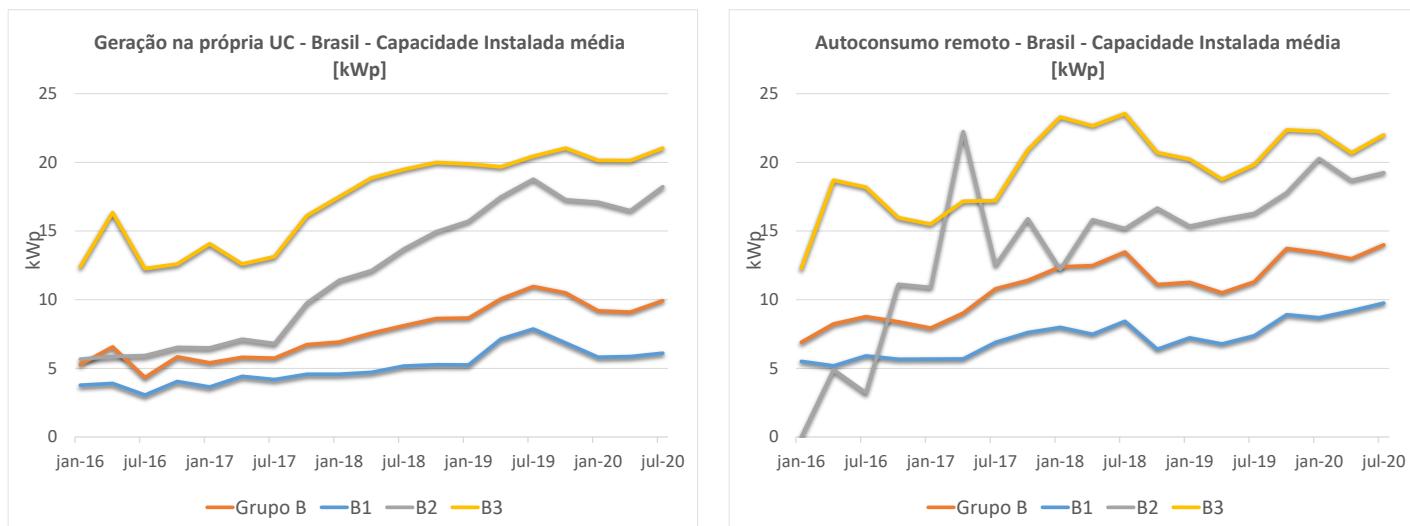
Na análise de impacto regulatório da ANEEL feita para a Consulta Pública 025/2019, o tratamento dado à Geração Remota foi um só, de unidades de Geração da média tensão com compensação em unidades da BT (ANEEL, 2019, p. 43). No entanto, percebe-se que a participação de unidades geradoras de baixa tensão na Geração Remota não só é importante, mas é predominante. Este é um fato relevante, já que o impacto nas redes de distribuição das unidades de média tensão, normalmente muito maiores, é muito diverso que o das unidades de baixa tensão.

A Geração Remota na baixa tensão impacta a rede de forma similar à Geração Local, enquanto a geração que está sendo incorporada na média tensão, em muitos casos, tem severas consequências para a operação e expansão do sistema, como já está sendo observado na CEMIG D e foi mostrado, por exemplo, em (Luiz, et al., 2019).

A potência média das usinas com Geração na Própria UC em baixa tensão no Brasil em junho de 2020 é de 9,2 kWp. No entanto, há bastante diversidade dessa potência entre as classes: no Subgrupo B1 a potência média é de 6 kWp, no B2 é 16,6 kWp e no B3 é 19,9 kWp. A capacidade instalada média não é um dado estático. Como se pode ver na Figura 13, houve uma evolução desta média nos últimos anos, com crescimento da potência média dos sistemas em todos os subgrupos da baixa Tensão, mas principalmente nos Subgrupos B2 e B3. As usinas dos clientes residenciais

tiveram uma evolução no porte médio um pouco menor, saindo de cerca de 4 kWp em 2016 para 6 kWp em 2020.

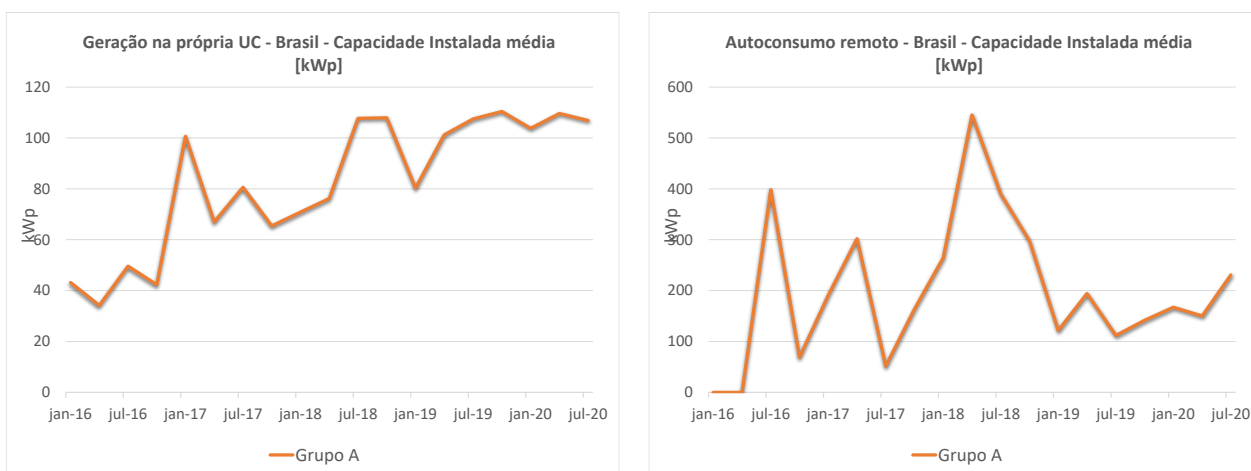
Figura 13: Histórico da Capacidade Instalada Média da Microgeração no Brasil



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Entre as unidades de Geração Remota ocorreu uma mudança semelhante, a capacidade instalada média de unidades Micro GD saiu de próximo de 6 kWp para 12,5 kWp em 2020. Este crescimento foi puxado pelas unidades B2 e B3, que tiveram um aumento mais expressivo da capacidade média. As unidades Residenciais têm atualmente uma capacidade média instalada de 8,27 kWp.

Figura 14: Histórico da capacidade instalada média da Minigeração no Brasil



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

As unidades do Grupo A têm porte bem maior, com uma média acumulada de 195 kWp na Geração Remota e 97 kWp na Geração Local. A capacidade instalada das unidades ao longo do tempo é muito mais volátil que na Micro GD, principalmente na Geração Remota.

Constata-se que em praticamente todos os subgrupos e modalidades do sistema de compensação, a capacidade instalada média é crescente. No entanto, é de se esperar que à medida que a inserção da MMGD aumente, a capacidade instalada dos novos empreendimentos deva cair. Há dois motivos para isto: em primeiro lugar, a GFV vai ficando mais atrativa para unidades de menor porte com a queda do seu custo e, além disto, aos poucos o mercado de unidades maiores vai se esgotando.

## 2. MMGD na CEMIG D

---

A CEMIG D é atualmente a distribuidora com maior inserção de unidades de MMGD do país e com a maior capacidade instalada.

A Tabela 10, mostra o número de unidades conectadas na CEMIG D até o início do mês de junho de 2020 e a Tabela 11 mostra a capacidade instalada destas unidades. As informações estão separadas por modalidade do sistema de compensação e por fonte utilizada.

Assim como acontece no restante do país, na CEMIG D há uma predominância, tanto em número de unidades, quanto em capacidade instalada da fonte solar. As demais fontes estão predominantemente em unidades de média tensão (Grupo A). Merece especial atenção a fonte hidráulica, que tem capacidade instalada um pouco mais significativa diante das demais. Essas unidades se concentram em consumidores do Grupo A e a maioria foi enquadrada como MMGD antes da REN 786/2017. Trata-se, portanto, principalmente de unidades geradoras que já existiam e alteraram seu status de geradores de fonte incentivada para minigeradores antes da vigência da resolução – 25 de outubro de 2017.

Embora não se deva menosprezar o potencial que essas outras fontes representam, percebe-se que os impactos mais importantes da GD, especialmente na baixa tensão, decorrerão da introdução da fonte solar. Esta fonte é a que se encontra mais disseminada entre os consumidores dos diversos subgrupos. Enquanto os clientes Residenciais - Subgrupo B1 detém o maior número de instalações (quase 70%), o Subgrupo B3, que reúne os clientes Comerciais, Industriais, Poder Público e Serviço Público de baixa tensão é o que reúne a maior capacidade instalada da fonte solar, seguido do Subgrupo B1 e dos clientes de Média e Alta Tensão (Grupo A).

Tabela 10: Quantidade de Unidades Geradoras MMGD na CEMIG por Fonte e Modalidade (junho de 2020)

	Geração na própria UC					Autoconsumo remoto					Geração compartilhada					Condomínios (Múltiplas UC)					Total				
	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A
<b>Total</b>	37.219					12.893					31					22					50.165				
	25.652	3.520	7.490	80	477	8.214	1.514	3.025	30	110	18	2	7	0	4	22	0	0	0	0	33.906	5.036	10.522	110	591
<b>Radiação solar</b>	37.095					12.861					29					22					50.007				
	25.652	3.452	7.489	80	422	8.214	1.510	3.025	30	82	18	2	7	0	2	22	0	0	0	0	33.906	4.964	10.521	110	506
<b>Biogás - RA</b>	62					8					0					0					70				
	0	28	0	0	34	0	2	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	40
<b>Potencial hidráulico</b>	17					17					2					0					36				
	0	5	1	0	11	0	0	0	0	17	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	1	0	30
<b>Cinética do vento</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biogás - RU</b>	26					3					0					0					29				
	0	23	0	0	3	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	5
<b>Biogás-AGR</b>	9					2					0					0					11				
	0	3	0	0	6	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	7
<b>Gás Natural</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biogás - Floresta</b>	3					1					0					0					4				
	0	2	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
<b>Bagaço de Cana de Açúcar</b>	7					0					0					0					7				
	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0
<b>Casca de Arroz</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Resíduos Florestais</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gás de Alto Forno - Biomassa</b>	0					1					0					0					1				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2020)

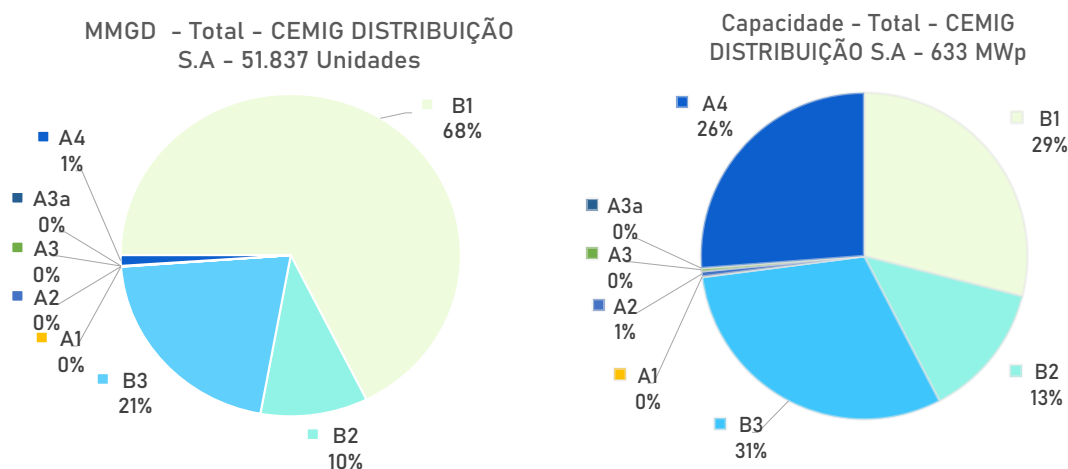


Tabela 11: Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG por Fonte e Modalidade (junho de 2020)

	Geração na própria UC					Autoconsumo remoto					Geração compartilhada					Condomínios (Múltiplas UC)					Total				
	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A	B1	B2	B3	B4	A
<b>Total</b>	428.240					178.968					4.415					510					612.134				
	126.577	55.759	134.478	1.457	109.969	49.627	24.343	51.533	509	52.956	179	10	186	0	4.041	510	0	0	0	0	176.894	80.112	186.196	1.966	166.966
<b>Radiação solar</b>	399.687					149.789					1.940					510					551.927				
	126.577	51.145	134.414	1.457	86.094	49.627	24.126	51.533	509	23.994	179	10	186	0	1.566	510	0	0	0	0	176.894	75.281	186.132	1.966	111.654
<b>Biogás - RA</b>	7.768					1.047					0					0					8.815				
	0	2.000	0	0	5.768	0	135	0	0	912	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.135	0	0	6.680
<b>Potencial hidráulico</b>	16.116					22.537					2.475					0					41.128				
	0	114	64	0	15.938	0	0	0	0	22.537	0	0	0	0	2.475	0	0	0	0	0	0	114	64	0	40.950
<b>Cinética do vento</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biogás - RU</b>	2.889					362					0					0					3.251				
	0	1.660	0	0	1.229	0	20	0	0	342	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.680	0	0	1.571
<b>Biogás-AGR</b>	1.084					158					0					0					1.242				
	0	204	0	0	880	0	62	0	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	0	0	976
<b>Gás Natural</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biogás - Floresta</b>	210					75					0					0					285				
	0	150	0	0	60	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	135
<b>Bagaço de Cana de Açúcar</b>	486					0					0					0					486				
	0	486	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	486	0	0	0	
<b>Casca de Arroz</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Resíduos Florestais</b>	0					0					0					0					0				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gás de Alto Forno - Biomassa</b>	0					5.000					0					0					5.000				
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.000

Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2020)

Figura 15: MMGD Total por Subgrupo Tarifário na CEMIG D (junho/2020)

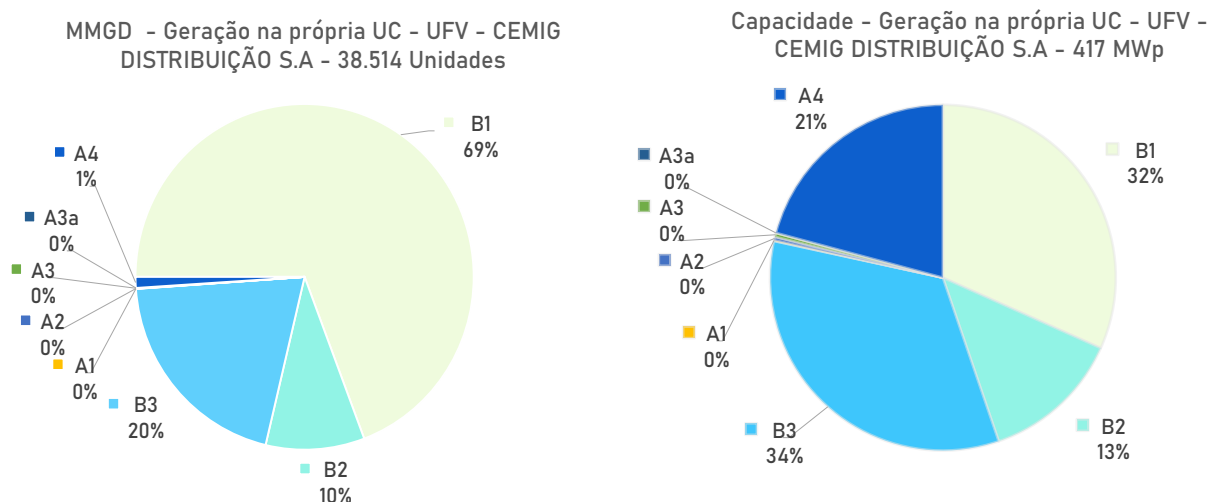


Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Em relação às modalidades do sistema de compensação, a Geração Local (na própria UC) e o Autoconsumo Remoto são as que mais cresceram. As demais tiveram uma adesão muito tímida até o presente momento.

Em ambas as modalidades (Local e Remota), a classe que predomina em termos de unidades é a Residencial de baixa tensão. Esses clientes representam 69% das unidades de Geração Local e 64% das unidades Remotas.

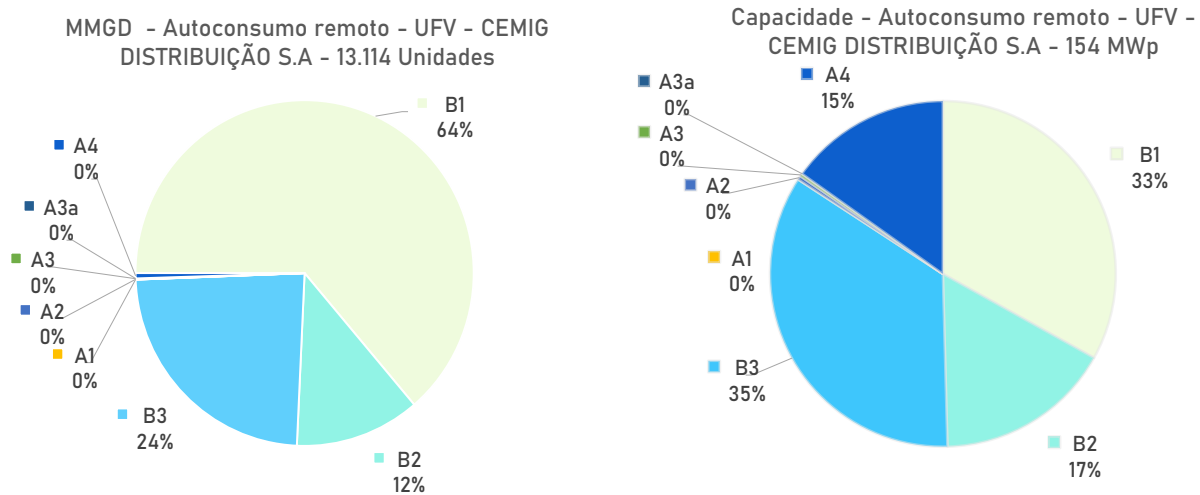
Figura 16: MMGD Local por Subgrupo Tarifário na CEMIG D (junho/2020)



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Em termos de capacidade instalada, as modalidades Local e Remota também se assemelham, com cerca de 1 terço da capacidade em unidades do Subgrupo B1, outro terço em unidades do B3 e uma quantidade um pouco menor 13% (Local) e 17% (Remota) de unidades da Classe Rural.

Figura 17: MMGD de Autoconsumo Remoto por Subgrupo Tarifário na CEMIG D (junho/2020)



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Um ponto que merece atenção é que a capacidade instalada de Mini GD Remota nas redes de média e alta tensão representa somente 15% do total dessa modalidade. Enquanto essa proporção na capacidade de Mini GD Local é de 21%.

É comum a Geração Remota ser generalizada como unidades implantadas na média tensão que compensam com unidades de baixa tensão, enquanto, na verdade, a proporção de unidades e capacidade instalada de Geração Remota na baixa tensão é muito maior.

A seguir será analisado em mais detalhe como a adoção de MMGD evoluiu dentro dos subgrupos e nas modalidades de Geração Local na própria UC e Autoconsumo Remoto.

## 2.1. Geração Local

### 2.1.1. Subgrupo B1 – Residencial

A Classe Residencial concentra 54% do mercado de baixa tensão da CEMIG D e 81% dos consumidores.

A Tabela 12 mostra este mercado estratificado nas faixas de consumo do PRODIST<sup>20</sup>. Observa-se que somente 2,5% dos clientes têm consumo maior que 350 kWh mensais e 97,5% dos consumidores estão nas três faixas de menor consumo e seriam atendidos com um sistema de geração solar com até 2,6 kWp, desconsiderando o consumo mínimo. Em termos de consumo, os clientes das menores faixas representam 88% do mercado.

<sup>20</sup> As faixas utilizadas pela CEMIG D no seu estudo de caracterização da carga da revisão tarifária de 2018 são as estabelecidas pela ANEEL no PRODIST, com o desdobramento da faixa de 221 kWh a 500 kWh em duas, adicionando uma partição em 350 kWh/mês.

Tabela 12: Mercado Residencial de Baixa Tensão da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 100 kWh	< 0,7 kWp	2.196.791	23%	3.433.598	49,9%
101 a 220 kWh	0,7 a 1,6 kWp	4.711.456	49%	2.751.936	40,0%
221 a 350 kWh	1,6 a 2,6 kWp	1.647.195	17%	527.950	7,7%
351 a 500 kWh	2,6 a 3,7 kWp	543.096	6%	116.047	1,7%
501 a 1.000 kWh	3,7a 7,3 kWp	338.776	4%	45.683	0,7%
> 1.000 kWh	> 7,3 kWp	203.124	2%	10.258	0,1%
<b>Total Residencial</b>		<b>9.640.439</b>	<b>100%</b>	<b>6.885.472</b>	<b>100%</b>

Fonte: CEMIG D

No entanto, a maior parte das instalações de MMGD com Geração Local tem mais de 2,6 kWp (77%) e são, portanto, de clientes das três maiores faixas de consumo (Tabela 13). Apenas 23% dos sistemas estão em unidades com menos de 350 kWh mensais<sup>21</sup>. As instalações de MMGD dos clientes residenciais se concentram, portanto, nos clientes de maior porte.

Tabela 13: Micro GD Local da Classe Residencial de Baixa Tensão na CEMIG D (junho/2020)

Faixa de Consumo	Potência GD	Capacidade Instalada [kWp]	%	Unidades [Qtde]	%
< 100 kWh	< 0,7 kWp	400	0,4%	955	4,3%
101 a 220 kWh	0,7 a 1,6 kWp	2.363	2,2%	1.807	8,1%
221 a 350 kWh	1,6 a 2,6 kWp	4.963	4,7%	2.372	10,7%
351 a 500 kWh	2,6 a 3,7 kWp	18.353	17,3%	6.069	27,3%
501 a 1.000 kWh	3,7a 7,3 kWp	37.967	35,8%	7.717	34,7%
> 1.000 kWh	> 7,3 kWp	42.088	39,7%	3.295	14,8%
<b>Total Residencial</b>		<b>106.134</b>	<b>100%</b>	<b>22.215</b>	<b>100%</b>

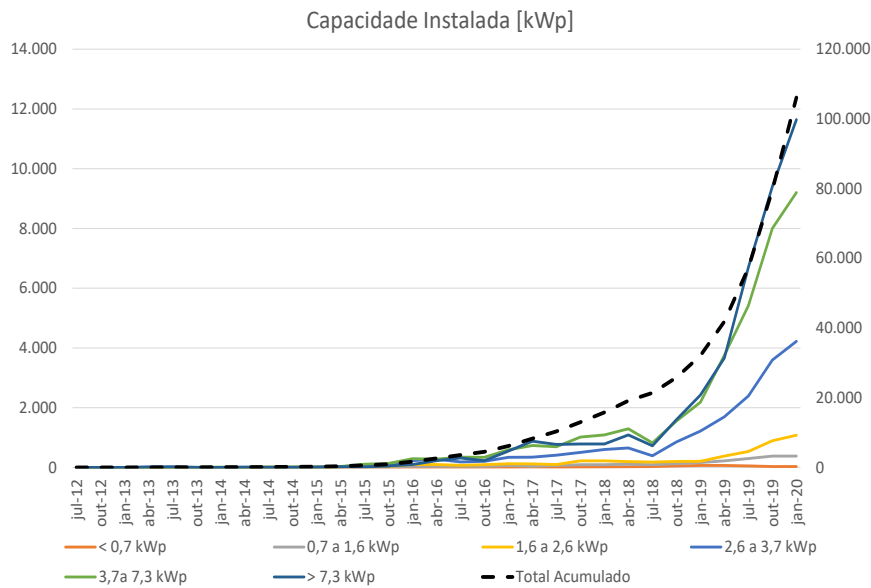
Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A Figura 18 mostra a evolução do número de instalações por faixa de consumo, e o número acumulado de instalações na linha pontilhada. Nota-se que no terceiro trimestre de 2018 houve uma queda no ritmo de instalações<sup>22</sup> em todas as faixas de consumo. Apenas entre os clientes menores esta perturbação não é perceptível.

<sup>21</sup> Assumiu-se que as unidades são dimensionadas para atender à totalidade da carga do cliente. Esta premissa subestima ligeiramente a quantidade de unidades localizadas nas faixas maiores, já que estas podem instalar unidades geradoras para atender somente a uma parte do consumo.

<sup>22</sup> As datas do gráfico indicam o início do período, No caso, o terceiro trimestre de 2018 se inicia no dia 01/julho/2018.

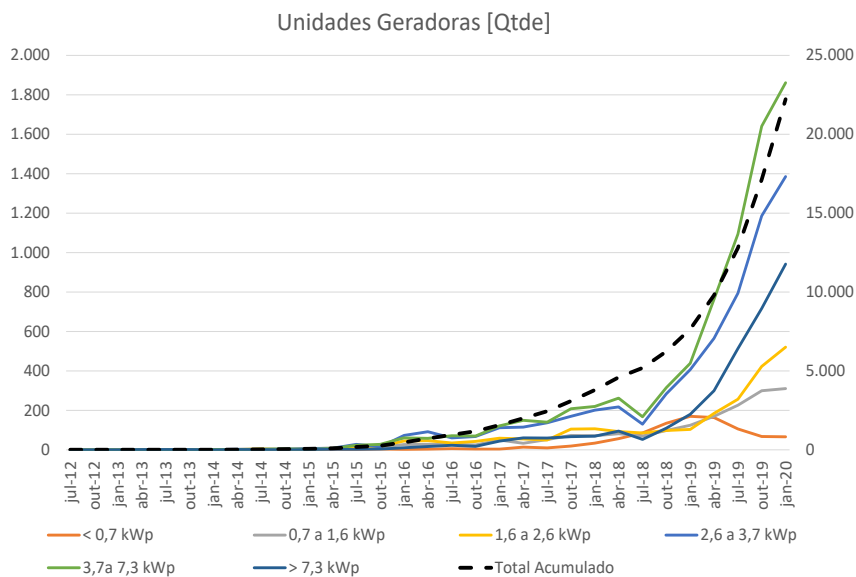
Figura 18: Unidades Micro GD com Geração Local na Classe Residencial da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A capacidade instalada de MMGD no Subgrupo B1, mostrada na Figura 19, obviamente acompanha a tendência de maior crescimento nas faixas de maior consumo, acentuando a predominância de instalações maiores. Em ambos os gráficos, nota-se uma discrepância nas taxas de inserção de instalações MMGD entre as faixas de consumo, principalmente nos últimos 2 anos. As faixas acima de 350 kWh mensais entraram em um ritmo de crescimento mais acelerado que as demais, concentrando a grande maioria as instalações deste subgrupo.

Figura 19: Capacidade de Micro MGD com Geração Local na Classe Residencial da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

## 2.1.2. Subgrupo B2 – Rural

A Classe Rural representa de 13% do mercado e 8% do número de consumidores da baixa tensão da CEMIG D.O mercado de até 300 kWh mensais representa 81% do número de consumidores da classe e apenas 28% do consumo da classe.

Tabela 14: Mercado da Classe Rural de Baixa Tensão da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 300 kWh	< 2,2 kWp	647.362	28,4%	565.995	80,6%
301 a 1.000 kWh	2,2 a 7,3 kWp	621.810	27,3%	102.844	14,7%
1.001 a 5.000 kW	7,3 a 36,5 kWp	655.305	28,7%	29.636	4,2%
> 5.000 kWh	> 36,5 kWp	356.782	15,6%	3.486	0,5%
Total Rural		2.281.258	100%	701.961	100%

Fonte: CEMIG D

As três maiores faixas de consumo reúnem apenas 19% dos consumidores, no entanto, representam 62% do consumo da classe. Quase a totalidade das instalações MMGD até o momento ocorreram nesses clientes de maior porte (Tabela 15).

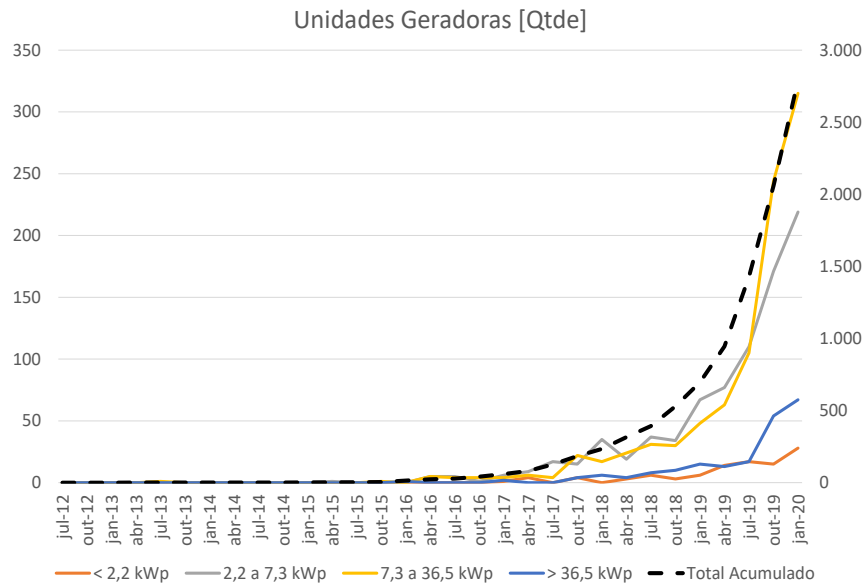
Tabela 15: Micro GD Local da Classe Rural de Baixa Tensão na CEMIG D (2020)

Faixa de Consumo	Potência GD	Capacidade Instalada [kWp]	%	Unidades [Qtde]	%
< 300 kWh	< 2,2 kWp	147	0,3%	128	4,6%
301 a 1.000 kWh	2,2 a 7,3 kWp	4.944	11,7%	1.069	38,3%
1.001 a 5.000 kW	7,3 a 36,5 kWp	20.406	48,1%	1.316	47,2%
> 5.000 kWh	> 36,5 kWp	16.936	39,9%	275	9,9%
Total Rural		42.432	100%	2.788	100%

Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

As instalações de unidades de MMGD na Classe Rural concentram-se nas três faixas de maior consumo. A maioria das unidades está na faixa de consumo entre 301 e 5000 kWh, porém 88% da capacidade instalada está nas duas maiores faixas de consumo, dos clientes acima de 1000 kWh.

Figura 20: Unidades Micro GD local da Classe Rural da CEMIG D

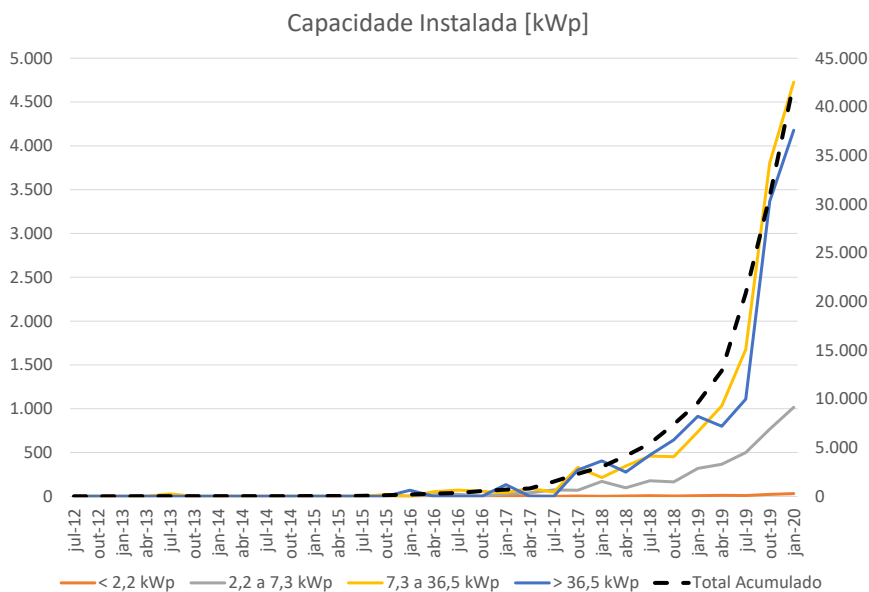


Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

O ritmo de crescimento das instalações acima de 17,3 kWp é bem superior às demais. E o menor crescimento está nas unidades de até 2,2 kWp – Figura 21 .

Conseqüentemente, o ritmo de crescimento da capacidade instalada entre as duas maiores faixas de consumo se distancia ainda mais das demais faixas. Praticamente não se observa crescimento da capacidade instalada de microgeração até 2,2 kWp

Figura 22: Capacidade de MMGD local na Classe Rural da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)



### 2.1.3. Subgrupo B3

O Subgrupo Tarifário B3 é composto pelas Classes Comercial, Industrial, Serviço Público, Poder Público e Consumo Próprio. O Subgrupo B3, com 11% dos consumidores, é responsável por 26% da energia consumida na baixa tensão da CEMIG D. São mais de 900 mil clientes com um consumo total de 5 TWh.

Nos trabalhos de caracterização da carga feitas para as revisões tarifárias, as Classes Comercial, Poder Público e Consumo Próprio são analisadas em conjunto e abaixo estão indicadas simplesmente como Classe Comercial.

Tabela 16: Mercado da Classe Comercial de Baixa Tensão da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 500 kWh	< 3,7 kWp	994.757	23,4%	669.062	81,1%
501 a 2.000 kWh	3,7 a 14,6 kWp	1.312.913	30,9%	119.537	14,5%
2.001 a 5.000 kWh	14,6 a 36,5 kWp	936.081	22,1%	27.041	3,3%
> 5.000 kWh	> 36,5 kWp	998.477	23,5%	9.457	1,1%
<b>Total Comercial</b>		<b>4.242.228</b>	<b>100%</b>	<b>825.097</b>	<b>100%</b>

Fonte: CEMIG D

Entre essas classes, a de maior expressão é a Comercial (Tabela 16), que representa 85% do consumo e 91% do número de consumidores, seguido da classe Industrial, com 11% do consumo e 8% dos clientes do Subgrupo (Tabela 17). Nestas classes está a maioria dos clientes de maior porte da baixa tensão da empresa e, por isso, representam uma fatia do mercado que, instalando sistemas de Micro GD acarretam forte migração para este novo mercado.

Na Classe Comercial, observa-se que os consumidores de menor porte representam 81% do total de unidades dessa classe, mas são responsáveis por apenas 23 % do consumo, enquanto a maior faixa de consumo, com apenas 1% dos clientes representa 23% do consumo.

Tabela 17: Mercado da Classe Industrial de Baixa Tensão da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Consumo [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 1.000 kWh	< 7,3 kWp	168.713	30,3%	62.299	85,0%
1.001 a 3.000 kWh	7,3 a 21,9 kWp	150.901	27,1%	7.603	10,4%
3.001 a 7.000 kWh	21,9 a 51,2 kWp	130.304	23,4%	2.548	3,5%
> 7.000 kWh	> 51,2 kWp	106.890	19,2%	853	1,2%
<b>Total Industrial</b>		<b>556.808</b>	<b>100%</b>	<b>73.303</b>	<b>100%</b>

Fonte: CEMIG D

Estrutura de mercado parecida se verifica na Classe Industrial. A menor faixa de consumo reúne 85% das unidades consumidoras, que respondem por apenas 30% do consumo dessa classe. Da

mesma forma, a maior faixa de consumo com apenas 1% do total das unidades, é responsável por 19% do consumo.

A Classe Serviço Público representa 6% do consumo e 1% dos clientes de baixa tensão. Esses clientes têm um consumo proporcionalmente alto, se comparado aos demais da baixa tensão e consistem, normalmente, em pontos de atendimento das companhias de água e esgoto e, principalmente, unidades de bombeamento de água.

Tabela 18: Mercado da Classe Serviço Público de Baixa Tensão da CEMIG D (2018)

Faixa de Consumo	Potência GD	Mercado [MWh]	%	Unidades [Qtde]	%
< 2.000 kWh	< 14,6 kWp	49.886	17,5%	8.939	73,1%
2.001 a 5.000 kWh	14,6 a 36,6 kWp	70.955	24,9%	1.957	16,0%
5.001 a 10.000 kWh	36,5,3 a 73,1 kWp	66.107	23,2%	815	6,7%
> 10.000 kWh	> 73,1 kWp	98.015	34,4%	513	4,2%
Total Serviço Público		284.962	100%	12.224	100%

Fonte: CEMIG D

A menor faixa de consumo do Serviço Público detém 73% das unidades consumidoras e apenas 18% do consumo dessa classe. Já a maior faixa de consumo com apenas 4% do total das unidades, é responsável por 34% do consumo.

O Subgrupo B3 reúne 20% do número de instalações e 32% da capacidade instalada de Micro GD Local na CEMIG D, com um total de 6,4 mil unidades geradoras e 111 mil kWp de capacidade instalada. As unidades têm uma capacidade média de 17,4 kWp, bastante superior às unidades residenciais, mas similar à da classe Rural.

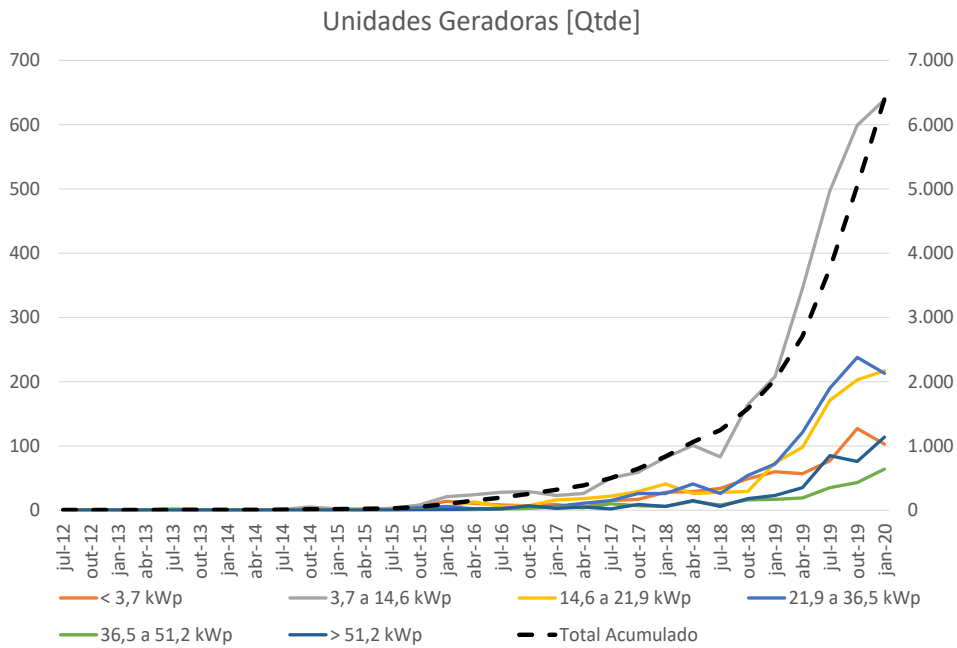
Tabela 19: Micro GD Local do Subgrupo B3 da CEMIG D (2018)

Faixa	Geração Média Mensal [kWh]	Unidades Geradoras	% Unidades Geradoras	Capacidade [MWp]	% Capacidade	Capacidade Média [kWp]
< 3,7 kWp	< 500 kWh	664	10,4%	1.394	1,3%	2,10
3,7 a 14,6 kWp	501 a 2000 kWh	3.002	46,9%	22.755	20,4%	7,58
14,6 a 21,9 kWp	2001 a 3000 kWh	1.007	15,7%	17.665	15,9%	17,54
21,9 a 36,5 kWp	3001 a 5000 kWh	1.061	16,6%	31.376	28,2%	29,57
36,5 a 51,2 kWp	5001 a 7000 kWh	254	4,0%	11.347	10,2%	44,67
> 51,2 kWp	> 7000 kWh	409	6,4%	26.888	24,1%	65,74
Total Subgrupo B3		6.397	100%	111.425	100%	17,42

Fonte: CEMIG D

Para fazer a análise do histórico de inserção desse subgrupo como um todo, as instalações Micro GD foram classificadas em 6 faixas de potência, combinando as faixas de consumo das diferentes classes do subgrupo, conforme mostrado na Tabela 19.

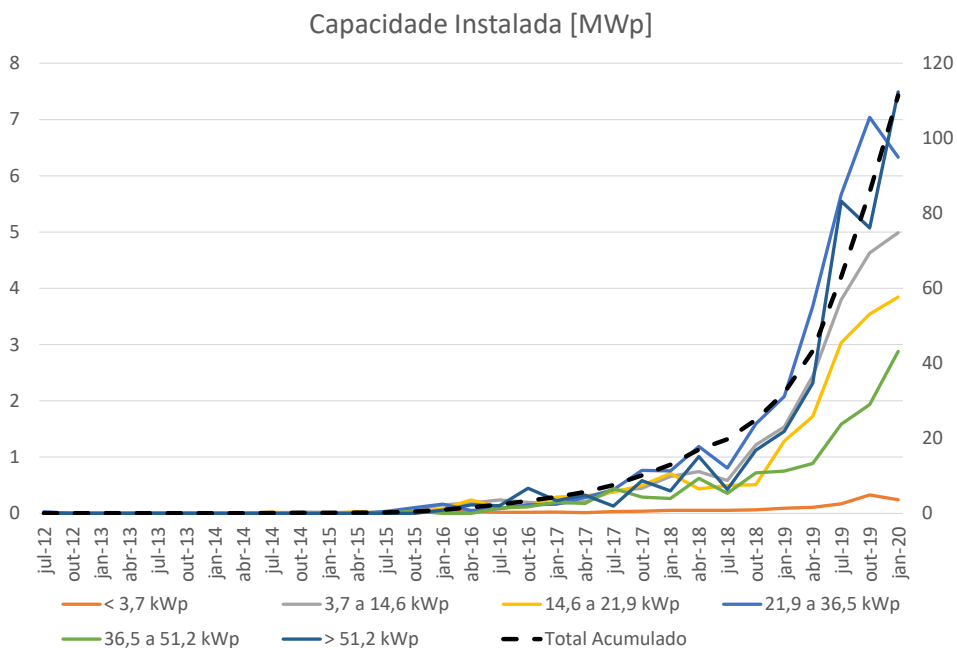
Figura 23: Unidades Micro GD Local no Subgrupo B3 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

A Figura 23 mostra que as unidades geradoras de 3,7 a 14,6 kWp, que geram de 500 kWh a 2.000 kWh mensais, apresentam o ritmo de instalação mais acelerado do Subgrupo B3, seguidas pelas unidades de 21,9 a 36,5 kWp (3.000 a 5.000 kWh mensais) quase juntas com as unidades de 14,6 a 21,9 kWp (2.000 a 3.000 kWh mensais).

Figura 24: Capacidade de Micro GD Local na Subgrupo B3 da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Em termos de capacidade instalada a faixa de maior crescimento é a 21,9 a 36,5 kWp, seguida das unidades acima de 51,2 kWp. Em terceiro lugar vem a faixa de 3,7 a 14,6 kWp - Figura 25.

É importante ressaltar que a faixa de consumo até 500 kWh mensais, apesar de ter poucas unidades Micro GD reúne a maior parcela de clientes do subgrupo (aproximadamente 75%), mostrando uma dinâmica de difusão bastante distinta das faixas maiores.

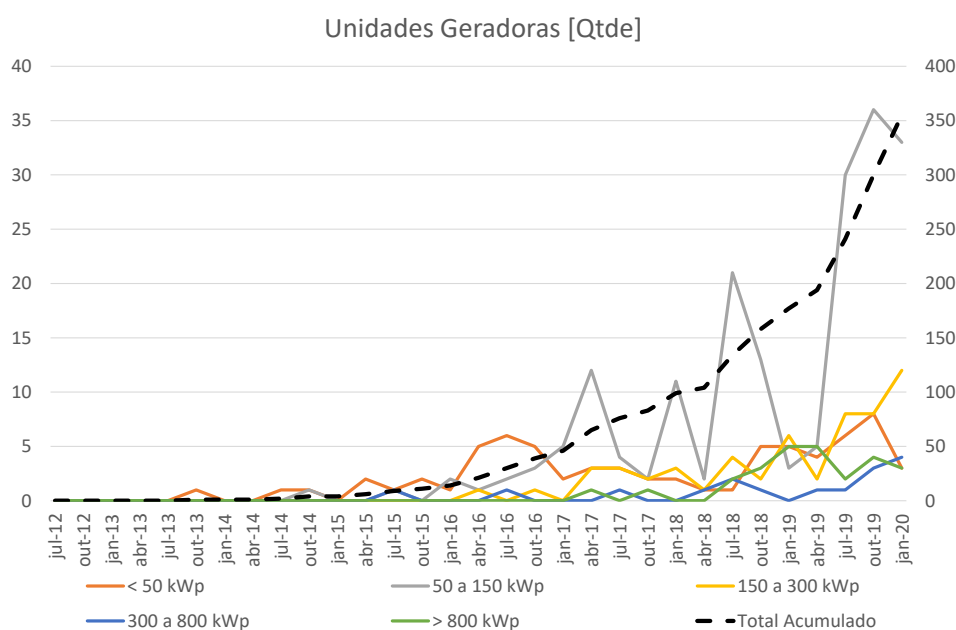
### 2.1.4. Grupo A

A Geração Local na média tensão representa uma fatia importante da capacidade instalada de geração distribuída da CEMIG D, com 16% da MMGD total da empresa e 25% da geração solar Local. Essas unidades são de um porte significativamente maior que as da baixa tensão, com capacidades instaladas que vão até 4,95 MW, tanto que 58% da capacidade instalada são de MMGD acima de 800 kWp. No entanto, a maioria das unidades – 88% – são geradoras de até 300 kWp, respondendo por 34% do total da capacidade instalada de Mini GD na CEMIG D.

Tabela 20: Capacidade Instalada de Mini Geração Distribuída

Faixa	Unidades Geradoras	% Unidades Geradoras	Capacidade [MWp]	% Capacidade	Capacidade Média [kWp]
< 50 kWp	70	19,7%	1.481	1,7%	21,16
50 a 150 kWp	187	52,7%	16.367	18,8%	87,52
150 a 300 kWp	56	15,8%	11.857	13,6%	211,73
300 a 800 kWp	16	4,5%	7.119	8,2%	444,93
> 800 kWp	26	7,3%	50.313	57,7%	1.935,12
<b>Total</b>	<b>355</b>	<b>100%</b>	<b>87.137</b>	<b>100%</b>	<b>245,46</b>

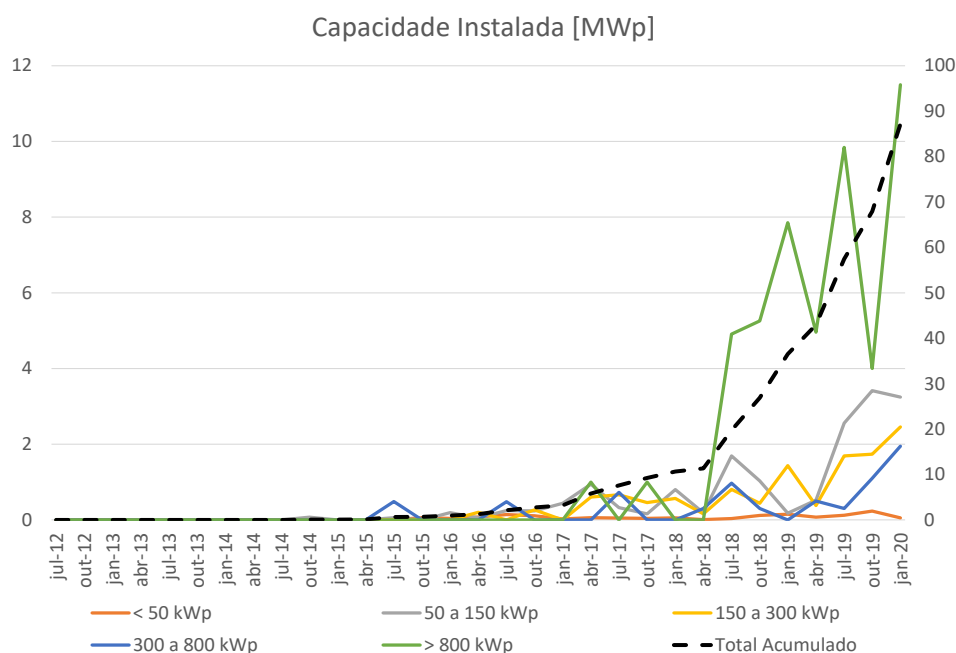
Figura 26: Unidades MMGD local na Média Tensão da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

As unidades MMGD Local da média tensão que mais cresceram em número são as de 50 a 150 kWp, porém são as unidades com mais de 800 kWp é que foram as responsáveis pelo maior crescimento da capacidade instalada dessa categoria.

Figura 27: Capacidade de MMGD Local na Média Tensão da CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

## 2.2. Geração Remota

A modalidade de Autoconsumo Remoto é a geração remota com maior adesão na CEMIG D e no Brasil. Ela consiste em unidades geradoras pertencentes ao mesmo proprietário (mesmo CPF ou CNPJ) de outras unidades consumidoras conectadas à mesma distribuidora, com as quais a energia gerada pelo empreendimento é compartilhada.

Havia, na CEMIG D, até abril de 2020 quase 12,9 mil unidades geradoras participantes desta modalidade com fonte solar, com uma capacidade instalada conjunta de 149 MWp. Estas unidades compartilhavam a energia gerada com um total de 37,4 mil unidades consumidoras, uma média de 2,9 unidades atendidas por geradora. O número de unidades atendidas é significativamente maior nas unidades do Grupo A, nas quais a média de unidades atendidas é de 73,8 enquanto na BT é de somente 2,3 unidades.

Tabela 21: Unidades MMGD de Autoconsumo Remoto na *CEMIG D* (abr/2020)

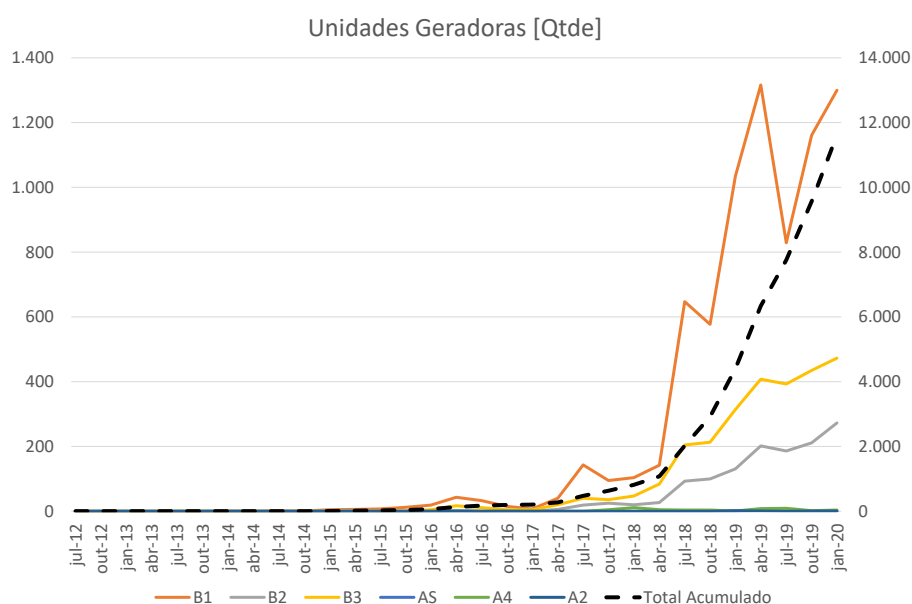
Subgrupo	Geradoras	Unidades Atendidas	Unidades por Geradora	Capacidade [MWp]	Capacidade Média [kWp]
B1	8.214	18.007	2,19	49,63	6,04
B2	1.514	3.737	2,47	24,34	16,08
B3	3.025	7.438	2,46	51,53	17,04
B4	30	65	2,17	0,51	16,98
Grupo A	110	8.113	73,75	52,96	481,42
<b>Total</b>	<b>12.893</b>	<b>37.360</b>	<b>2,90</b>	<b>178,97</b>	<b>13,88</b>

Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Assim, apesar do Grupo A ser responsável por quase 30% da capacidade instalada de geração remota, a maioria destas unidades estão no grupo B, principalmente nos Subgrupos B1 e B3.

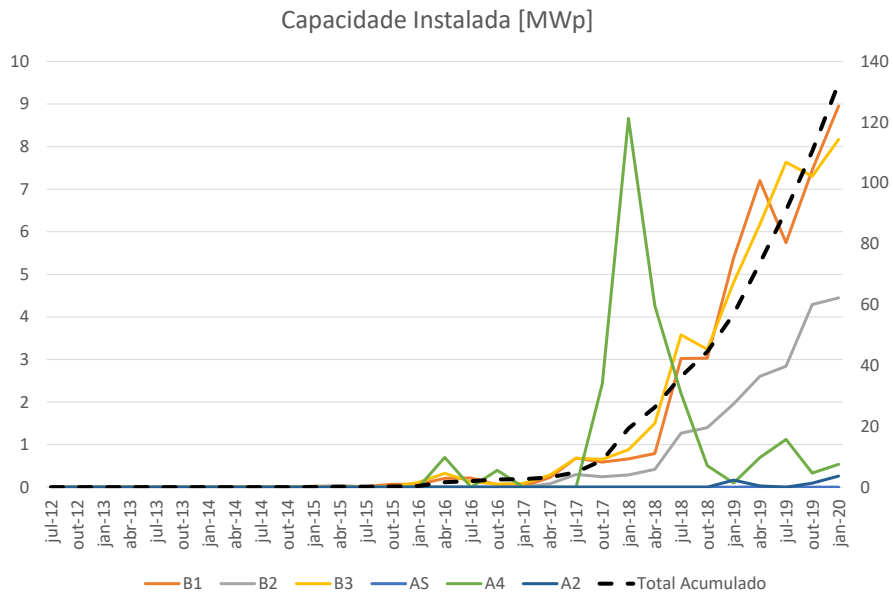
A tendência de crescimento das unidades remotas é também maior entre os Subgrupos B1 e B3, como pode ser visto na Figura 28. Esta mesma tendência se repete na capacidade instalada (Figura 29). No entanto, como a capacidade das unidades do Grupo A é bem maior, sabe-se que a adição de pequena quantidade de unidades pode gerar um impacto grande na capacidade instalada total.

Figura 28: Unidades MMGD de Autoconsumo Remoto da *CEMIG D*



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

Figura 29: Capacidade Instalada de MMGD de Autoconsumo Remoto CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)



## CAPÍTULO III – IMPACTOS DA MINI MICRO GD NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

---

### 1. Impactos no comportamento das Redes de Distribuição usando as Tipologias de Curva de Carga e Probabilidade de Associação

---

Para analisar o impacto da inserção de Micro GD nos custos de uso da rede é necessário saber como a entrada desses clientes irá alterar o comportamento das redes e se nessa alteração haverá alguma redução de suas demandas máximas. Precisa-se caracterizar adequadamente a situação em que as redes da distribuidora se encontram e estabelecer as devidas hipóteses para uma análise correta.

Neste trabalho, partiu-se do comportamento das redes da CEMIG D, descrito pelas tipologias de redes definidas na Revisão Tarifária Periódica de 2018, com de medições de curva carga de 2017, anterior à uma inserção mais significativa de Micro e Mini geração. Nessas condições, uma injeção de GFV, suficientemente pequena para não alterar demasiadamente as condições operativas da rede, tem potencial de redução de custo próximo ao custo de uso da rede pela carga Fora de Ponta, já que a demanda máxima nesse posto, em boa parte dessas redes, ocorre durante o período diurno.

Serão mostrados os impactos simulados da inserção de Micro GD Local e Remota.

Em cada segmento da rede (alta, média e baixa tensão) há diferentes comportamentos de carga, com demanda máxima ocorrendo em horários distintos. A GFV afetará apenas aquelas com demanda máxima no período diurno. Assim, para estimar uma possível postergação de custos de investimento devido à inserção de GFV, é necessário analisar o impacto que a entrada dessa geração produzirá sobre a curva de carga de cada rede distinta ou típica.

Assim, será simulada a injeção de microgeração nas unidades consumidoras típicas e, na sequência, o efeito redes típicas às quais esses clientes estão têm probabilidade de estarem conectados.

Um dos objetivos da Tipologia da Carga, feita no âmbito das Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras é, justamente, descrever esta variedade de comportamentos. Nessas tipologias, agrupam-se as curvas de carga que têm comportamento similar, chegando a uma representação mais resumida de todos os comportamentos distintos existentes em cada nível de tensão.

Para fazer o estudo, partiu-se de dois conjuntos de informações dos consumidores da CEMIG D e da expectativa de adoção de MMGD por parte destes clientes:

Os dados da amostra de clientes e redes da RTP de 2018 da CEMIG estão descritos detalhadamente no Anexo II - *Atratividade da Micro GD em cada Modalidade Tarifária e respectivas Perdas de Receita*. Essas informações são utilizadas para caracterização da situação atual das redes de distribuição e como os clientes participam dessas redes e, ainda, para calcular a atratividade da micro GD Local de forma detalhada, diferenciando entre os Subgrupos Tarifários e faixas de consumo.

A projeção do número de clientes MMGD e de sua capacidade instalada, utilizando o Modelo de Bass, possibilita conhecer a trajetória de entrada desses clientes e simular o impacto dessa inserção na rede de distribuição.

Esse estudo está apresentado no Anexo I, no qual têm-se quais unidades consumidoras iriam optar pela GFV ano a ano.

Combinando esta informação com a Probabilidade de Associação dos consumidores típicos à cada uma das redes típicas, que é um fator calculado também no momento da Revisão tarifária, é possível estimar em quais redes de cada nível de tensão as unidades de GFV irão se conectar. As simulações foram feitas para todos os anos de 2020 a 2030.

Nos gráficos mostrados neste relatório estão as curvas típicas da tipologia de redes de Baixa Tensão da *CEMIG D*, juntamente com o impacto causado pela inserção de unidades GFV. As curvas em linha sólida verde representam a situação atual das redes, as curvas tracejadas em verde escuro mostram como a geração máxima (Pleno Sol) dessas unidades impactaria as redes e as curvas pontilhadas em verde claro mostram o impacto da geração em dias nublados, quando se considera que haveria geração de apenas 20% da capacidade das unidades de GFV.

### 1.1. Impacto da Microgeração no comportamento da carga dos Transformadores MT/BT Urbanos

---

As redes de distribuição urbanas da CEMIG D têm um comportamento fortemente influenciado pela Classe Residencial, que contém o maior número de consumidores da empresa e o maior mercado atendido pelas redes urbanas de baixa tensão.

A Classe Residencial também é a que detém o maior número de instalações de Micro GD, embora seja o Subgrupo B3 o detentor da maior capacidade instalada atualmente. No horizonte de projeção, no entanto, prevê-se que a entrada massiva de pequenas unidades de Micro GD na Classe Residencial tornando-a, ao final do período, detentora também da maior capacidade instalada de Micro GD.

Nas simulações a seguir considerou-se a inserção de 2.646 MWp de Micro GD Local e 1.660 MWp de Micro GD remota entre os clientes de baixa tensão Urbanos da CEMIG D, conforme projeção feita para o cenário com redução média de preços da GFV e com a tarifação proposta por este projeto.

Coerente com o dimensionamento de sistemas GFV, visto no Anexo II deste relatório, considerou-se que o efeito desta inserção nas redes seja 10% menor que a capacidade instalada, pelo fato de haver uma redução de desempenho dos módulos devido a sombreamentos, deposição de sujeira nos módulos e outras contingências.

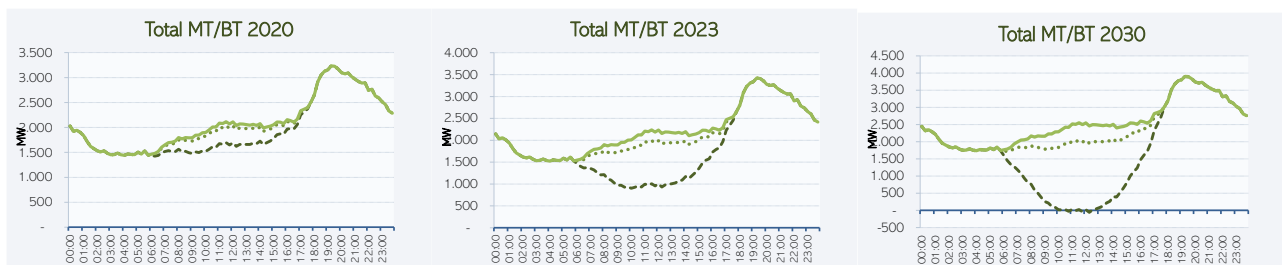
As análises mostram primeiramente o efeito separado da inserção de Micro GD Local, nos tipos característicos dos clientes de baixa tensão, conforme descrito anteriormente e, em seguida, o efeito combinado da inserção de Micro GD Local e Remota, alocando as usinas Remotas proporcionalmente à localização das usinas com geração local.

Nos gráficos mostrados, a curva em linha sólida verde representa a carga do tipo de rede, a linha tracejada escura representa a curva com impacto da geração fotovoltaica em dias de geração plena e a curva pontilhada em verde claro representa a curva com GFV em dias com insolação fraca. Estas duas curvas representam os limites entre os quais a carga com geração irá se situar, já que a insolação pode variar ao longo do dia, evidentemente.

### 1.1.1. Inserção de Mico GD Local

A Figura 30 mostra a curva total das transformações MT/BT simulada com inserção da Micro GD Local em três momentos: (1) ao final do ano de 2020, refletindo a situação atual, (2) ao final do ano 2023, que coincide com o ano da próxima revisão da CEMIG D e (3) ao final do ano 2030, último ano da projeção. Para ver como a carga evolui nos anos intermediários pode-se consultar o Anexo III – *Impacto da Inserção da Microgeração nas Curvas de Carga dos Clientes e Rede da CEMIG D*, no qual, ao final do relatório, se encontram os gráficos da tipologia dos transformadores MT/BT alterando-se com a inserção da microgeração nos anos de 2020 a 2030.

Figura 30: Total dos Transformadores MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



Percebe-se que o impacto esperado sobre as redes é muito relevante, chegando à metade da carga diurna em 2023 em dias de maior insolação e se igualando a esta carga em 2030, se houvesse pleno sol em toda rede de distribuição em baixa tensão, de forma a coincidir toda essa geração.

Observando estes gráficos, que representam a soma da carga de todos os transformadores MT/BT, se diria que a inserção de Micro GD não tem impacto sobre a demanda máxima de redes de baixa tensão. No entanto, esta curva representa um comportamento médio. Embora muitas redes de baixa tensão da CEMIG D tenham um formato similar ao da curva total, há várias redes que apresentam comportamentos diferentes, como as redes que atendem locais eminentemente comerciais, por exemplo. Esta diversidade de comportamentos pode ser observada na tipologia das transformações MT/BT.

Entre os diversos tipos de curvas de carga de transformadores MT/BT há alguns que se destacam em relação à alteração do comportamento ao longo dos anos de inserção de Micro GD. Primeiramente, vale comparar o que acontece com os Tipos 2 e Tipo 9 com inserção de Micro GD Local.

A Figura 31 mostra a simulação para o Tipo 2, que apresenta uma curva com presença de clientes residenciais, provavelmente de maior porte, além de clientes do Subgrupo B3, resultando em uma rede típica com fator de carga mais alto. Por outro lado, o Tipo 9 apresenta fator de carga menor, com um pico de carga mais pronunciado ao final do dia. Este formato está associado à maior presença de clientes residenciais de porte menor.

Figura 31: Tipo 2 dos Transformadores MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local

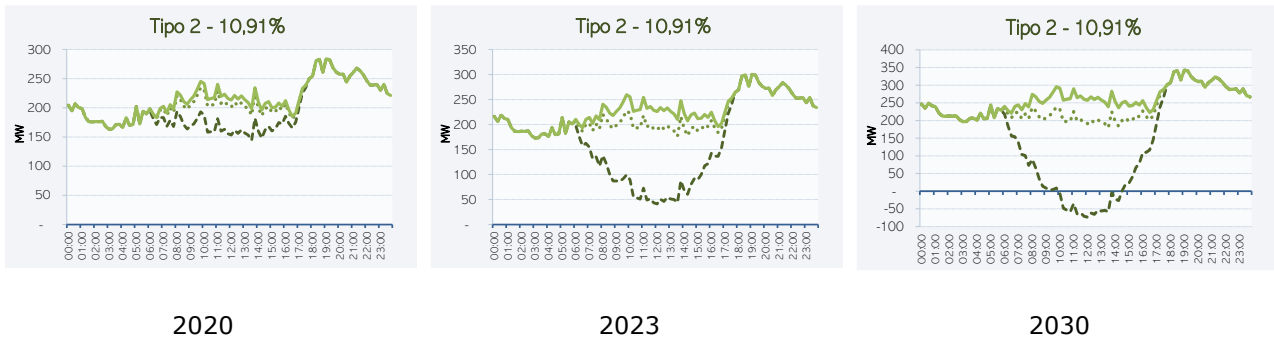


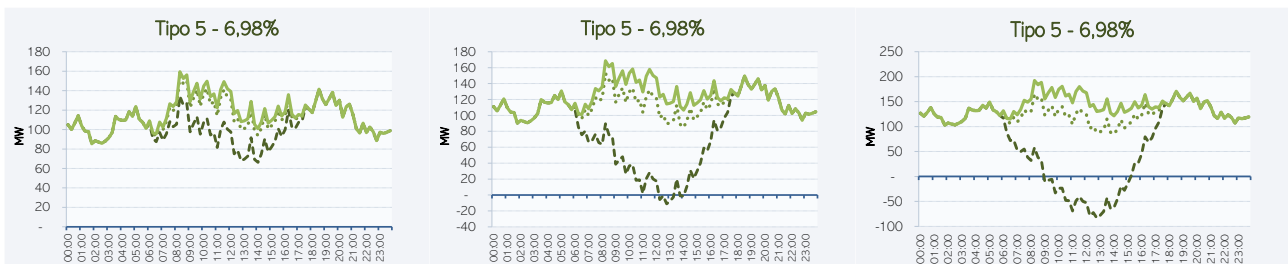
Figura 32: Tipo 9 dos Transformadores MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



No Anexo I - *Projeção da Inserção da MMGD na CEMIG D* mostrou-se que a inserção de Micro GD na Classe Residencial está acontecendo primeiro nos clientes de maior porte dessa classe e que a inserção nos clientes menores, de acordo com a projeção, irá acontecer mais expressivamente, depois de 2024. Por isto, enquanto o Tipo 2 tem uma inserção mais acentuada já em 2023, no Tipo 9 a inserção de Micro GD acontece em maior grau entre os anos de 2023 e 2030.

Os transformadores MT/BT, de maior demanda durante o dia são as dos Tipos 1 e 5, que atendem juntas cerca de 18% da energia do nível. Assim, somente as redes do Tipo 1 e do Tipo 5 (Figura 33) apresentarão alguma redução da demanda máxima.

Figura 33: Tipo 5 dos Transformadores MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



Como as redes de distribuição têm que atender a carga inclusive em dias nublados, não se pode contar que a redução de demanda proporcionada pela GFV em dias ensolarados como um recurso

filme para dimensionamento das redes de distribuição. Assim, para saber se a inserção de Micro GD pode proporcionar alguma redução de demanda, deve-se examinar o cenário de geração mínima. A Tabela 22 mostra a redução da demanda máxima em cada rede tipo com a inserção de Micro GD Local ao longo dos próximos 10 anos no cenário de geração mínima (dias nublados).

As redes do Tipo 1 têm, em média uma redução de 1,9% da sua demanda, a partir de 2022. Essa redução não aumenta conforme a inserção de Micro GD se amplia, pelo fato de sua demanda máxima passar a ocorrer em outro horário. As redes do Tipo 5 apresentam uma redução da demanda máxima proporcionalmente maior, de 11,2%, em média. Ao total, a inserção de Micro GD em dias nublados tem o potencial de reduzir em 24 MW a demanda máxima dos transformadores MT/BT, o que representa 0,7% das demandas máximas somadas das redes desse nível.

Tabela 22: Redução da Demanda Máxima dos Transformadores MT/BT com inserção da Micro GD Local em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Total
DMáx. 2020	345	284	98	62	142	402	724	372	683	181	58	66	46	3.463
2020	4 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	5 3,5%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	9 0,2%
2021	6 1,8%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	10 6,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	16 0,5%
2022	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 9,4%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	21 0,6%
2023	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	16 10,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	23 0,6%
2024	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	17 11,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	24 0,6%
2025	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	18 11,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	25 0,7%
2026	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	19 12,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	27 0,7%
2027	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	28 0,7%
2028	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	21 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	28 0,7%
2029	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	21 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	29 0,7%
2030	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	22 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	29 0,7%

Outra maneira de avaliar a redução da demanda máxima nas redes de distribuição é em relação à capacidade instalada. A Tabela 23 mostra que, para cada MWp de Micro GD Local de GFV instalada na CEMIG, reduz-se a demanda máxima das redes de baixa tensão em aproximadamente 1,8%, ou 18 kW. Ao longo do tempo, com mais capacidade de GFV sendo instalada, sem redução adicional da demanda máxima, este percentual cai para 1% em 2030.

Tabela 23: Redução da demanda máxima em Transformadores MT/BT da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local

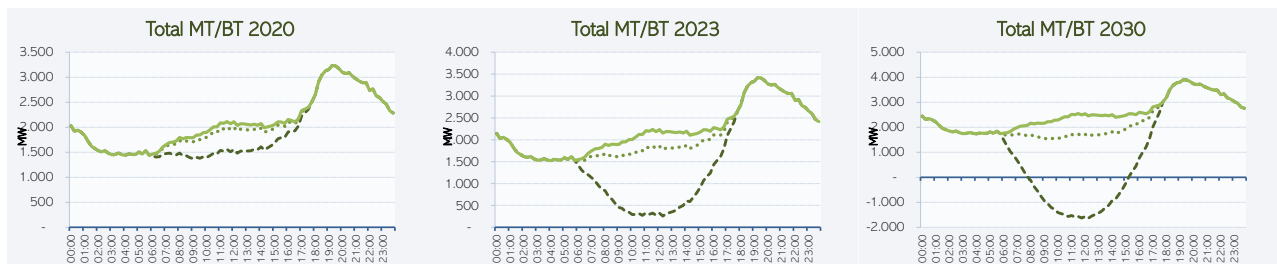
Ano	Capacidade Instalada MWp	GVF Mínima	
		MW	%
2020	480	8,5	1,8%
2021	893	16,2	1,8%
2022	1.208	20,5	1,7%
2023	1.383	22,7	1,6%
2024	1.503	24,0	1,6%
2025	1.644	25,2	1,5%
2026	1.841	26,7	1,5%
2027	2.093	27,8	1,3%
2028	2.370	28,3	1,2%
2029	2.629	28,9	1,1%
2030	2.841	29,4	1,0%

Constatou-se assim que o impacto da inserção da microgeração na demanda máxima das redes e, portanto, na postergação de investimentos é mínima, porém o impacto na forma das curvas de carga é enorme, criando grandes rampas de carga, podendo sair em poucas horas de fluxo positivo para negativo (início do dia) e de fluxo negativo para negativo (final do dia), trazendo dificuldades operativas e, provavelmente, maiores custos de operação e controle de tensão

### 1.1.2. Inserção de Micro GD Local + Remota

Somando a Micro GD Remota à Local, o impacto sobre nos transformadores MT/BT chega a inverter o fluxo das redes, observando-se, em média, um fluxo inverso de cerca de 1/3 da carga máxima em 2030, como pode ser visto na Figura 34.

Figura 34: Total dos Transformadores MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota

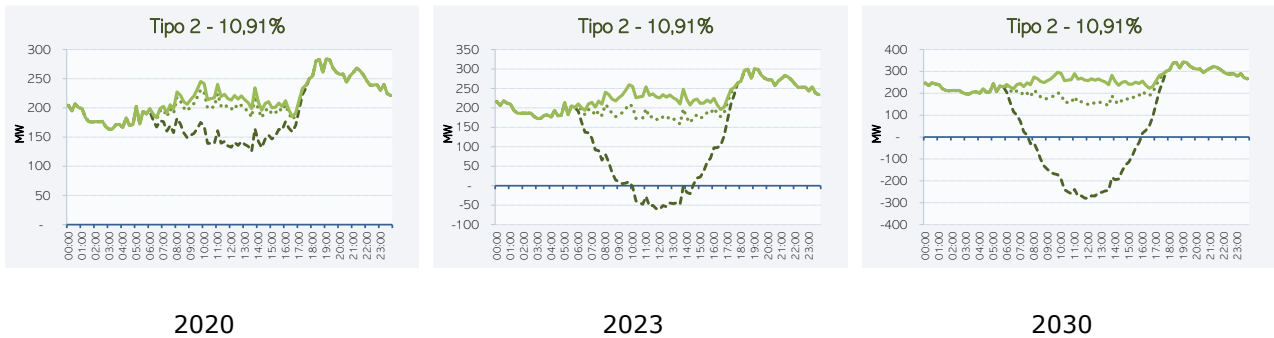


No entanto, é importante deixar claro que se trata de um impacto médio, com geração a pleno sol em todas as unidades com GVF. O que acontecerá, na realidade, é que uma parte das redes com grande número de UFV, irá ter impacto acentuado, com forte inversão de fluxo nos dias de pleno sol, e outras, onde há menor inserção de Micro GD não terão inversão de fluxo nenhum ou em menor grau. Na maioria dos transformadores, mesmo com maior presença de GVF, não haverá inversão de fluxo nos dias de insolação mínima. No conjunto dos transformadores de toda área de concessão, refletindo nas redes de média e alta tensão, haverá o efeito combinado dessas várias condições.

Assim, na Campanha de Medidas de 2023, quando na CEMIG D cerca de 15% da energia dos clientes de baixa tensão já poderá ser atendida por Micro GD, será necessário fazer o levantamento mais aprofundado da carga das redes, em um mesmo dia, ou seja, nos dias de carga máxima da empresa, que permita verificar o comportamento dos transformadores individuais, e o efeito combinado na curva somada da baixa tensão, com reflexo na média e alta tensão, tendo em vista as variações de insolação e os diferentes níveis de inserção em cada transformador.

Por exemplo, as redes de Tipo 2, como pode ser observado na Figura 35, com maior proporção de clientes residenciais de maior porte (faixas de consumo alto) exibe, já em 2023, uma inversão de carga. Resta saber a influência da não coincidência, ou seja, da diversidade dos níveis de insolação, no conjunto desses tipos de transformadores.

Figura 35: Tipo 2 das redes MT/BT da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



Para uma melhor avaliação poderá feita uma distinção entre redes com maior e menor inserção de Micro GD, criando uma estratificação de acordo com essa variável para o sorteio das amostras de medições nas próximas campanhas de medidas.

O efeito sobre a demanda máxima das redes incluindo a geração Remota não é diferente do cenário somente de geração Local, já que uma pequena redução da demanda nos Tipos 1 e 5 já desloca a demanda máxima destas redes para o período noturno.



Tabela 24: Redução da Demanda Máxima dos Transformadores MT/BT com inserção da Micro GD Local + Remota em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Total
DMáx. 2020	345	284	98	62	142	402	724	372	683	181	58	66	46	3.463
2020	5 1,4%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	7 4,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	12 0,3%
2021	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 9,2%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 0,6%
2022	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	19 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	25 0,7%
2023	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	19 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	26 0,7%
2024	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	19 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	26 0,7%
2025	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	27 0,7%
2026	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	27 0,7%
2027	7 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	28 0,7%
2028	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	21 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	28 0,7%
2029	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	21 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	29 0,7%
2030	8 1,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	22 12,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	29 0,7%

A proporção de redução de demanda máxima em relação à capacidade instalada diminui ligeiramente em relação à tabela sem Geração Remota, já que uma quantidade maior de capacidade de GFV é adicionada sem efeito adicional sobre a demanda máxima das redes.

Tabela 25: Redução da demanda máxima em Transformadores MT/BT da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local + Remota

Ano	Capacidade	GFV Mínima	
	Instalada MWp	MW	%
2020	667	11,7	1,8%
2021	1.205	20,0	1,7%
2022	1.709	25,3	1,5%
2023	2.147	25,8	1,2%
2024	2.559	26,3	1,0%
2025	2.959	26,8	0,9%
2026	3.348	27,3	0,8%
2027	3.728	27,8	0,7%
2028	4.082	28,3	0,7%
2029	4.386	28,9	0,7%
2030	4.623	29,4	0,6%

Reitera-se que o efeito da Geração Remota e Local, juntas, na postergação de investimentos também é pouco relevante, mas o mesmo não se pode dizer sobre o impacto na forma das curvas de carga da rede BT, devido ao surgimento de grandes rampas de carga, como mostrado na curva Tipo 2 em 2030, com inversão de fluxo em poucas horas, no início e final do dia, que devem trazer problemas operativas e, provavelmente, maiores custos de operação.

Figura 36: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota nas redes Urbanas de Baixa Tensão da CEMIG D em 2020

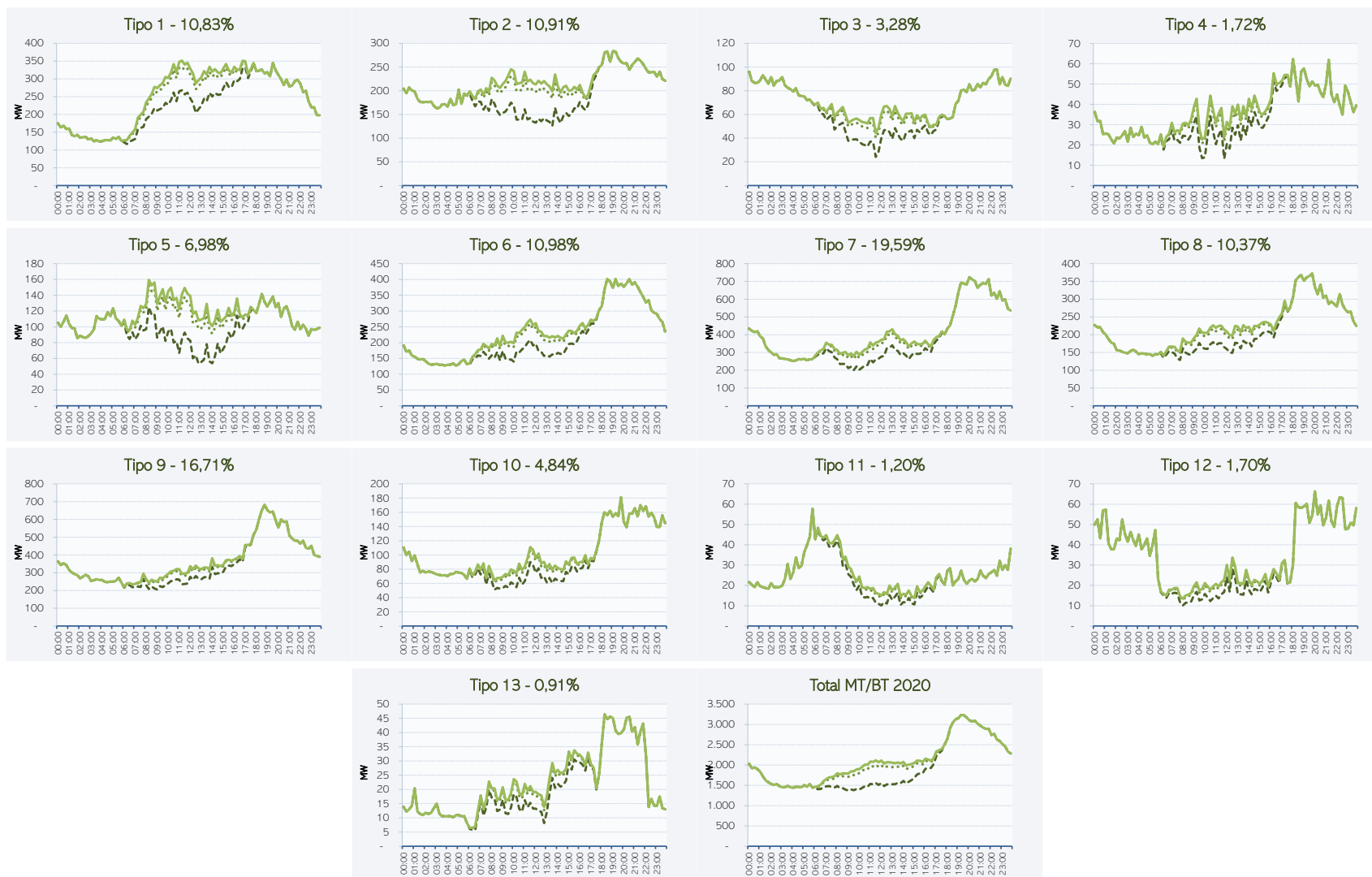


Figura 37: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta neste P&D nas redes Urbanas de Baixa Tensão da CEMIG D em 2023

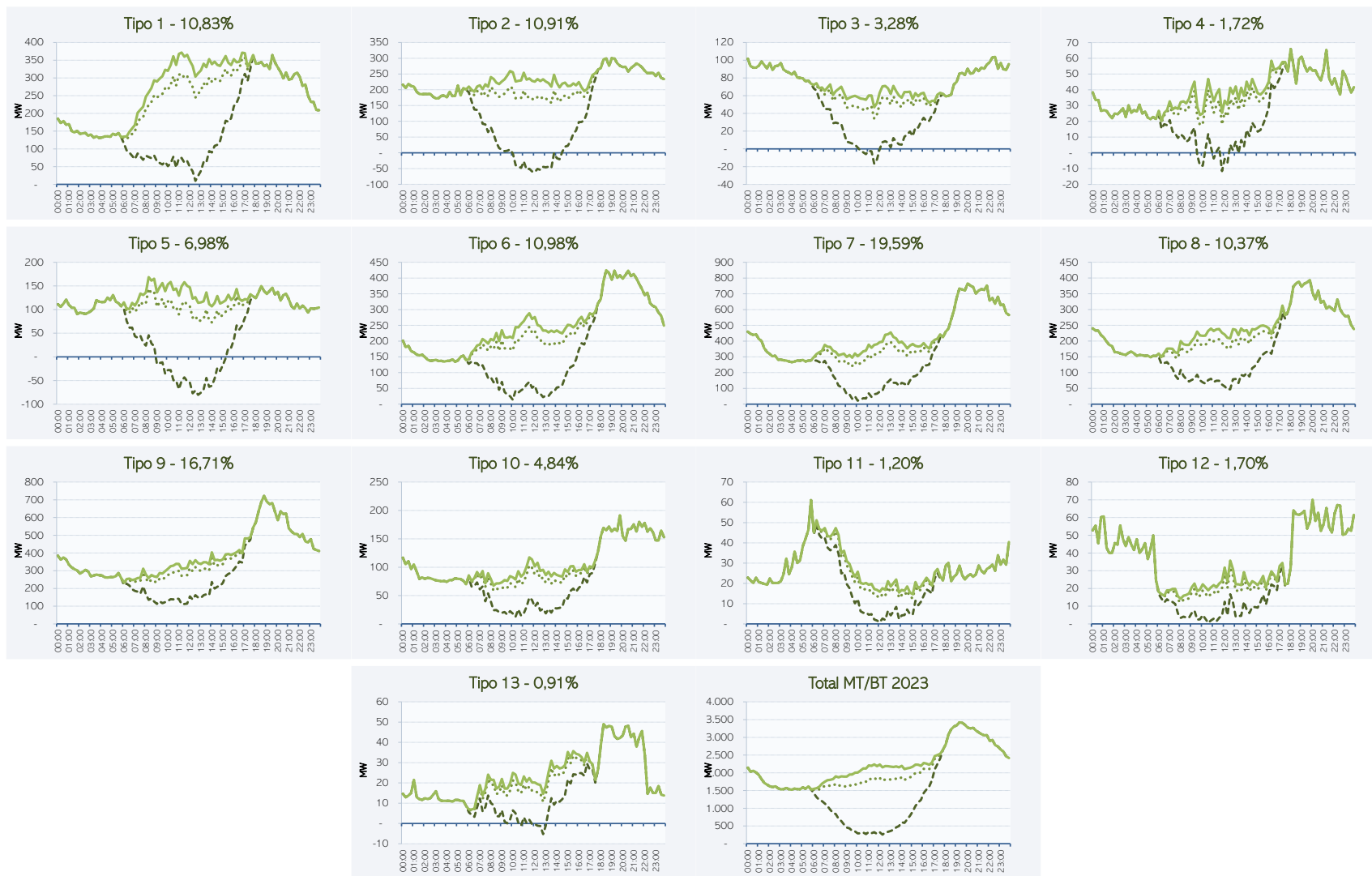
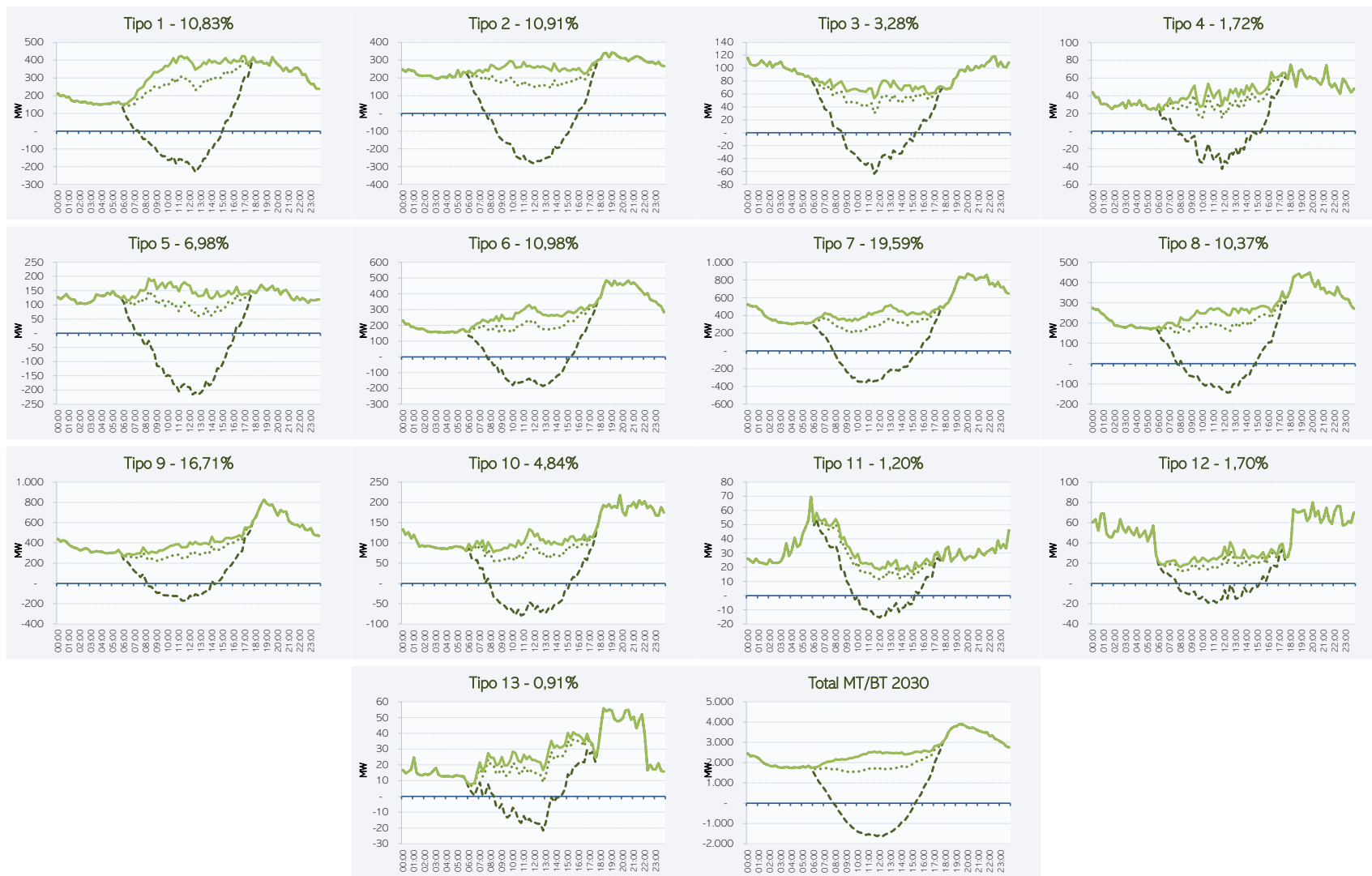


Figura 38: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta neste P&D nas redes Urbanas de Baixa Tensão da CEMIG D em 2030



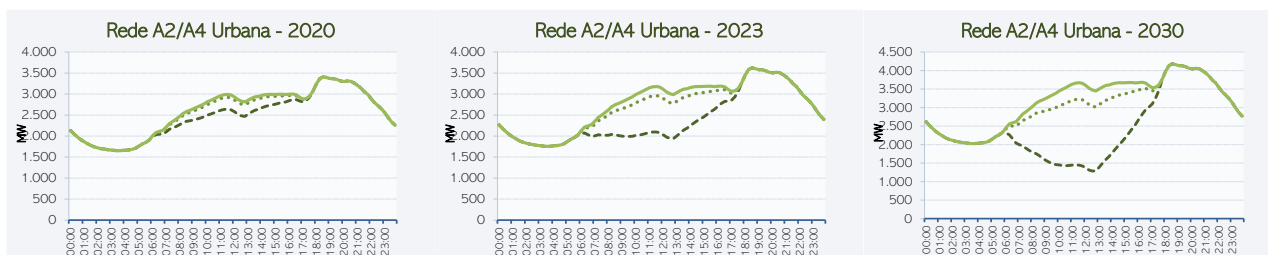
## 1.2. Impacto da Microgeração no comportamento da carga das Redes MT

A inserção da Micro GD nas redes de baixa tensão terá reflexo, também, nas redes de média tensão. Nas tipologias, as redes de média tensão são repartidas em três grupos: as injeções no nível MT, as transformações A3/MT e as transformações A2/MT. Como 84% da energia que atende ao nível MT vem diretamente do A2, utilizou-se aqui, por simplificação, a tipologia destas transformações para representar o nível.

### 1.2.1. Inserção de Mico GD Local

Assim como os transformadores MT/BT, as redes de média tensão exibem comportamento conjunto dominado pela carga residencial. A inserção de Micro GD Local fortalece ainda mais a característica de um horário de pico predominante iniciando às 18h.

Figura 39: Total das Redes MT Urbanas da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



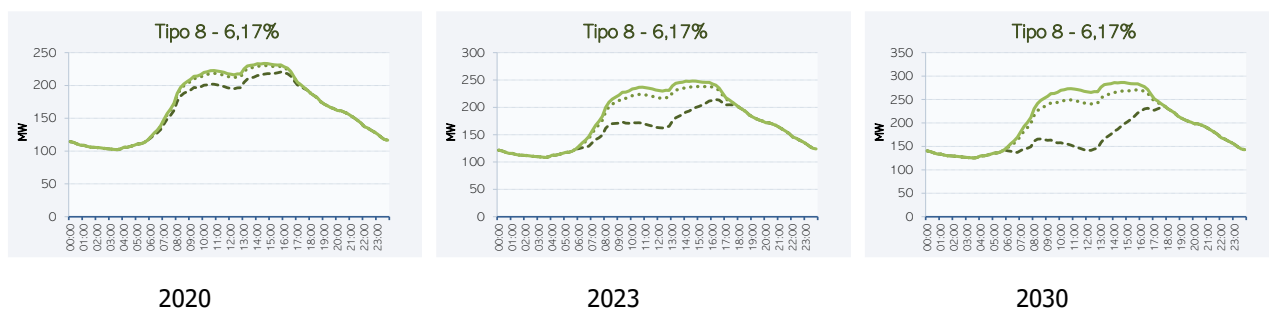
Grande parte das redes, representadas pelos Tipo 2 a 6, pelas quais passa 65% da energia do nível, apresentam este tipo de comportamento, com variações no fator de carga e na extensão do horário de carregamento máximo a partir das 18h. Um exemplo entre Tipos está na Figura 40.

Figura 40: Tipo 5 das Redes MT Urbanas da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



No entanto, o nível MT apresenta relativamente mais redes com carregamento no período diurno que a baixa tensão. Assim, por exemplo, os Tipos de 7 a 10 e o Tipo 13 apresentam redução relevante na sua demanda máxima, apesar da transferência da demanda máxima para o final do dia. Pelas redes destes tipos juntos passa 22% da carga das transformações A2/MT.

Figura 41: Tipo 8 das Redes MT Urbanas da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



Além desse comportamento, há alguns tipos, como o 13 e 14, que apesar de terem demanda alta no período diurno, também têm demanda alta no período noturno e a redução de carga induzida com a Micro GD rapidamente transfere o horário de máxima para a noite.

A Tabela 26 mostra que neste nível de tensão há vários tipos de rede nas quais há redução considerável da demanda máxima. Apesar disso, esses tipos representam parcela menor das redes do nível, de modo que a redução total obtida fica próxima da encontrada nas redes de baixa tensão, em torno de 1,2% ao final do período de projeção.

Tabela 26: Redução da Demanda Máxima das Redes MT com inserção da Micro GD Local em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Tipo 14	Tipo 15	Total
DMáx. 2020	163	247	346	288	1.023	476	290	220	76	49	41	143	119	79	20	3.581
2020	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 1,5%	3 1,4%	0 0,6%	0 0,5%	0 0,1%	2 1,2%	2 1,5%	1 0,9%	0 0,0%	13 0,4%
2021	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	7 2,4%	6 2,9%	1 1,3%	1 1,0%	0 0,3%	3 2,0%	3 3,0%	1 0,9%	0 0,0%	22 0,6%
2022	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	9 3,0%	8 3,9%	1 1,8%	1 1,4%	0 0,4%	4 2,5%	5 4,2%	1 0,9%	0 0,0%	29 0,8%
2023	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	10 3,4%	9 4,3%	2 2,0%	1 1,6%	0 0,4%	4 2,7%	6 4,7%	1 0,9%	0 0,0%	32 0,9%
2024	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	11 3,5%	10 4,5%	2 2,2%	1 1,7%	0 0,5%	4 2,9%	6 5,0%	1 0,9%	0 0,0%	35 0,9%
2025	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	12 3,7%	10 4,7%	2 2,3%	1 1,8%	0 0,5%	5 3,1%	6 5,3%	1 0,9%	0 0,0%	37 0,9%
2026	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 3,9%	11 5,0%	2 2,5%	1 1,9%	0 0,5%	5 3,3%	7 5,7%	1 0,9%	0 0,0%	40 1,0%
2027	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	12 5,4%	2 2,7%	1 2,1%	0 0,5%	6 3,6%	8 6,3%	1 0,9%	0 0,0%	44 1,1%
2028	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	13 5,9%	2 3,0%	1 2,3%	0 0,6%	6 4,0%	9 6,9%	1 0,9%	0 0,0%	47 1,1%
2029	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	14 6,2%	3 3,2%	1 2,5%	0 0,6%	7 4,3%	10 7,4%	1 0,9%	0 0,0%	51 1,2%
2030	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	15 4,1%	15 6,5%	3 3,4%	1 2,6%	0 0,6%	8 4,5%	11 7,8%	1 0,9%	0 0,0%	54 1,2%

Em termos de capacidade, cada MWp instalado induz uma redução de demanda máxima destas redes um pouco acima de 2% ou cerca de 20 kWp.

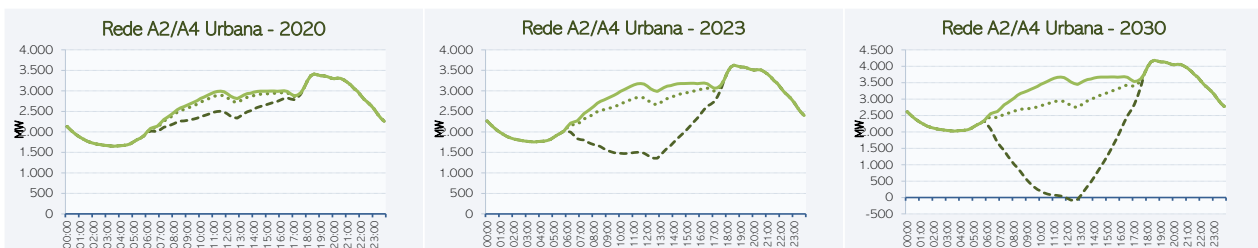
Tabela 27: Redução da demanda máxima em redes MT da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local

Ano	Capacidade Instalada MWp	GVF Mínima MW	%
2020	413	12,7	3,1%
2021	808	21,8	2,7%
2022	1.116	28,8	2,6%
2023	1.286	32,5	2,5%
2024	1.400	34,7	2,5%
2025	1.527	37,1	2,4%
2026	1.705	40,4	2,4%
2027	1.935	44,0	2,3%
2028	2.194	47,4	2,2%
2029	2.441	50,8	2,1%
2030	2.646	53,6	2,0%

### 1.2.2. Inserção de Micro GD Local + Remota

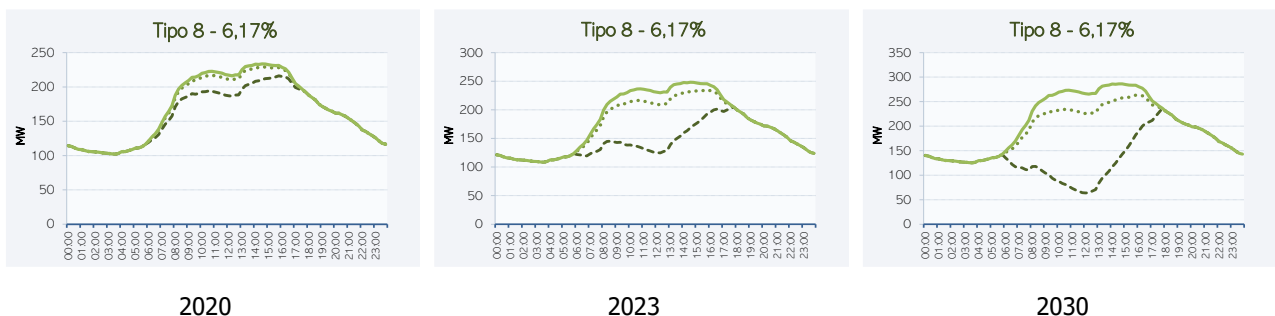
Ao se acrescentar as unidades Remotas na análise da inserção de Micro GD, o efeito esperado sobre as redes de média tensão aumenta significativamente, fazendo a injeção de GVF atingir o mesmo patamar da carga diurna em 2030.

Figura 42: Total das Redes MT Urbanas da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



Ao considerar a Geração Remota, a redução de demanda máxima, observada com a inserção somente de geração Local, se amplia, principalmente nos tipos 8, 9, 10 e 12.

Figura 43: Tipo 8 das Redes MT Urbanas da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



A redução das demandas máximas nas redes com carga predominantemente diurna é ampliada com a consideração da inserção de geração Remota, chegando a um total de 74 MW de redução de demanda nas redes de média tensão da empresa. Mesmo assim, pelo fato de estas redes



representarem uma parcela reduzida do total da carga, percentualmente o efeito ainda é reduzido, de próximo de 1,7% da soma das demandas máximas das redes do nível.

Tabela 28: Redução da Demanda Máxima das Redes MT com inserção da Micro GD Local+Remota em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Tipo 14	Tipo 15	Total
DMáx. 2020	163	247	346	288	1.023	476	290	216	75	49	41	141	116	79	20	3.570
2020	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	6 1,9%	4 2,0%	1 0,9%	0 0,7%	0 0,2%	2 1,5%	2 2,1%	1 0,9%	0 0,0%	16 0,5%
2021	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	9 3,0%	8 3,9%	1 1,8%	1 1,4%	0 0,4%	4 2,5%	5 4,2%	1 0,9%	0 0,0%	28 0,8%
2022	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	12 4,1%	11 5,3%	2 2,6%	1 2,1%	0 0,6%	5 3,3%	7 5,9%	1 0,9%	0 0,0%	38 1,0%
2023	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 4,1%	13 6,4%	2 3,3%	1 2,6%	0 0,7%	6 4,0%	9 7,3%	1 0,9%	0 0,0%	45 1,2%
2024	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 4,1%	15 7,2%	3 3,9%	1 3,0%	0 0,8%	7 4,6%	10 8,5%	1 0,9%	0 0,0%	50 1,3%
2025	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 4,1%	17 7,8%	3 4,4%	2 3,4%	0 0,9%	8 5,1%	12 9,5%	1 0,9%	0 0,0%	55 1,4%
2026	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 4,1%	18 8,4%	4 4,8%	2 3,7%	0 0,9%	9 5,6%	13 10,4%	1 0,9%	0 0,0%	60 1,5%
2027	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	20 8,9%	4 5,2%	2 4,0%	0 1,0%	10 6,1%	14 11,1%	1 0,9%	0 0,0%	64 1,6%
2028	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	21 9,3%	4 5,5%	2 4,2%	0 1,0%	11 6,5%	15 11,6%	1 0,9%	0 0,0%	68 1,6%
2029	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 4,1%	22 9,6%	4 5,7%	2 4,4%	1 1,1%	11 6,7%	16 12,0%	1 0,9%	0 0,0%	71 1,7%
2030	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	15 4,1%	23 9,8%	5 5,9%	2 4,5%	1 1,1%	12 6,9%	16 12,2%	1 0,9%	0 0,0%	74 1,7%

Em termos de redução da demanda por unidade de capacidade instalada, o percentual de redução cai em relação ao visto somente com geração local, já que uma proporção maior de capacidade foi adicionada a redes que não apresentam redução de demanda.

Tabela 29: Redução da demanda máxima em redes MT da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local + Remota

Ano	Capacidade Instalada MWp	GFV Mínima	
		MW	%
2020	667	16,4	2,5%
2021	1.205	28,1	2,3%
2022	1.709	38,5	2,3%
2023	2.147	44,7	2,1%
2024	2.559	50,3	2,0%
2025	2.959	55,3	1,9%
2026	3.348	60,0	1,8%
2027	3.728	64,4	1,7%
2028	4.082	68,2	1,7%
2029	4.386	71,4	1,6%
2030	4.623	74,1	1,6%

Observa-se que as redes MT podem também incorrer em aumento dos custos de operação, principalmente a partir de 2023, mesmo que em menor grau que as redes de baixa tensão.

Figura 44: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota nas redes Urbanas de Média Tensão da CEMIG D em 2020

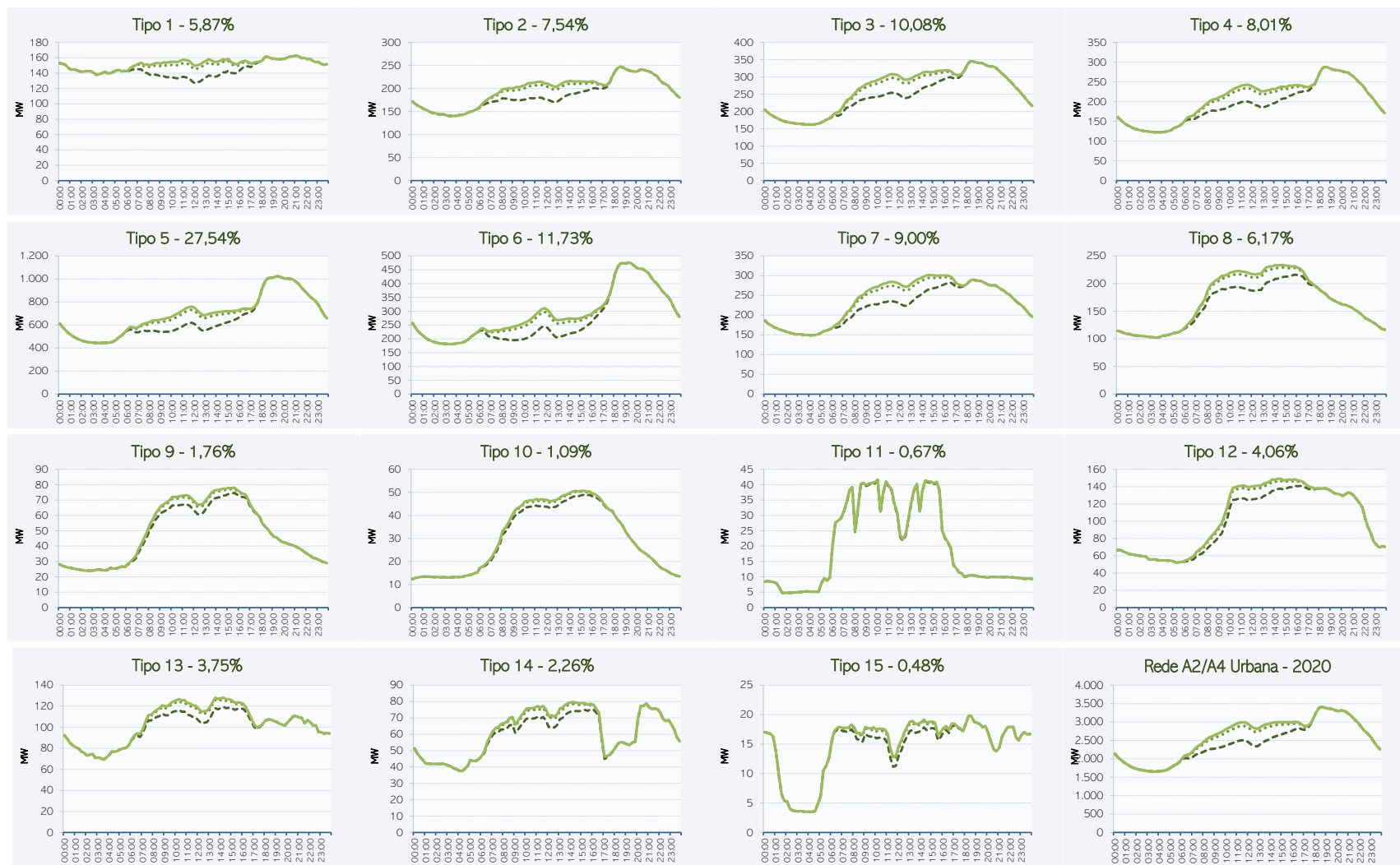


Figura 45: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta neste P&D nas redes Urbanas de Média Tensão da CEMIG D em 2023

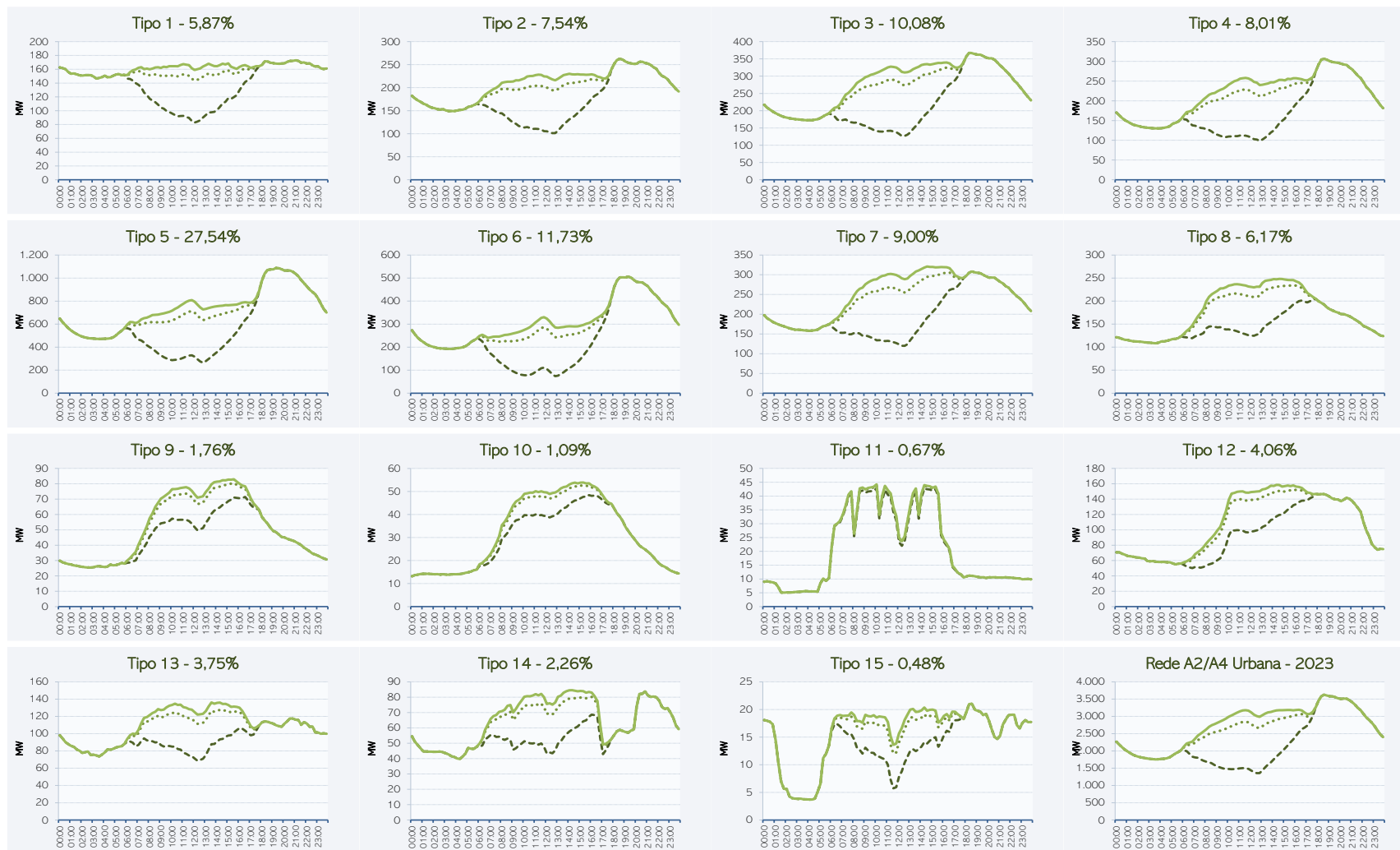
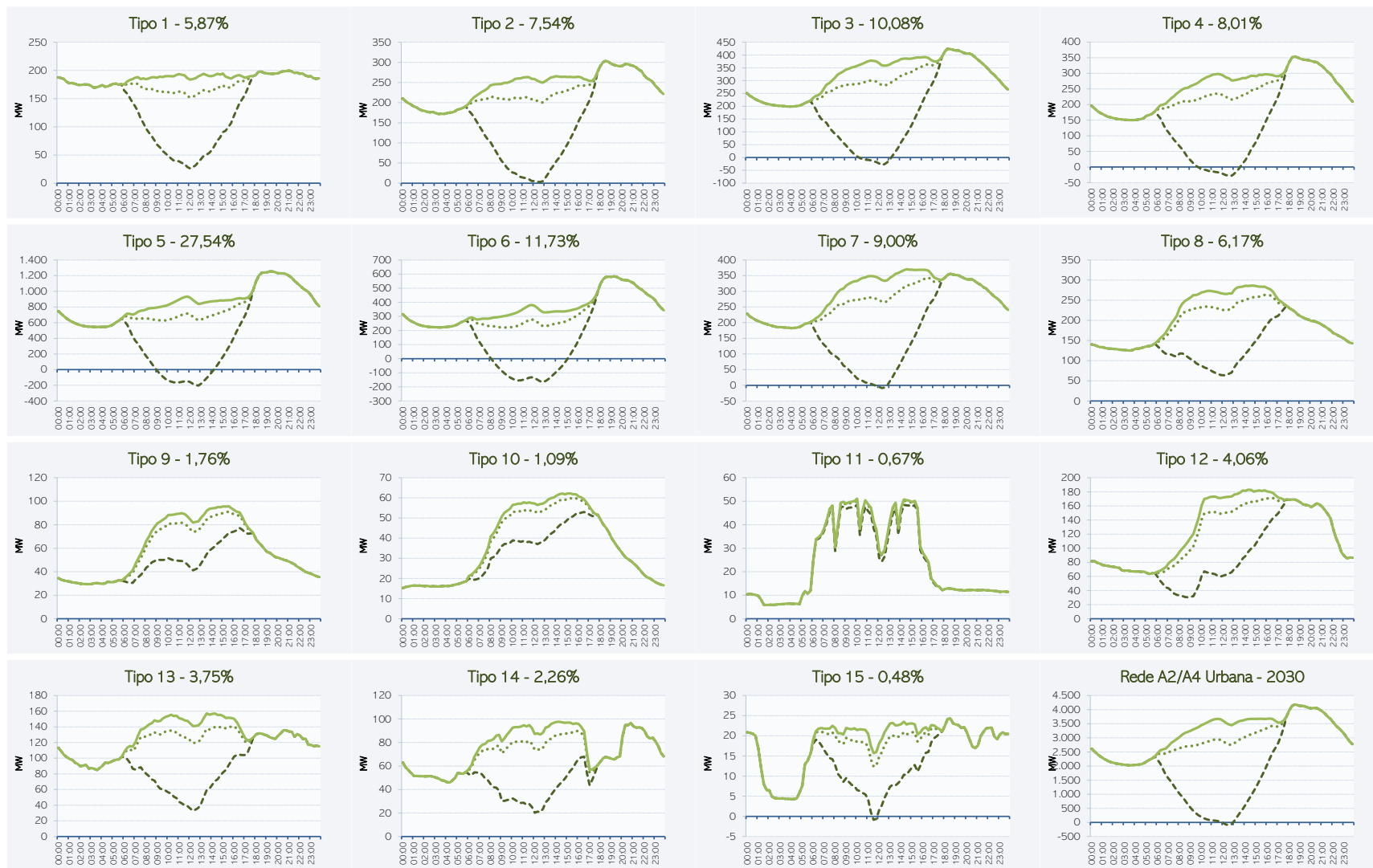


Figura 46: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta neste P&D nas redes Urbanas de Média Tensão da CEMIG D em 2030

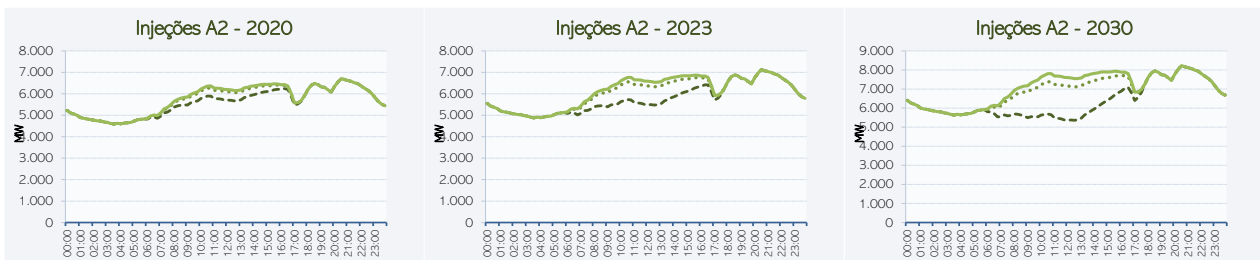


### 1.3. Impacto da Microgeração no comportamento da carga das Redes A2

#### 1.3.1. Inserção de Mico GD Local

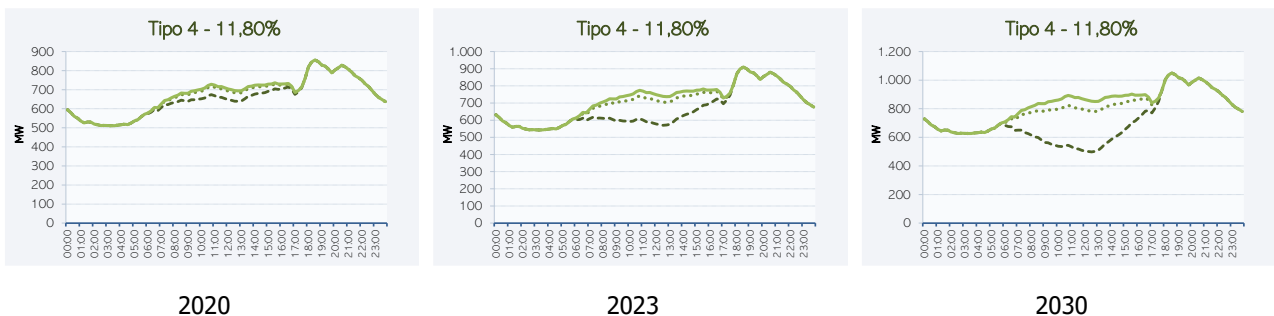
As redes de alta tensão da CEMIG D têm um perfil total com fator de carga bastante alto, principalmente devido à forte modulação da carga de grandes consumidores do A4, A3a e A2, que compensam a carga maior no horário de Ponta dos clientes da baixa tensão. Assim, atualmente, a carga diurna é quase a mesma da carga no horário de Ponta, como se pode ver na Figura 47.

Figura 47: Total das Redes A2 da CEMIG D com inserção de Micro GD Local



Ainda assim, cerca de 30% da energia que transita por redes com carga maior no posto tarifário de Ponta, similares ao Tipo 4, mostrado na Figura 48.

Figura 48: Tipo 4 das Injeções A2 da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



Além das redes com este comportamento, há uma que têm um perfil com carga maior no período diurno, como os Tipos 21, 22 e o Tipo 7, mostrado na Figura 49, pelas quais transita 12% da energia que transita nesse nível de tensão.

Figura 49: Tipo 7 das Redes A2 da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



Tabela 30: Redução da Demanda Máxima das Redes A2com inserção da Micro GD Local em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Tipo 14	Tipo 15	Tipo 16	Tipo 17	Tipo 18	Tipo 19	Tipo 20	Tipo 21	Tipo 22	Total
DMáx. 2020	337	293	529	856	822	688	498	174	538	473	258	101	158	441	29	176	22	52	137	80	394	80	7.136
2020	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 0,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	11 0,2%
2021	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	9 1,7%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	16 0,2%
2022	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	12 2,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	19 0,3%
2023	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	13 2,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	21 0,3%
2024	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	14 2,7%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	22 0,3%
2025	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	15 2,8%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	23 0,3%
2026	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	16 3,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	25 0,3%
2027	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	18 3,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	27 0,3%
2028	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	20 3,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	29 0,3%
2029	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	22 3,8%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	31 0,4%
2030	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	24 4,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	33 0,4%

O potencial de redução de demanda máxima com inserção de GFV nas redes do nível A2 da CEMIG é, portanto, muito pequeno, até menor que na média tensão. Com a inserção de Micro GD Local, chega-se em 2030 a uma redução de 33 MW de demanda máxima, cerca de 0,4% do total das demandas máximas das redes do nível.

Em relação à capacidade inserida de GFV, isto representa 1,2% de demanda máxima reduzida por capacidade de GFV adicionada.

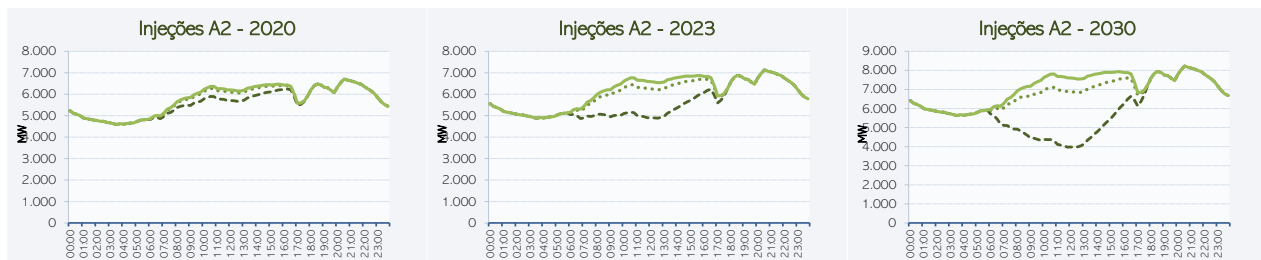
Tabela 31: Redução da demanda máxima em redes A2 da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local

Ano	Capacidade Instalada MWp	GFV Mínima MW	%
2020	413	11,3	2,7%
2021	808	16,1	2,0%
2022	1.116	19,2	1,7%
2023	1.286	20,8	1,6%
2024	1.400	21,8	1,6%
2025	1.527	23,0	1,5%
2026	1.705	24,6	1,4%
2027	1.935	26,5	1,4%
2028	2.194	28,7	1,3%
2029	2.441	30,8	1,3%
2030	2.646	32,5	1,2%

### 1.3.2. Inserção de Micro GD Local + Remota

Considerando também a geração Remota, o impacto sobre as redes do nível aumenta consideravelmente. Aqui é importante notar que, além da inserção de Micro GD modelada neste estudo, ainda se prevê para 2023 a entrada de cerca de mais 1,1 GW de unidades de Mini GD e um total de 3,2 GW até 2030.

Figura 50: Total das Redes A2 da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



Conforme apontado na seção anterior, as possibilidades de redução de demanda máxima nas redes de A2 são reduzidas. No entanto, a inserção de GFV permite uma maior redução da demanda do Tipo 7.



Figura 51: Tipo 7 das Redes A2 da CEMIG D com inserção de Micro GD Local + Remota



No conjunto, no entanto, a inserção maior diminui a redução percentual da demanda máxima nas redes por cada unidade de capacidade de GFV adicionada, caindo para 1% em 2030.

Tabela 32: Redução da demanda máxima em redes A2 da CEMIG D em relação à capacidade instalada de Micro GD Local + Remota

Ano	Capacidade Instalada MWp	GFV Mínima MW	%
2020	573	13,5	2,3%
2021	1.089	18,8	1,7%
2022	1.579	22,9	1,4%
2023	1.997	26,4	1,3%
2024	2.382	29,6	1,2%
2025	2.749	32,6	1,2%
2026	3.101	35,2	1,1%
2027	3.447	37,8	1,1%
2028	3.779	40,3	1,1%
2029	4.073	42,5	1,0%
2030	4.306	44,4	1,0%

Tabela 33: Redução da Demanda Máxima das Redes A2com inserção da Micro GD Local+Remota em dias de GFV mínima

Tipo	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7	Tipo 8	Tipo 9	Tipo 10	Tipo 11	Tipo 12	Tipo 13	Tipo 14	Tipo 15	Tipo 16	Tipo 17	Tipo 18	Tipo 19	Tipo 20	Tipo 21	Tipo 22	Total
DMáx. 2020	337	293	529	856	822	688	492	174	538	473	258	101	158	441	29	176	22	52	137	80	394	80	7.130
2020	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	6 1,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	13 0,2%
2021	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	11 2,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	19 0,3%
2022	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	15 3,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	23 0,3%
2023	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	19 3,7%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	26 0,3%
2024	0 0,0%	0 0,0%	3 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	22 4,2%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	30 0,4%
2025	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	25 4,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	33 0,4%
2026	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	27 5,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	35 0,4%
2027	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	29 5,3%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	38 0,5%
2028	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	32 5,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	3 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	40 0,5%
2029	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	34 5,9%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	43 0,5%
2030	0 0,0%	0 0,0%	4 0,6%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	35 6,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	4 1,1%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 1,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	0 0,0%	1 0,2%	0 0,0%	44 0,5%

Figura 52: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota nas redes Urbanas de Média Tensão da CEMIG D em 2020

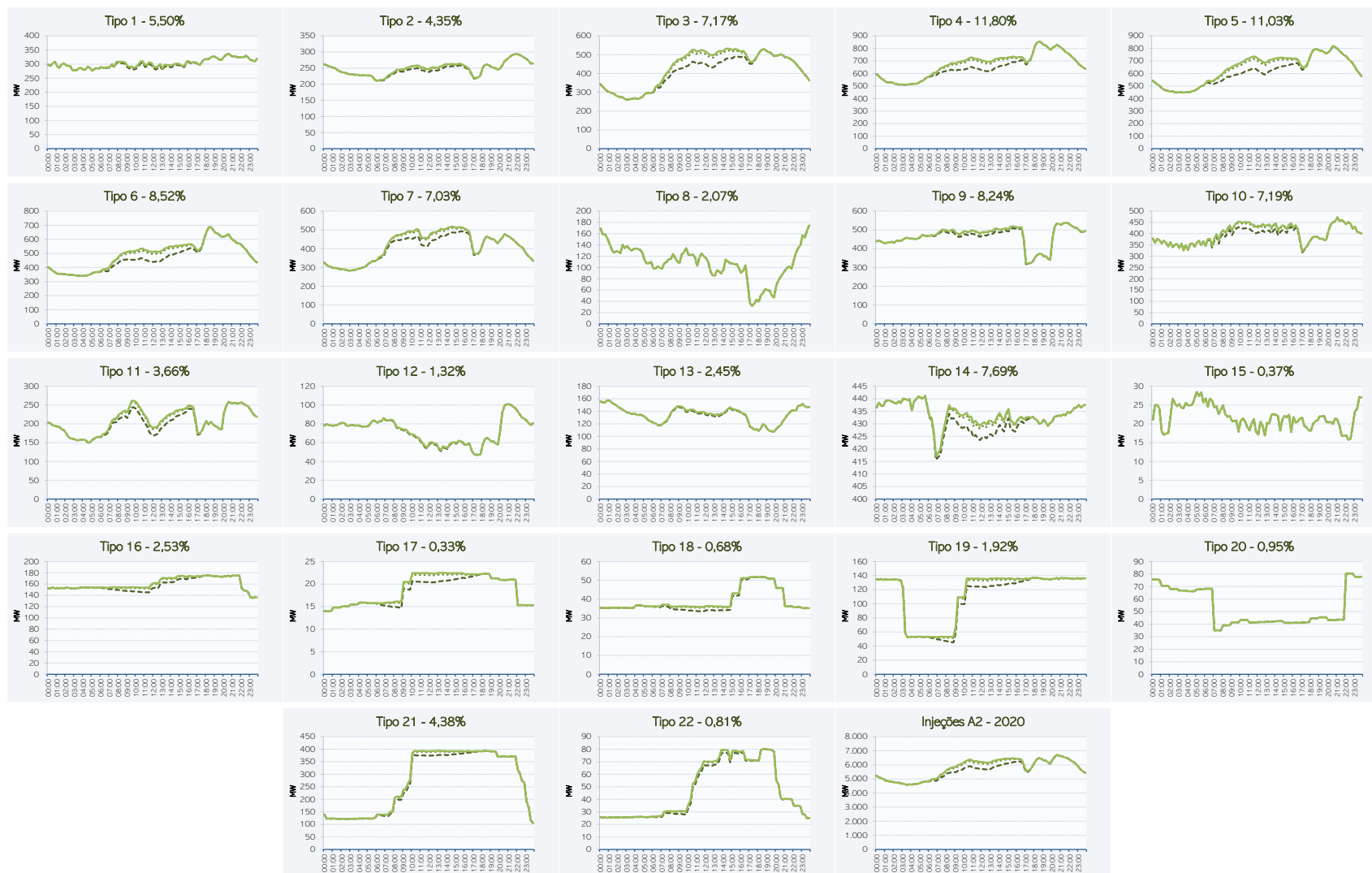
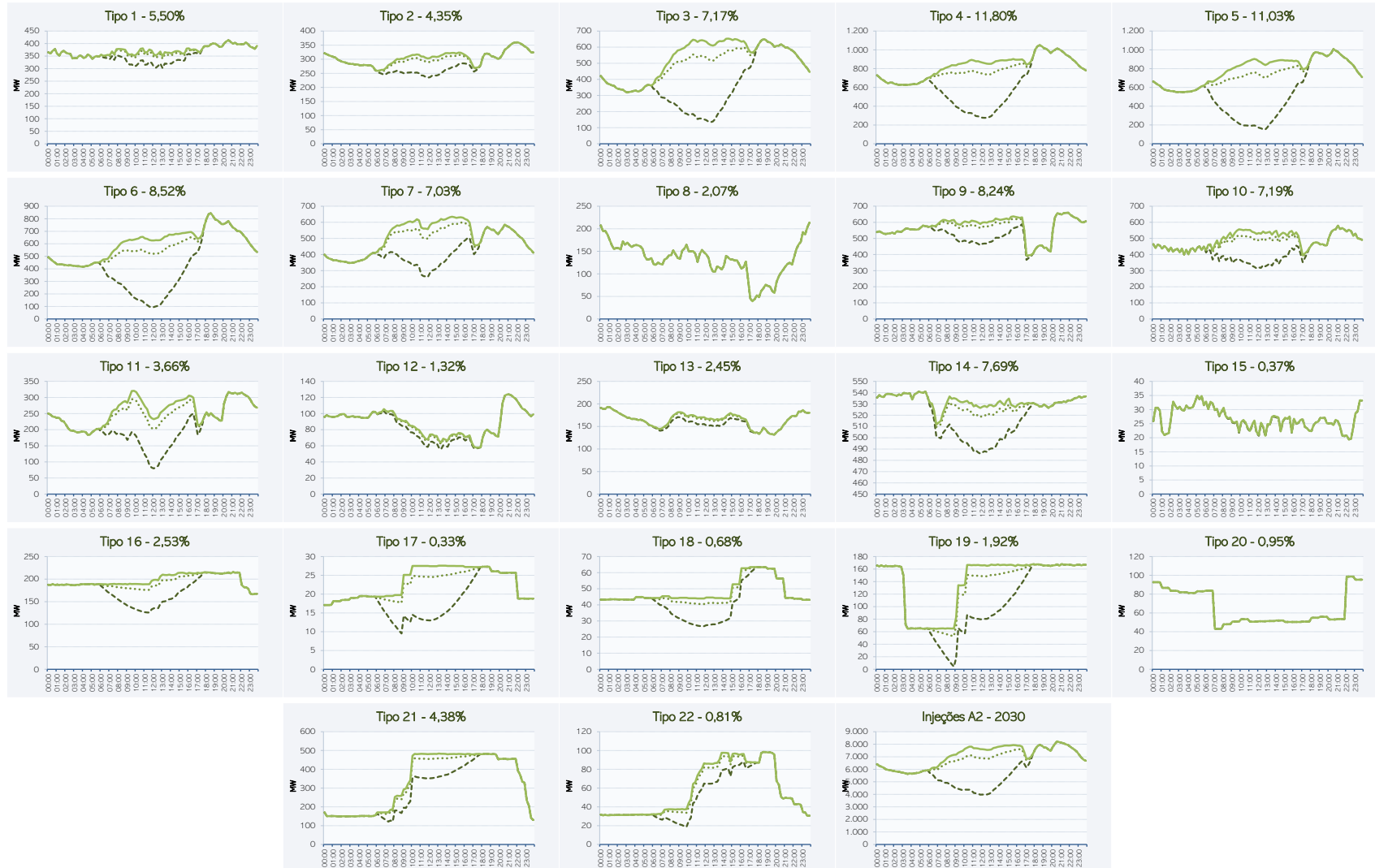


Figura 53: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta nas redes A2 da CEMIG D em 2023



Figura 54: Efeito da Inserção de Micro GFV Local e Remota com tarifação proposta nas redes A2 da CEMIG D em 2030



Mostrou-se nesta seção que o impacto esperado da inserção da MMGD no comportamento da carga das redes de distribuição da CEMIG D é relevante.

Mesmo desconsiderando as projeções para além de 2023, que supõem a entrada mais massiva de unidades geradoras de menor porte, a inserção projetada até o ano da próxima revisão da empresa já irá trazer alterações significativas na configuração das redes. Como pode ser visto na projeção da inserção no Anexo I - *Projeção da Inserção da MMGD na CEMIG D, em 2023*, a MMGD Local e Remota possivelmente já atenderá a cerca de 5% dos clientes de baixa tensão e 19% do consumo de energia desse nível de tensão.

A apresentação dos gráficos, tanto da geração máxima quanto da geração mínima tem um propósito pois, do ponto de vista do planejamento e operação do sistema as duas condições são importantes.

Em primeiro lugar, as redes devem ser dimensionadas de modo que atendam à carga mesmo nos dias nublados. Logo, do ponto de vista de economia de investimento, só é possível levar em consideração a geração mínima verificando, nessa condição, a redução da demanda máxima das redes em cada nível. E nos dias nublados concluiu-se que, de fato, a redução dos custos de expansão na rede de distribuição com a inserção da MMGD é pouco significativa, principalmente em empresas como a CEMIG D. O alívio da demanda máxima das redes representa 0,7% das demandas máximas somadas das redes de baixa tensão, 1,7% das demandas máximas das redes de média tensão e 0,5% das demandas máximas das redes de 138 kV da CEMIG D.

Por outro lado, as redes também devem ser capazes de transportar toda a geração nos dias de geração máxima. Assim, é a geração máxima que deve ser levada em conta quando se analisa os casos de fluxo inverso nas redes e transformadores. Essa questão será mais discutida na próxima seção.

Além disso, a situação de geração máxima é a que mostra a alteração mais significativa do fluxo diurno na rede, com o declínio da carga no início do dia, podendo ser seguida de inversão de fluxo, como também a rampa ainda maior ao final do dia, podendo sair de um fluxo reverso para uma carga de pico às 18 h, na maioria das redes, o que deve gerar grandes problemas operativos, para os quais a distribuidora deve estar preparada, e provavelmente custos adicionais, inclusive de investimentos.

De forma que a conclusão é que não existe redução de custos de rede com a inserção da MMGD na rede de distribuição. Haverá apenas redução das perdas técnicas de energia, cujos estudos estão também apresentados na seção seguinte.

Por fim, deve-se reiterar que a análise apresentada nesta seção foi feita com curvas médias e com insolação mínima coincidente e máxima coincidente em todos os transformadores, alimentadores e rede de alta tensão. As redes individuais irão apresentar comportamentos muito mais variados que os mostrados aqui.

Em todos os níveis foram vistas redes com uma inserção de MMGD que chega a igualar ou até ultrapassar a carga atual do conjunto de redes agrupadas no tipo. No entanto, o que ocorrerá em cada unidade é que haverá redes com mais geração que a média e outras com menos. Assim, em algumas redes o fluxo irá inverter muito e em outras menos ou nada. Este mesmo efeito pode ser

observado quando se compara as curvas dos tipos com a curva total. Enquanto na curva total das redes de baixa tensão com inserção de geração Local e Remota se começa a ter inversão de fluxo em 2025, nos tipos separadamente, observa-se que a inversão de fluxo ocorre em várias redes já a partir de 2022 e 2023.

Por outro lado, a geração máxima não ocorrerá simultaneamente em todos os transformadores de toda área de concessão. O reflexo nos alimentadores da microgeração na baixa tensão pode ser menor por conta da não coincidência de geração máxima (pleno sol) de cada GFV, mas é possível que haja coincidência, a depender do tamanho do alimentador. No entanto na alta tensão, com certeza haverá uma diversidade no nível de insolação nas unidades de GFV de toda área atendida pelas subestações AT/AT, AT/MT e linhas de alta tensão, que reduzirá o nível máximo de injeção coincidente nesses elementos da rede em comparação à geração máxima em cada unidade.

Na próxima revisão a CEMIG D deve ampliar sua amostra da Campanha de Medidas de forma a estudar mais detalhadamente o comportamento dos *prossumidores* e o reflexo nas redes levando em consideração essa diversidade no nível de geração de cada unidade de geração fotovoltaica.

## 2. Impacto na Curva de Carga e nas Perdas dos Alimentadores com inserção de Microgeração utilizando Simulação de Fluxo de Potência

---

O estudo apresentado nesta seção teve por objetivo determinar a influência da inserção de clientes MMGD sobre as perdas técnicas e na demanda máxima das redes de distribuição em média e baixa tensão, tendo em vista a apuração dos custos de responsabilidade desses usuários na compra de energia e no uso da rede de distribuição.

Quando uma geração, no caso, uma microgeração, se conecta à rede de distribuição, tende a alterar as perdas dependendo:

- i. da capacidade do gerador;
- ii. do local da conexão;
- iii. da distribuição destas conexões ao longo dos circuitos;
- iv. das características físicas e do comportamento da carga dos circuitos, transformadores e da rede de média tensão.

Além disso, a alteração das perdas depende do nível de inserção da microgeração e do nível de insolação.

Assim foram feitas 9 (nove) simulações de fluxo de potência em uma amostra de 30 alimentadores com características diferentes, da área de concessão da CEMIG. Desses 30 alimentadores foram escolhidos 20, nos quais considerou-se que não havia nenhum problema nas simulações de fluxo de potência. Dentre as características dos alimentadores estão: o nível atual de perdas técnicas, as perdas não técnicas, o comportamento da carga e estrutura de mercado (consumo e número de consumidores por classe) e extensão da rede de média e baixa tensão.

— Simulação 1A: 10% de Inserção e Insolação Máxima



- Simulação 1B: 10% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 1C: 10% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 2A: 20% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 2B: 20% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 2C: 20% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 3A: 50% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 3B: 50% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 3C: 50% de Inserção e Insolação Mínima

Na Simulação 1 foram sorteados aleatoriamente, dentre todos os clientes de baixa tensão conectados em cada alimentador, 10% nos quais adicionou-se uma curva de GFV – geração fotovoltaica, de cada uma das três condições de insolação, com capacidade para, na média do ano, gerar exatamente a energia atualmente consumida pelo cliente.

Na Simulação 2 foram sorteados 20% de clientes e na Simulação 3 foram sorteados 50% que instalariam GFV em cada alimentador. Para essas simulações, vale a mesma consideração acima.

Observa-se que, como o sorteio foi por alimentador, e não por transformador, esse percentual é maior e menor em cada transformador, podendo, por exemplo, um transformador da Simulação 1, superar os 20% que é o percentual médio da Simulação 2 e outro transformador não conter nenhum microgerador.

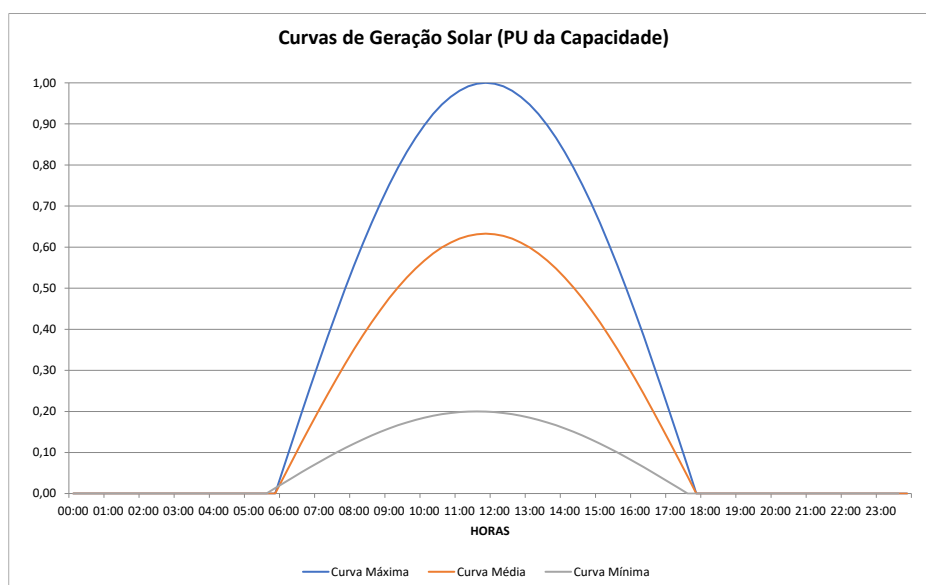
Conforme o Anexo I, previu-se uma inserção da microgeração em 4% do total de consumidores em 2025 e 15% em 2030, porém haverá maior e menor inserção dependendo do alimentador, por inúmeras razões.

Para verificar a possibilidade prática de haver inserção de 50% em alimentadores urbanos, foi feito um estudo tendo como base o BDGD e o Google Earth, no qual foram levantadas as áreas disponíveis para colocação de placas fotovoltaicas nos centros urbanos. O resultado é que há disponibilidade para inserção de placas suficientes para atender 100% do mercado mesmo em áreas urbanas.

As simulações A, B e C correspondem à insolação Máxima, Média de Mínima, que variam conforme a condição de insolação. A Insolação Máxima – A corresponde à geração em sua capacidade máxima. A insolação Média corresponde a geração com 64% da capacidade e a Insolação Mínima com geração à 20% de sua capacidade.

As curvas abaixo apresentam as curvas de carga de geração em cada uma dessas três condições, em p.u. da máxima.

Figura 55: Curvas simuladas de Geração Fotovoltaica



Fonte: Elaboração Própria

## 2.1. Simulação de Fluxo de Potência

Nas 9 (nove) simulações de fluxo de potência foi utilizado o BDGD de 2017 para o mês de setembro - mês de carga máxima.

Para definição dos patamares de carga foram utilizadas as curvas individuais da amostra do 4 CRTP da CEMIG D, por classe e faixa de consumo, em p.u. da demanda média, em intervalos de 15/15 min.

As simulações foram feitas com o software OPENDSS através de sua interface com *scripts* do Python.

Os *scripts* do Python carregaram, diretamente do BDGD, as informações físicas e parâmetros elétricos dos seguintes elementos dos alimentadores escolhidos:

- Segmentos MT
- Segmentos BT
- Ramais BT
- Clientes MT
- Clientes BT
- Transformadores
- Chaves
- Religadores
- Condutores
- Geradores

Os *scripts* também carregaram as informações de curvas de carga individuais de 15/15 minutos sorteadas para cada cliente do alimentador, conforme sua classe e faixa de consumo.

Os demais parâmetros utilizados nas simulações de fluxo de potência seguiram as orientações do Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

Após obtenção de todos os dados e parâmetros, os arquivos de entrada do OPENDSS foram gerados e cada simulação executada através da interface COM. As simulações de fluxo de potência foram processadas no modo “daily” com curvas de carga de 288 patamares (15/15 minutos), considerando 96 patamares do dia útil, 96 do sábado e 96 do domingo.

Foi inserido um elemento “*Energymeter*” do OPENDSS em cada transformador e no início do alimentador de forma a obter os resultados de perda de cada circuito do alimentador em cada patamar, construindo assim as curvas de perdas do dia útil, sábado e domingo. As simulações foram salvas em arquivos de extensão CSV e posteriormente carregadas em planilhas Excel para sua análise.

## 2.2. Escolha dos Alimentadores

---

Para proceder os estudos de simulação de fluxo de potência, foram escolhidos inicialmente 30 alimentadores, sendo 15 pertencentes à área Urbana e 15 classificados como Rural.

As características observadas nesses alimentadores foram:

- i. Comportamento da Carga.
- ii. Estrutura de Mercado (consumo e número de consumidores por classe).
- iii. Extensão da rede de média e baixa tensão - km.
- iv. Perdas Técnicas;
- v. Perdas Não Técnicas.

O objetivo do estudo não é determinar numericamente o valor exato das perdas técnicas na rede da CEMIG D, mas avaliar em distintas condições o impacto da microgeração na rede de distribuição, para saber em que situações a microgeração reduz, ou aumenta, as perdas técnicas na rede de média e baixa tensão. Além disso, saber em que condições o comportamento da rede se altera de forma significativa a ponto de dificultar a sua operação e aumentar os custos operativos, e em quais tipos de alimentadores há postergação de investimento com a inserção da microgeração. Pretende-se, assim, com este estudo, uma análise qualitativa dos impactos desse novo usuário na rede de distribuição.

Os 30 alimentadores iniciais foram escolhidos dentre uma amostra de 363 alimentadores utilizada na tipologia das redes MT da Revisão Tarifária de 2018.

Para saber se haveria nessa amostra possibilidade de encontrar todas as características distintas da rede de distribuição em média e baixa tensão, fez-se uma análise comparando as propriedades desse conjunto com as de todo o universo de alimentadores da CEMIG D.

Esses estudos, detalhados no Anexo IV – *Impacto na Curvas de Carga e nas Perdas das Redes de Distribuição com a inserção da Microgeração utilizando Simulação de Fluxo de Potência*, mostraram que esse conjunto contém alimentadores de todas as características relevantes do universo no que

diz respeito ao mercado, e conseqüentemente ao comportamento da carga, como também em relação à extensão das redes, o que permitiu escolher uma amostra de distintos alimentadores, segundo variáveis que interferem nas perdas técnicas.

Com base nas medições desses 363 alimentadores foram feitas as tipologias segregadas em Urbano e Rural. As curvas foram agrupadas, observando a carga diurna coincidente com a GFV e a carga no horário de Ponta, de maior custo. Ao longo dessa análise foram definidos 4 (quatro) grupos de alimentadores de acordo com o potencial impacto que a GFV teria na demanda máxima do alimentador:

Grupo 1: Alimentadores com carga maior no horário de Ponta. Nesses alimentadores, a introdução de GFV não traz nenhuma diminuição da carga máxima, já que esta ocorre à noite.

Grupo 2: Alimentadores com demanda no horário de Ponta em um patamar similar à carga diurna. Nesses alimentadores, há uma redução da demanda máxima diurna, no entanto, a máxima passaria a ocorrer no horário de Ponta, no mesmo patamar.

Grupo 3: Alimentadores com demanda máxima coincidente com a GFV.

Grupo 4: Alimentadores com demanda máxima à noite e de madrugada. Esse tipo de alimentador ocorre somente na área rural.

Na escolha dos 30 alimentadores da amostra inicial adotou-se, assim, esses quatro tipos para os rurais e os três primeiros tipos para os urbanos.

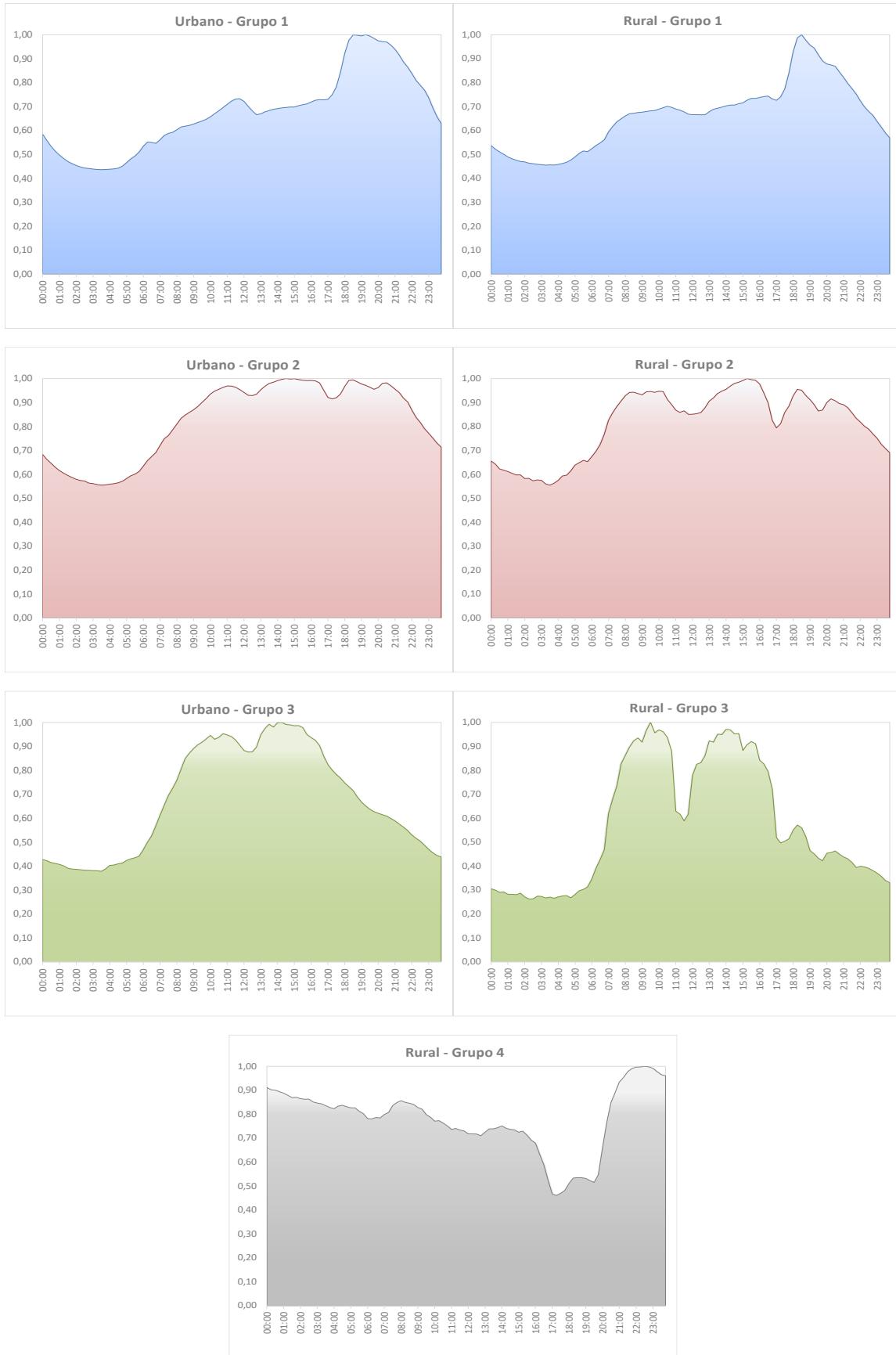
Verificou-se que os sete grupos apresentam características bem dispersas em relação à estrutura do mercado, que é uma característica importante na avaliação do eventual alívio na rede com inserção da microgeração.

A amostra também contém uma razoável dispersão em relação aos km de rede, que é uma variável importante para avaliação das perdas.

Também foram observadas as Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas, de forma a garantir uma variabilidade da amostra em relação às Perdas Técnicas e uma escolha de alimentadores com menor ou nenhuma Perda Não Técnica.

Interessante notar que os alimentadores do Grupo 4, com comportamento de carga típico de irrigação apresentam **os maiores** índices de Perdas Não Técnicas dentre os grupos de alimentadores rurais, o que merece investigação.

Figura 56 – Curvas Típicas de Alimentadores Urbanos e Rurais



### 2.3. Análise dos Resultados das Simulações de Fluxo de Potência

---

Das simulações de fluxo de potência de cada um dos alimentadores, extraiu-se as curvas de carga do dia útil, sábado e domingo simulados de cada transformador MT/BT, com suas respectivas curvas de perdas:

- Perdas no circuito BT + ramal
- Perdas no Ferro (núcleo) do Trafo
- Perdas no Cobre (enrolamento) do Trafo

Extraiu-se ainda as curvas de carga compostas dos alimentadores (*bottom up*), a partir das curvas dos clientes acrescidas das curvas de perdas na rede BT e das curvas de perdas na rede MT.

Os resultados das simulações são muito interessantes, sendo que o fundamental é poder, a partir dessas simulações, afirmar que **realmente há redução de perdas de energia, em kWh, nas redes BT e, principalmente, nas redes MT, no período diurno, com inserção da microgeração, mas até um determinado limite, sendo que nos dias de pleno sol, e nas inserções maiores, há aumento de perdas, principalmente nos circuitos BT.**

Os estudos mostrando as curvas de carga do dia útil, do sábado e do domingo das redes e dos consumidores e, principalmente, as curvas das perdas em cada segmento do sistema, obtidos das simulações de fluxo de potência, foram muito elucidativos e consistentes:

- Perdas nos Circuitos acompanhando o comportamento do fluxo na rede BT;
- Perdas no Cobre acompanhando o fluxo no transformador;
- Perdas no Ferro constantes e;
- Perdas na rede MT acompanhando o fluxo de carga dessa rede.

As perdas, em kWh, diminuem com a inserção da Micro GD na maioria das simulações, pois a geração reduz, na maior parte dos casos, a carga diurna dos circuitos BT, dos transformadores e principalmente da rede MT. Mas isto acontece até um determinado limite, sendo que nos dias de pleno sol, e nas inserções maiores, há aumento de perdas, principalmente nos circuitos BT, devido ao fluxo reverso.

Dependendo do nível de injeção, que varia conforme a simulação, aparecerá fluxo reverso e o surgimento de perdas com esse fluxo negativo. E muito importante: se o fluxo reverso ficar maior que o fluxo direto, haverá um aumento do carregamento médio da rede e um aumento das perdas, e não uma redução. Isto acontece principalmente nas simulações de maior penetração da Micro GD, na condição de Pleno Sol, e nos sábados e domingos, sendo os circuitos de baixa tensão o segmento mais afetado.

Deve-se deixar claro que nas simulações com insolação máxima foi considerado que todo o alimentador estaria sob Pleno Sol, e isto realmente é o mais provável, ou seja, que haja um dia no ano em que todas as unidades de GFV do alimentador estejam na condição de geração máxima, e que os efeitos na rede de média tensão são realmente os aqui apresentados. Na baixa tensão, seguramente o transformador incorrerá na situação de todas as unidades gerando o máximo ao

mesmo tempo. Porém, na rede de alta tensão da CEMIG D, que tem uma enorme área de concessão, é de se esperar que haja uma diversidade na insolação, que implicaria menor efeito do fluxo reverso e, principalmente, maior redução da demanda das redes com carga máxima diurna. Na Rede Básica, esse efeito é ainda mais acentuado.

Mas é necessário fazer essa avaliação para sair do campo das conjecturas e conhecer, de fato, o que acontece na rede. Sugere-se na continuidade desses estudos avaliar os efeitos da diversidade da insolação na área de um transformador, de um alimentador e na rede A2. Isto poderia ser feito a partir das curvas de carga dos *prossumidores* de uma amostra de alimentadores em alguns distintos meses do ano.

As curvas do sábado e do domingo da rede BT normalmente possuem carga diurna mais baixa, principalmente quando se tem maior presença de clientes do Subgrupo B3 (Comercial, Industrial e Outros), que demandam menos no final de semana. Isto faz com que a injeção na rede, que é o saldo da geração após dedução da demanda diurna do *prossumidor*, seja maior no final de semana, impondo mais perdas no fluxo reverso que no dia útil. Somente há injeção na rede quando a geração é maior que a demanda diurna do *prossumidor*. Quando a geração é menor que a demanda, haverá apenas redução da carga diurna, somente *Consumo Interno*, sem saldo a ser injetado na rede. Nessa situação, o alívio na rede BT, que pelos mesmos motivos é maior no final de semana, implicará maior redução de perdas nesses dias.

O aparecimento, e até aumento, de perdas com o fluxo reverso é mais significativo nos circuitos de baixa tensão. Com a introdução da Micro GD, verifica-se fluxo reverso nos trechos dos circuitos BT, mesmo quando não se verifica fluxo reverso no transformador. Entender isto foi particularmente interessante. A injeção de microgeração no circuito BT afeta muito os trechos próximos do ponto de conexão e, à medida que essa injeção é absorvida pelos clientes vizinhos, o fluxo reverso vai diminuindo, podendo se anular, conforme se aproxima do transformador.

Assim, de início, se deparou com uma situação estranha: a curva de carga de cada transformador não tinha fluxo reverso e o OPEN DSS tinha calculado perdas no fluxo reverso. Mas a explicação está dada: a injeção acontece em cada trecho dos circuitos, principalmente nos trechos próximos do ponto de conexão. A injeção carrega os trechos junto ao ponto de conexão da Micro GD, sendo que o fluxo negativo continua nos trechos seguintes, até que as cargas absorvam toda a injeção, restando fluxo positivo no transformador.

Poderá também acontecer de a injeção carregar os trechos junto ao ponto de conexão e as cargas do circuito absorverem parte injeção, restando ainda fluxo negativo no transformador, que será injetado na rede de média tensão.

De toda maneira, o fluxo reverso no transformador é menor que o fluxo reverso nos circuitos, porque as cargas de BT absorvem toda ou parte dessa injeção, logo, haverá menos Perda no Cobre no sentido negativo do que nos circuitos BT.

De um modo geral, observou-se a existência de perdas no fluxo reverso em quase todas as simulações.



Para mostrar graficamente os resultados somou-se as curvas de todos os transformadores, comparando-as com as curvas de perdas. Observou-se a existência de perdas no fluxo reverso mesmo quando não se verificou fluxo negativo na curva de carga somada de todos os transformadores. Acontece que as perdas ocorrem em cada transformador/circuito individual, os quais podem ter muita ou nenhuma microgeração, pois o sorteio é aleatório. Na curva de carga somada de todos os transformadores, o fluxo reverso de um compensa com o fluxo direto de outro, restando apenas o saldo, que pode ser positivo. Assim, a curva total da baixa tensão de um alimentador pode não mostrar fluxo reverso, mas há injeção, maior ou menor, em vários transformadores, sendo que as perdas em cada circuito de baixa tensão varia, conforme as características físicas do circuito individual, conforme o comportamento da sua carga original, conforme o número e porte dos *microgeradores* sorteados em cada simulação e conforme o local de sua instalação, impondo mais ou menos fluxo reverso nos trechos do circuito.

Na rede de média tensão ocorre um efeito similar aos circuitos BT: ao longo dos ramais, em direção ao tronco, as injeções de determinados transformadores, em cada hora do dia, são absorvidas por cargas (positivas) de outros transformadores e cargas dos clientes de média tensão. No tronco dos alimentadores (carga total da rede MT) há menos fluxo reverso, conseqüentemente menos perdas nesse sentido de fluxo, e grande redução de perdas com alívio da carga positiva durante o dia. Assim, o efeito do nível de inserção e da insolação é mais sensível nos circuitos BT.

Enfim, o aumento de perdas se dá quando o fluxo diurno reverso supera o fluxo direto. E isto acontece mais no circuito BT, diminuindo no Cobre e reduzindo mais ainda na rede de média tensão. Nas redes MT é mais difícil aparecer fluxo reverso com a introdução de Micro GD, pois essas redes contam com a presença dos clientes dos subgrupos A3a, A4 e AS, que, tais quais os clientes do Subgrupo B3, consomem mais no período diurno e no dia útil. Assim, a injeção dos microgeradores, que não foram totalmente consumidas pelos clientes BT, são injetadas na rede MT aliviando essa rede, pois são normalmente absorvidas pelos clientes de média tensão.

Com essas simulações, agora é possível afirmar que, na maioria dos casos, há redução das perdas no período diurno, em kWh, na rede de distribuição com a inserção da microgeração, principalmente na rede de média tensão. Todavia, ultrapassado um determinado limite de inserção, dependendo do tipo e do comportamento da rede de baixa e de média tensão do alimentador, há um aumento das perdas, nas condições de insolação máxima e média, sendo esse aumento mais significativo nos circuitos BT.

Assim, considera-se adequado não cobrar TUSD Perdas desses usuários.

Esses resultados, que mostram que as perdas reduzem com a inserção da micro geração, **não se estendem aos minigeradores, os quais impactam a rede em condições muito específicas, conforme o seu porte e o local de sua instalação.**

Foi também avaliado o comportamento da demanda máxima da rede com a inserção da microgeração. Como se esperava, há redução da carga das redes que tem demanda máxima diurna, bem observável nos gráficos apresentados a seguir, porém a redução é muito pequena, pois a injeção que se pode garantir da GFV é a geração com insolação mínima. Nos dias chuvosos e

nublados, a rede da distribuidora deve estar disponível para atender praticamente toda a demanda desses prosumidores.

Além disso, dependendo do nível de inserção, e do comportamento da carga diurna do alimentador, é possível acontecer de a carga máxima no fluxo reverso ultrapassar a demanda máxima no fluxo direto, exigindo mais capacidade na rede e, portanto, mais investimento.

Destaca-se que na CEMIG, esses tipos de alimentadores, com demanda máxima diurna representam aproximadamente 23%.

Por último, observando as alterações drásticas no comportamento da rede, com aparecimento de rampas intensas de redução e elevação da carga, torna-se clara a necessidade de mais custos na operação da rede de distribuição.

**Assim, praticamente não há custo evitado em expansão na rede de distribuição, principalmente em empresas como a Cemig D.**

A seguir apresentam-se as características e análise dos resultados de dois alimentadores distintos. A análise de outros 5 alimentadores pode ser lida no Anexo IV – *Impacto na Curvas de Carga e nas Perdas das Redes de Distribuição com a inserção da Microgeração utilizando Simulação de Fluxo de Potência.*

Além disso, pode-se navegar nas planilhas para ter acesso aos dados e análises de todos os 20 alimentadores selecionados.

### 2.3.1. Alimentador GVSD18

A energia transportada por este alimentador é majoritariamente residencial – 71%, o que explica o comportamento de sua carga, que pode ser observada nos gráficos mais à frente. Este alimentador tem 7 clientes de média tensão, que representam apenas 8% do seu mercado.

Tabela 34: Mercado Alimentador GVSD18 – CEMIG D

Alimentador GVSD18					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	1.337.025	71%	9.087	91%
	Comercial	325.874	17%	730	7%
	Industrial	54.667	3%	111	1%
	Rural	9.975	1%	2	0%
	IP	-	0%	-	0%
	Clientes BT	1.727.542	92%	9.930	100%
	Clientes MT	150.082	8%	7	0%
Total		1.877.624	100%	9.937	100%

Tabela 35: Extensão de Rede Alimentador GVSD18 – CEMIG D

Alimentador GVSD18	
Extensão Rede BT - km	179
Extensão Rede MT - km	41
Extensão Total - km	220
Resistência Média circuitos BT Ohm/km	1,94

Sua extensão 220 km, sendo 41 km de rede MT e 179 km de rede BT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 39%, e praticamente não se altera com a inserção da microgeração. Isto é muito importante para afirmar que, portanto, **não se alteram os custos de expansão deste tipo de alimentador**, com demanda máxima às 18 h. Deixa-se claro que seguramente deve haver ramais do alimentador e transformadores, com demanda máxima diurna, que poderão ter sua demanda máxima reduzida, que poderia implicar alguma economia de investimento em expansão, mas será uma minoria neste tipo de alimentador. Além disso, a redução de demanda que se pode considerar no planejamento da expansão seria apenas a obtida na condição de geração mínima, pois nos dias nublados a rede de distribuição deve estar disponível para atender praticamente toda a demanda dos consumidores

Tabela 36 – Carregamento Máximo e Médio dos Transformadores

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	4.743	-	2.435	-	2.205	2.317	12.205	39%	0%	20%	0%	18%	19%
	S1A 10% Máximo	4.679	275	1.652	100	2.205	1.925	12.205	38%	2%	14%	1%	18%	16%
	S1B 10% Médio	4.692	62	1.892	17	2.205	2.048	12.205	38%	1%	16%	0%	18%	17%
	S1C 10% Mínimo	4.717	0	2.260	0	2.205	2.232	12.205	39%	0%	19%	0%	18%	18%
	S2A 20% Máximo	4.675	1.157	1.344	512	2.205	1.777	12.205	38%	9%	11%	4%	18%	15%
	S2B 20% Médio	4.687	301	1.533	112	2.205	1.872	12.205	38%	2%	13%	1%	18%	15%
	S2C 20% Mínimo	4.711	9	2.121	-	2.205	2.163	12.205	39%	0%	17%	0%	18%	18%
	S3A 50% Máximo	4.642	5.816	1.399	3.085	2.205	2.492	12.205	38%	48%	11%	25%	18%	20%
	S3B 50% Médio	4.640	2.414	1.334	1.138	2.205	1.785	12.205	38%	20%	11%	9%	18%	15%
	S3C 50% Mínimo	4.680	18	1.721	1	2.205	1.966	12.205	38%	0%	14%	0%	18%	16%
	S1	4.696	113	1.935	39	2.205	2.068	12.205	38%	1%	16%	0%	18%	17%
	S2	4.691	489	1.666	208	2.205	1.937	12.205	38%	4%	14%	2%	18%	16%
	S3	4.654	2.749	1.484	1.408	2.205	2.081	12.205	38%	23%	12%	12%	18%	17%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-1%		-32%		0%	-17%	0%	-1%	2%	-6%	1%	0%	-3%
	1B 10% Médio	-1%		-22%		0%	-12%	0%	0%	1%	-4%	0%	0%	-2%
	1C 10% Mínimo	-1%		-7%		0%	-4%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%
	2A 20% Máximo	-1%		-45%		0%	-23%	0%	-1%	9%	-9%	4%	0%	-4%
	2B 20% Médio	-1%		-37%		0%	-19%	0%	0%	2%	-7%	1%	0%	-4%
	2C 20% Mínimo	-1%		-13%		0%	-7%	0%	0%	0%	-3%	0%	0%	-1%
	3A 50% Máximo	-2%		-43%		0%	8%	0%	-1%	48%	-8%	25%	0%	1%
	3B 50% Médio	-2%		-45%		0%	-23%	0%	-1%	20%	-9%	9%	0%	-4%
	3C 50% Mínimo	-1%		-29%		0%	-15%	0%	-1%	0%	-6%	0%	0%	-3%
	S1	-1%		-21%		0%	-11%	0%	0%	1%	-4%	0%	0%	-2%
	S2	-1%		-32%		0%	-16%	0%	0%	4%	-6%	2%	0%	-3%
	S3	-2%		-39%		0%	-10%	0%	-1%	23%	-8%	12%	0%	-2%

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, sendo que, na média dos transformadores, ultrapassa o carregamento máximo do fluxo direto com inserção de 50% e insolação máxima - simulação S3A, chegando a 48%.

O carregamento médio dos transformadores deste alimentador no Caso Base é de 19% e, até um determinado nível de inserção, reduz com aumento do grau de inserção e insolação. A partir de certo ponto, o carregamento sobe, aumentando as perdas. Neste alimentador o fluxo médio, nos dois sentidos, da simulação S3A cresceu 8%. Observa-se ainda que o fluxo médio reduz 23% na simulação S2A e S3B. Na média das insolações há uma redução de 11% no fluxo médio dos transformadores na inserção de 10% de micro GD.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação. Já o carregamento diurno com fluxo inverso aumenta com o grau de inserção e insolação, chegando a 25% na simulação S3A.

Obviamente o carregamento noturno, de 18% nos trafos deste alimentador, não se altera em nenhuma simulação.

Tabela 37 – Fluxo de Potência na Rede MT

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	4.323	-	2.738	-	2.505	2.684
	S1A 10% Máximo	4.323	-	1.741	-	2.505	2.197
	S1B 10% Médio	4.323	-	2.111	-	2.505	2.378
	S1C 10% Mínimo	4.323	-	2.541	-	2.505	2.588
	S2A 20% Máximo	4.323	(346)	1.017	(70)	2.505	1.799
	S2B 20% Médio	4.323	-	1.603	-	2.505	2.129
	S2C 20% Mínimo	4.323	-	2.383	-	2.505	2.511
	S3A 50% Máximo	4.323	(4.632)	1.388	(2.689)	2.505	2.454
	S3B 50% Médio	4.323	(1.613)	1.272	(845)	2.505	1.831
	S3C 50% Mínimo	4.323	-	1.944	-	2.505	2.296
	S1	4.323	-	2.131	-	2.505	2.387
	S2	4.323	(115)	1.668	(23)	2.505	2.146
	S3	4.323	(2.081)	1.535	(1.178)	2.505	2.194
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-36%		0%	-18%
	1B 10% Médio	0%		-23%		0%	-11%
	1C 10% Mínimo	0%		-7%		0%	-4%
	2A 20% Máximo	0%		-63%		0%	-33%
	2B 20% Médio	0%		-41%		0%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%		-13%		0%	-6%
	3A 50% Máximo	0%		-49%		0%	-9%
	3B 50% Médio	0%		-54%		0%	-32%
	3C 50% Mínimo	0%		-29%		0%	-14%
	S1	0%		-22%		0%	-11%
	S2	0%		-39%		0%	-20%
	S3	0%		-44%		0%	-18%

A Tabela 36 mostra a variação do fluxo na rede MT em cada simulação. Vê-se que o fluxo máximo não se altera em nenhuma simulação, pois, como se verá adiante nos gráficos, a curva de carga desse alimentador tem demanda máxima às 18h. Ou seja, não há nenhuma redução de custos com postergação de investimentos nesse tipo de alimentador com inserção da microgeração.

A Tabela 37 mostra o carregamento no tronco do alimentador. Na simulação S3A, o fluxo máximo reverso supera o fluxo direto implicando necessidade de investimento na rede.

A Tabela 38 e a Tabela 39 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador. Mais uma vez explica-se que neste P&D não se pretende calcular o valor exato das perdas da CEMIG D, mas verificar como elas se comportam com a inserção da microgeração em diferentes condições e em distintos e variados alimentadores.

Observa-se que as perdas totais neste alimentador, em kWh, reduzem significativamente na maioria das simulações, e  aumenta com inserção de 50% e com insolação máxima nos sábados e domingos, explicado pelo aumento do carregamento médio da baixa tensão nessa condição. O aumento maior de perdas acontece nos circuitos de baixa tensão.

Há de se explicar que o aumento maior do carregamento nos finais de semana deve-se ao fato de a demanda no período diurno ser menor nesses dias, devido ao comportamento da carga dos clientes do subgrupo B3 e de média tensão. Verificou-se assim um aumento no índice médio de perdas na simulação S3A.

O percentual médio de perdas das demais condições reduz pouco, ou até aumenta também (S2A e S3B), pois é calculado em relação ao fluxo passante, que também reduziu na maioria das simulações, enquanto uma parcela das perdas é constante, que são as Perdas no Ferro. Ou seja, as perdas nessas simulações reduziram menos que o fluxo na rede por conta das Perdas constantes no Ferro.

Considerou-se como fluxo transitando na rede a soma dos valores absolutos dos fluxos direto mais reverso, pois é este que explica o nível das perdas.

Tabela 38 – Perdas totais do Alimentador GVSD15

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	2.873	2.471	2.586	82.749	2.920	2.663	2.444	83.949	-	-	-	-	5.794	5.135	5.030	166.697	8,63%
	S1A 10% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.642	1.451	1.314	46.671	43	51	61	1.430	4.559	3.974	3.960	130.849	8,27%
	S1B 10% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	2.022	1.808	1.645	57.712	6	10	14	247	4.902	4.290	4.244	140.707	8,22%
	S1C 10% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	2.596	2.354	2.154	74.470	0	0	0	1	5.470	4.826	4.740	157.220	8,44%
	S2A 20% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.050	904	814	29.601	238	259	275	7.432	4.162	3.634	3.675	119.782	9,25%
	S2B 20% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	1.501	1.317	1.186	42.525	48	57	62	1.555	4.422	3.845	3.833	126.829	8,27%
	S2C 20% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	2.358	2.125	1.936	67.466	-	3	2	25	5.231	4.599	4.524	150.240	8,31%
	S3A 50% Máximo	2.873	2.471	2.586	82.749	531	436	402	14.800	2.285	2.432	2.635	71.032	5.689	5.339	5.622	168.581	9,54%
	S3B 50% Médio	2.873	2.471	2.586	82.749	755	630	572	21.103	416	461	520	13.234	4.044	3.562	3.678	117.086	8,88%
	S3C 50% Mínimo	2.873	2.471	2.586	82.749	1.811	1.605	1.456	51.516	0	5	5	58	4.684	4.081	4.047	134.323	8,13%
	S1	2.873	2.471	2.586	82.749	2.087	1.871	1.704	59.618	17	21	25	559	4.977	4.363	4.315	142.925	8,31%
	S2	2.873	2.471	2.586	82.749	1.636	1.449	1.312	46.531	95	106	113	3.004	4.605	4.026	4.011	132.283	8,56%
	S3	2.873	2.471	2.586	82.749	1.032	890	810	29.140	900	966	1.053	28.108	4.806	4.328	4.449	139.997	8,86%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-44%	-46%	-46%	-44%					-21%	-23%	-21%	-22%	-0,35%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-32%	-33%	-31%					-15%	-16%	-16%	-16%	-0,41%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-12%	-11%					-6%	-6%	-6%	-6%	-0,19%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-66%	-67%	-65%					-28%	-29%	-27%	-28%	<b>0,62%</b>
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-51%	-51%	-49%					-24%	-25%	-24%	-24%	-0,35%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-21%	-20%					-10%	-10%	-10%	-10%	-0,32%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-82%	-84%	-84%	-82%					-2%	<b>4%</b>	<b>12%</b>	<b>1%</b>	<b>0,92%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-74%	-76%	-77%	-75%					-30%	-31%	-27%	-30%	<b>0,25%</b>
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-38%	-40%	-40%	-39%					-19%	-21%	-20%	-19%	-0,50%
	S1	0%	0%	0%	0%	-29%	-30%	-30%	-29%					-14%	-15%	-14%	-14%	-0,31%
	S2	0%	0%	0%	0%	-44%	-46%	-46%	-45%					-21%	-22%	-20%	-21%	-0,07%
	S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-67%	-65%					-17%	-16%	-12%	-16%	<b>0,24%</b>



Tabela 39: Perdas do Alimentador GVSD15 abertas por segmento de sistema

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	26.063	6.724	32.787	18.055	24.779	115.856	166.697	1,35%	0,35%	1,70%	0,93%	1,28%	6,00%	8,63%
	S1A 10% Máximo	27.042	5.051	32.093	15.547	20.598	83.209	130.849	1,71%	0,32%	2,03%	0,98%	1,30%	5,26%	8,27%
	S1B 10% Médio	26.686	5.422	32.108	15.644	21.066	92.955	140.707	1,56%	0,32%	1,88%	0,91%	1,23%	5,43%	8,22%
	S1C 10% Mínimo	26.261	6.220	32.481	16.981	23.200	107.759	157.220	1,41%	0,33%	1,74%	0,91%	1,25%	5,78%	8,44%
	S2A 20% Máximo	27.821	4.916	32.737	16.479	21.395	70.566	119.782	2,15%	0,38%	2,53%	1,27%	1,65%	5,45%	9,25%
	S2B 20% Médio	27.179	4.914	32.093	14.557	19.471	80.179	126.829	1,77%	0,32%	2,09%	0,95%	1,27%	5,23%	8,27%
	S2C 20% Mínimo	26.419	5.907	32.327	16.055	21.962	101.858	150.240	1,46%	0,33%	1,79%	0,89%	1,21%	5,63%	8,31%
	S3A 50% Máximo	30.105	8.147	38.253	26.608	34.756	103.721	168.581	1,70%	0,46%	2,17%	1,51%	1,97%	5,87%	9,54%
	S3B 50% Médio	28.532	4.641	33.173	14.508	19.149	69.404	117.086	2,16%	0,35%	2,52%	1,10%	1,45%	5,26%	8,88%
	S3C 50% Mínimo	26.850	5.114	31.964	14.188	19.302	88.171	134.323	1,62%	0,31%	1,93%	0,86%	1,17%	5,33%	8,13%
	S1	26.663	5.564	32.227	16.057	21.621	94.641	142.925	1,55%	0,32%	1,87%	0,93%	1,26%	5,51%	8,31%
S2	27.140	5.246	32.386	15.697	20.943	84.201	132.283	1,76%	0,34%	2,10%	1,02%	1,36%	5,45%	8,56%	
S3	28.496	5.967	34.463	18.435	24.402	87.099	139.997	1,80%	0,38%	2,18%	1,17%	1,55%	5,51%	8,86%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	4%	-25%	-2%	-14%	-17%	-28%	-22%	0,36%	-0,03%	0,33%	0,05%	0,02%	-0,73%	-0,35%
	1B 10% Médio	2%	-19%	-2%	-13%	-15%	-20%	-16%	0,21%	-0,03%	0,18%	-0,02%	-0,05%	-0,57%	-0,41%
	1C 10% Mínimo	1%	-8%	-1%	-6%	-6%	-7%	-6%	0,06%	-0,01%	0,05%	-0,02%	-0,04%	-0,21%	-0,19%
	2A 20% Máximo	7%	-27%	0%	-9%	-14%	-39%	-28%	0,80%	0,03%	0,83%	0,34%	0,37%	-0,55%	<b>0,62%</b>
	2B 20% Médio	4%	-27%	-2%	-19%	-21%	-31%	-24%	0,42%	-0,03%	0,40%	0,02%	-0,01%	-0,77%	-0,35%
	2C 20% Mínimo	1%	-12%	-1%	-11%	-11%	-12%	-10%	0,11%	-0,02%	0,09%	-0,05%	-0,07%	-0,36%	-0,32%
	3A 50% Máximo	16%	<b>21%</b>	<b>17%</b>	<b>47%</b>	<b>40%</b>	-10%	<b>1%</b>	0,36%	0,11%	0,47%	0,57%	0,68%	-0,12%	<b>0,92%</b>
	3B 50% Médio	9%	-31%	<b>1%</b>	-20%	-23%	-40%	-30%	0,82%	0,00%	0,82%	0,17%	0,17%	-0,73%	<b>0,25%</b>
	3C 50% Mínimo	3%	-24%	-3%	-21%	-22%	-24%	-19%	0,28%	-0,04%	0,24%	-0,08%	-0,11%	-0,66%	-0,50%
	S1	2%	-17%	-2%	-11%	-13%	-18%	-14%	0,20%	-0,02%	0,18%	0,00%	-0,02%	-0,49%	-0,31%
	S2	4%	-22%	-1%	-13%	-15%	-27%	-21%	0,41%	-0,01%	0,40%	0,08%	0,07%	-0,55%	-0,07%
S3	9%	-11%	<b>5%</b>	<b>2%</b>	-2%	-25%	-16%	0,46%	0,03%	0,49%	0,23%	0,26%	-0,48%	<b>0,24%</b>	

Tabela 40 – Fluxo de Energia na Rede MT

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	31.996	29.693	30.365	940.219	33.975	32.099	30.427	992.128	-	-	-	-	65.971	61.792	60.793	1.932.347
	S1A 10% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	22.307	20.398	18.678	641.518	-	-	-	-	54.303	50.091	49.043	1.581.736
	S1B 10% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	26.638	24.741	23.040	771.671	-	-	-	-	58.635	54.434	53.406	1.711.890
	S1C 10% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	31.673	29.790	28.109	922.944	-	-	-	-	63.669	59.483	58.474	1.863.163
	S2A 20% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	12.661	10.787	9.215	353.228	-	85	280	1.829	44.657	40.565	39.860	1.295.276
	S2B 20% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	20.685	18.769	17.047	592.775	-	-	-	-	52.681	48.463	47.412	1.532.994
	S2C 20% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	29.826	27.938	26.250	867.455	-	-	-	-	61.822	57.631	56.615	1.807.674
	S3A 50% Máximo	31.996	29.693	30.365	940.219	5.078	3.914	3.533	138.805	22.313	23.287	24.984	687.619	59.388	56.894	58.883	1.766.643
	S3B 50% Médio	31.996	29.693	30.365	940.219	8.209	6.676	5.865	226.893	4.715	5.176	6.209	151.230	44.921	41.545	42.440	1.318.342
	S3C 50% Mínimo	31.996	29.693	30.365	940.219	24.681	22.779	21.071	712.884	-	-	-	-	56.678	52.473	51.437	1.653.102
	S1	31.996	29.693	30.365	940.219	26.873	24.976	23.276	778.711	-	-	-	-	58.869	54.670	53.641	1.718.930
	S2	31.996	29.693	30.365	940.219	21.057	19.165	17.504	604.486	-	28	93	610	53.054	48.886	47.963	1.545.315
	S3	31.996	29.693	30.365	940.219	12.656	11.123	10.157	359.527	9.009	9.488	10.398	279.616	53.662	50.304	50.920	1.579.362
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-36%	-39%	-35%					-18%	-19%	-19%	-18%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-22%	-23%	-24%	-22%					-11%	-12%	-12%	-11%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-3%	-4%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-63%	-66%	-70%	-64%					-32%	-34%	-34%	-33%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-39%	-42%	-44%	-40%					-20%	-22%	-22%	-21%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					-6%	-7%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-85%	-88%	-88%	-86%					-10%	-8%	-3%	-9%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-76%	-79%	-81%	-77%					-32%	-33%	-30%	-32%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-27%	-29%	-31%	-28%					-14%	-15%	-15%	-14%
	S1	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-24%	-22%					-11%	-12%	-12%	-11%
	S2	0%	0%	0%	0%	-38%	-40%	-42%	-39%					-20%	-21%	-21%	-20%
	S3	0%	0%	0%	0%	-63%	-65%	-67%	-64%					-19%	-19%	-16%	-18%

A Tabela 40 mostra os fluxos de energia nos seguintes períodos:

- Noturno, que obviamente é constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto, que reduz, quanto maior a inserção e o nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso, que aparece no sábado e domingo da simulação S2A (20% de inserção e insolação máxima). Interessante notar que a inversão só aparece no final de semana pelo fato de a carga diurna do alimentador, nesses dias, ser mais baixa. Aparece também em todos os dias nas simulações S3A e S3B, inserção de 50% com insolação máxima e média, respectivamente.

O fluxo passante nos dois sentidos na rede MT reduz em todas as simulações, mesmo naquelas em que houve aumento de fluxo nos transformadores BT.

A Tabela 41 a seguir mostra as perdas na rede MT.

Da mesma forma, as perdas não variam no período noturno, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

E nas horas diurnas com fluxo reverso também se incorre em perdas. Isto acontece nas simulações S3A e S3B, em todos os dias. Ocorre também, em valores bem baixos, no sábado e domingo da S2A.

A despeito do aparecimento de perdas no fluxo reverso, as perdas mensais na rede MT, em kWh, reduzem em todas as simulações. O mesmo acontece com o percentual de perdas.

A rede MT possui menor inversão de fluxo por conta da demanda dos clientes MT.

Tabela 41 – Perdas na Rede MT

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	2.004	1.664	1.755	57.182	2.059	1.841	1.656	58.674	-	-	-	-	4.064	3.506	3.411	115.856	6,08%	5,91%	0,00%	6,00%
	S1A 10% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	941	777	664	26.027	-	-	-	-	2.945	2.442	2.419	83.209	6,08%	4,06%	0,00%	5,26%
	S1B 10% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	1.277	1.093	955	35.774	-	-	-	-	3.281	2.758	2.710	92.955	6,08%	4,64%	0,00%	5,43%
	S1C 10% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.783	1.576	1.406	50.577	-	-	-	-	3.787	3.241	3.161	107.759	6,08%	5,48%	0,00%	5,78%
	S2A 20% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	496	374	315	13.374	-	0	2	10	2.501	2.039	2.072	70.566	6,08%	3,79%	0,55%	5,45%
	S2B 20% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	836	679	576	22.997	-	-	-	-	2.840	2.344	2.331	80.179	6,08%	3,88%	0,00%	5,23%
	S2C 20% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.582	1.384	1.225	44.676	-	-	-	-	3.586	3.048	2.980	101.858	6,08%	5,15%	0,00%	5,63%
	S3A 50% Máximo	2.004	1.664	1.755	57.182	220	153	132	5.826	1.305	1.387	1.535	40.713	3.529	3.205	3.423	103.721	6,08%	4,20%	5,92%	5,87%
	S3B 50% Médio	2.004	1.664	1.755	57.182	350	250	219	9.347	85	104	130	2.875	2.440	2.018	2.103	69.404	6,08%	4,12%	1,90%	5,26%
	S3C 50% Mínimo	2.004	1.664	1.755	57.182	1.112	938	811	30.990	-	-	-	-	3.116	2.602	2.566	88.171	6,08%	4,35%	0,00%	5,33%
	S1	2.004	1.664	1.755	57.182	1.334	1.149	1.008	37.459	-	-	-	-	3.338	2.813	2.763	94.641	6,08%	4,72%	0,00%	5,49%
	S2	2.004	1.664	1.755	57.182	971	812	706	27.016	-	0	1	3	2.976	2.477	2.461	84.201	6,08%	4,27%	0,55%	5,44%
	S3	2.004	1.664	1.755	57.182	561	447	387	15.388	463	497	555	14.529	3.028	2.608	2.697	87.099	6,08%	4,22%	5,20%	5,49%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-58%	-60%	-56%					-28%	-30%	-29%	-28%	0,00%	-1,86%	0,00%	-0,73%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-42%	-39%					-19%	-21%	-21%	-20%	0,00%	-1,28%	0,00%	-0,57%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-14%	-15%	-14%					-7%	-8%	-7%	-7%	0,00%	-0,43%	0,00%	-0,21%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-76%	-80%	-81%	-77%					-38%	-42%	-39%	-39%	0,00%	-2,13%	0,55%	-0,55%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-59%	-63%	-65%	-61%					-30%	-33%	-32%	-31%	0,00%	-2,03%	0,00%	-0,77%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-26%	-24%					-12%	-13%	-13%	-12%	0,00%	-0,76%	0,00%	-0,36%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-92%	-92%	-90%					-13%	-9%	0%	-10%	0,00%	-1,72%	5,92%	-0,12%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-83%	-86%	-87%	-84%					-40%	-42%	-38%	-40%	0,00%	-1,79%	1,90%	-0,73%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-49%	-51%	-47%					-23%	-26%	-25%	-24%	0,00%	-1,57%	0,00%	-0,66%
	S1	0%	0%	0%	0%	-35%	-38%	-39%	-36%					-18%	-20%	-19%	-18%	0,00%	-1,19%	0,00%	-0,50%
	S2	0%	0%	0%	0%	-53%	-56%	-57%	-54%					-27%	-29%	-28%	-27%	0,00%	-1,64%	0,55%	-0,56%
	S3	0%	0%	0%	0%	-73%	-76%	-77%	-74%					-25%	-26%	-21%	-25%	0,00%	-1,69%	5,20%	-0,51%

A Tabela 42, a seguir, apresenta o fluxo nos transformadores MT/BT.

A soma do fluxo dos transformadores com a energia consumida pelos clientes MT, mais as perdas na rede MT, resulta no fluxo dos alimentadores na saída da subestação. O balanço, porém, não é direto, pois trata-se de fluxo nos dois sentidos, e a injeção diurna dos transformadores é absorvida pelos clientes de média tensão, não aparecendo no fluxo do alimentador.

Por sua vez, o fluxo dos transformadores é a soma da energia consumida ou injetada pelos clientes de baixa tensão mais as perdas nesse nível. Vale a mesma observação sobre o balanço: parte da injeção da microgeração é absorvida pelos demais clientes de BT, sem chegar ao transformador, mas apenas a injeção que exceder, se exceder.

Essa tabela mostra o fluxo no transformador no período noturno, no período diurno no sentido da carga, e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo direto no sentido da carga, positivo, reduz em todas as simulações, como deveria ser.

O fluxo reverso da soma das curvas de carga dos transformadores aparece nas simulações S2A, S3A e S3B, em todos os dias. É claro, a maior reversão acontece na simulação S3A.

O fluxo total (direto + reverso) aumenta em todos os dias da simulação S3A.

Observa-se que nos transformadores de baixa tensão há mais fluxo reverso, em mais momentos, que na rede de média tensão. Isto é explicado pelo fato de a carga dos clientes MT ser maior no período diurno.

Tabela 42 – Fluxo de Energia nos Transformadores MT/BT

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	27.505	25.679	26.337	810.170	29.331	27.807	26.537	858.347	-	-	-	-	56.836	53.486	52.875	1.668.517
	S1A 10% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	18.691	17.085	15.704	537.766	-	-	-	-	46.196	42.764	42.041	1.347.936
	S1B 10% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	22.720	21.143	19.803	659.123	-	-	-	-	50.224	46.822	46.141	1.469.294
	S1C 10% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	27.287	25.745	24.453	796.728	-	-	-	-	54.791	51.424	50.790	1.606.899
	S2A 20% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	9.753	8.435	7.211	273.299	335	712	965	15.080	37.593	34.826	34.513	1.098.550
	S2B 20% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	17.161	15.542	14.151	491.695	-	-	-	-	44.666	41.221	40.488	1.301.865
	S2C 20% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	25.627	24.072	22.763	746.719	-	-	-	-	53.131	49.751	49.101	1.556.889
	S3A 50% Máximo	27.505	25.679	26.337	810.170	4.194	3.207	2.879	114.313	26.049	27.061	28.674	799.645	57.747	55.946	57.890	1.724.128
	S3B 50% Médio	27.505	25.679	26.337	810.170	6.684	5.361	4.747	184.209	6.467	6.911	7.897	203.378	40.655	37.950	38.980	1.197.756
	S3C 50% Mínimo	27.505	25.679	26.337	810.170	20.912	19.322	17.965	604.679	-	-	-	-	48.417	45.001	44.303	1.414.849
	S1	27.505	25.679	26.337	810.170	22.899	21.324	19.987	664.539	-	-	-	-	50.404	47.003	46.324	1.474.709
	S2	27.505	25.679	26.337	810.170	17.514	16.017	14.709	503.904	112	237	322	5.027	45.130	41.933	41.367	1.319.101
	S3	27.505	25.679	26.337	810.170	10.597	9.296	8.530	301.067	10.839	11.324	12.190	334.341	48.940	46.299	47.058	1.445.578
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-39%	-41%	-37%					-19%	-20%	-20%	-19%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-24%	-25%	-23%					-12%	-12%	-13%	-12%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-4%	-4%	-4%	-4%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-67%	-70%	-73%	-68%					-34%	-35%	-35%	-34%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-41%	-44%	-47%	-43%					-21%	-23%	-23%	-22%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-14%	-13%					-7%	-7%	-7%	-7%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-88%	-89%	-87%					<b>2%</b>	<b>5%</b>	<b>9%</b>	<b>3%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-77%	-81%	-82%	-79%					-28%	-29%	-26%	-28%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-31%	-32%	-30%					-15%	-16%	-16%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-22%	-23%	-25%	-23%					-11%	-12%	-12%	-12%
	S2	0%	0%	0%	0%	-40%	-42%	-45%	-41%					-21%	-22%	-22%	-21%
	S3	0%	0%	0%	0%	-64%	-67%	-68%	-65%					-14%	-13%	-11%	-13%

A Tabela 43 a seguir apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Como era de se esperar as perdas noturnas, em kWh, não se alteram, bem como o fluxo no transformador.

Observa-se a existência de perdas no fluxo reverso em quase todas as simulações, mesmo naquelas em que não se verificou fluxo negativo na curva somada de todos os transformadores, o que pode de início, ensejar suspeita de erro. Mas não há. As perdas ocorrem em cada transformador/circuito individual e há transformadores com mais clientes de microgeração e transformadores com nenhum microgerador, pois o sorteio é aleatório. Assim, a soma das curvas dos transformadores do alimentador pode não mostrar fluxo reverso, mas há injeção, maior ou menor, em vários transformadores.

As perdas totais, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na S3A, em que há aumento significativo em todos os dias, o que acarreta também um aumento no percentual de perdas.

O percentual de perdas na baixa tensão também aumenta nas demais simulações devido ao valor constante das Perdas no Ferro.

Observa-se novamente que o percentual de perdas é calculado dividindo-se a perdas, em kWh, pelo fluxo de energia passante, que reduziu na maioria das simulações.

Todavia, em princípio, as perdas (numerador), que variam com o quadrado da corrente, deveriam reduzir mais que o fluxo (denominador), e isto acontece em boa parte das simulações em relação à perda no circuito BT e à perda no Cobre (se voltará a este ponto mais à frente), mas não acontece em relação às perdas no Ferro, que é constante, redundando assim, em alguns casos, em percentuais maiores de perda na baixa tensão, nos quais o numerador reduz menos que o denominador, dependendo do peso das Perdas no Ferro em relação às demais.



Tabela 43 – Perdas Totais na Baixa Tensão

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	869	807	831	25.567	861	822	788	25.275	-	-	-	-	1.730	1.629	1.619	50.842	3,16%	2,94%	0,00%	3,05%
	S1A 10% Máximo	869	807	831	25.567	701	674	650	20.644	43	51	61	1.430	1.614	1.532	1.541	47.640	3,16%	3,71%	7,46%	3,44%
	S1B 10% Médio	869	807	831	25.567	746	715	690	21.938	6	10	14	247	1.621	1.532	1.534	47.752	3,16%	3,32%	9,40%	3,24%
	S1C 10% Mínimo	869	807	831	25.567	813	778	748	23.893	0	0	0	1	1.682	1.585	1.579	49.461	3,16%	3,00%	32,10%	3,08%
	S2A 20% Máximo	869	807	831	25.567	554	530	499	16.227	238	258	274	7.422	1.661	1.596	1.604	49.216	3,16%	4,46%	7,04%	3,85%
	S2B 20% Médio	869	807	831	25.567	665	638	609	19.528	48	57	62	1.555	1.582	1.501	1.502	46.650	3,16%	3,79%	6,71%	3,46%
	S2C 20% Mínimo	869	807	831	25.567	776	741	711	22.790	-	3	2	25	1.645	1.551	1.544	48.382	3,16%	3,05%	27,69%	3,11%
	S3A 50% Máximo	869	807	831	25.567	311	283	269	8.975	980	1.045	1.100	30.319	2.159	2.135	2.200	64.861	3,16%	6,01%	3,63%	3,61%
	S3B 50% Médio	869	807	831	25.567	405	379	354	11.756	331	358	390	10.358	1.604	1.544	1.575	47.682	3,16%	5,16%	4,19%	3,71%
	S3C 50% Mínimo	869	807	831	25.567	698	667	645	20.527	0	5	5	58	1.568	1.479	1.481	46.152	3,16%	3,39%	26,14%	3,26%
	S1	869	807	831	25.567	753	722	696	22.158	17	21	25	559	1.639	1.550	1.551	48.284	3,16%	3,34%	16,32%	3,25%
	S2	869	807	831	25.567	665	636	607	19.515	95	106	113	3.001	1.629	1.549	1.550	48.083	3,16%	3,77%	13,81%	3,47%
	S3	869	807	831	25.567	471	443	423	13.753	437	469	498	13.579	1.777	1.719	1.752	52.898	3,16%	4,85%	11,32%	3,53%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-19%	-18%	-18%	-18%					-7%	-6%	-5%	-6%	0,00%	0,76%	7,46%	<b>0,39%</b>
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-12%	-13%					-6%	-6%	-5%	-6%	0,00%	0,37%	9,40%	<b>0,19%</b>
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-5%	-5%	-5%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,05%	32,10%	<b>0,03%</b>
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-36%	-35%	-37%	-36%					-4%	-2%	-1%	-3%	0,00%	1,52%	7,04%	<b>0,80%</b>
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-23%	-22%	-23%	-23%					-9%	-8%	-7%	-8%	0,00%	0,85%	6,71%	<b>0,41%</b>
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-5%	-5%	-5%	-5%	0,00%	0,11%	27,69%	<b>0,06%</b>
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-64%	-66%	-66%	-64%					<b>25%</b>	<b>31%</b>	<b>36%</b>	<b>28%</b>	0,00%	3,06%	3,63%	<b>0,57%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-53%	-54%	-55%	-53%					-7%	-5%	-3%	-6%	0,00%	2,21%	4,19%	<b>0,66%</b>
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-19%	-18%	-19%					-9%	-9%	-9%	-9%	0,00%	0,45%	26,14%	<b>0,21%</b>
	S1	0%	0%	0%	0%	-13%	-12%	-12%	-12%					-5%	-5%	-4%	-5%	0,00%	0,40%	16,32%	<b>0,20%</b>
	S2	0%	0%	0%	0%	-23%	-23%	-23%	-23%					-6%	-5%	-4%	-5%	0,00%	0,82%	13,81%	<b>0,42%</b>
	S3	0%	0%	0%	0%	-45%	-46%	-46%	-46%					<b>3%</b>	<b>6%</b>	<b>8%</b>	<b>4%</b>	0,00%	1,91%	11,32%	<b>0,48%</b>

Tabela 44 – Perdas nos Circuitos BT

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	308	260	278	8.846	322	291	263	9.209	-	-	-	-	630	551	542	18.055	1,09%	1,07%	0,00%	1,08%
	S1A 10% Máximo	308	260	278	8.846	213	193	173	6.086	18	22	28	615	539	474	479	15.547	1,09%	1,09%	3,21%	1,12%
	S1B 10% Médio	308	260	278	8.846	236	213	193	6.740	1	2	4	57	545	475	475	15.644	1,09%	1,02%	2,17%	1,06%
	S1C 10% Mínimo	308	260	278	8.846	285	257	232	8.134	0	0	0	0	592	516	510	16.981	1,09%	1,02%	0,05%	1,06%
	S2A 20% Máximo	308	260	278	8.846	150	131	111	4.209	108	124	127	3.423	566	514	517	16.479	1,09%	1,16%	3,24%	1,29%
	S2B 20% Médio	308	260	278	8.846	181	161	139	5.128	17	23	24	582	507	443	441	14.557	1,09%	1,00%	2,51%	1,08%
	S2C 20% Mínimo	308	260	278	8.846	253	227	202	7.207	-	0	0	1	561	487	480	16.055	1,09%	0,97%	1,40%	1,03%
	S3A 50% Máximo	308	260	278	8.846	62	48	41	1.677	517	557	590	16.085	887	865	909	26.608	1,09%	1,12%	1,93%	1,48%
	S3B 50% Médio	308	260	278	8.846	91	74	62	2.496	98	114	127	3.166	497	448	468	14.508	1,09%	1,09%	1,28%	1,13%
	S3C 50% Mínimo	308	260	278	8.846	188	167	147	5.339	0	0	0	2	496	426	426	14.188	1,09%	0,88%	1,03%	1,00%
	S1	308	260	278	8.846	244	221	199	6.987	7	8	10	224	559	489	488	16.057	1,09%	1,04%	1,81%	1,08%
	S2	308	260	278	8.846	195	173	151	5.515	42	49	50	1.336	545	482	479	15.697	1,09%	1,04%	2,39%	1,13%
	S3	308	260	278	8.846	114	96	83	3.171	205	224	239	6.418	627	580	601	18.435	1,09%	1,03%	1,41%	1,20%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-34%	-34%	-34%					-14%	-14%	-11%	-14%	0,00%	0,02%	3,21%	<b>0,04%</b>
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-27%	-27%	-27%					-13%	-14%	-12%	-13%	0,00%	-0,05%	2,17%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-12%	-12%	-12%					-6%	-6%	-6%	-6%	0,00%	-0,05%	0,05%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-53%	-55%	-58%	-54%					-10%	-7%	-5%	-9%	0,00%	0,08%	3,24%	<b>0,21%</b>
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-44%	-45%	-47%	-44%					-20%	-19%	-19%	-19%	0,00%	-0,08%	2,51%	0,00%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-23%	-22%					-11%	-12%	-11%	-11%	0,00%	-0,11%	1,40%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-81%	-84%	-84%	-82%					<b>41%</b>	<b>57%</b>	<b>68%</b>	<b>47%</b>	0,00%	0,05%	1,93%	<b>0,40%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-72%	-75%	-76%	-73%					-21%	-19%	-14%	-20%	0,00%	0,02%	1,28%	<b>0,05%</b>
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-41%	-43%	-44%	-42%					-21%	-23%	-21%	-21%	0,00%	-0,19%	1,03%	-0,08%
	S1	0%	0%	0%	0%	-24%	-24%	-24%	-24%					-11%	-11%	-10%	-11%	0,00%	-0,03%	1,81%	0,00%
S2	0%	0%	0%	0%	-39%	-41%	-43%	-40%					-14%	-13%	-11%	-13%	0,00%	-0,03%	2,39%	<b>0,05%</b>	
S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-68%	-66%					0%	<b>5%</b>	<b>11%</b>	<b>2%</b>	0,00%	-0,04%	1,41%	<b>0,12%</b>	

A Tabela 44 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, reduziram em quase todas as simulações, exceto na simulação S3A, na qual as perdas crescem em todos os dias, e mais significativamente nos sábados e domingos devido ao grande fluxo reverso. Assim, existe um nível de inserção entre 20% e 50% para este alimentador que, na insolação máxima e média, as perdas de energia aumentam.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem pequenas nas simulações de insolação mínima.

As perdas no período noturno são as mesmas em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas mensais dos transformadores, em kWh, reduzem em todas as simulações, exceto nas simulações S3A e S3B, nas quais aumentam em todos os dias.

Como aparece fluxo reverso em transformadores individuais em praticamente todas as simulações, se incorre, conseqüentemente, em perdas no Cobre associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

O percentual de perdas cresce nas simulações S3A e S3B, como se espera, mas também cresce nas demais simulações por conta de a Perda no Ferro ser constante e de maior peso nesses transformadores, fazendo com que as perdas totais no trafo (numerador) reduzam menos que o fluxo (denominador).

Tabela 45 – Perdas Totais no Transformador

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	561	547	552	16.720	539	531	525	16.066	-	-	-	-	1.101	1.078	1.077	32.787	2,06%	1,87%	0,00%	1,97%
	S1A 10% Máximo	561	547	552	16.720	489	481	476	14.558	25	30	33	815	1.075	1.057	1.062	32.093	2,06%	2,61%	4,25%	2,32%
	S1B 10% Médio	561	547	552	16.720	510	502	497	15.197	5	8	10	190	1.076	1.057	1.059	32.108	2,06%	2,30%	7,23%	2,18%
	S1C 10% Mínimo	561	547	552	16.720	529	521	516	15.759	0	0	0	1	1.090	1.068	1.069	32.481	2,06%	1,98%	32,06%	2,02%
	S2A 20% Máximo	561	547	552	16.720	404	400	388	12.017	130	134	146	3.999	1.095	1.081	1.087	32.737	2,06%	3,30%	3,79%	2,56%
	S2B 20% Médio	561	547	552	16.720	483	477	470	14.400	31	33	38	973	1.075	1.058	1.061	32.093	2,06%	2,80%	4,20%	2,38%
	S2C 20% Mínimo	561	547	552	16.720	523	514	510	15.583	-	3	2	24	1.084	1.064	1.064	32.327	2,06%	2,09%	26,29%	2,08%
	S3A 50% Máximo	561	547	552	16.720	249	235	229	7.298	462	488	509	14.234	1.273	1.270	1.290	38.253	2,06%	4,88%	1,71%	2,13%
	S3B 50% Médio	561	547	552	16.720	314	306	291	9.261	233	243	263	7.192	1.108	1.096	1.107	33.173	2,06%	4,06%	2,91%	2,58%
	S3C 50% Mínimo	561	547	552	16.720	510	500	498	15.187	0	5	5	56	1.071	1.052	1.055	31.964	2,06%	2,51%	25,11%	2,26%
	S1	561	547	552	16.720	509	501	497	15.172	10	13	14	335	1.080	1.061	1.063	32.227	2,06%	2,30%	14,51%	2,17%
	S2	561	547	552	16.720	470	464	456	14.000	53	57	62	1.665	1.085	1.068	1.071	32.386	2,06%	2,73%	11,43%	2,34%
	S3	561	547	552	16.720	358	347	339	10.582	232	245	259	7.161	1.151	1.139	1.151	34.463	2,06%	3,82%	9,91%	2,32%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,74%	4,25%	<b>0,35%</b>
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,42%	7,23%	<b>0,21%</b>
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-2%	-2%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,11%	32,06%	<b>0,06%</b>
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-25%	-26%	-25%					-1%	<b>0%</b>	<b>1%</b>	0%	0,00%	1,43%	3,79%	<b>0,59%</b>
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					-2%	-2%	-2%	-2%	0,00%	0,93%	4,20%	<b>0,42%</b>
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,21%	26,29%	<b>0,11%</b>
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-56%	-56%	-55%					<b>16%</b>	<b>18%</b>	<b>20%</b>	<b>17%</b>	0,00%	3,01%	1,71%	<b>0,17%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-42%	-42%	-44%	-42%					<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	0,00%	2,19%	2,91%	<b>0,62%</b>
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-5%	-5%					-3%	-2%	-2%	-3%	0,00%	0,64%	25,11%	<b>0,29%</b>
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-5%	-6%					-2%	-2%	-1%	-2%	0,00%	0,42%	14,51%	<b>0,21%</b>
	S2	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-13%	-13%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,86%	11,43%	<b>0,37%</b>
	S3	0%	0%	0%	0%	-34%	-35%	-35%	-34%					<b>5%</b>	<b>6%</b>	<b>7%</b>	<b>5%</b>	0,00%	1,95%	9,91%	<b>0,36%</b>

Tabela 46 – Perdas nos Enrolamentos do Transformador

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	115	95	102	3.295	121	107	96	3.429	-	-	-	-	236	202	198	6.724	0,41%	0,40%	0,00%	0,40%
	S1A 10% Máximo	115	95	102	3.295	61	52	45	1.704	1	2	3	52	178	149	150	5.051	0,41%	0,31%	0,27%	0,36%
	S1B 10% Médio	115	95	102	3.295	76	65	58	2.124	0	0	0	3	191	160	160	5.422	0,41%	0,32%	0,10%	0,37%
	S1C 10% Mínimo	115	95	102	3.295	103	91	81	2.925	0	0	0	0	219	186	183	6.220	0,41%	0,37%	0,01%	0,39%
	S2A 20% Máximo	115	95	102	3.295	40	31	27	1.080	17	20	21	542	172	147	149	4.916	0,41%	0,30%	0,51%	0,38%
	S2B 20% Médio	115	95	102	3.295	55	46	39	1.531	2	4	4	88	173	144	145	4.914	0,41%	0,30%	0,38%	0,36%
	S2C 20% Mínimo	115	95	102	3.295	93	81	71	2.612	-	0	0	0	208	176	173	5.907	0,41%	0,35%	0,05%	0,38%
	S3A 50% Máximo	115	95	102	3.295	17	12	11	457	141	152	163	4.396	274	259	276	8.147	0,41%	0,31%	0,53%	0,45%
	S3B 50% Médio	115	95	102	3.295	25	19	17	681	20	24	27	665	161	138	146	4.641	0,41%	0,30%	0,27%	0,36%
	S3C 50% Mínimo	115	95	102	3.295	65	55	48	1.819	0	0	0	0	181	150	150	5.114	0,41%	0,30%	0,05%	0,36%
	S1	115	95	102	3.295	80	69	61	2.251	0	1	1	18	196	165	164	5.564	0,41%	0,33%	0,13%	0,37%
	S2	115	95	102	3.295	63	52	46	1.741	6	8	8	210	184	156	156	5.246	0,41%	0,31%	0,31%	0,38%
	S3	115	95	102	3.295	36	29	25	986	54	58	63	1.687	205	182	191	5.967	0,41%	0,30%	0,28%	0,39%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-52%	-53%	-50%					-25%	-26%	-24%	-25%	0,00%	-0,09%	0,27%	-0,04%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-37%	-39%	-40%	-38%					-19%	-21%	-19%	-19%	0,00%	-0,08%	0,10%	-0,04%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-15%					-7%	-8%	-8%	-8%	0,00%	-0,03%	0,01%	-0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-67%	-71%	-72%	-69%					-27%	-27%	-25%	-27%	0,00%	-0,10%	0,51%	-0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-54%	-57%	-59%	-55%					-27%	-28%	-27%	-27%	0,00%	-0,10%	0,38%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-26%	-24%					-12%	-13%	-13%	-12%	0,00%	-0,05%	0,05%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-86%	-89%	-89%	-87%					<b>16%</b>	<b>28%</b>	<b>39%</b>	<b>21%</b>	0,00%	-0,09%	0,53%	<b>0,05%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-82%	-83%	-80%					-32%	-32%	-26%	-31%	0,00%	-0,10%	0,27%	-0,04%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-46%	-49%	-50%	-47%					-23%	-26%	-24%	-24%	0,00%	-0,10%	0,05%	-0,04%
	S1	0%	0%	0%	0%	-34%	-35%	-36%	-34%					-17%	-18%	-17%	-17%	0,00%	-0,07%	0,13%	-0,03%
	S2	0%	0%	0%	0%	-48%	-51%	-53%	-49%					-22%	-23%	-21%	-22%	0,00%	-0,08%	0,31%	-0,03%
	S3	0%	0%	0%	0%	-70%	-73%	-74%	-71%					-13%	-10%	-4%	-11%	0,00%	-0,10%	0,28%	-0,01%

A Tabela 46 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Verifica-se redução de perdas no Cobre no fluxo positivo diurno e o aparecimento de perdas com o fluxo inverso em quase todas as simulações exceto na simulação S3A.

As Perdas mensais no Cobre do transformador, em kWh, reduzem com a inserção da microgeração em todas as simulações, exceto na S3A.

O percentual de Perdas no Cobre também reduz, exceto da simulação S3A.

A tabela a seguir apresenta as Perdas no Ferro que são constantes em kWh.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam, pois o fluxo na rede diminui.

Tabela 47 – Perdas no Núcleo do Transformador

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	446	452	450	13.426	419	424	429	12.637	-	-	-	-	864	876	879	26.063	1,66%	1,47%	0,00%	1,56%
	S1A 10% Máximo	446	452	450	13.426	428	429	431	12.854	24	28	30	762	897	909	911	27.042	1,66%	2,31%	3,98%	1,95%
	S1B 10% Médio	446	452	450	13.426	435	437	440	13.073	5	8	10	187	885	897	900	26.686	1,66%	1,98%	7,13%	1,81%
	S1C 10% Mínimo	446	452	450	13.426	425	430	435	12.834	0	0	0	1	871	883	885	26.261	1,66%	1,61%	32,05%	1,63%
	S2A 20% Máximo	446	452	450	13.426	364	369	362	10.938	113	114	126	3.457	923	935	937	27.821	1,66%	3,01%	3,28%	2,17%
	S2B 20% Médio	446	452	450	13.426	428	432	431	12.868	28	29	35	885	902	913	916	27.179	1,66%	2,50%	3,82%	2,02%
	S2C 20% Mínimo	446	452	450	13.426	431	433	438	12.970	-	3	2	24	876	888	891	26.419	1,66%	1,74%	26,24%	1,70%
	S3A 50% Máximo	446	452	450	13.426	232	223	218	6.841	321	336	346	9.839	999	1.011	1.014	30.105	1,66%	4,58%	1,18%	1,68%
	S3B 50% Médio	446	452	450	13.426	289	287	275	8.579	212	220	236	6.528	947	959	961	28.532	1,66%	3,76%	2,64%	2,22%
	S3C 50% Mínimo	446	452	450	13.426	445	445	450	13.368	0	5	5	56	891	902	905	26.850	1,66%	2,21%	25,06%	1,90%
	S1	446	452	450	13.426	429	432	435	12.921	10	12	13	317	884	896	899	26.663	1,66%	1,96%	14,38%	1,80%
	S2	446	452	450	13.426	408	411	410	12.259	47	49	54	1.455	900	912	915	27.140	1,66%	2,41%	11,11%	1,96%
	S3	446	452	450	13.426	322	318	314	9.596	178	187	196	5.474	945	957	960	28.496	1,66%	3,52%	9,63%	1,93%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%	2%					4%	4%	4%	4%	0,00%	0,84%	3,98%	0,39%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	4%	3%	3%	3%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,50%	7,13%	0,25%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,14%	32,05%	0,07%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-16%	-13%					7%	7%	7%	7%	0,00%	1,53%	3,28%	0,61%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%					4%	4%	4%	4%	0,00%	1,03%	3,82%	0,45%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	3%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,26%	26,24%	0,13%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-45%	-47%	-49%	-46%					16%	15%	15%	16%	0,00%	3,11%	1,18%	0,12%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-32%	-36%	-32%					10%	9%	9%	9%	0,00%	2,29%	2,64%	0,66%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	6%	5%	5%	6%					3%	3%	3%	3%	0,00%	0,74%	25,06%	0,34%
	S1	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	2%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,49%	14,38%	0,24%
	S2	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-4%	-3%					4%	4%	4%	4%	0,00%	0,94%	11,11%	0,40%
	S3	0%	0%	0%	0%	-23%	-25%	-27%	-24%					9%	9%	9%	9%	0,00%	2,04%	9,63%	0,37%



A Tabela 48 apresenta as energias consumida e gerada pelos clientes com microgeração em cada simulação separado pelas classes de consumo.

Nessa tabela apresenta-se o consumo original dos clientes em cada simulação. Esses valores são iguais independentemente do nível de insolação.

Apresenta-se também a geração desses clientes em cada nível de insolação. Observa-se que nas simulações com insolação média tem-se praticamente o consumo dos clientes. Mas a rigor, há dias com geração mínima (muito nublado), dias com geração média (pouco nublado) e dias de geração máxima (pleno sol) e, na média desses dias, tem-se um fator de carga anual estimado em 20%, mas o fator de carga diário utilizado é de 32%, alterando-se o valor da potência máxima gerada de cada simulação. Na prática, a curva de geração é mais variável ao longo das horas e dos dias, com horários de pleno sol e horários nublados e chuvosos.

Na Tabela 49 consta o consumo interno, que é aquela energia gerada e consumida durante o dia pelo cliente e que não transita mais pela rede de distribuição. O consumo interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 36% na classe Residencial, 52% no Comercial e 58% no Industrial. Não foram sorteados clientes rurais na inserção de 10%. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 41%.

Consta também a geração que ultrapassa o consumo interno, que é a energia injetada na rede.

A energia injetada é maior que o fluxo reverso nos trechos do circuito e no alimentador, pois essa energia vai atendendo às cargas próximas ao ponto de conexão do microgerador.

Tabela 48 – Energia Consumida e Gerada pelos Clientes Micro GD

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	163.346	49.142	8.116	-	220.604	260.360	78.631	13.214	-	352.204
S1B 10% Médio	163.346	49.142	8.116	-	220.604	164.734	49.751	8.361	-	222.845
S1C 10% Mínimo	163.346	49.142	8.116	-	220.604	52.070	15.726	2.643	-	70.439
S2A 20% Máximo	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	463.630	137.041	16.594	15.625	632.890
S2B 20% Médio	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	293.346	86.708	10.499	9.886	400.440
S2C 20% Mínimo	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	92.723	27.407	3.319	3.125	126.574
S3A 50% Máximo	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	1.067.360	278.440	46.247	15.869	1.407.916
S3B 50% Médio	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	675.335	176.174	29.261	10.041	890.811
S3C 50% Mínimo	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	213.466	55.686	9.249	3.174	281.575
S1	163.346	49.142	8.116	-	220.604	159.054	48.036	8.073	-	215.163
S2	291.053	85.721	10.330	9.822	396.925	283.233	83.719	10.137	9.546	386.635
S3	669.934	174.116	28.738	9.975	882.763	652.054	170.100	28.252	9.695	860.101

Tabela 49 – Consumo Interno e Injeção Clientes Micro GD

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Consumo Interno Clientes Micro GD -%				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	64.600	27.730	5.270	-	97.599	195.760	50.901	7.944	-	254.605	40%	56%	65%	-	44%
S1B 10% Médio	59.195	25.698	4.688	-	89.580	105.539	24.053	3.673	-	133.265	36%	52%	58%	-	41%
S1C 10% Mínimo	39.014	14.179	2.072	-	55.265	13.057	1.547	570	-	15.174	24%	29%	26%	-	25%
S2A 20% Máximo	113.818	45.933	5.717	4.503	169.970	349.812	91.108	10.877	11.123	462.920	39%	54%	55%	46%	43%
S2B 20% Médio	104.247	42.897	5.129	4.312	156.585	189.099	43.812	5.370	5.574	243.855	36%	50%	50%	44%	39%
S2C 20% Mínimo	69.018	24.126	2.756	3.114	99.013	23.706	3.282	563	11	27.561	24%	28%	27%	32%	25%
S3A 50% Máximo	262.673	92.978	16.997	4.564	377.212	804.687	185.463	29.249	11.305	1.030.704	39%	53%	59%	46%	43%
S3B 50% Médio	240.177	85.796	15.128	4.369	345.470	435.159	90.377	14.133	5.672	545.340	36%	49%	53%	44%	39%
S3C 50% Mínimo	157.618	47.782	7.593	3.155	216.148	55.848	7.904	1.656	19	65.427	24%	27%	26%	32%	24%
S1	54.269	22.535	4.010	-	80.815	104.785	25.500	4.063	-	134.348	33%	46%	49%	-	37%
S2	95.694	37.652	4.534	3.976	141.856	187.539	46.067	5.603	5.570	244.779	33%	44%	44%	40%	36%
S3	220.156	75.519	13.240	4.029	312.943	431.898	94.582	15.013	5.665	547.157	33%	43%	46%	40%	35%

A Tabela 50 e a Tabela 49Tabela 51 apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno, além da Geração, do Consumo Interno e da Injeção, que ocorrem somente durante o dia, também separados pelos dias da semana.

Nessas tabelas percebe-se que a Geração é a soma do Consumo Interno e Injeção, que aumentam conforme o grau de inserção e insolação.

A Injeção, por sua vez é a própria Energia Compensada, nestas simulações, em que se gerou o necessário para atender o consumo.

Uma eventual TUSD Perdas incidiria sobre a Energia Compensada. Entende-se que o custo ou benefício de responsabilidade do microgerador, ou *prossumidor* BT, é a variação das perdas na rede de distribuição ocasionada pela sua inserção.

O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual tarifa seria então o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada. Nesse caso chegou-se a um benefício – redução de perdas.

Esses resultados, que mostram que as perdas reduzem com a inserção da micro geração, não se estendem aos minigeradores, os quais impactam a rede em condições muito específicas, conforme o seu porte e o local de sua instalação.

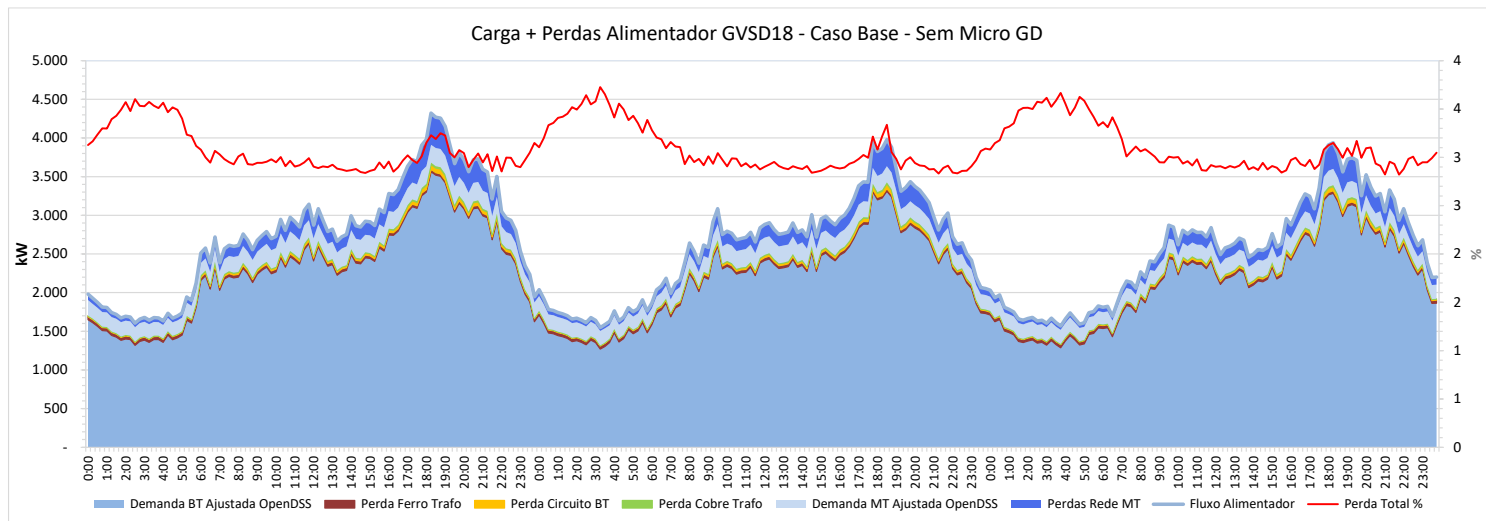
Tabela 50 – Consumo Mensal e Geração

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	234.803	58.701	58.701	352.204
S1B 10% Médio	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	148.563	37.141	37.141	222.845
S1C 10% Mínimo	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	46.959	11.740	11.740	70.439
S2A 20% Máximo	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	421.927	105.482	105.482	632.890
S2B 20% Médio	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	266.960	66.740	66.740	400.440
S2C 20% Mínimo	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	84.383	21.096	21.096	126.574
S3A 50% Máximo	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	938.611	234.653	234.653	1.407.916
S3B 50% Médio	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	593.874	148.468	148.468	890.811
S3C 50% Mínimo	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	187.717	46.929	46.929	281.575
S1	81.226	18.054	16.264	115.544	72.194	16.432	16.433	105.059	143.442	35.860	35.860	215.163
S2	138.389	32.851	31.561	202.802	132.634	30.522	30.968	194.124	257.757	64.439	64.439	386.635
S3	312.111	73.047	69.638	454.796	292.112	67.112	68.744	427.967	573.400	143.350	143.350	860.101

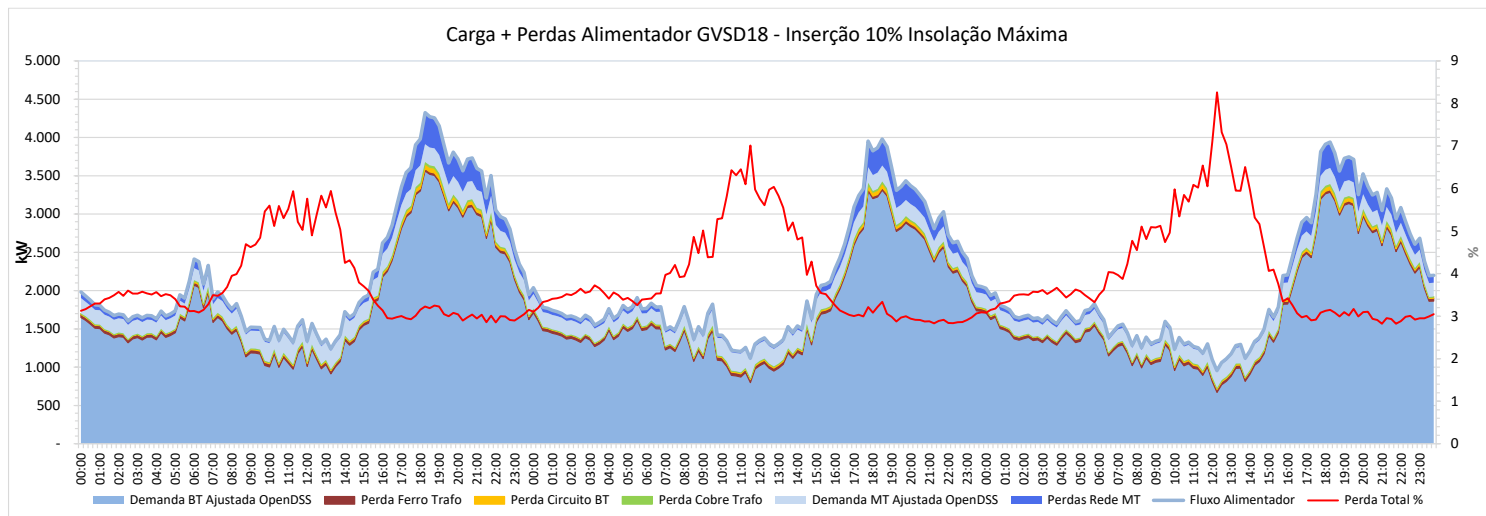
Tabela 51 – Consumo Interno e Energia Compensada

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	68.374	15.361	13.865	97.599	166.429	43.340	44.836	254.605	(35.848)	-14,08%
S1B 10% Médio	62.614	14.170	12.796	89.580	85.949	22.971	24.345	133.265	(25.990)	-19,50%
S1C 10% Mínimo	37.900	8.944	8.420	55.265	9.059	2.796	3.319	15.174	(9.477)	-62,46%
S2A 20% Máximo	115.699	27.578	26.693	169.970	306.227	77.904	78.789	462.920	(46.915)	-10,13%
S2B 20% Médio	106.644	25.340	24.601	156.585	160.316	41.400	42.139	243.855	(39.868)	-16,35%
S2C 20% Mínimo	66.943	16.122	15.949	99.013	17.440	4.974	5.147	27.561	(16.458)	-59,71%
S3A 50% Máximo	258.677	60.533	58.002	377.212	679.934	174.120	176.651	1.030.704	1.884	0,18%
S3B 50% Médio	236.770	55.492	53.209	345.470	357.104	92.976	95.260	545.340	(49.612)	-9,10%
S3C 50% Mínimo	146.632	35.124	34.392	216.148	41.085	11.805	12.537	65.427	(32.374)	-49,48%
S1	56.296	12.825	11.694	80.815	87.146	23.036	24.167	134.348	(23.772)	-17,69%
S2	96.429	23.013	22.414	141.856	161.328	41.426	42.025	244.779	(34.414)	-14,06%
S3	214.026	50.383	48.534	312.943	359.374	92.967	94.816	547.157	(26.700)	-4,88%

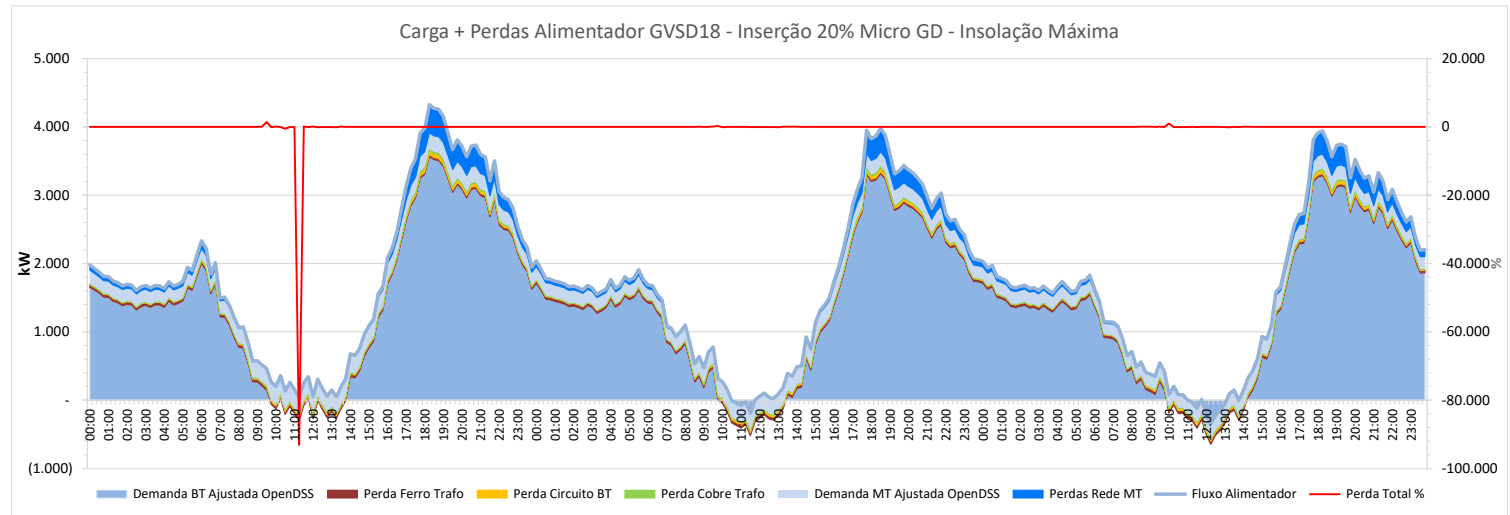
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador GVSD18, com 92% de carga de baixa tensão, sendo 71% residencial. É um gráfico do tipo "empilhado" sobrepondo mercado e perdas.



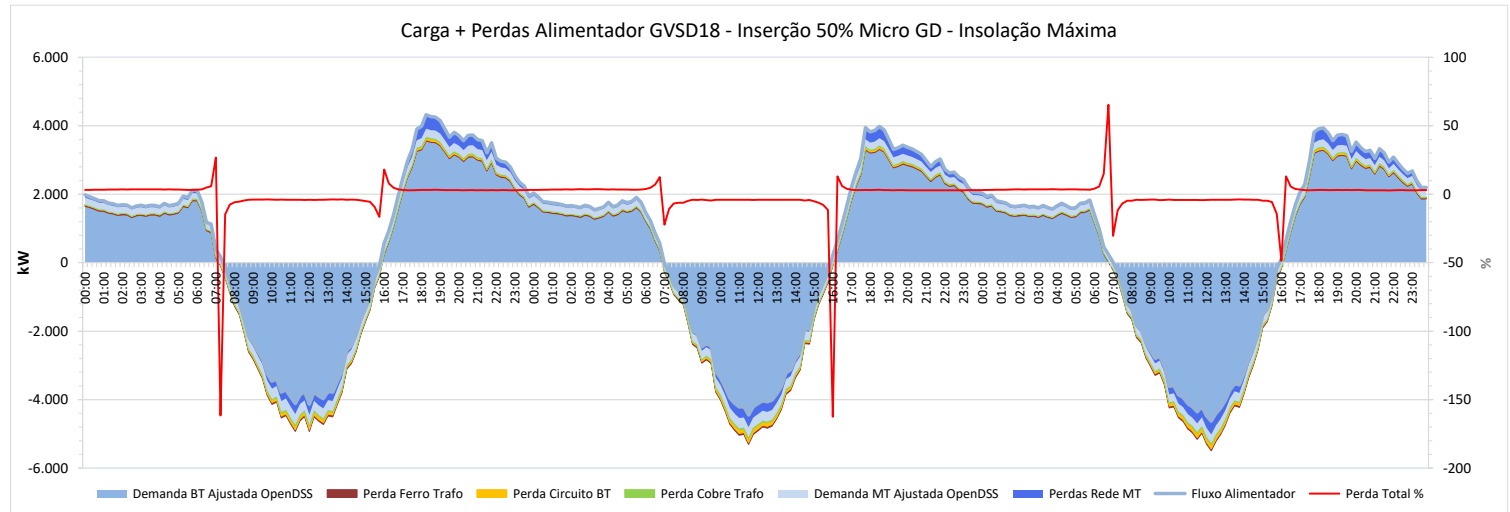
Observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador GVSD18 com 10% de inserção de Micro GD nos dias de pleno sol – Simulação S1A.



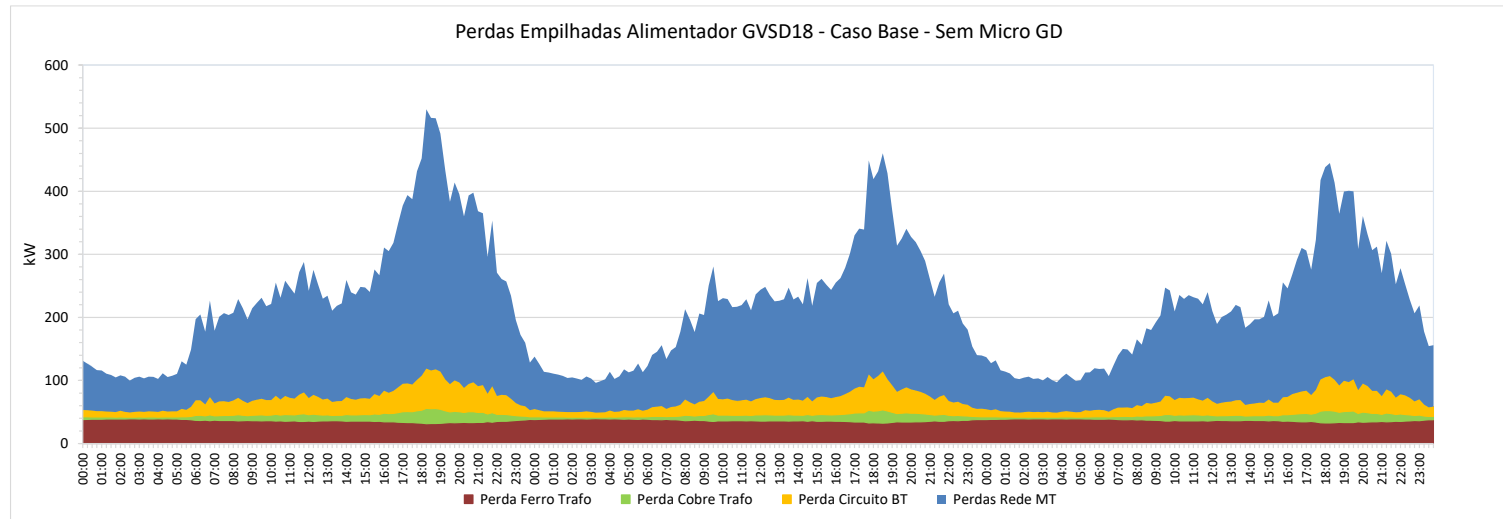
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol as cargas por volta do meio-dia ficam próximas de zero.



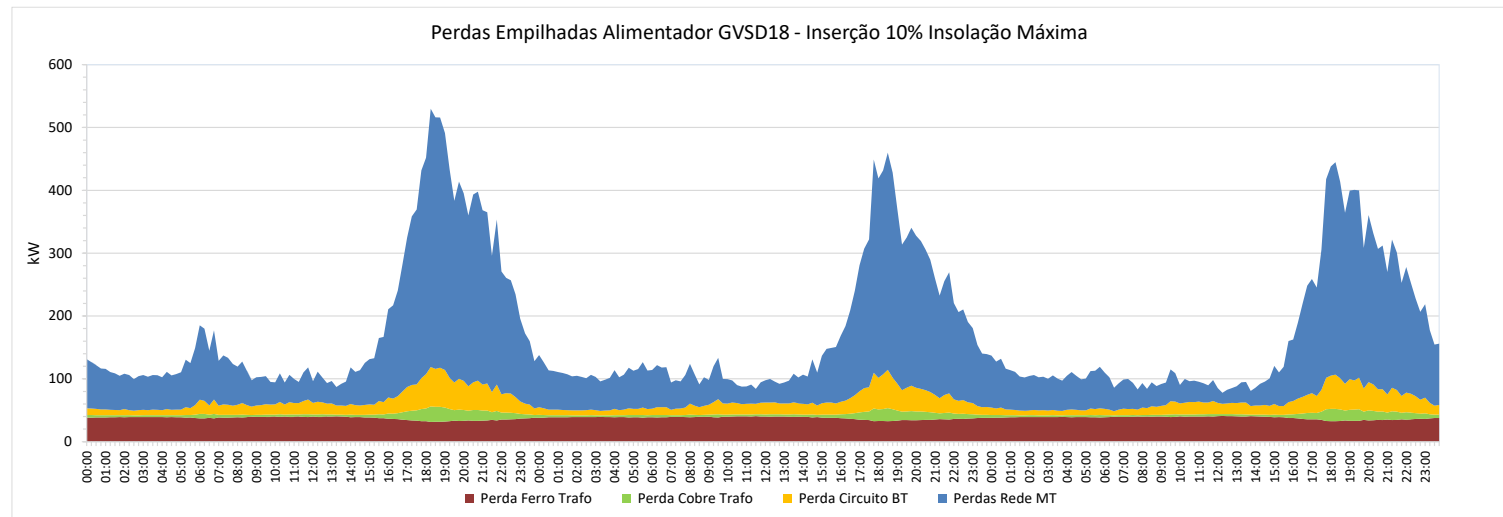
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso, tanto na rede BT quanto na MT no período diurno, pouco maior nos sábados e domingos.



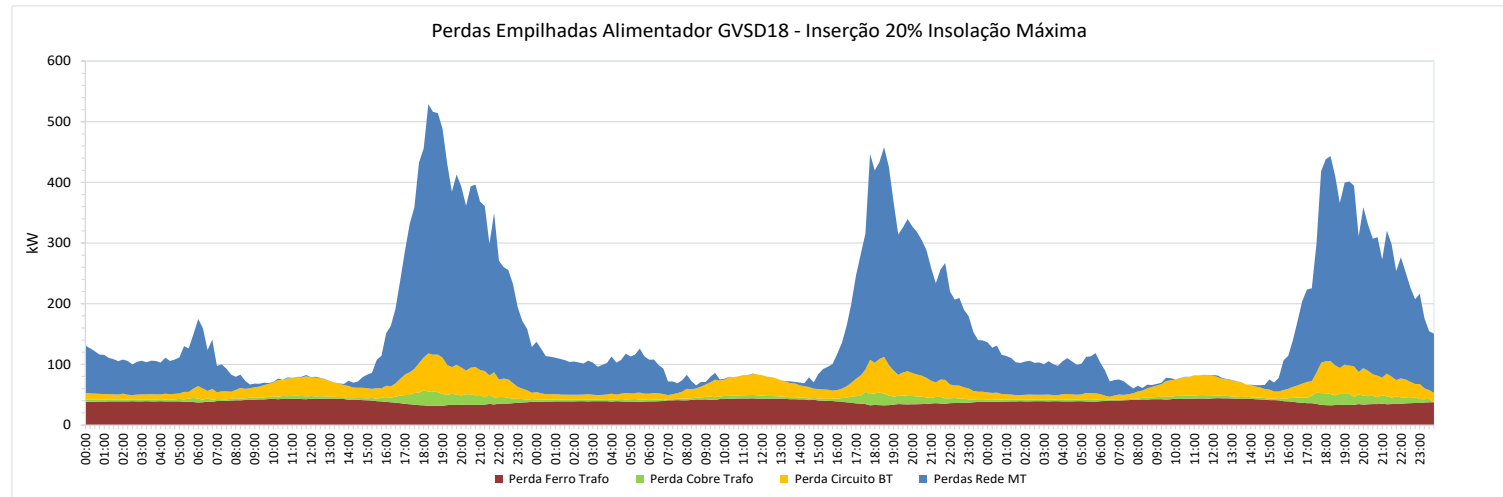
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base, do alimentador: as Perdas no Ferro (constantes), as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT (variáveis com a corrente).



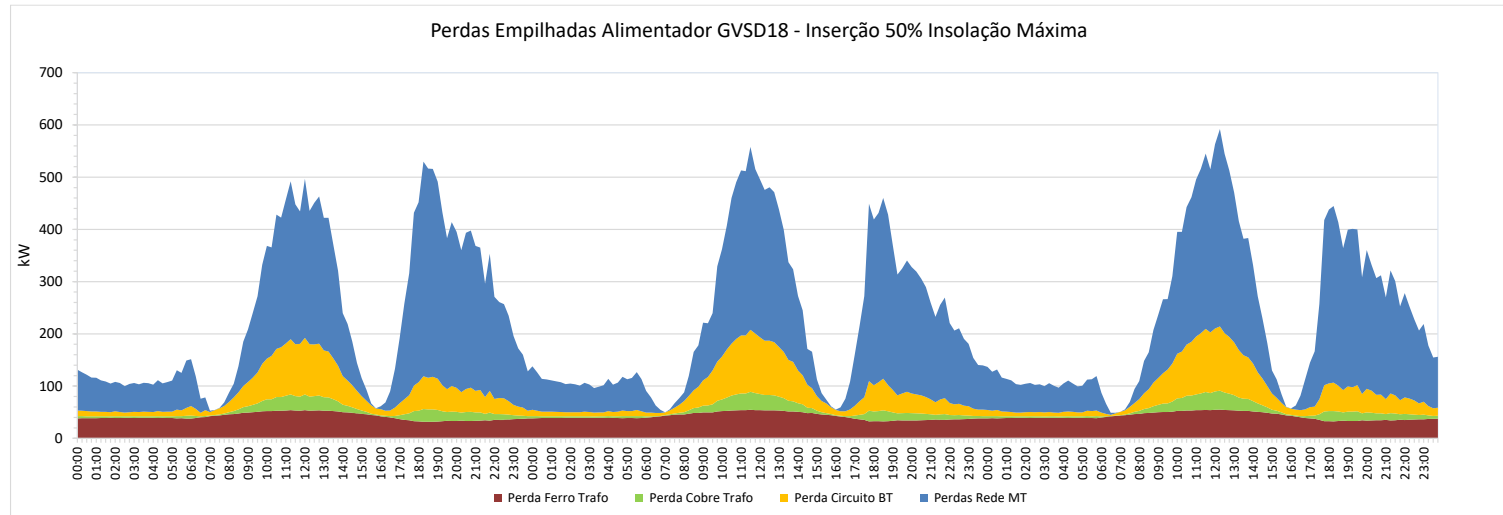
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma redução das perdas no fio, no período diurno, mais facilmente observadas na rede MT e nos circuitos BT, que acompanham a demanda da rede.



Na Simulação S2A as perdas diurnas na rede MT reduzem ainda mais. Porém as perdas no circuito BT sofrem uma ligeira elevação. Isto acontece porque há maior fluxo reverso nos trechos dos circuitos próximos aos injeção pontos de injeção.

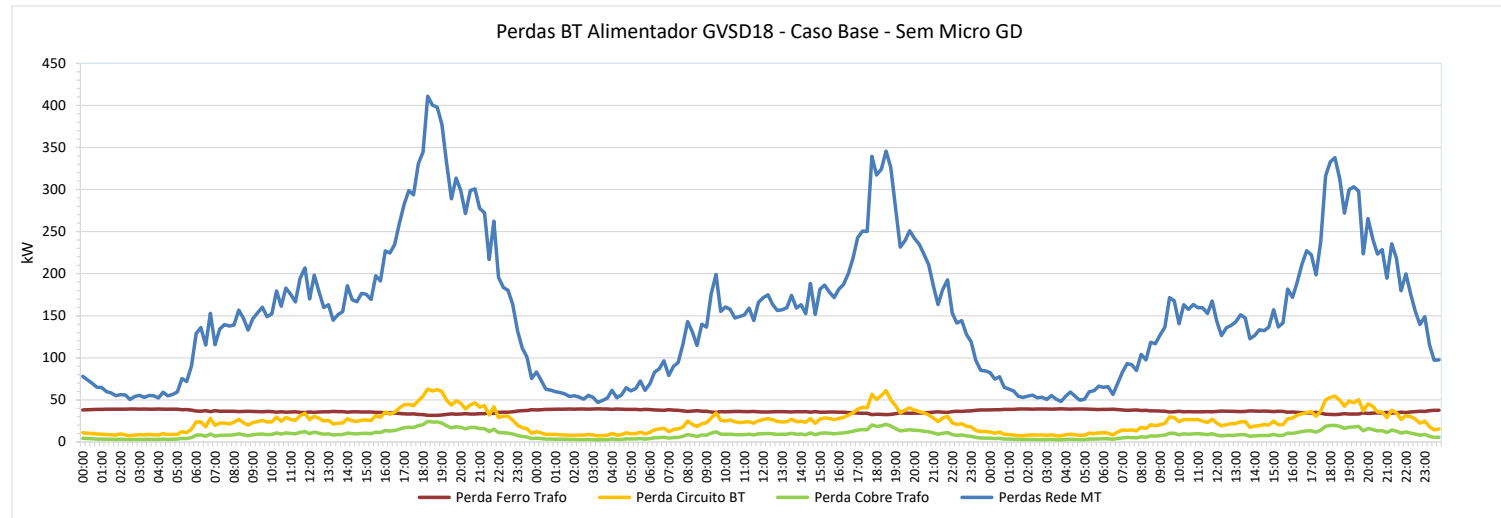


Na Simulação S3A, com a grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um aumento significativo das perdas no fio, que se intensificam no final de semana.

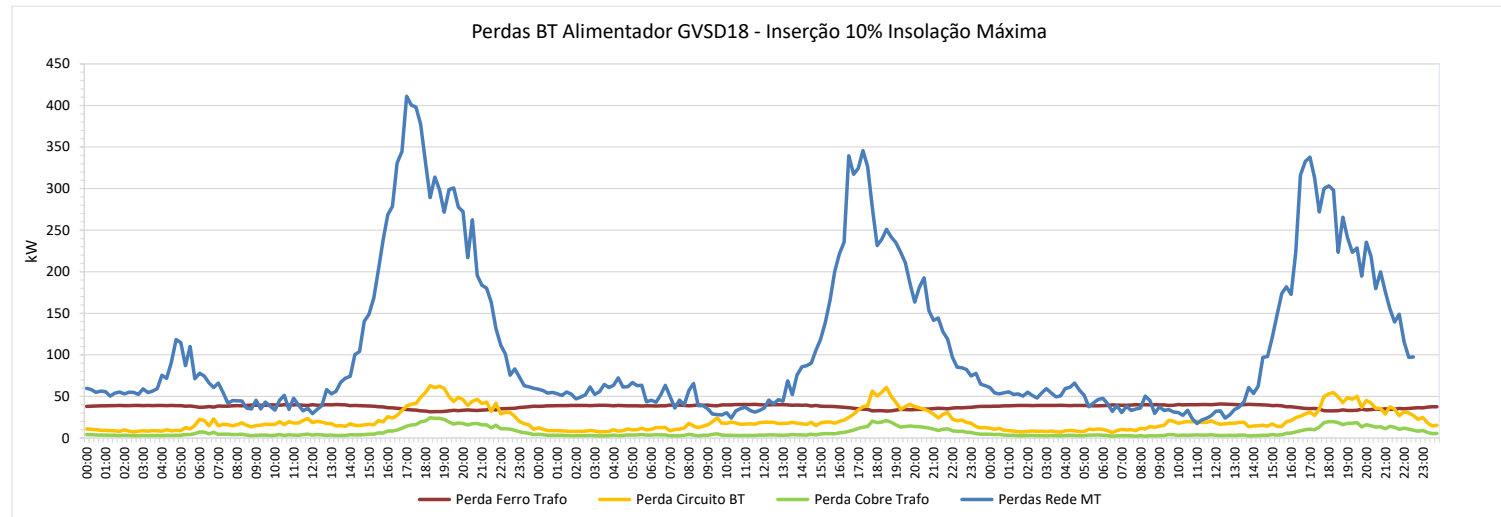




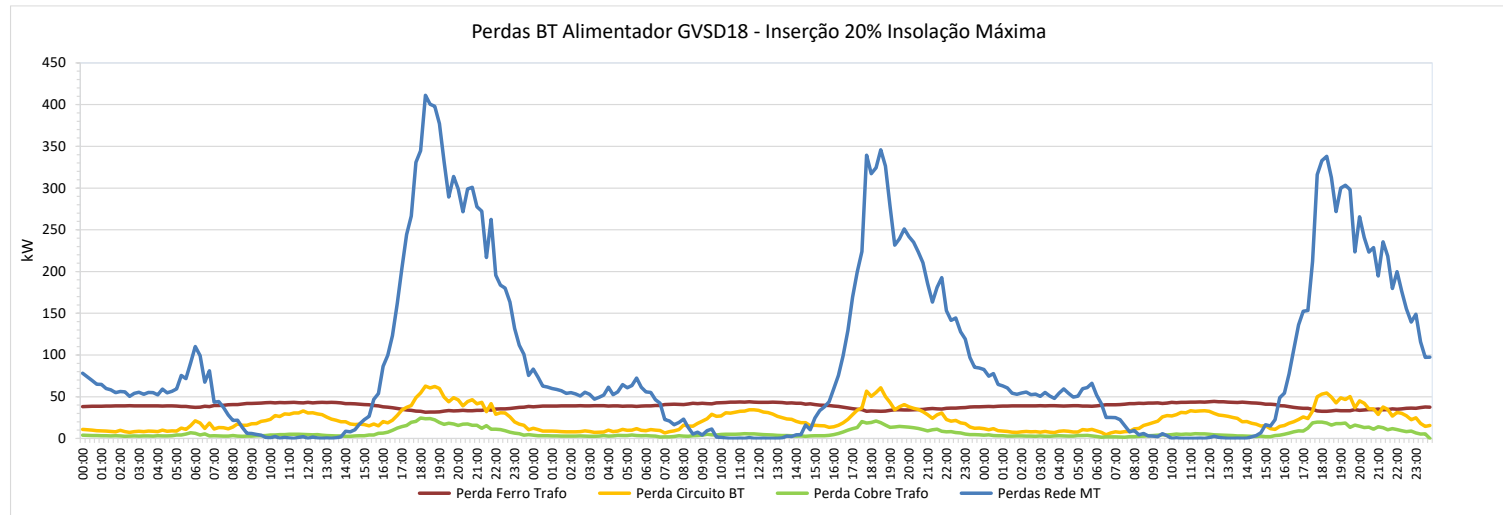
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se com mais clareza como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, neste alimentador, a perda na rede MT.



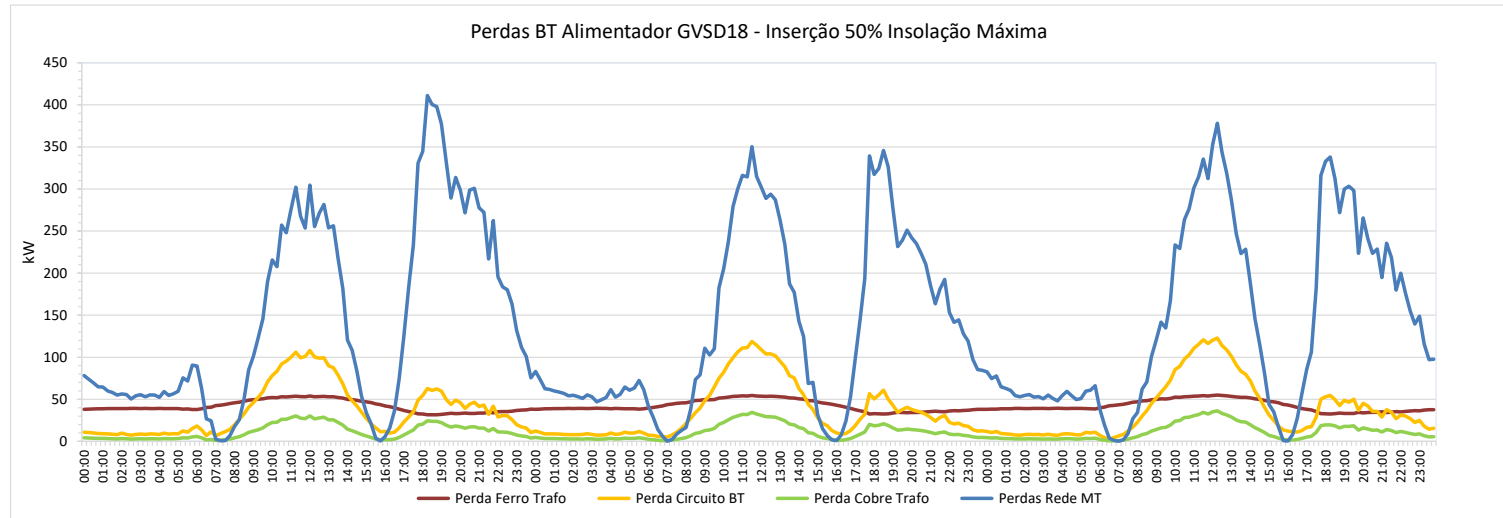
Observa-se novamente como na Simulação S1A as perdas nos fios reduzem durante o dia com inserção de 10% de Micro GD na condição de pleno sol. As perdas noturnas, por óbvio, permanecem inalteradas, bem como as perdas no núcleo do trafo.



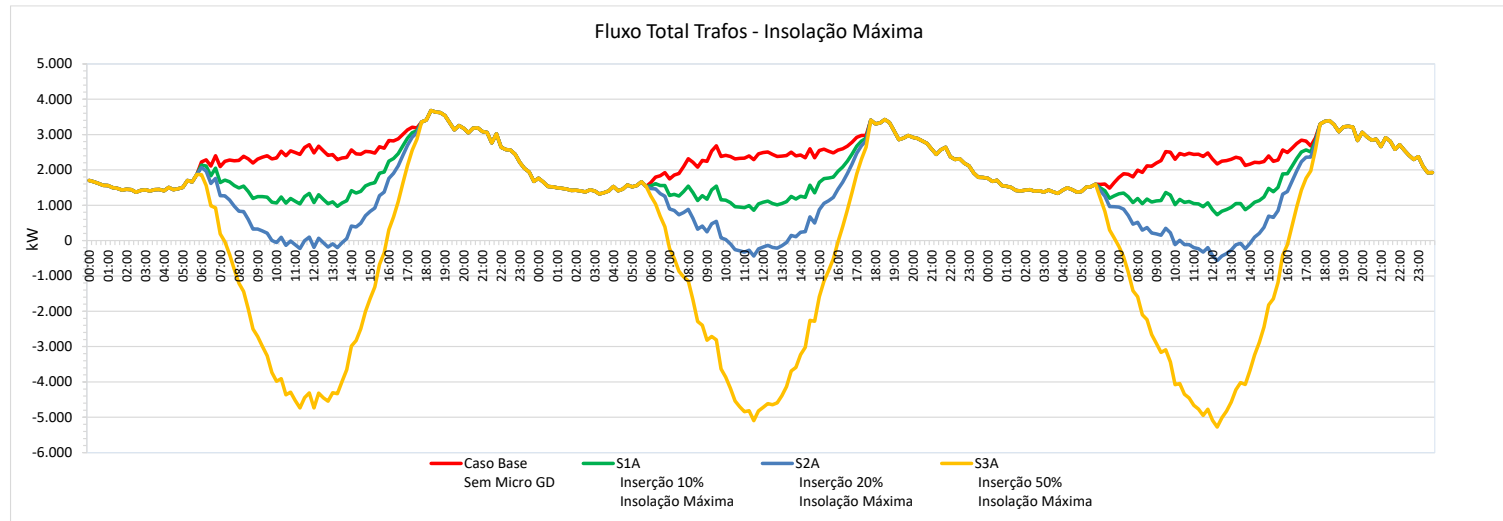
Na Simulação S2A, observa-se uma maior redução de perdas na rede MT, porém as perdas no circuito BT, ficam ligeiramente maiores no entorno do meio-dia.



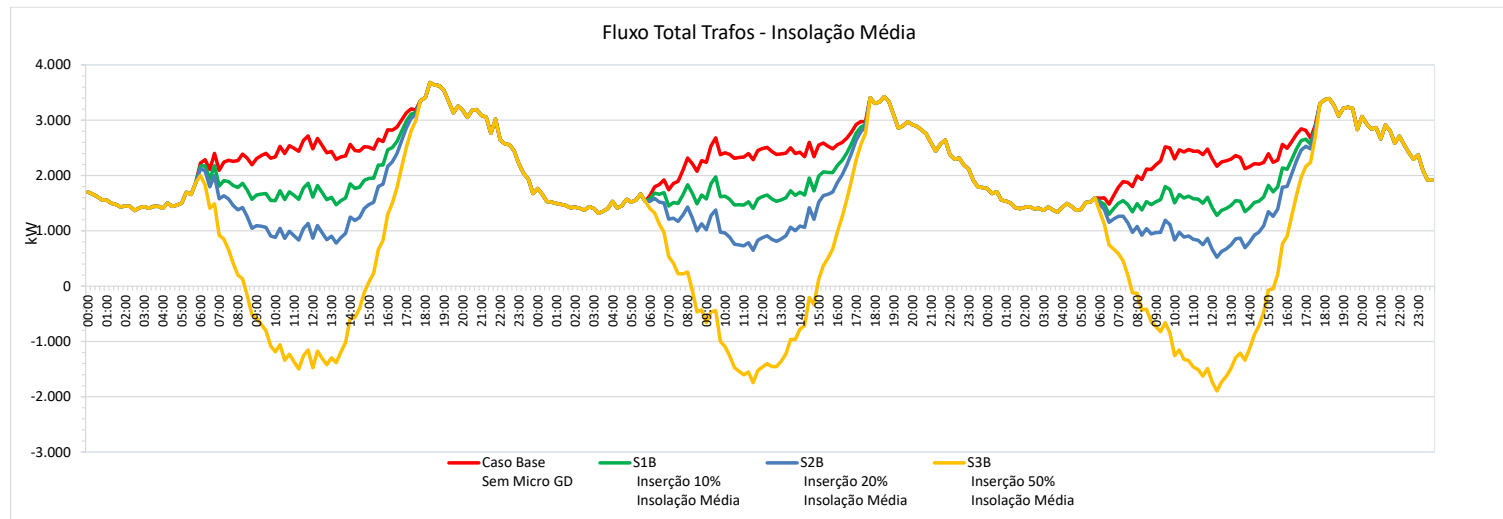
O gráfico ao lado mostra com mais clareza como todas as perdas no fio no período diurno crescem nos dias de insolação máxima, com a inserção de 50% de Micro GD.



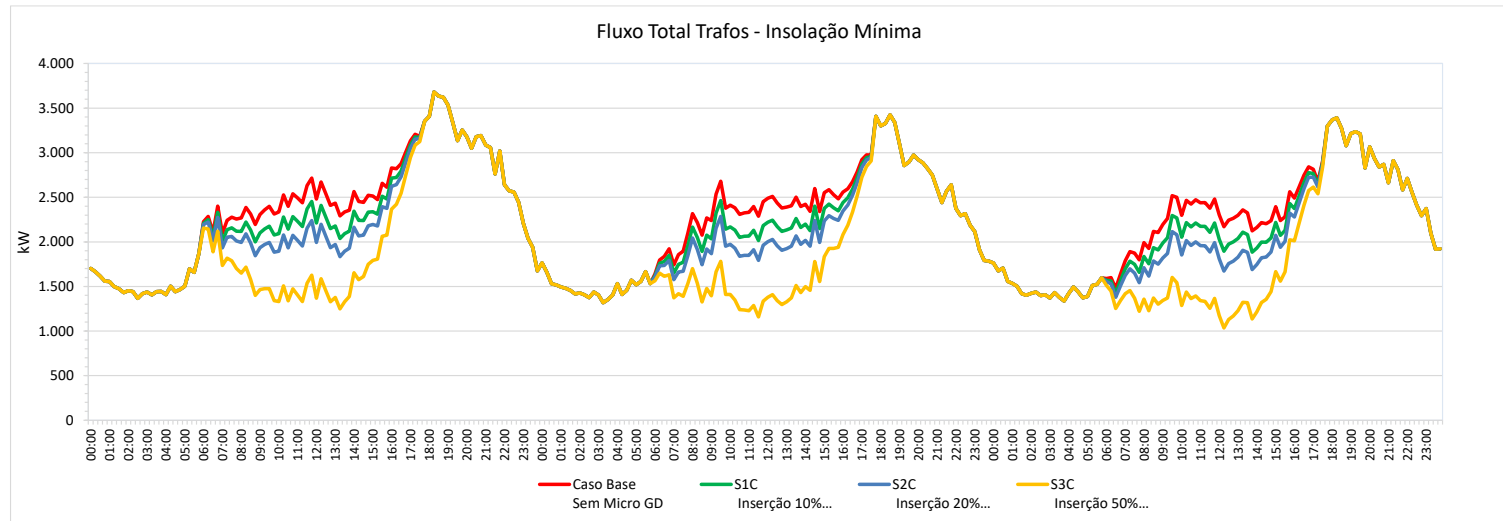
Ao lado observa-se a significativa redução da carga diurna dos trafos já com 10% de inserção. Chega-se a zero no dia útil e torna-se ligeiramente negativa no fim de semana com inserção de 20%. E se incorre em grande fluxo reverso com inserção de 50% de microgeração.



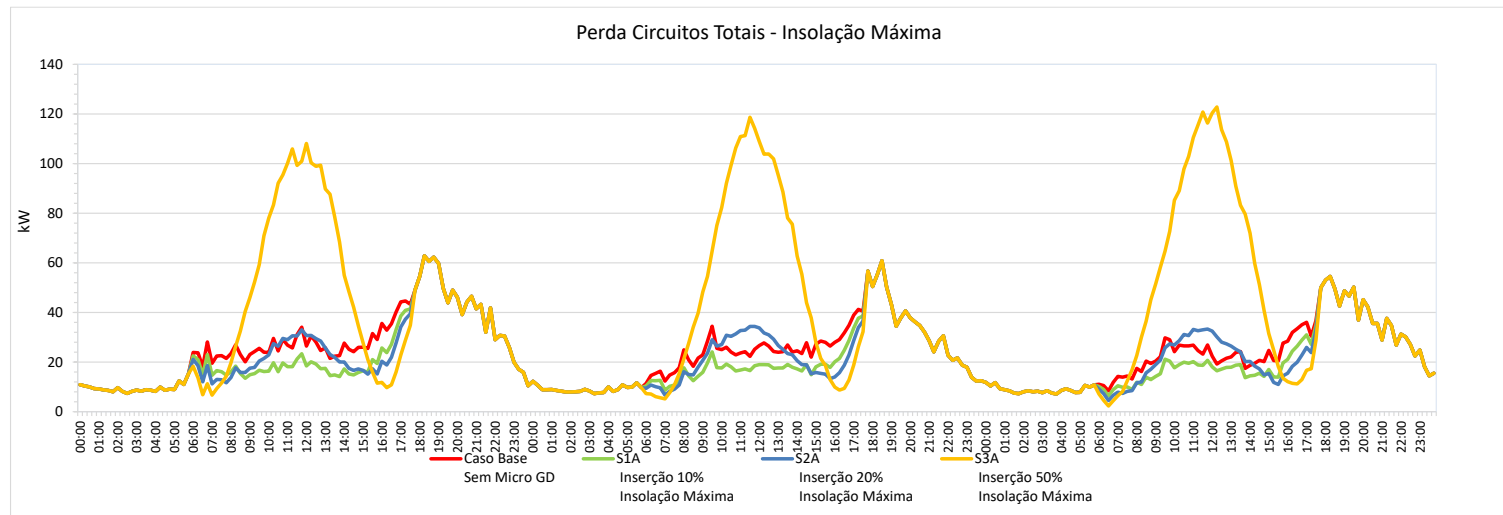
Com a insolação média há evidentemente uma menor redução da carga diurna nas simulações S1B e S2B, e menor fluxo reverso na simulação S3B.



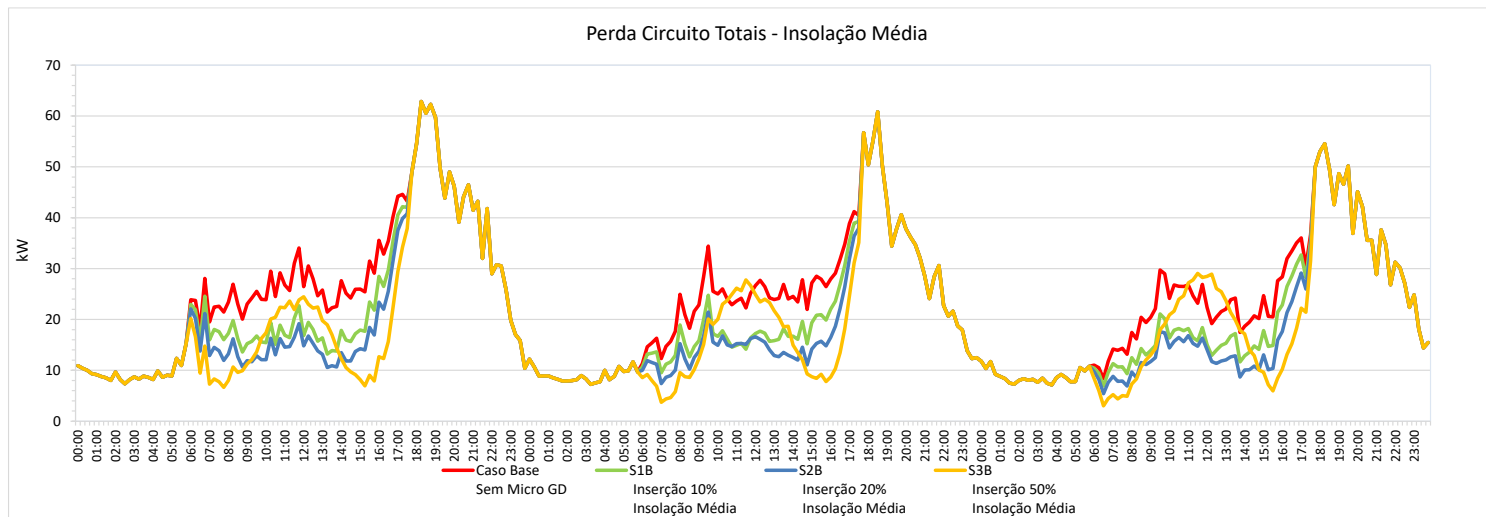
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso nos trafos MT/BT.



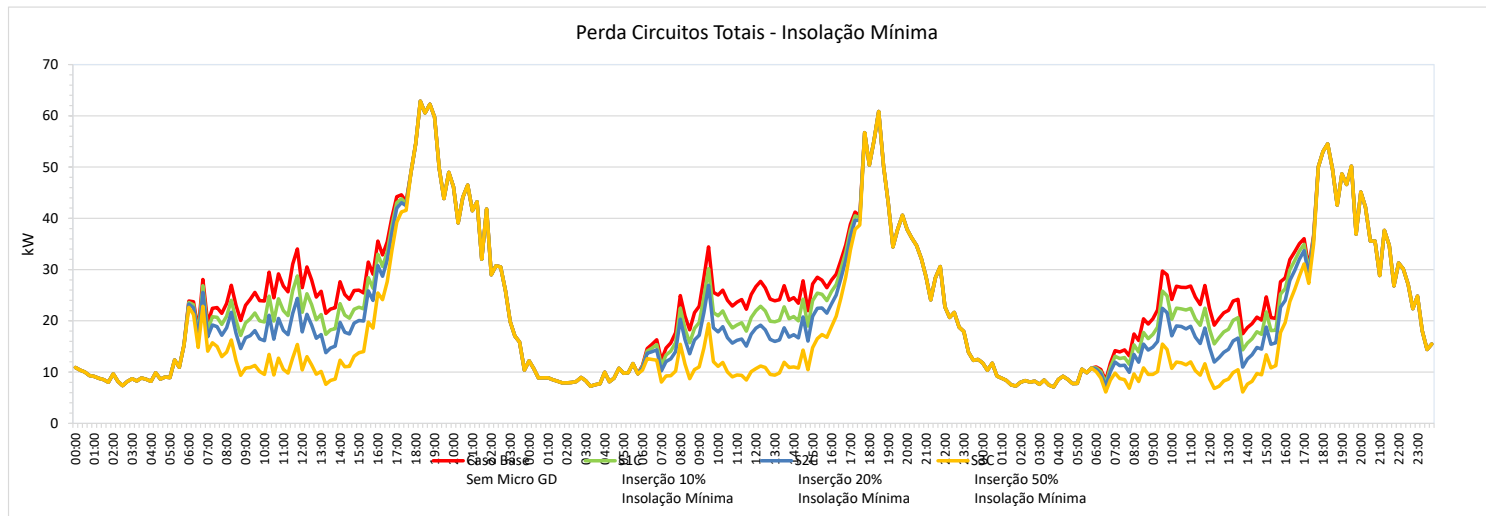
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas reduzem com 10% de inserção de Micro GD, mais ou menos se mantêm com inserção de 20%, e aumentam muito com a inserção de 50%.



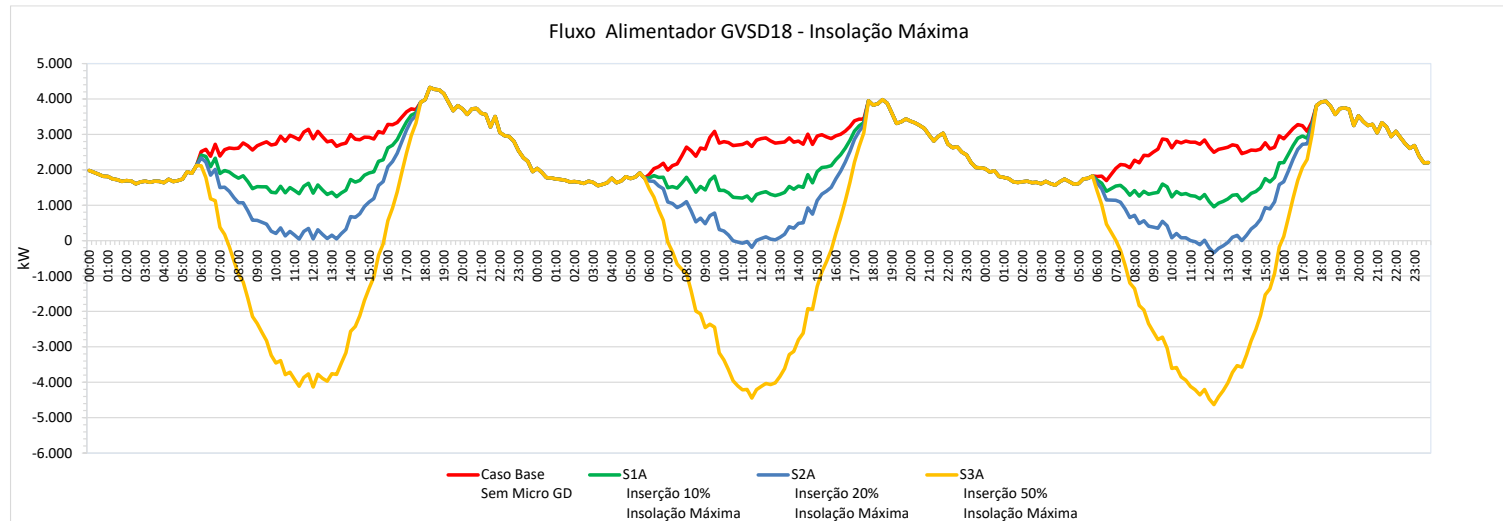
Com insolação média, todas as perdas no dia útil diminuem, reduzindo sempre conforme aumenta o nível de inserção. Porém, nos sábados e domingos as perdas da simulação com inserção de 50% - S3B alcança as perdas do Caso Base por volta do meio-dia, devido ao fluxo reverso.



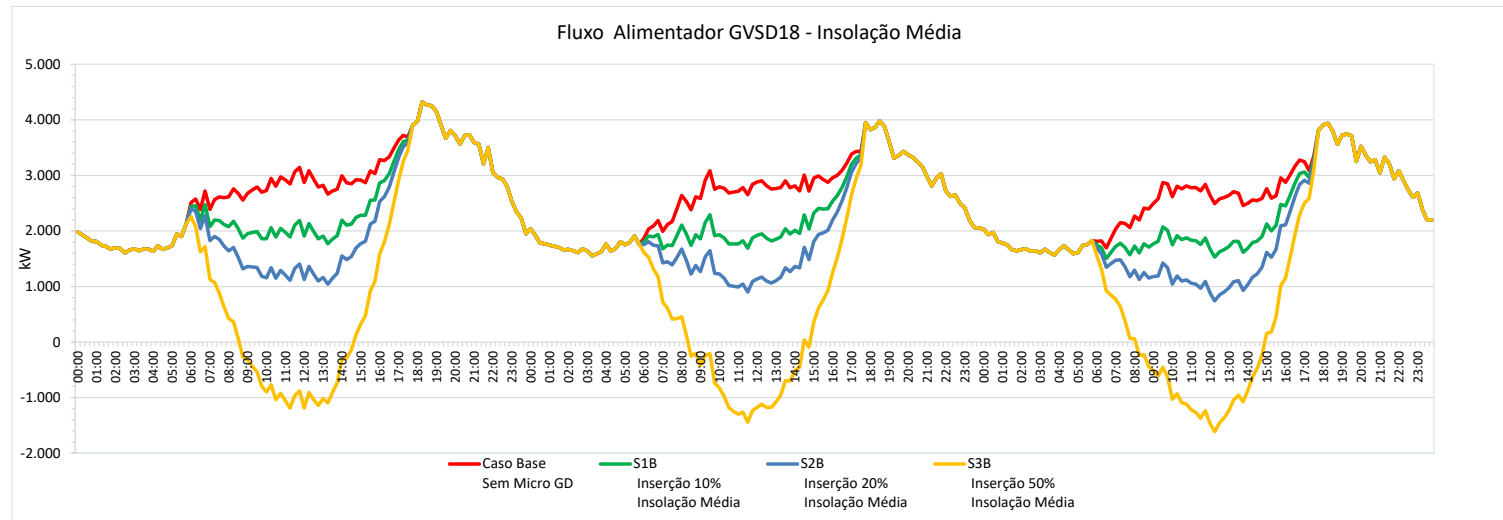
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas as hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



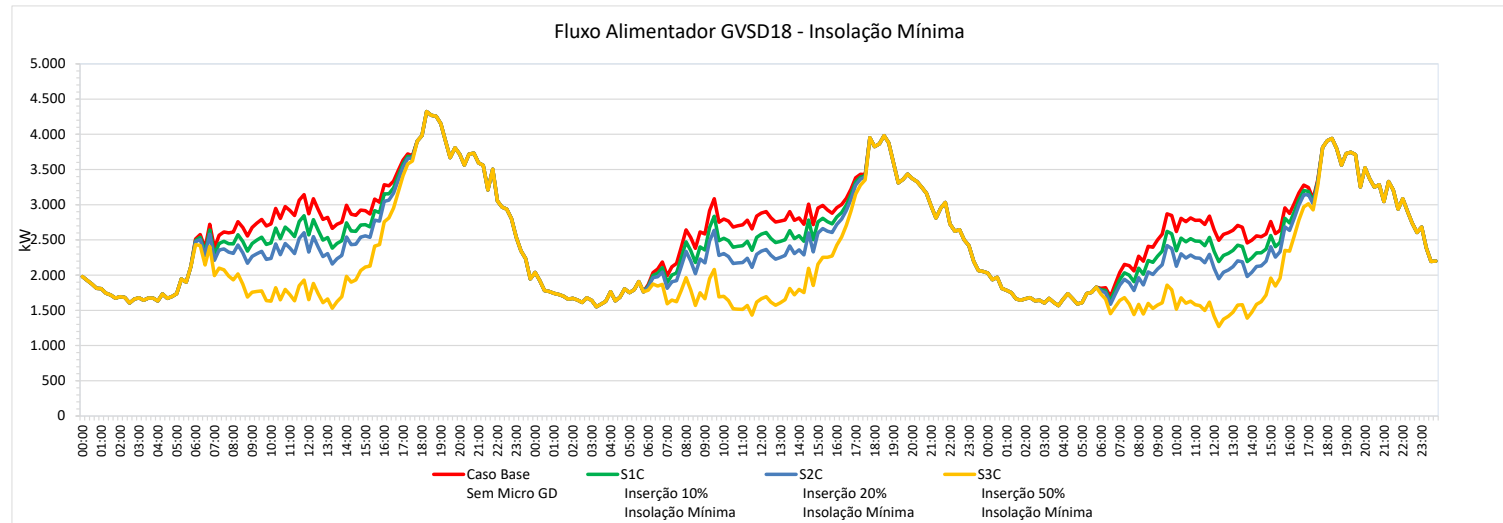
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 10% de inserção, chegando a zero no domingo com inserção de 20% e grande fluxo reverso, com inserção de 50% de microgeração.



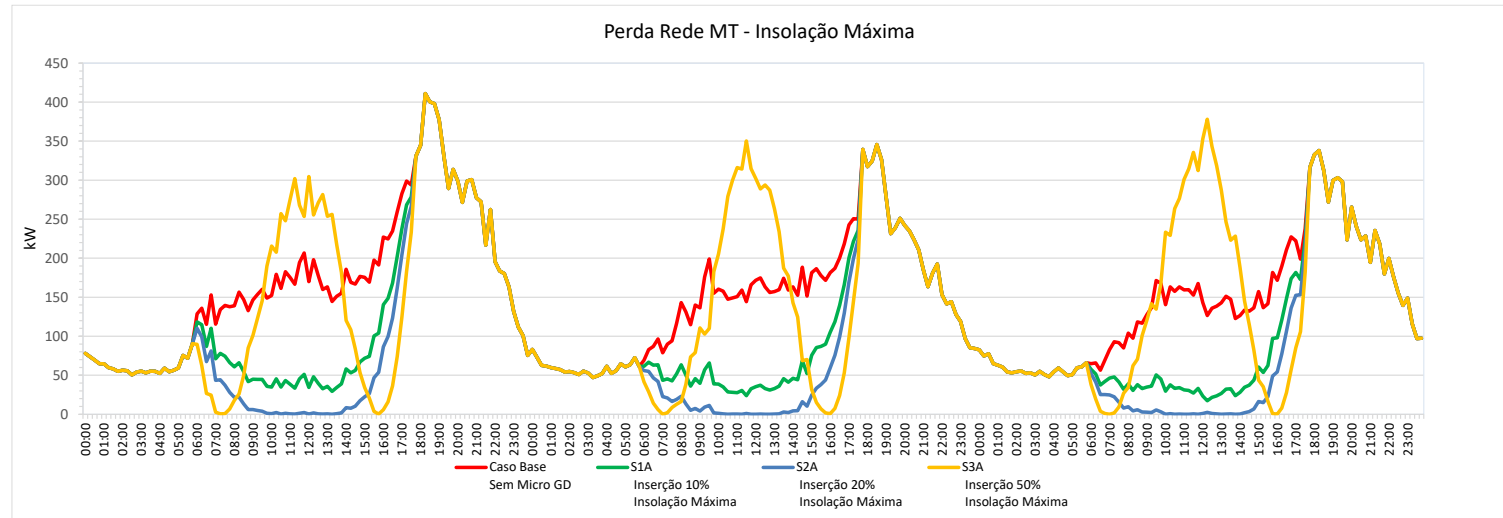
A curva de carga do alimentador com 50% de inserção de Micro GD e insolação média ainda mantém o fluxo reverso em todos os dias.



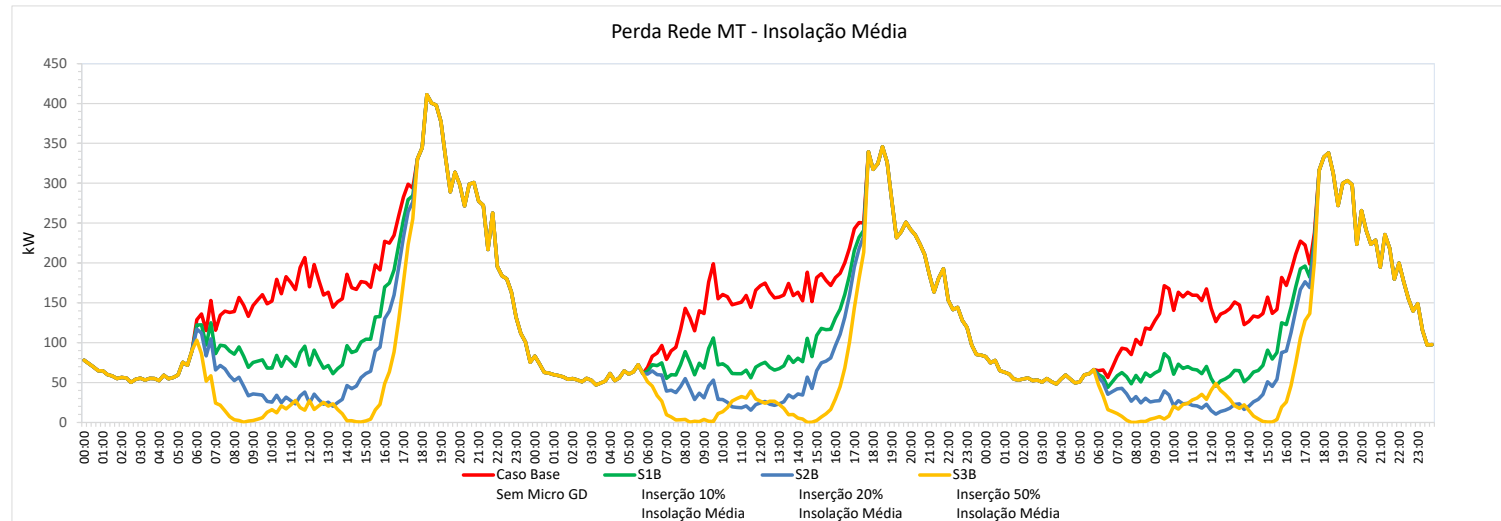
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



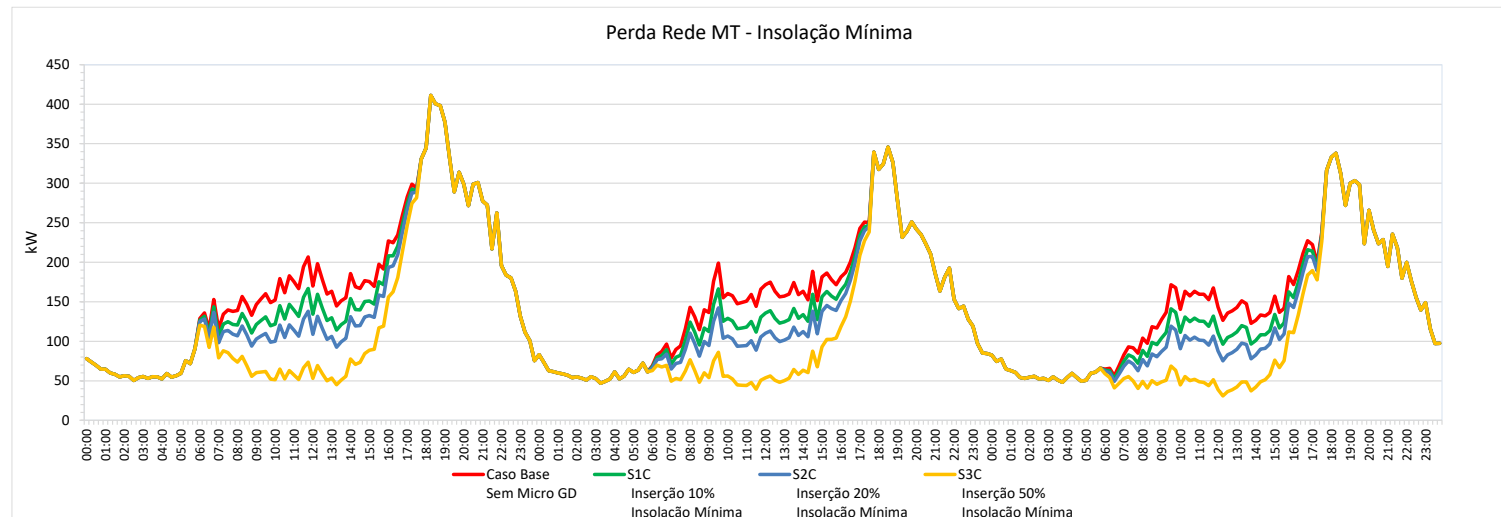
Neste alimentador, as perdas na rede MT reduzem muito com 10% e 20% de inserção da Micro GD. Somente na hipótese de inserção de 50% se incorre em aumento de perdas.



Com insolação média temos as maiores reduções de perdas em todas as hipóteses de inserção de microgeração. A maior redução de perdas ocorre na simulação S3B, mas com um formato diferente da S2B, explicado pelo fluxo reverso por volta do meio-dia.



Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.





### 2.3.2. Alimentador UNID215

Tabela 52 – Mercado do Alimentador UNID215 – CEMIG D

Alimentador UNID215					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	136.409	18%	1.342	64%
	Comercial	67.123	9%	145	7%
	Industrial	1.573	0%	15	1%
	Rural	266.482	34%	572	27%
	IP	-	0%	-	0%
	Clientes BT	471.586	61%	2.074	100%
	Clientes MT	305.370	39%	10	0%
	Total	776.956	100%	2.084	100%

Tabela 53 – Extensão de Rede Alimentador UNID215 – CEMIG D

Alimentador UNID215	
Extensão Rede BT - km	59
Extensão Rede MT - km	424
Extensão Total - km	484
Resistência Média circuito BT Ohm/km	2,23

Destaca-se que este alimentador tem 10 clientes de média tensão, que representam 39% da energia transportada por este alimentador. Além disso, tem mais 34% de consumo de clientes rurais. O restante da energia consumida é de clientes residenciais – 18% e comerciais/industriais – 9%.

O alimentador UNID215, que é um alimentador classificado como rural, é muito extenso, com 59 km de rede BT e 424 km de rede de média tensão.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador.

A média do percentual de carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 27,5%, e praticamente não reduz com inserção da microgeração. Mas pelos gráficos, apresentados mais à frente, verifica-se que há redução no fluxo máximo da rede MT com inserção de micro GD na insolação mínima, que é a que se pode garantir. Nos dias de insolação média e máxima a redução é bem maior, mas não se pode considerá-las no planejamento da expansão da rede.

Como se esperava, o valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, aproximando do fluxo direto do Caso Base na simulação S3A. O carregamento no máximo fluxo reverso é de 20%, na simulação S3A.

Tabela 54 – Carregamento Máximo e Médio dos Transformadores

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	2.307	-	691	-	633	662	8.388	27,5%	0,0%	8,2%	0,0%	7,6%	7,9%
	S1A 10% Máximo	2.302	257	644	146	633	680	8.388	27,4%	3,1%	7,7%	1,7%	7,6%	8,1%
	S1B 10% Médio	2.301	148	658	82	633	661	8.388	27,4%	1,8%	7,8%	1,0%	7,6%	7,9%
	S1C 10% Mínimo	2.302	35	685	17	633	653	8.388	27,4%	0,4%	8,2%	0,2%	7,6%	7,8%
	S2A 20% Máximo	2.280	581	612	325	633	726	8.388	27,2%	6,9%	7,3%	3,9%	7,6%	8,7%
	S2B 20% Médio	2.280	337	633	181	633	673	8.388	27,2%	4,0%	7,5%	2,2%	7,6%	8,0%
	S2C 20% Mínimo	2.291	72	663	34	633	641	8.388	27,3%	0,9%	7,9%	0,4%	7,6%	7,6%
	S3A 50% Máximo	2.216	1.682	571	912	633	841	8.388	26,4%	20,1%	6,8%	10,9%	7,6%	10,0%
	S3B 50% Médio	2.229	905	565	463	633	664	8.388	26,6%	10,8%	6,7%	5,5%	7,6%	7,9%
	S3C 50% Mínimo	2.269	166	633	77	633	605	8.388	27,0%	2,0%	7,5%	0,9%	7,6%	7,2%
	S1	2.302	147	662	82	633	665	8.388	27,4%	1,7%	7,9%	1,0%	7,6%	7,9%
	S2	2.284	330	636	180	633	680	8.388	27,2%	3,9%	7,6%	2,1%	7,6%	8,1%
	S3	2.238	918	590	484	633	703	8.388	26,7%	10,9%	7,0%	5,8%	7,6%	8,4%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-0,2%		-6,9%		0,0%	3%	0,0%	-0,1%	3,1%	-0,6%	1,7%	0,0%	0,2%
	1B 10% Médio	-0,3%		-4,8%		0,0%	0%	0,0%	-0,1%	1,8%	-0,4%	1,0%	0,0%	0,0%
	1C 10% Mínimo	-0,2%		-1,0%		0,0%	-1%	0,0%	-0,1%	0,4%	-0,1%	0,2%	0,0%	-0,1%
	2A 20% Máximo	-1,2%		-11,5%		0,0%	10%	0,0%	-0,3%	6,9%	-0,9%	3,9%	0,0%	0,8%
	2B 20% Médio	-1,2%		-8,5%		0,0%	2%	0,0%	-0,3%	4,0%	-0,7%	2,2%	0,0%	0,1%
	2C 20% Mínimo	-0,7%		-4,1%		0,0%	-3%	0,0%	-0,2%	0,9%	-0,3%	0,4%	0,0%	-0,3%
	3A 50% Máximo	-3,9%		-17,4%		0,0%	27%	0,0%	-1,1%	20,1%	-1,4%	10,9%	0,0%	2,1%
	3B 50% Médio	-3,4%		-18,3%		0,0%	0%	0,0%	-0,9%	10,8%	-1,5%	5,5%	0,0%	0,0%
	3C 50% Mínimo	-1,6%		-8,5%		0,0%	-9%	0,0%	-0,5%	2,0%	-0,7%	0,9%	0,0%	-0,7%
	S1	-0,2%		-4,2%		0,0%	0%	0,0%	-0,1%	1,7%	-0,3%	1,0%	0,0%	0,0%
	S2	-1,0%		-8,0%		0,0%	3%	0,0%	-0,3%	3,9%	-0,7%	2,1%	0,0%	0,2%
	S3	-3,0%		-14,7%		0,0%	6%	0,0%	-0,8%	10,9%	-1,2%	5,8%	0,0%	0,5%

O carregamento médio dos transformadores no Caso Base é de 7,9%, e aumenta nas simulações com insolação máxima, e diminui com insolação mínima. O fluxo médio nos dois sentidos aumenta para 10% na simulação S3A.

O carregamento médio no período diurno, com fluxo direto, reduz significativamente, quanto mais aumenta o nível de inserção e insolação. O carregamento médio no fluxo reverso alcança 11% na simulação S3A.

Tabela 55 – Fluxo de Carga na Rede MT

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	1.847	-	1.135	-	874	1.119
	S1A 10% Máximo	1.643	-	908	-	874	1.009
	S1B 10% Médio	1.706	-	992	-	874	1.050
	S1C 10% Mínimo	1.786	-	1.091	-	874	1.098
	S2A 20% Máximo	1.486	-	669	-	874	893
	S2B 20% Médio	1.599	-	845	-	874	979
	S2C 20% Mínimo	1.745	-	1.047	-	874	1.076
	S3A 50% Máximo	1.483	(1.066)	444	(451)	874	702
	S3B 50% Médio	1.483	(334)	533	(95)	874	785
	S3C 50% Mínimo	1.648	-	915	-	874	1.012
	S1	1.711	-	997	-	874	1.052
	S2	1.610	-	854	-	874	982
	S3	1.538	(467)	631	(182)	874	833
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	-11%		-20%		0%	-10%
	1B 10% Médio	-8%		-13%		0%	-6%
	1C 10% Mínimo	-3%		-4%		0%	-2%
	2A 20% Máximo	-20%		-41%		0%	-20%
	2B 20% Médio	-13%		-26%		0%	-13%
	2C 20% Mínimo	-6%		-8%		0%	-4%
	3A 50% Máximo	-20%		-61%		0%	-37%
	3B 50% Médio	-20%		-53%		0%	-30%
	3C 50% Mínimo	-11%		-19%		0%	-10%
	S1	-7%		-12%		0%	-6%
	S2	-13%		-25%		0%	-12%
	S3	-17%		-44%		0%	-26%

A Tabela 55 apresenta a variação do fluxo máximo na rede MT em cada simulação de inserção da microgeração. Observa-se, que neste tipo de alimentador, que tem carga máxima diurna, como se verá nas curvas apresentadas adiante, há uma redução significativa da demanda máxima na rede MT chegando a 20% nas simulações S2A, S3A e S3B. Porém a insolação máxima não acontece todos os dias, nem a média, a única insolação que eventualmente se pode garantir é a mínima, para a qual a redução chegou a 3% com 10% de inserção, 6% com inserção de 20% e 11% com inserção de 50%. Assim, pode-se considerar que neste tipo de alimentador há custo evitado em expansão com inserção de microgeração.

Nas simulações S3A e S3B há o surgimento de fluxo reverso, mas sem ultrapassar o fluxo máximo direto e sem implicar aumento do fluxo médio nos dois sentidos. Há redução do fluxo médio em todas as simulações, o que redundará em redução de perdas na rede MT.

A Tabela 56 e a Tabela 57 a seguir apresentam as perdas totais do alimentador.

As perdas totais, em kWh, reduzem em quase todas as simulações. Há um aumento apenas no domingo da simulação S3A.

Ocorre redução de perdas na rede MT em todas as simulações.

Na baixa tensão, há aumento das perdas no Cobre em todas as simulações de insolação máxima e as perdas nos circuitos crescem nas simulações S2A e S3A. Mas apesar disso, devido ao elevado peso das perdas na rede MT, as perdas totais reduzem em todas as simulações.

Tabela 56 – Perdas Totais do Alimentador UNID215

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	615	514	505	17.405	925	606	476	23.907	-	-	-	-	1.540	1.120	982	41.312	5,13%
	S1A 10% Máximo	615	514	505	17.405	710	445	347	18.162	22	23	25	684	1.348	982	877	36.250	4,99%
	S1B 10% Médio	615	514	505	17.405	778	493	384	19.938	13	14	14	398	1.406	1.020	903	37.740	4,99%
	S1C 10% Mínimo	615	514	505	17.405	874	565	441	22.513	4	5	6	138	1.494	1.084	952	40.056	5,07%
	S2A 20% Máximo	615	514	505	17.405	540	337	268	13.818	56	61	67	1.769	1.212	912	840	32.992	5,13%
	S2B 20% Médio	615	514	505	17.405	649	401	312	16.536	25	28	30	788	1.289	943	847	34.729	4,93%
	S2C 20% Mínimo	615	514	505	17.405	825	528	409	21.180	5	7	9	181	1.446	1.048	923	38.766	5,00%
	S3A 50% Máximo	615	514	505	17.405	316	204	178	8.230	204	317	382	7.574	1.135	1.035	1.065	33.209	6,57%
	S3B 50% Médio	615	514	505	17.405	396	252	206	10.217	59	77	96	2.042	1.071	843	807	29.664	5,25%
	S3C 50% Mínimo	615	514	505	17.405	691	430	331	17.633	11	12	13	337	1.317	956	849	35.374	4,85%
	S1	615	514	505	17.405	787	501	391	20.204	13	14	15	407	1.416	1.029	911	38.015	5,02%
	S2	615	514	505	17.405	671	422	330	17.178	29	32	35	913	1.315	968	870	35.496	5,02%
	S3	615	514	505	17.405	468	295	238	12.027	91	135	164	3.318	1.175	945	907	32.749	5,46%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-23%	-26%	-27%	-24%					-13%	-12%	-11%	-12%	-0,1%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-19%	-19%	-17%					-9%	-9%	-8%	-9%	-0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-7%	-7%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%	-0,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-42%	-44%	-44%	-42%					-21%	-19%	-14%	-20%	0,0%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-30%	-34%	-35%	-31%					-16%	-16%	-14%	-16%	-0,2%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-13%	-14%	-11%					-6%	-6%	-6%	-6%	-0,1%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-66%	-66%	-63%	-66%					-26%	-8%	8%	-20%	1,4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-57%	-58%	-57%	-57%					-30%	-25%	-18%	-28%	0,1%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-25%	-29%	-31%	-26%					-14%	-15%	-14%	-14%	-0,3%
	S1	0%	0%	0%	0%	-15%	-17%	-18%	-15%					-8%	-8%	-7%	-8%	-0,1%
S2	0%	0%	0%	0%	-27%	-30%	-31%	-28%					-15%	-14%	-11%	-14%	-0,1%	
S3	0%	0%	0%	0%	-49%	-51%	-50%	-50%					-24%	-16%	-8%	-21%	0,3%	

Tabela 57 – Perdas do Alimentador UNID215 por segmento da rede

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	9.443	1.204	10.648	5.109	6.313	25.555	41.312	1,17%	0,15%	1,32%	0,63%	0,78%	3,17%	5,13%
	S1A 10% Máximo	9.541	1.231	10.772	4.969	6.200	20.510	36.250	1,31%	0,17%	1,48%	0,68%	0,85%	2,82%	4,99%
	S1B 10% Médio	9.506	1.169	10.675	4.884	6.053	22.181	37.740	1,26%	0,15%	1,41%	0,65%	0,80%	2,93%	4,99%
	S1C 10% Mínimo	9.463	1.174	10.637	4.990	6.163	24.429	40.056	1,20%	0,15%	1,35%	0,63%	0,78%	3,09%	5,07%
	S2A 20% Máximo	9.647	1.416	11.062	5.549	6.965	16.381	32.992	1,50%	0,22%	1,72%	0,86%	1,08%	2,55%	5,13%
	S2B 20% Médio	9.574	1.199	10.773	4.988	6.188	18.967	34.729	1,36%	0,17%	1,53%	0,71%	0,88%	2,69%	4,93%
	S2C 20% Mínimo	9.485	1.152	10.637	4.928	6.080	23.201	38.766	1,22%	0,15%	1,37%	0,64%	0,78%	2,99%	5,00%
	S3A 50% Máximo	9.950	1.677	11.627	6.067	7.744	15.515	33.209	1,97%	0,33%	2,30%	1,20%	1,53%	3,07%	6,57%
	S3B 50% Médio	9.765	1.134	10.899	4.576	5.710	14.189	29.664	1,73%	0,20%	1,93%	0,81%	1,01%	2,51%	5,25%
	S3C 50% Mínimo	9.545	1.048	10.594	4.574	5.623	20.206	35.374	1,31%	0,14%	1,45%	0,63%	0,77%	2,77%	4,85%
	S1	9.503	1.191	10.695	4.947	6.139	22.373	38.015	1,25%	0,16%	1,41%	0,65%	0,81%	2,95%	5,02%
S2	9.569	1.256	10.824	5.155	6.411	19.516	35.496	1,35%	0,18%	1,53%	0,73%	0,91%	2,76%	5,02%	
S3	9.753	1.287	11.040	5.072	6.359	16.637	32.749	1,63%	0,21%	1,84%	0,85%	1,06%	2,77%	5,46%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	1%	2%	1%	-3%	-2%	-20%	-12%	0,14%	0,02%	0,16%	0,05%	0,07%	-0,35%	-0,1%
	1B 10% Médio	1%	-3%	0%	-4%	-4%	-13%	-9%	0,09%	0,01%	0,09%	0,01%	0,02%	-0,24%	-0,1%
	1C 10% Mínimo	0%	-3%	0%	-2%	-2%	-4%	-3%	0,03%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	-0,08%	-0,1%
	2A 20% Máximo	2%	18%	4%	9%	10%	-36%	-20%	0,33%	0,07%	0,40%	0,23%	0,30%	-0,62%	0,0%
	2B 20% Médio	1%	0%	1%	-2%	-2%	-26%	-16%	0,19%	0,02%	0,21%	0,07%	0,09%	-0,48%	-0,2%
	2C 20% Mínimo	0%	-4%	0%	-4%	-4%	-9%	-6%	0,05%	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	-0,18%	-0,1%
	3A 50% Máximo	5%	39%	9%	19%	23%	-39%	-20%	0,80%	0,18%	0,98%	0,57%	0,75%	-0,10%	1,4%
	3B 50% Médio	3%	-6%	2%	-10%	-10%	-44%	-28%	0,56%	0,05%	0,61%	0,18%	0,23%	-0,66%	0,1%
	3C 50% Mínimo	1%	-13%	-1%	-10%	-11%	-21%	-14%	0,14%	-0,01%	0,13%	-0,01%	-0,01%	-0,40%	-0,3%
	S1	1%	-1%	0%	-3%	-3%	-12%	-8%	0,08%	0,01%	0,09%	0,02%	0,03%	-0,22%	-0,1%
	S2	1%	4%	2%	1%	2%	-24%	-14%	0,18%	0,03%	0,21%	0,09%	0,12%	-0,41%	-0,1%
S3	3%	7%	4%	-1%	1%	-35%	-21%	0,45%	0,07%	0,52%	0,21%	0,28%	-0,40%	0,3%	

Tabela 58 – Fluxo de Energia na Rede MT

Simulações		FLUXO DE ENERGIA REDE MT (MERCADO MT + MERCADO BT + PERDAS MT + PERDAS BT)															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	11.647	10.470	10.018	335.389	18.015	12.359	9.636	470.272	-	-	-	-	29.662	22.829	19.654	805.661
	S1A 10% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	15.388	9.679	6.925	390.770	-	-	-	-	27.035	20.149	16.943	726.159
	S1B 10% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	16.371	10.679	7.934	420.481	-	-	-	-	28.018	21.149	17.952	755.870
	S1C 10% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	17.509	11.841	9.110	454.926	-	-	-	-	29.156	22.311	19.128	790.315
	S2A 20% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	12.637	6.864	4.074	307.424	-	-	-	-	24.284	17.333	14.092	642.813
	S2B 20% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	14.678	8.944	6.175	369.167	-	-	-	-	26.326	19.414	16.193	704.556
	S2C 20% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	16.998	11.316	8.579	439.432	-	-	-	-	28.645	21.786	18.597	774.821
	S3A 50% Máximo	11.647	10.470	10.018	335.389	4.902	1.912	1.178	113.483	538	3.542	5.679	56.867	17.087	15.924	16.875	505.738
	S3B 50% Médio	11.647	10.470	10.018	335.389	9.618	3.998	2.090	222.796	-	215	1.136	6.757	21.265	14.682	13.245	564.941
	S3C 50% Mínimo	11.647	10.470	10.018	335.389	15.475	9.766	7.008	393.377	-	-	-	-	27.123	20.236	17.026	728.766
	S1	11.647	10.470	10.018	335.389	16.422	10.733	7.990	422.059	-	-	-	-	28.070	21.203	18.008	757.448
	S2	11.647	10.470	10.018	335.389	14.771	9.041	6.276	372.008	-	-	-	-	26.418	19.511	16.294	707.397
	S3	11.647	10.470	10.018	335.389	9.998	5.225	3.425	243.219	179	1.252	2.272	21.208	21.825	16.948	15.715	599.815
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-15%	-22%	-28%	-17%					-9%	-12%	-14%	-10%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-9%	-14%	-18%	-11%					-6%	-7%	-9%	-6%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-5%	-3%					-2%	-2%	-3%	-2%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-44%	-58%	-35%					-18%	-24%	-28%	-20%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-28%	-36%	-21%					-11%	-15%	-18%	-13%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-8%	-11%	-7%					-3%	-5%	-5%	-4%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-73%	-85%	-88%	-76%					-42%	-30%	-14%	-37%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-47%	-68%	-78%	-53%					-28%	-36%	-33%	-30%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-21%	-27%	-16%					-9%	-11%	-13%	-10%
	S1	0%	0%	0%	0%	-9%	-13%	-17%	-10%					-5%	-7%	-8%	-6%
	S2	0%	0%	0%	0%	-18%	-27%	-35%	-21%					-11%	-15%	-17%	-12%
	S3	0%	0%	0%	0%	-44%	-58%	-64%	-48%					-26%	-26%	-20%	-26%

A Tabela 58Tabela 55 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno: constante em todas as simulações.
- Diurno com fluxo direto: reduz com o aumento da inserção de Micro GD e do nível de insolação.
- Diurno com fluxo reverso: cresce com o aumento da inserção de Micro GD e do nível de insolação.

Neste alimentador verifica-se fluxo reverso em todos os dias das simulações S3A. Verifica-se ainda fluxo reverso no sábado e domingo da simulação S3B.

A maior presença do fluxo negativo nos finais de semana deve-se ao fato de a carga diurna do alimentador nesses dias ser mais baixa, devido à presença dos clientes MT. Observa-se que este é o fluxo no tronco do alimentador, pode haver mais fluxo reverso nos ramais.

A Tabela 59 a seguir mostra as perdas na rede MT. Como já colocado, as perdas reduziram em todas as simulações, apesar do aparecimento de perdas no fluxo reverso.



Tabela 59 – Perdas na Rede MT

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	353	266	253	9.652	649	348	236	15.903	-	-	-	-	1.002	613	490	25.555	2,88%	3,38%	0,00%	3,17%
	S1A 10% Máximo	353	266	253	9.652	459	210	126	10.858	-	-	-	-	812	476	379	20.510	2,88%	2,78%	0,00%	2,82%
	S1B 10% Médio	353	266	253	9.652	523	254	160	12.529	-	-	-	-	876	520	414	22.181	2,88%	2,98%	0,00%	2,93%
	S1C 10% Mínimo	353	266	253	9.652	607	316	210	14.777	-	-	-	-	960	582	464	24.429	2,88%	3,25%	0,00%	3,09%
	S2A 20% Máximo	353	266	253	9.652	296	108	55	6.729	-	-	-	-	649	373	308	16.381	2,88%	2,19%	0,00%	2,55%
	S2B 20% Médio	353	266	253	9.652	400	169	95	9.315	-	-	-	-	752	435	349	18.967	2,88%	2,52%	0,00%	2,69%
	S2C 20% Mínimo	353	266	253	9.652	561	282	182	13.549	-	-	-	-	914	548	436	23.201	2,88%	3,08%	0,00%	2,99%
	S3A 50% Máximo	353	266	253	9.652	135	31	18	2.942	58	151	201	2.921	546	448	472	15.515	2,88%	2,59%	5,14%	3,07%
	S3B 50% Médio	353	266	253	9.652	196	63	30	4.381	-	9	22	156	549	338	305	14.189	2,88%	1,97%	2,31%	2,51%
	S3C 50% Mínimo	353	266	253	9.652	448	201	118	10.554	-	-	-	-	801	467	372	20.206	2,88%	2,68%	0,00%	2,77%
	S1	353	266	253	9.652	530	260	166	12.721	-	-	-	-	882	526	419	22.373	2,88%	3,00%	0,00%	2,95%
	S2	353	266	253	9.652	419	186	111	9.864	-	-	-	-	772	452	364	19.516	2,88%	2,60%	0,00%	2,74%
	S3	353	266	253	9.652	259	99	55	5.959	19	53	74	1.026	632	418	383	16.637	2,88%	2,41%	4,84%	2,78%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-29%	-40%	-47%	-32%					-19%	-22%	-23%	-20%	0,00%	-0,60%	0,00%	-0,3%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-27%	-32%	-21%					-13%	-15%	-16%	-13%	0,00%	-0,40%	0,00%	-0,2%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-9%	-11%	-7%					-4%	-5%	-5%	-4%	0,00%	-0,13%	0,00%	-0,1%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-54%	-69%	-77%	-58%					-35%	-39%	-37%	-36%	0,00%	-1,19%	0,00%	-0,6%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-51%	-60%	-41%					-25%	-29%	-29%	-26%	0,00%	-0,86%	0,00%	-0,5%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-19%	-23%	-15%					-9%	-11%	-11%	-9%	0,00%	-0,30%	0,00%	-0,2%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-79%	-91%	-93%	-82%					-46%	-27%	-4%	-39%	0,00%	-0,79%	5,14%	-0,1%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-70%	-82%	-87%	-72%					-45%	-45%	-38%	-44%	0,00%	-1,42%	2,31%	-0,7%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-31%	-42%	-50%	-34%					-20%	-24%	-24%	-21%	0,00%	-0,70%	0,00%	-0,4%
	S1	0%	0%	0%	0%	-18%	-25%	-30%	-20%					-12%	-14%	-14%	-12%	0,00%	-0,38%	0,00%	-0,2%
	S2	0%	0%	0%	0%	-35%	-46%	-53%	-38%					-23%	-26%	-26%	-24%	0,00%	-0,78%	0,00%	-0,4%
	S3	0%	0%	0%	0%	-60%	-72%	-77%	-63%					-37%	-32%	-22%	-35%	0,00%	-0,97%	4,84%	-0,4%

A Tabela 60 a seguir mostra o fluxo no transformador no período noturno, no período diurno no sentido da carga e no período diurno no sentido reverso.

O fluxo total (direto + reverso) reduz em todas as simulações. Há um aumento do fluxo total apenas no domingo da simulação S3A.

O fluxo reverso aparece em todos os dias das simulações S3A e S3B e, também no sábado e domingo da simulação S2A.

Observa-se que nos transformadores de baixa tensão há mais fluxo reverso, em mais momentos, que na rede de média tensão. Isto é explicado pela presença de carga de clientes MT no período diurno, que neste alimentador é significativa.

A Tabela 61 apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

As perdas totais na BT, em kWh, aumentaram nas simulações S2A e S3A.

Tabela 60 – Fluxo de Energia nos Transformadores MT/BT

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	7.924	7.443	7.418	232.778	8.366	7.970	7.307	243.711	-	-	-	-	16.290	15.413	14.725	476.489
	S1A 10% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	5.873	5.403	4.693	167.943	-	-	-	-	13.797	12.846	12.111	400.721
	S1B 10% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	6.812	6.367	5.672	196.441	-	-	-	-	14.736	13.810	13.090	429.219
	S1C 10% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	7.890	7.478	6.805	229.215	-	-	-	-	15.814	14.921	14.223	461.993
	S2A 20% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	3.225	2.754	2.126	88.892	-	92	228	1.598	11.148	10.288	9.773	323.268
	S2B 20% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	5.203	4.699	3.969	147.404	-	-	-	-	13.127	12.142	11.388	380.182
	S2C 20% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	7.412	6.982	6.298	214.646	-	-	-	-	15.336	14.425	13.716	447.424
	S3A 50% Máximo	7.924	7.443	7.418	232.778	1.080	901	716	29.693	6.196	6.887	7.603	196.363	15.200	15.230	15.737	458.834
	S3B 50% Médio	7.924	7.443	7.418	232.778	1.794	1.543	1.218	49.672	1.557	1.957	2.453	53.188	11.274	10.943	11.089	335.637
	S3C 50% Mínimo	7.924	7.443	7.418	232.778	5.968	5.497	4.783	170.751	-	-	-	-	13.891	12.940	12.201	403.529
	S1	7.924	7.443	7.418	232.778	6.859	6.416	5.723	197.867	-	-	-	-	14.782	13.859	13.141	430.644
	S2	7.924	7.443	7.418	232.778	5.280	4.812	4.131	150.314	-	31	76	533	13.204	12.285	11.625	383.625
	S3	7.924	7.443	7.418	232.778	2.947	2.647	2.239	83.372	2.584	2.948	3.352	83.184	13.455	13.038	13.009	399.334
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-32%	-36%	-31%					-15%	-17%	-18%	-16%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-22%	-19%					-10%	-10%	-11%	-10%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					-3%	-3%	-3%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-61%	-65%	-71%	-64%					-32%	-33%	-34%	-32%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-41%	-46%	-40%					-19%	-21%	-23%	-20%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-14%	-12%					-6%	-6%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-87%	-89%	-90%	-88%					-7%	-1%	7%	-4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-81%	-83%	-80%					-31%	-29%	-25%	-30%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-29%	-31%	-35%	-30%					-15%	-16%	-17%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-18%	-19%	-22%	-19%					-9%	-10%	-11%	-10%
	S2	0%	0%	0%	0%	-37%	-40%	-43%	-38%					-19%	-20%	-21%	-19%
S3	0%	0%	0%	0%	-65%	-67%	-69%	-66%					-17%	-15%	-12%	-16%	

Tabela 61 – Perdas Totais na Baixa Tensão

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	263	248	252	7.753	276	258	240	8.004	-	-	-	-	538	506	492	15.757	3,33%	3,28%	0,00%	3,31%
	S1A 10% Máximo	263	248	252	7.753	251	235	221	7.304	22	23	25	684	536	507	498	15.741	3,33%	3,44%	1,53%	3,21%
	S1B 10% Médio	263	248	252	7.753	255	238	223	7.409	13	14	14	398	531	500	489	15.559	3,33%	3,37%	1,69%	3,27%
	S1C 10% Mínimo	263	248	252	7.753	267	249	231	7.735	4	5	6	138	534	502	489	15.627	3,33%	3,32%	3,48%	3,33%
	S2A 20% Máximo	263	248	252	7.753	244	229	213	7.089	56	61	67	1.769	563	538	532	16.611	3,33%	3,76%	1,74%	3,18%
	S2B 20% Médio	263	248	252	7.753	249	232	217	7.221	25	28	30	788	536	508	499	15.762	3,33%	3,62%	1,51%	3,25%
	S2C 20% Mínimo	263	248	252	7.753	263	246	227	7.631	5	7	9	181	531	500	487	15.565	3,33%	3,44%	2,60%	3,37%
	S3A 50% Máximo	263	248	252	7.753	181	173	160	5.288	146	166	181	4.653	590	587	593	17.694	3,33%	5,13%	1,72%	2,92%
	S3B 50% Médio	263	248	252	7.753	201	189	176	5.836	59	68	74	1.885	522	505	502	15.475	3,33%	4,83%	1,52%	3,24%
	S3C 50% Mínimo	263	248	252	7.753	244	229	212	7.078	11	12	13	337	517	489	477	15.168	3,33%	3,79%	2,12%	3,48%
Diferença Caso Base	S1	263	248	252	7.753	258	241	225	7.483	13	14	15	407	533	503	492	15.642	3,33%	3,37%	2,24%	3,27%
	S2	263	248	252	7.753	252	236	219	7.314	29	32	35	913	544	516	506	15.979	3,33%	3,61%	1,95%	3,27%
	S3	263	248	252	7.753	209	197	183	6.067	72	82	89	2.292	543	527	524	16.112	3,33%	4,58%	1,79%	3,21%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-8%	-9%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,15%	1,53%	-0,09%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-7%	-7%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,08%	1,69%	-0,04%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-4%	-3%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,03%	3,48%	0,02%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-12%	-11%	-11%	-11%					5%	6%	8%	5%	0,00%	0,47%	1,74%	-0,13%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-10%	-10%	-10%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,33%	1,51%	-0,06%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-5%	-5%					-1%	-1%	-1%	-1%	0,00%	0,16%	2,60%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-34%	-33%	-33%	-34%					10%	16%	21%	12%	0,00%	1,84%	1,72%	-0,39%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-27%	-27%	-27%					-3%	0%	2%	-2%	0,00%	1,55%	1,52%	-0,07%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-11%	-12%	-12%					-4%	-3%	-3%	-4%	0,00%	0,51%	2,12%	0,18%
	S1	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-6%	-7%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	0,09%	2,24%	-0,04%
S2	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					1%	2%	3%	1%	0,00%	0,32%	1,95%	-0,04%	
S3	0%	0%	0%	0%	-24%	-24%	-24%	-24%					1%	4%	7%	2%	0,00%	1,30%	1,79%	-0,09%	

Tabela 62 – Perdas nos Circuitos de Baixa Tensão

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	81	68	71	2.306	103	84	66	2.803	-	-	-	-	183	151	137	5.109	0,99%	1,15%	0,00%	1,07%
	S1A 10% Máximo	81	68	71	2.306	91	74	61	2.501	5	5	6	163	177	147	138	4.969	0,99%	1,18%	0,36%	1,01%
	S1B 10% Médio	81	68	71	2.306	93	75	61	2.542	1	1	2	36	175	144	133	4.884	0,99%	1,16%	0,15%	1,03%
	S1C 10% Mínimo	81	68	71	2.306	98	80	63	2.682	0	0	0	2	179	147	134	4.990	0,99%	1,15%	0,04%	1,06%
	S2A 20% Máximo	81	68	71	2.306	86	69	54	2.329	29	32	36	914	195	168	161	5.549	0,99%	1,23%	0,90%	1,06%
	S2B 20% Médio	81	68	71	2.306	89	71	56	2.412	8	10	11	271	178	148	138	4.988	0,99%	1,21%	0,52%	1,03%
	S2C 20% Mínimo	81	68	71	2.306	96	77	61	2.612	0	0	0	10	177	145	133	4.928	0,99%	1,18%	0,15%	1,07%
	S3A 50% Máximo	81	68	71	2.306	52	44	33	1.431	71	86	95	2.330	205	197	198	6.067	0,99%	1,39%	0,86%	1,00%
	S3B 50% Médio	81	68	71	2.306	64	52	40	1.729	16	21	24	541	160	140	135	4.576	0,99%	1,43%	0,43%	0,96%
	S3C 50% Mínimo	81	68	71	2.306	83	67	52	2.254	0	0	1	15	164	135	124	4.574	0,99%	1,21%	0,09%	1,05%
	S1	81	68	71	2.306	94	76	62	2.575	2	2	3	67	177	146	135	4.947	0,99%	1,16%	0,19%	1,03%
	S2	81	68	71	2.306	90	72	57	2.451	13	14	16	398	183	154	144	5.155	0,99%	1,21%	0,52%	1,05%
	S3	81	68	71	2.306	66	54	42	1.805	29	36	40	962	176	158	152	5.072	0,99%	1,34%	0,46%	1,00%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-9%	-11%					-3%	-3%	0%	-3%	0,00%	0,03%	0,36%	-0,06%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-9%	-10%	-9%	-9%					-5%	-5%	-3%	-4%	0,00%	0,01%	0,15%	-0,05%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-5%	-4%					-2%	-3%	-2%	-2%	0,00%	0,00%	0,04%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-19%	-17%					7%	11%	17%	9%	0,00%	0,08%	0,90%	-0,01%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-15%	-14%					-3%	-2%	1%	-2%	0,00%	0,06%	0,52%	-0,04%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-7%	-8%	-7%					-4%	-4%	-3%	-4%	0,00%	0,03%	0,15%	0,00%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-49%	-48%	-50%	-49%					12%	30%	44%	19%	0,00%	0,24%	0,86%	-0,07%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-38%	-38%	-40%	-38%					-13%	-7%	-2%	-10%	0,00%	0,28%	0,43%	-0,11%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-20%	-21%	-20%					-11%	-11%	-10%	-10%	0,00%	0,06%	0,09%	-0,02%
	S1	0%	0%	0%	0%	-8%	-9%	-7%	-8%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,01%	0,19%	-0,04%
	S2	0%	0%	0%	0%	-12%	-13%	-14%	-13%					0%	2%	5%	1%	0,00%	0,06%	0,52%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-35%	-35%	-37%	-36%					-4%	4%	11%	-1%	0,00%	0,19%	0,46%	-0,07%

A Tabela 62 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram nas simulações S2A e S3A.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações.

A tabela a seguir apresenta as perdas totais dos transformadores (Ferro + Cobre).

As perdas totais dos transformadores, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações S2B e S3B.

Como explicado anteriormente, aparece Perdas no Cobre no sentido reverso em todas as simulações, apesar de na soma das curvas de carga de todos os transformadores não haver fluxo reverso em todas as simulações, pois há fluxo reverso de alguns transformadores (que tem GFV) sendo compensado por fluxo direto de outros transformadores (que não tem GFV).

A Tabela 64 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações., que levaram as Perdas no Cobre, em kWh, a aumentarem em todas as simulações de insolação máxima.

Tabela 63 – Perdas Totais nos Transformadores MT/BT

Simulações		TRANSFORMADOR - PERDAS TOTAIS																			
		Perdas Totais no Trafo período Noturno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais no Trafo com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais Trafo nos dois sentidos kWh				Perdas Trafo período Noturno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Trafo Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total Trafo % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	182	181	181	5.447	173	175	174	5.200	-	-	-	-	355	355	354	10.648	2,34%	2,13%	0,00%	2,23%
	S1A 10% Máximo	182	181	181	5.447	160	161	160	4.803	17	18	19	521	359	360	360	10.772	2,34%	2,26%	1,17%	2,20%
	S1B 10% Médio	182	181	181	5.447	162	163	163	4.866	12	13	13	362	356	356	356	10.675	2,34%	2,21%	1,54%	2,24%
	S1C 10% Mínimo	182	181	181	5.447	168	169	168	5.053	4	5	6	136	355	355	354	10.637	2,34%	2,17%	3,44%	2,26%
	S2A 20% Máximo	182	181	181	5.447	158	160	159	4.760	28	29	31	855	368	370	371	11.062	2,34%	2,52%	0,84%	2,12%
	S2B 20% Médio	182	181	181	5.447	160	161	160	4.809	16	19	19	517	359	360	360	10.773	2,34%	2,41%	0,99%	2,22%
	S2C 20% Mínimo	182	181	181	5.447	167	168	166	5.019	5	6	8	171	354	355	355	10.637	2,34%	2,26%	2,46%	2,31%
	S3A 50% Máximo	182	181	181	5.447	129	129	127	3.856	75	80	86	2.324	385	390	394	11.627	2,34%	3,74%	0,86%	1,92%
	S3B 50% Médio	182	181	181	5.447	137	137	136	4.107	43	47	50	1.345	362	364	367	10.899	2,34%	3,40%	1,08%	2,28%
	S3C 50% Mínimo	182	181	181	5.447	161	162	160	4.824	10	12	13	322	353	354	354	10.594	2,34%	2,58%	2,03%	2,43%
Diferença Caso Base	S1	182	181	181	5.447	163	165	163	4.908	11	12	13	340	356	357	357	10.695	2,34%	2,21%	2,05%	2,23%
	S2	182	181	181	5.447	162	163	162	4.863	16	18	19	514	360	362	362	10.824	2,34%	2,40%	1,43%	2,21%
	S3	182	181	181	5.447	142	143	141	4.263	43	46	50	1.330	367	369	372	11.040	2,34%	3,24%	1,32%	2,21%
	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-8%	-8%	-8%	-8%					1%	1%	2%	1%	0,00%	0,13%	1,17%	-0,04%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-6%	-6%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,08%	1,54%	0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-3%	-3%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,03%	3,44%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-8%	-8%	-8%					4%	4%	5%	4%	0,00%	0,39%	0,84%	-0,12%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-8%	-8%					1%	1%	2%	1%	0,00%	0,27%	0,99%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-3%	-4%	-5%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,13%	2,46%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-26%	-26%	-27%	-26%					9%	10%	11%	9%	0,00%	1,61%	0,86%	-0,31%
3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-22%	-21%					2%	3%	4%	2%	0,00%	1,26%	1,08%	0,05%	
3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-7%	-8%	-8%	-7%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	0,45%	2,03%	0,20%	
S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-6%	-6%					0%	0%	1%	0%	0,00%	0,08%	2,05%	0,00%	
S2	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-7%	-6%					1%	2%	2%	2%	0,00%	0,26%	1,43%	-0,02%	
S3	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-19%	-18%					3%	4%	5%	4%	0,00%	1,11%	1,32%	-0,02%	

Tabela 64 – Perdas nos Enrolamentos do Transformador

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	20	17	17	566	23	20	16	638	-	-	-	-	43	37	33	1.204	0,24%	0,26%	0,00%	0,25%
	S1A 10% Máximo	20	17	17	566	19	17	14	533	4	4	5	132	43	38	36	1.231	0,24%	0,25%	0,30%	0,25%
	S1B 10% Médio	20	17	17	566	20	17	14	558	1	2	2	45	41	36	33	1.169	0,24%	0,25%	0,19%	0,25%
	S1C 10% Mínimo	20	17	17	566	22	19	16	605	0	0	0	3	41	36	33	1.174	0,24%	0,26%	0,07%	0,25%
	S2A 20% Máximo	20	17	17	566	17	15	12	477	12	13	14	373	49	45	43	1.416	0,24%	0,25%	0,37%	0,27%
	S2B 20% Médio	20	17	17	566	18	16	13	513	4	4	5	121	42	37	35	1.199	0,24%	0,26%	0,23%	0,25%
	S2C 20% Mínimo	20	17	17	566	21	18	15	580	0	0	0	6	41	35	32	1.152	0,24%	0,26%	0,09%	0,25%
	S3A 50% Máximo	20	17	17	566	10	9	7	276	27	29	32	835	56	55	56	1.677	0,24%	0,27%	0,31%	0,28%
	S3B 50% Médio	20	17	17	566	11	10	8	319	8	8	10	249	39	35	35	1.134	0,24%	0,26%	0,20%	0,24%
	S3C 50% Mínimo	20	17	17	566	17	15	12	468	0	0	1	14	37	32	29	1.048	0,24%	0,25%	0,09%	0,24%
	S1	20	17	17	566	20	18	15	565	2	2	2	60	42	37	34	1.191	0,24%	0,25%	0,19%	0,25%
	S2	20	17	17	566	19	16	13	523	5	6	6	166	44	39	37	1.256	0,24%	0,26%	0,23%	0,26%
	S3	20	17	17	566	13	11	9	354	12	13	14	366	44	41	40	1.287	0,24%	0,26%	0,20%	0,25%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-17%	-17%	-16%	-17%					1%	3%	7%	2%	0,00%	-0,01%	0,30%	0,00%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-13%	-13%	-12%	-13%					-3%	-3%	-1%	-3%	0,00%	-0,01%	0,19%	-0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	0,00%	0,07%	0,00%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%					14%	21%	30%	18%	0,00%	-0,01%	0,37%	0,02%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-20%	-19%	-20%	-20%					-2%	1%	5%	0%	0,00%	-0,01%	0,23%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-9%	-9%	-9%					-4%	-4%	-4%	-4%	0,00%	0,00%	0,09%	0,00%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-57%	-56%	-56%	-57%					32%	48%	68%	39%	0,00%	0,01%	0,31%	0,02%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-50%	-50%	-50%	-50%					-8%	-4%	5%	-6%	0,00%	0,00%	0,20%	-0,02%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-26%	-27%	-28%	-27%					-13%	-14%	-12%	-13%	0,00%	-0,01%	0,09%	-0,01%
	S1	0%	0%	0%	0%	-11%	-12%	-11%	-11%					-2%	-1%	1%	-1%	0,00%	-0,01%	0,19%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-18%	-18%	-18%	-18%					3%	6%	10%	4%	0,00%	0,00%	0,23%	0,00%
	S3	0%	0%	0%	0%	-44%	-44%	-45%	-44%					4%	10%	20%	7%	0,00%	0,00%	0,20%	0,00%



Tabela 65 – Perdas no Núcleo do Transformador

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	162	164	164	4.881	150	155	157	4.562	-	-	-	-	312	318	321	9.443	2,10%	1,87%	0,00%	1,98%
	S1A 10% Máximo	162	164	164	4.881	141	145	146	4.270	13	13	14	389	316	322	324	9.541	2,10%	2,01%	0,87%	1,95%
	S1B 10% Médio	162	164	164	4.881	142	146	148	4.308	10	11	11	316	314	320	323	9.506	2,10%	1,96%	1,35%	2,00%
	S1C 10% Mínimo	162	164	164	4.881	147	150	152	4.449	4	5	6	133	313	319	322	9.463	2,10%	1,91%	3,37%	2,01%
	S2A 20% Máximo	162	164	164	4.881	141	145	147	4.283	16	16	17	482	319	325	328	9.647	2,10%	2,27%	0,48%	1,84%
	S2B 20% Médio	162	164	164	4.881	142	145	147	4.297	13	14	14	396	317	323	325	9.574	2,10%	2,15%	0,76%	1,97%
	S2C 20% Mínimo	162	164	164	4.881	147	150	151	4.439	5	6	8	165	314	320	322	9.485	2,10%	2,00%	2,37%	2,06%
	S3A 50% Máximo	162	164	164	4.881	119	120	120	3.581	48	52	54	1.488	329	335	338	9.950	2,10%	3,47%	0,55%	1,64%
	S3B 50% Médio	162	164	164	4.881	126	127	127	3.788	35	38	41	1.095	323	329	332	9.765	2,10%	3,13%	0,88%	2,04%
	S3C 50% Mínimo	162	164	164	4.881	144	147	148	4.356	10	11	12	308	316	322	324	9.545	2,10%	2,33%	1,94%	2,19%
	S1	162	164	164	4.881	143	147	149	4.342	9	10	10	280	314	320	323	9.503	2,10%	1,96%	1,86%	1,99%
	S2	162	164	164	4.881	143	147	148	4.340	11	12	13	348	317	322	325	9.569	2,10%	2,14%	1,20%	1,96%
	S3	162	164	164	4.881	130	131	132	3.908	31	34	36	964	323	329	331	9.753	2,10%	2,98%	1,12%	1,96%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,14%	0,87%	-0,03%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-5%	-6%	-6%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,35%	0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-3%	-2%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,04%	3,37%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-6%	-6%	-7%	-6%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,40%	0,48%	-0,14%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-6%	-7%	-6%	-6%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,28%	0,76%	-0,01%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-2%	-3%	-4%	-3%					0%	0%	0%	0%	0,00%	0,13%	2,37%	0,07%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-22%	-24%	-22%					5%	5%	5%	5%	0,00%	1,60%	0,55%	-0,34%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-16%	-18%	-19%	-17%					3%	3%	3%	3%	0,00%	1,26%	0,88%	0,06%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-5%	-6%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,46%	1,94%	0,21%
	S1	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-5%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,86%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-6%	-5%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,27%	1,20%	-0,02%
	S3	0%	0%	0%	0%	-14%	-15%	-16%	-14%					3%	3%	3%	3%	0,00%	1,11%	1,12%	-0,02%

Tabela 66 – Consumo e Geração Clientes Micro GD por Classe

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo mensal Clientes Micro GD - kWh					Geração - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	7.956	5.924	252	32.597	46.730	12.657	9.508	406	51.975	74.545
S1B 10% Médio	7.956	5.924	252	32.597	46.730	8.008	6.016	257	32.886	47.166
S1C 10% Mínimo	7.956	5.924	252	32.597	46.730	2.531	1.902	81	10.395	14.909
S2A 20% Máximo	15.983	10.993	422	66.599	93.997	25.446	17.668	676	106.381	150.171
S2B 20% Médio	15.983	10.993	422	66.599	93.997	16.100	11.179	428	67.309	95.016
S2C 20% Mínimo	15.983	10.993	422	66.599	93.997	5.089	3.534	135	21.275	30.033
S3A 50% Máximo	59.941	28.842	614	145.040	234.438	95.463	46.438	992	231.094	373.986
S3B 50% Médio	59.941	28.842	614	145.040	234.438	60.401	29.382	628	146.217	236.627
S3C 50% Mínimo	59.941	28.842	614	145.040	234.438	19.092	9.287	198	46.217	74.795
S1	7.956	5.924	252	32.597	46.730	7.732	5.808	248	31.752	45.540
S2	15.983	10.993	422	66.599	93.997	15.545	10.794	413	64.988	91.740
S3	59.941	28.842	614	145.040	234.438	58.318	28.369	606	141.176	228.470

Tabela 67 – Consumo Interno, Injeção e Energia Compensada Clientes Micro GD por Classe

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD														
	Consumo Interno Clientes Micro GD- kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh					Injeção Clientes Micro GD - kWh				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Total
S1A 10% Máximo	2.952	3.231	152	12.460	18.796	9.704	6.277	253	39.516	55.750	37%	55%	60%	38%	40%
S1B 10% Médio	2.712	2.984	128	11.435	17.258	5.296	3.032	129	21.451	29.908	34%	50%	51%	35%	37%
S1C 10% Mínimo	1.839	1.582	67	6.652	10.140	692	320	14	3.743	4.768	23%	27%	27%	20%	22%
S2A 20% Máximo	5.954	6.110	231	24.970	37.265	19.492	11.558	445	81.410	112.906	37%	56%	55%	37%	40%
S2B 20% Médio	5.401	5.585	202	22.925	34.112	10.700	5.594	226	44.384	60.903	34%	51%	48%	34%	36%
S2C 20% Mínimo	3.540	3.204	118	14.329	21.191	1.549	330	17	6.946	8.842	22%	29%	28%	22%	23%
S3A 50% Máximo	22.744	16.683	369	60.327	100.123	72.719	29.754	622	170.767	273.863	38%	58%	60%	42%	43%
S3B 50% Médio	20.687	15.064	320	54.345	90.416	39.714	14.318	308	91.871	146.211	35%	52%	52%	37%	39%
S3C 50% Mínimo	13.366	7.829	168	31.440	52.804	5.726	1.459	30	14.777	21.992	22%	27%	27%	22%	23%
S1	2.501	2.599	116	10.182	15.398	5.231	3.210	132	21.570	30.142	31%	44%	46%	31%	33%
S2	4.965	4.966	184	20.741	30.856	10.580	5.827	229	44.247	60.884	31%	45%	43%	31%	33%
S3	18.932	13.192	286	48.704	81.114	39.386	15.177	320	92.472	147.355	32%	46%	47%	34%	35%

A Tabela 66 e a Tabela 67 apresentam a energia consumida ou injetada pelos clientes com microgeração em cada simulação por classe de consumo.

Encontram-se nessas tabelas o consumo dos clientes em cada simulação, valores que são iguais independentemente do nível de insolação, a geração desses clientes em cada nível de insolação, o Consumo Interno e a Injeção na rede.

O Consumo Interno dos clientes sorteados representa, por exemplo, na simulação S1B, 34% na classe Residencial, 50% na Comercial, 51% na Industrial e 35% na classe Rural. Em média, nesse nível de inserção tem-se um Consumo Interno de 37%.

A Tabela 68 e a Tabela 69 apresentam o consumo original desses clientes, separado conforme os dias da semana e nos períodos Noturno e Diurno. Apresentam também a Geração, o Consumo Interno e Injeção, que ocorrem somente durante o dia, da mesma forma separados pelos dias da semana.

O percentual de perdas a ser utilizado para o cálculo de uma eventual TUSD Perdas seria o montante de perdas aumentadas ou reduzidas dividido pela energia compensada, pois esta é a variável medida.

Neste alimentador também se chegou a um benefício, ou seja, a uma redução de perdas totais com a inserção da Micro GD, apesar do aumento das perdas na BT nas inserções de 20% e 50%.

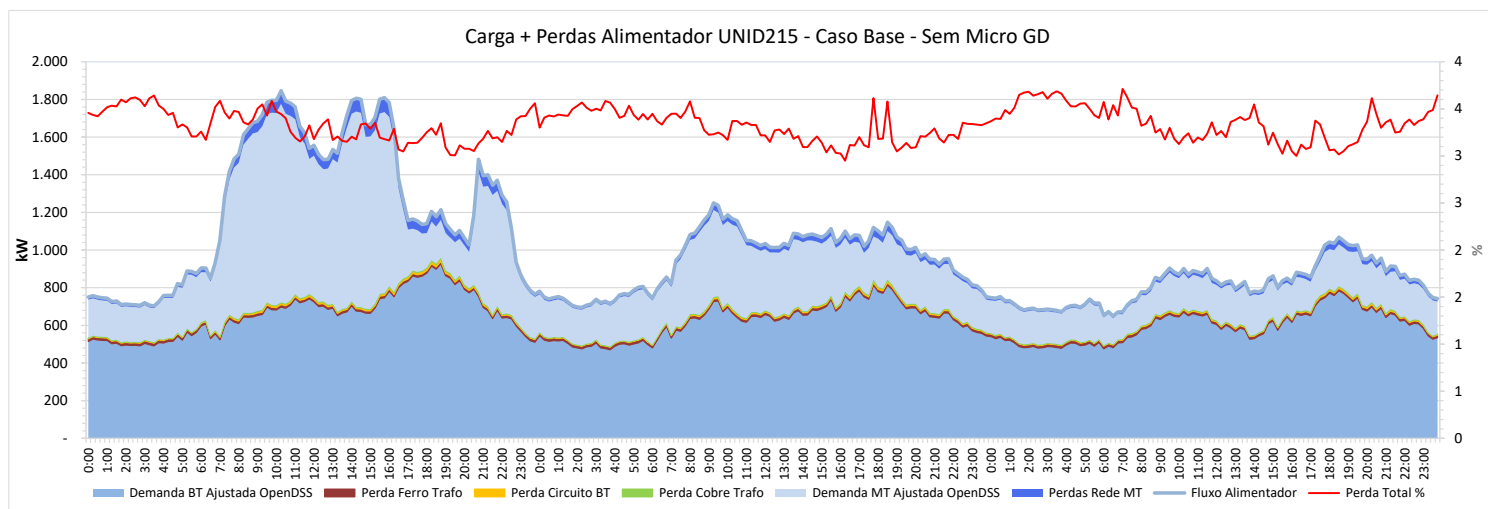
Tabela 68 – Consumo e Geração Clientes Micro GD

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD											
	Consumo mensal clientes Micro GD - kWh								Geração - kWh			
	Período Diurno - kWh				Período Noturno - kWh				Período Diurno - kWh			
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
S1A 10% Máximo	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	49.697	12.424	12.424	74.545
S1B 10% Médio	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	31.444	7.861	7.861	47.166
S1C 10% Mínimo	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	9.939	2.485	2.485	14.909
S2A 20% Máximo	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	100.114	25.029	25.029	150.171
S2B 20% Médio	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	63.344	15.836	15.836	95.016
S2C 20% Mínimo	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	20.022	5.006	5.006	30.033
S3A 50% Máximo	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	249.324	62.331	62.331	373.986
S3B 50% Médio	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	157.751	39.438	39.438	236.627
S3C 50% Mínimo	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	49.863	12.466	12.466	74.795
S1	15.270	3.407	3.075	21.751	16.913	4.010	4.056	24.979	30.360	7.590	7.590	45.540
S2	30.405	6.567	5.899	42.871	35.559	7.959	7.607	51.125	61.160	15.290	15.290	91.740
S3	82.908	18.983	17.493	119.384	78.700	18.266	18.088	115.054	152.313	38.078	38.078	228.470

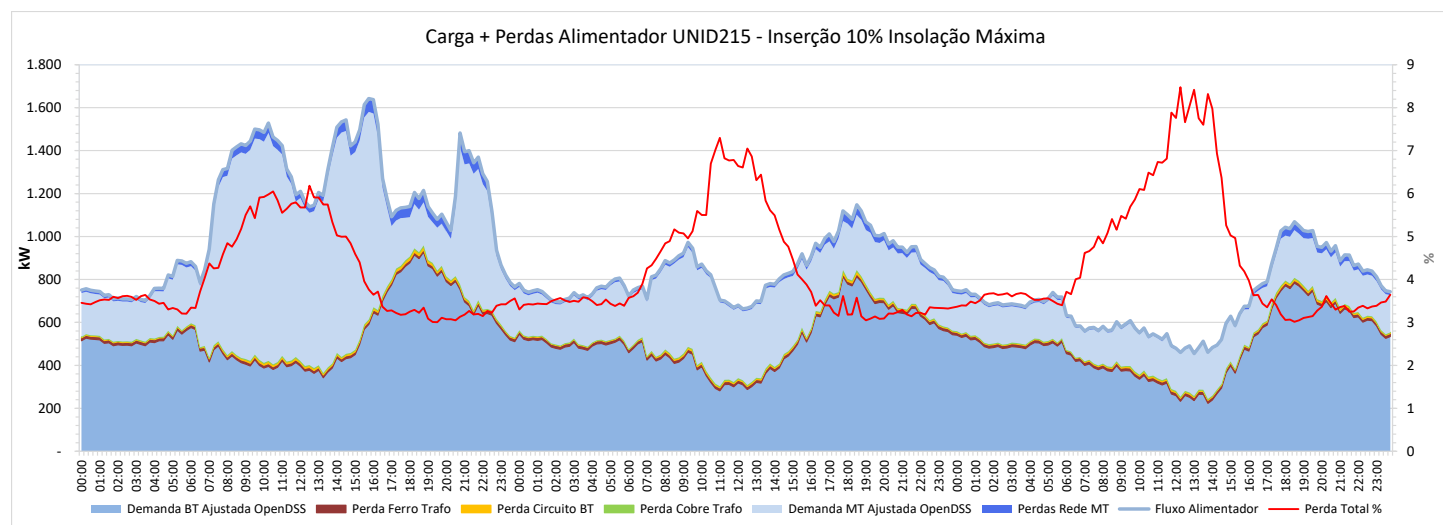
Tabela 69 – Consumo Interno e Energia Compensada Clientes Micro GD

Simulações	ENERGIA CONSUMIDA OU INJETADA CLIENTES BT MICRO GD									
	Consumo Interno Clientes Micro GD -				Injeção/Energia Compensada Clientes				Variação de Perdas kWh	Variação de Perdas % Energia Compensada
	Período Diurno - kWh				Período Diurno - kWh					
	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês		
S1A 10% Máximo	13.180	2.954	2.662	18.796	36.517	9.471	9.763	55.750	(5.062)	-9,08%
S1B 10% Médio	12.105	2.715	2.438	17.258	19.339	5.146	5.423	29.908	(3.572)	-11,94%
S1C 10% Mínimo	7.011	1.596	1.533	10.140	2.928	889	952	4.768	(1.256)	-26,34%
S2A 20% Máximo	26.401	5.729	5.136	37.265	73.713	19.300	19.893	112.906	(8.320)	-7,37%
S2B 20% Médio	24.062	5.316	4.734	34.112	39.282	10.520	11.101	60.903	(6.583)	-10,81%
S2C 20% Mínimo	14.625	3.422	3.145	21.191	5.397	1.584	1.861	8.842	(2.546)	-28,79%
S3A 50% Máximo	69.741	15.784	14.598	100.123	179.583	46.547	47.733	273.863	(8.103)	-2,96%
S3B 50% Médio	62.814	14.290	13.312	90.416	94.938	25.148	26.126	146.211	(11.648)	-7,97%
S3C 50% Mínimo	36.001	8.582	8.221	52.804	13.863	3.884	4.245	21.992	(5.938)	-27,00%
S1	10.765	2.422	2.211	15.398	19.595	5.168	5.379	30.142	(3.296)	-10,94%
S2	21.696	4.822	4.338	30.856	39.464	10.468	10.952	60.884	(5.816)	-9,55%
S3	56.185	12.885	12.044	81.114	96.128	25.193	26.035	147.355	(8.563)	-5,81%

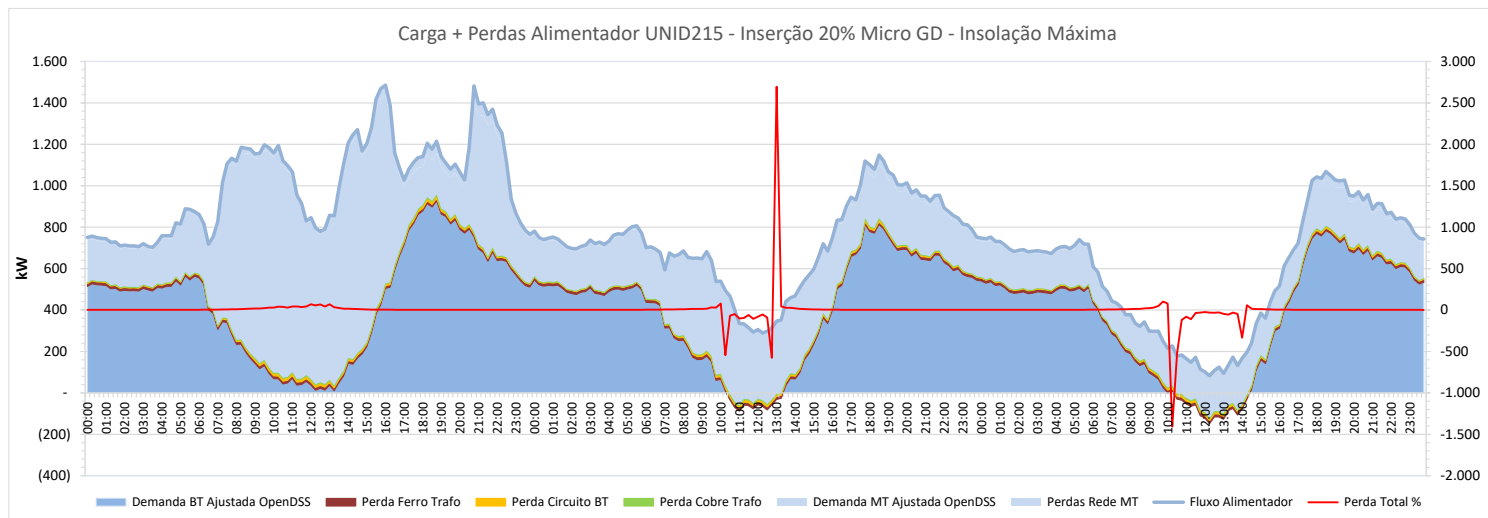
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador UNID215, com 39% de carga de média tensão e 61% de baixa tensão, sendo 34% do subgrupo B2 - Rural. Observa-se grande redução de demanda no posto tarifário de Ponta nos clientes MT.



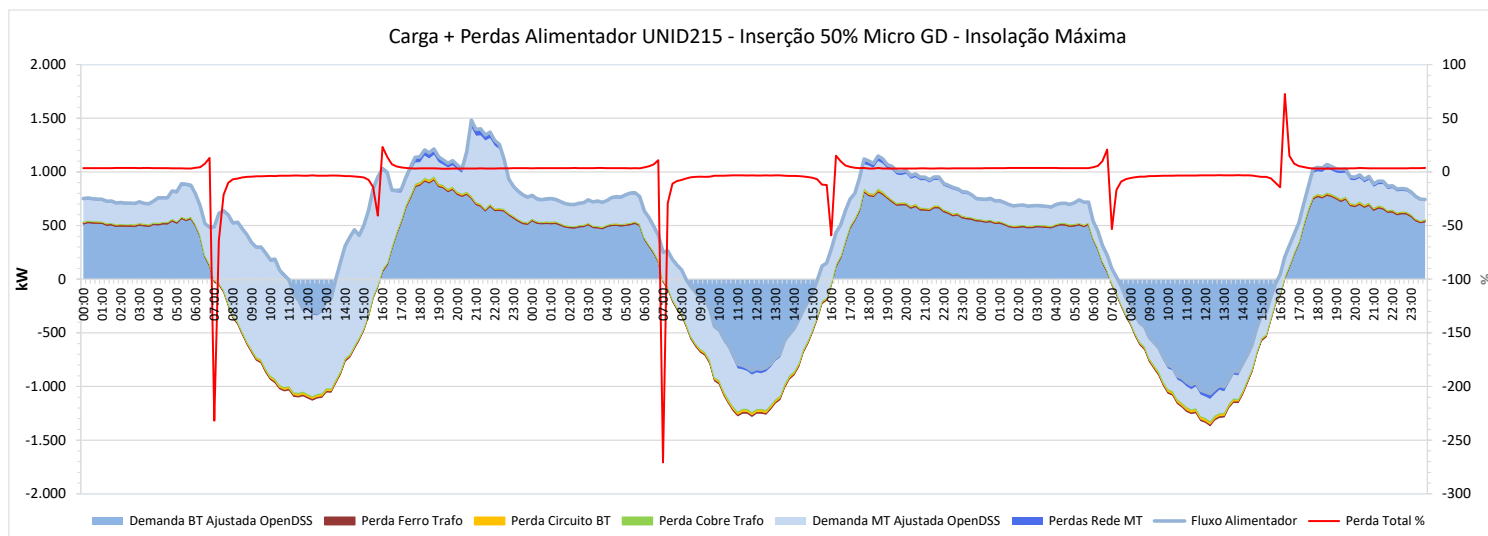
Com 10% de inserção de Micro GD e insolação máxima - S1A, observa-se uma grande redução da carga diurna do alimentador UNID215.



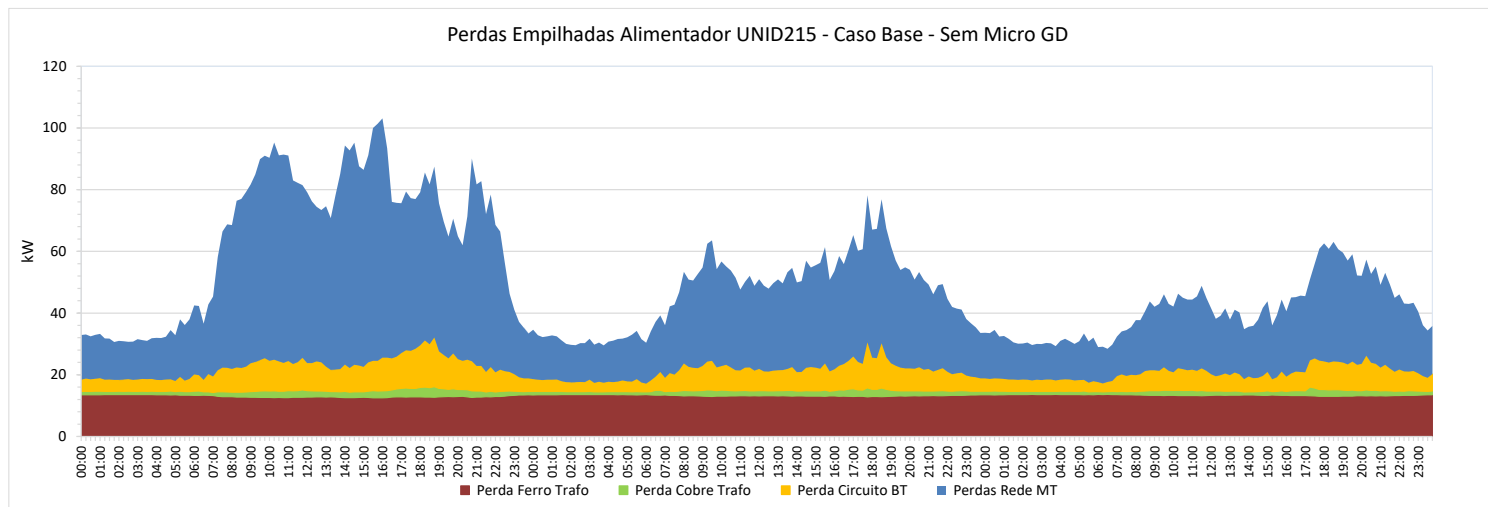
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol, o fluxo do dia útil da rede BT aproxima-se de zero e aparece fluxo reverso no sábado e domingo. Reduz ainda mais a carga diurna na rede MT aproximando-se de zero no domingo.



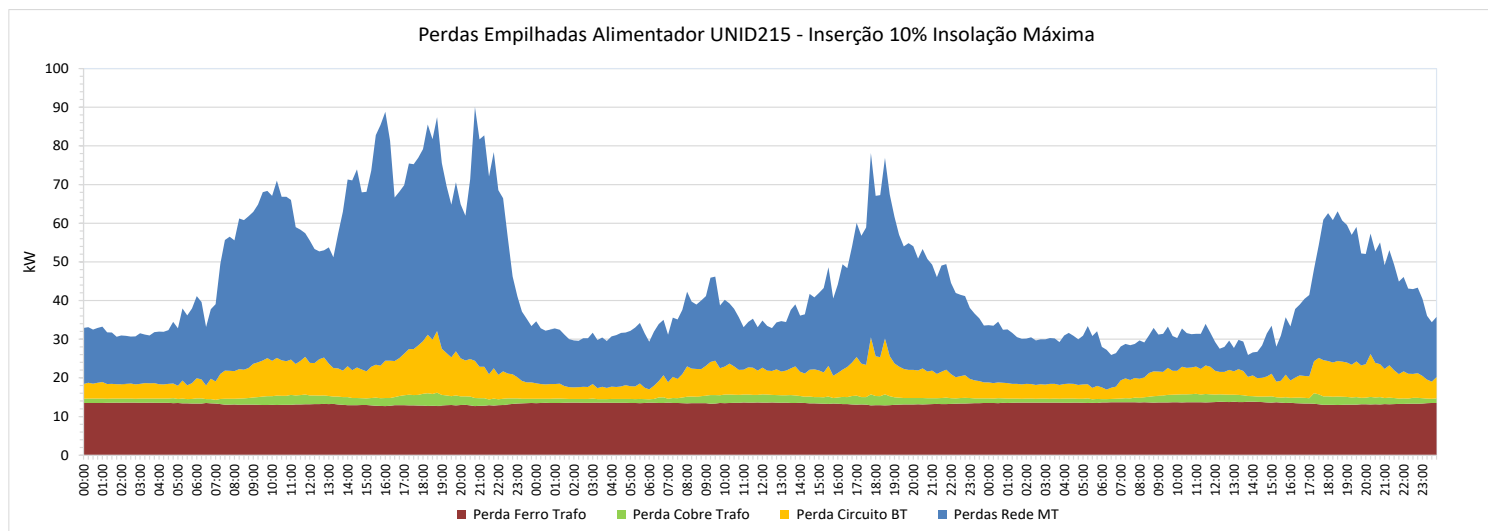
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um grande fluxo reverso na rede BT, bem maior nos sábados e domingos. Na rede MT também aparece fluxo reverso em todos os dias, sendo bem mais significativo no final de semana devido à menor demanda de clientes MT.



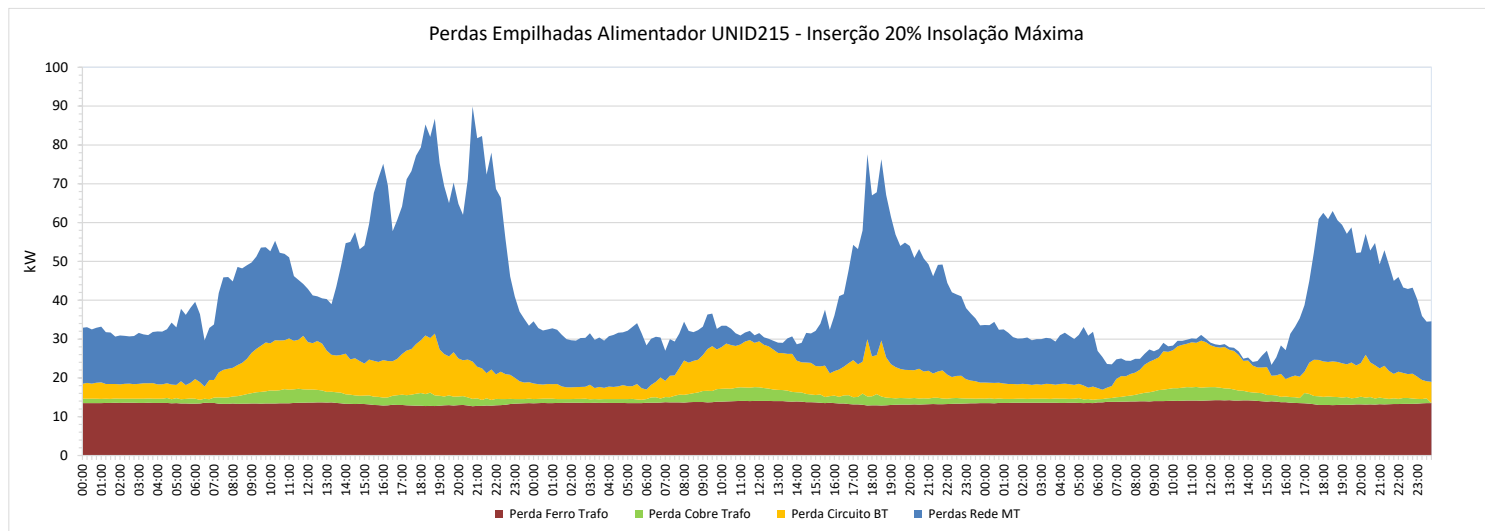
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base. As perdas nos fios acompanham a carga de cada nível. A perdas da na rede MT são bem maiores devido à sua grande extensão. São 59 km de rede BT e 424 km de rede MT.



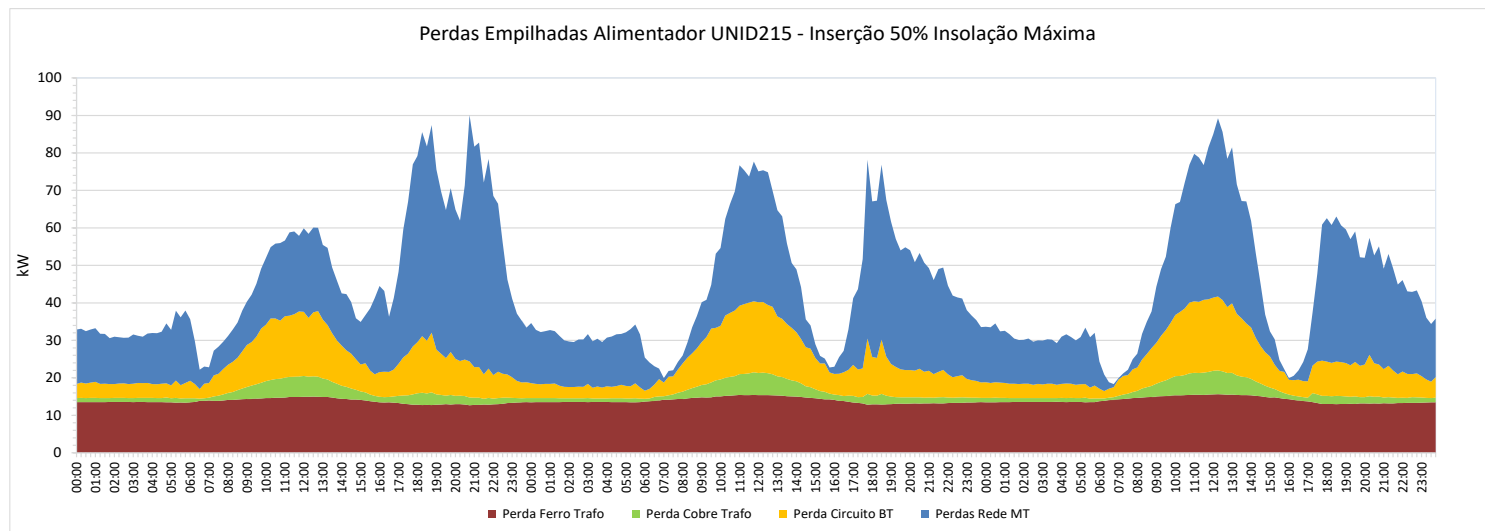
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, verifica-se uma grande redução das perdas na rede MT no período diurno. As perdas na BT se mantêm no mesmo patamar.



Na simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – as perdas nos circuitos BT e no enrolamento do trafo aumentam bastante, devido ao fluxo reverso.

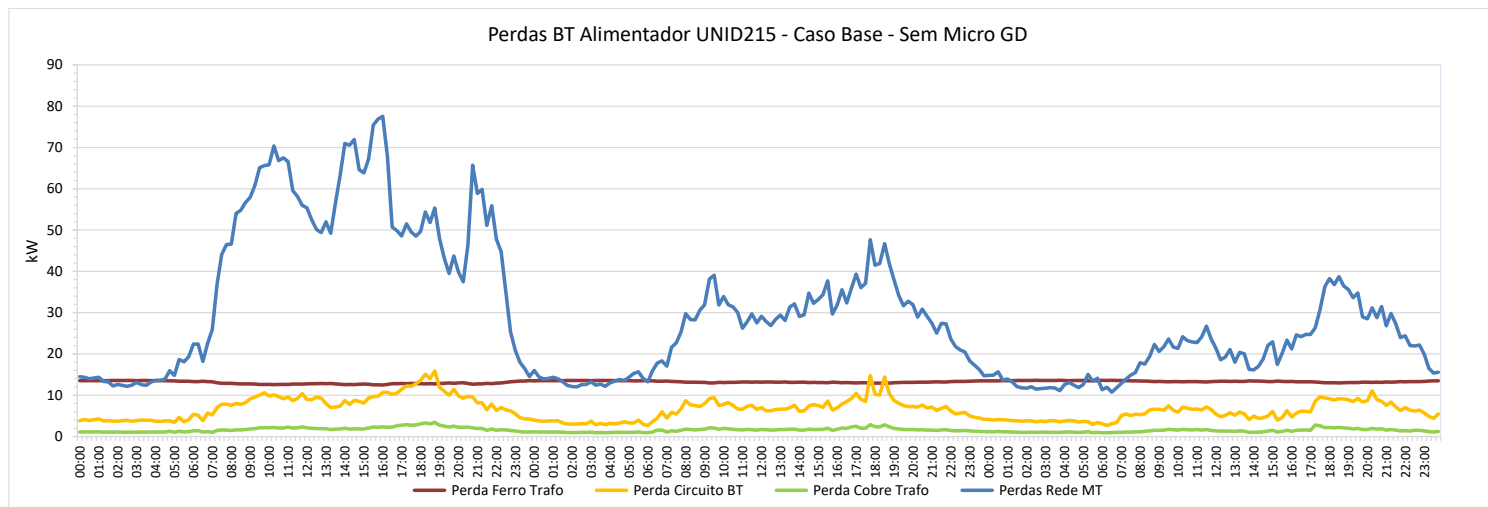


Na simulação S3A, as perdas nos circuitos BT e no enrolamento do trafo aumentam ainda mais. Além disso, aparecem perdas associadas a fluxo reverso na rede de média tensão, principalmente no final de semana, mas ainda assim, as perdas na rede MT são menores que no Caso Base.

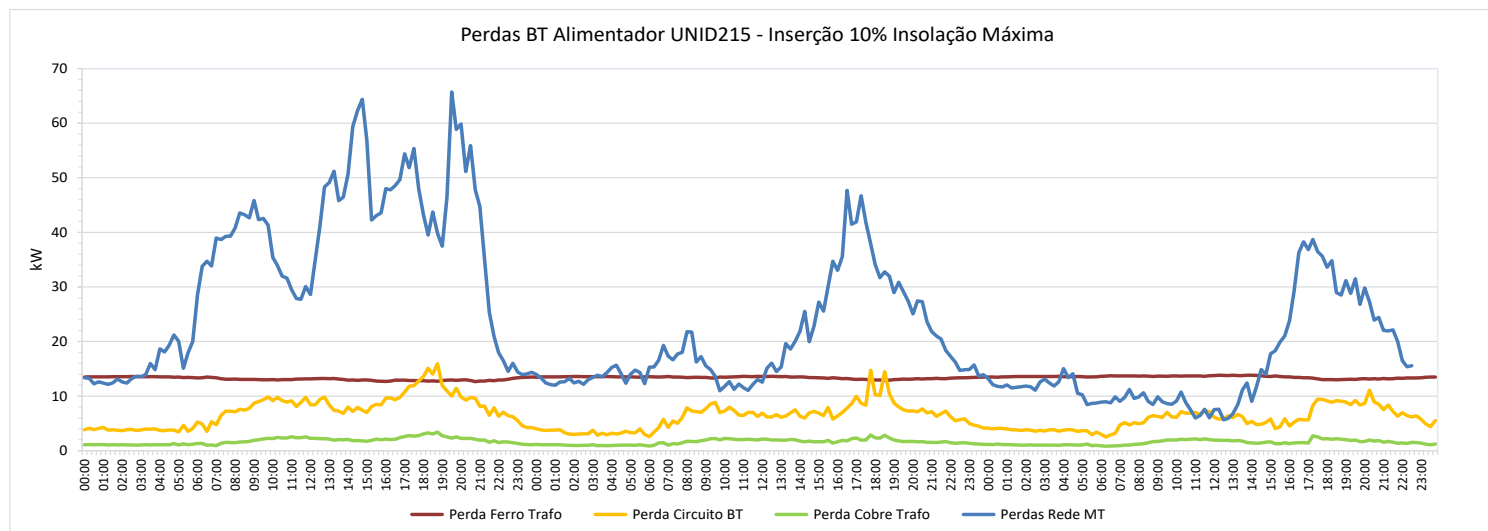




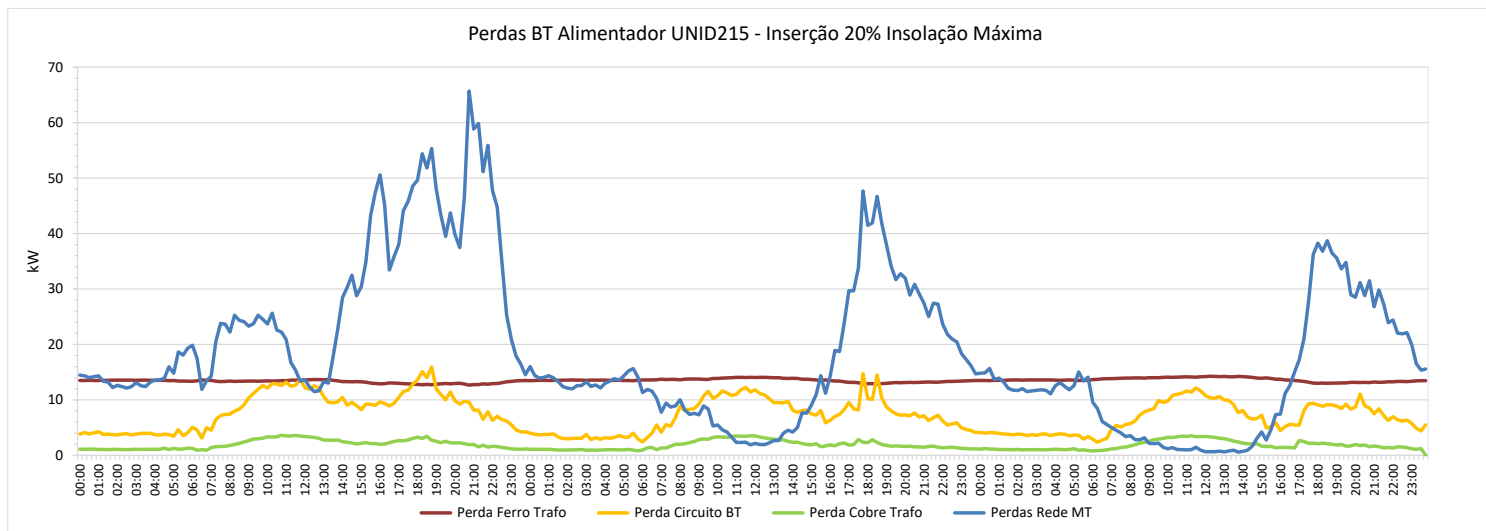
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”.



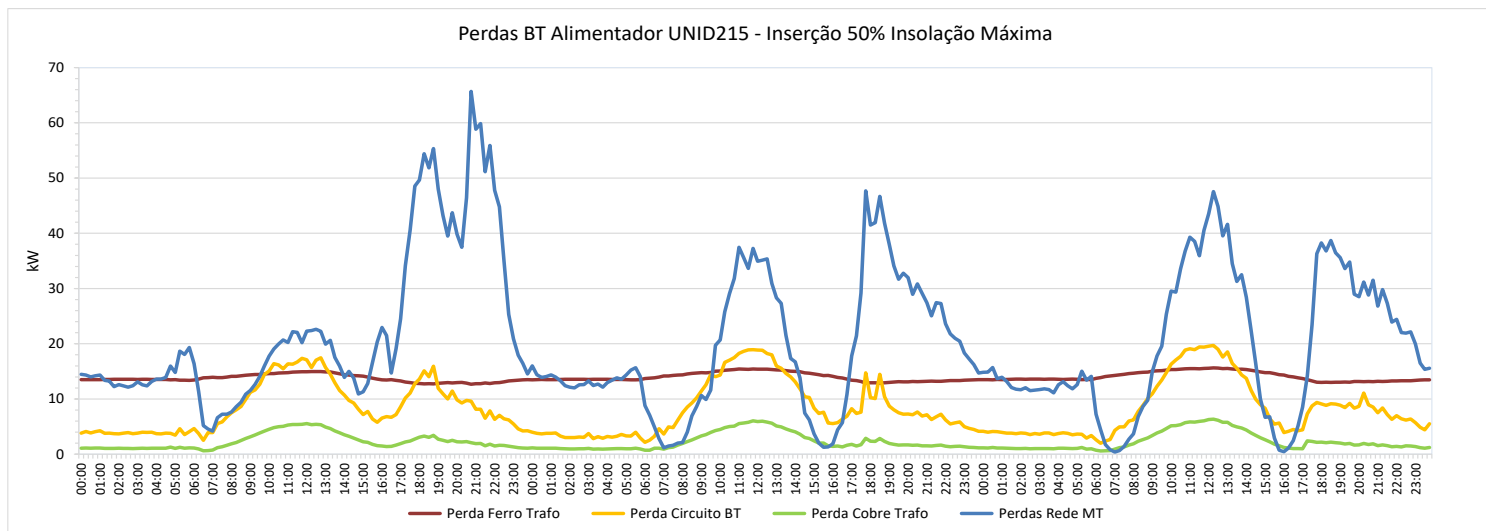
Observa-se novamente como na simulação S1A há uma grande redução das perdas na rede MT no período diurno.



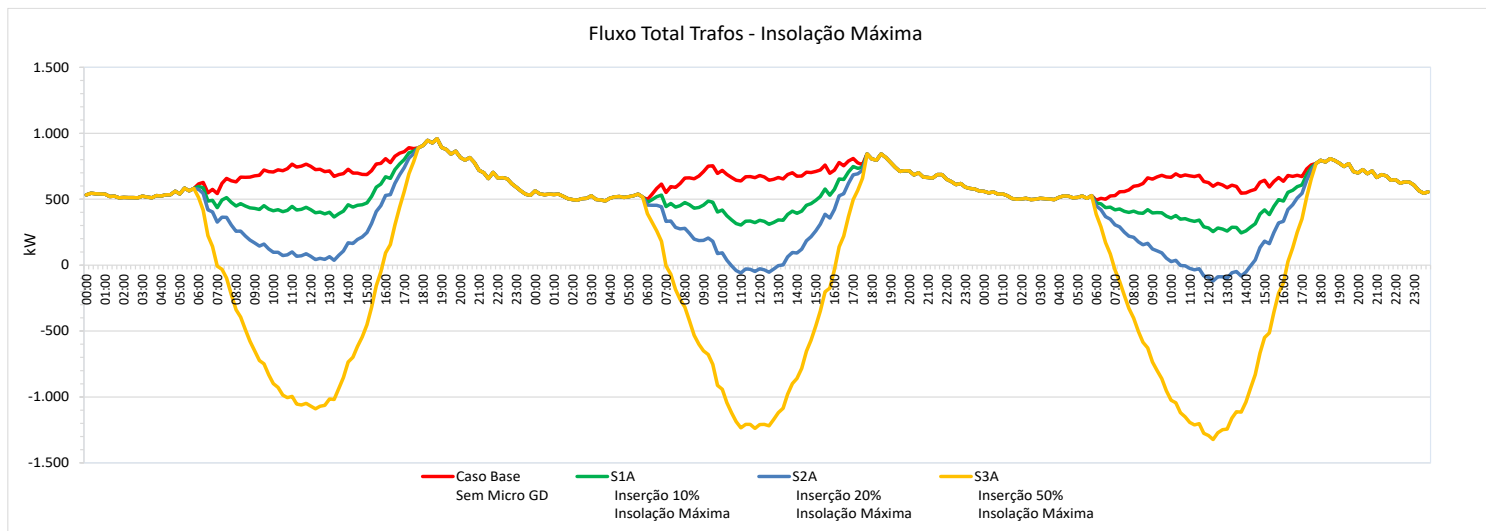
Na simulação S2A, observa-se que as perdas nos circuitos BT e no Cobre aumentam, devido ao fluxo reverso. As perdas na rede MT reduzem ainda mais.



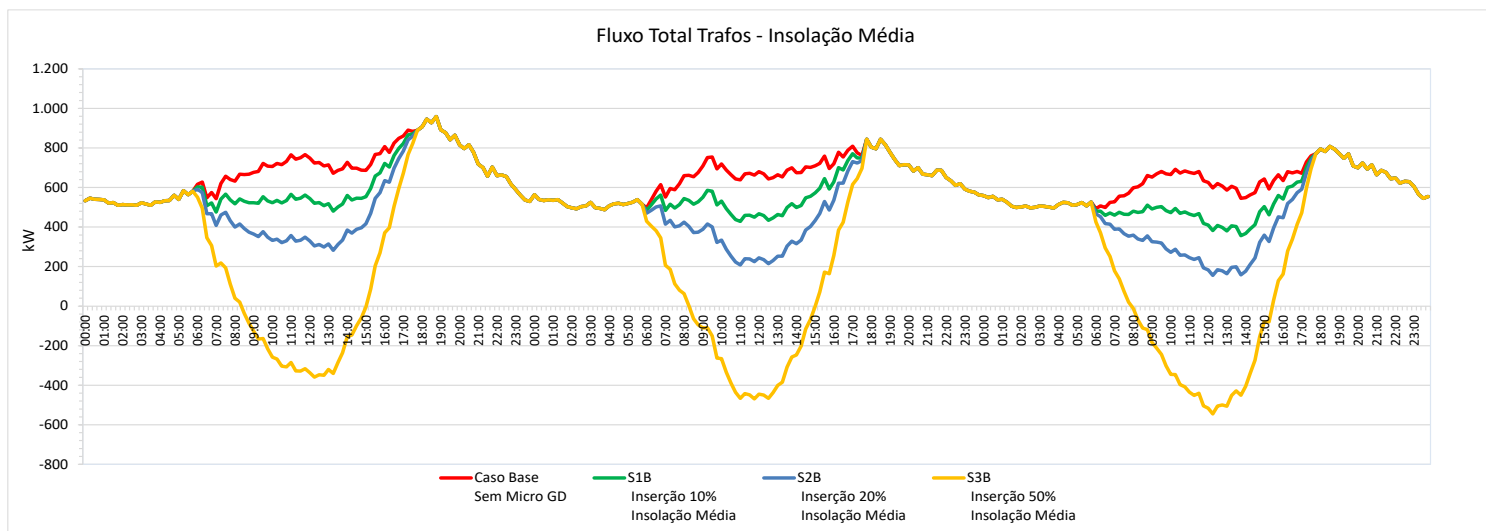
As perdas nos circuitos BT e no Cobre aumentam um pouco mais no período diurno com a insolação máxima e inserção de 50% de Micro GD no fluxo reverso. Além disso, surgem também perdas associadas a fluxo reverso na rede de média tensão, expressivas no sábado e domingo.



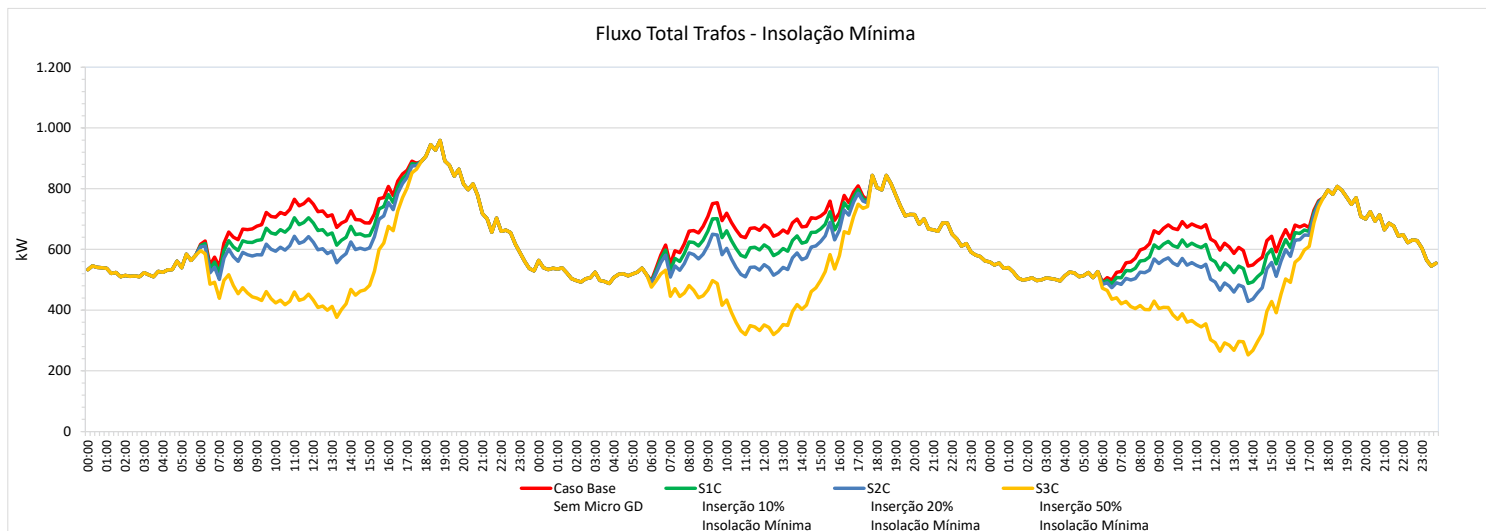
Este gráfico mostra como o fluxo original do trafo e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Já com 20% de inserção, o fluxo dos trafos chega a zero no dia útil e começa a reverter no final de semana. Com 50% de inserção há um enorme fluxo reverso em todos os dias.



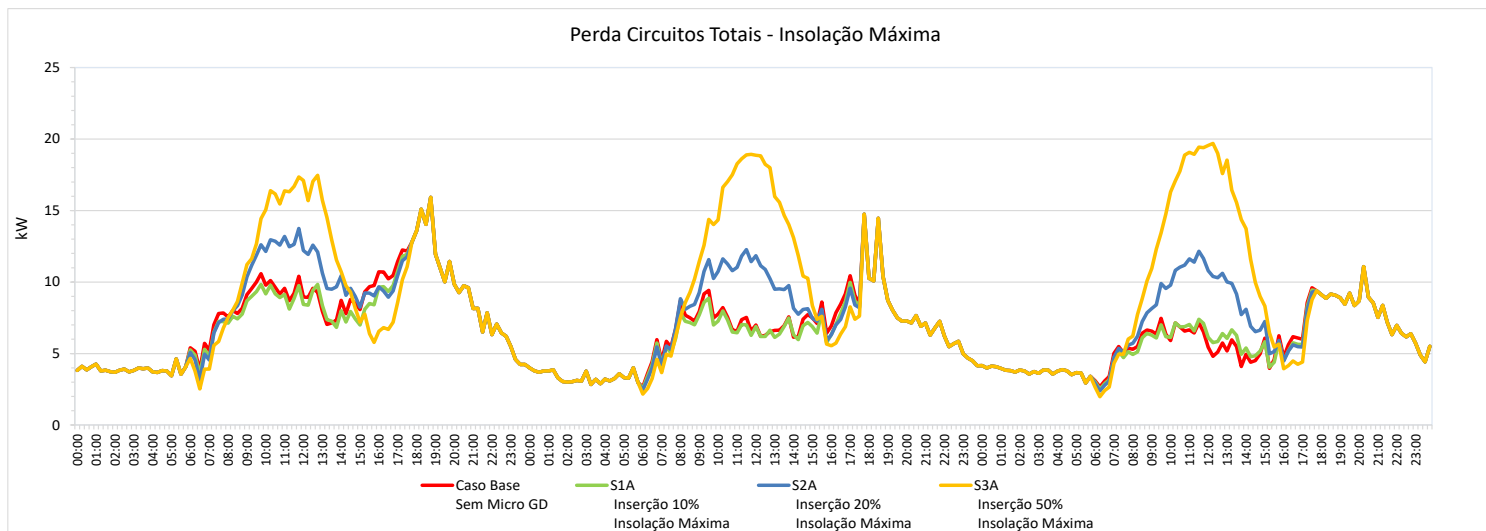
Com a insolação média evidentemente a redução da carga diurna é menor nas inserções de 10% e 20%, e reduz bastante o fluxo reverso na inserção de 50% de Micro GD.



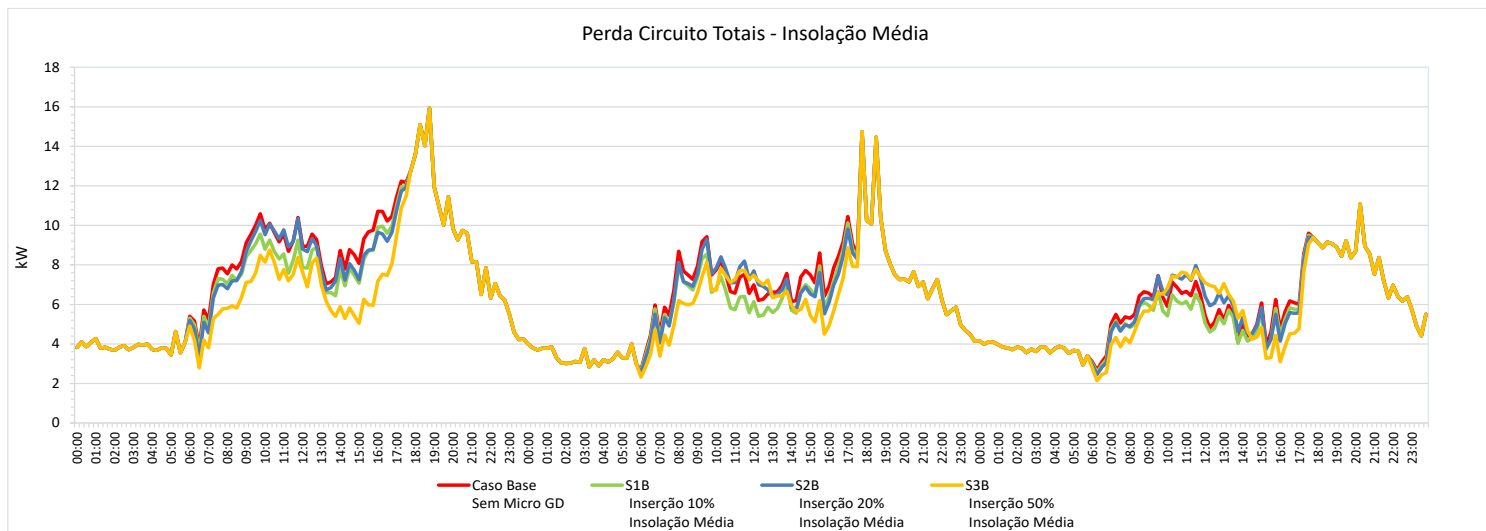
Na condição de geração mínima, em todas as hipóteses de inserção não há fluxo reverso na rede.



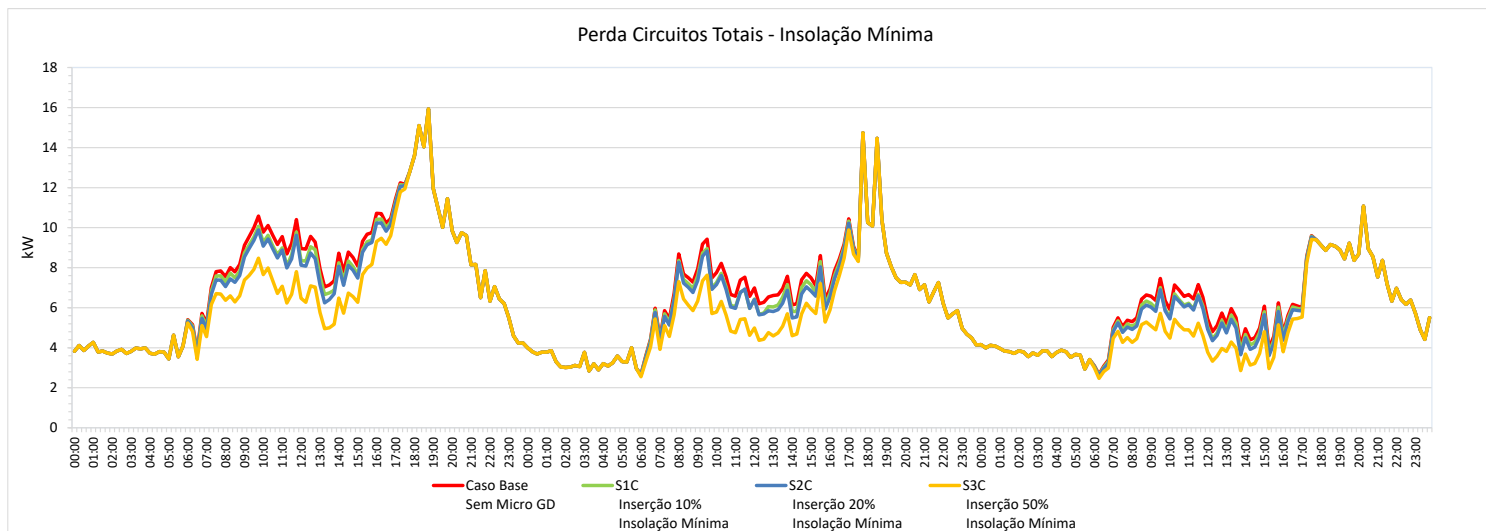
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT em cada simulação com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas aumentam já com 20% de inserção de Micro GD. Com 50% de inserção, há um aumento muito grande dessas perdas.



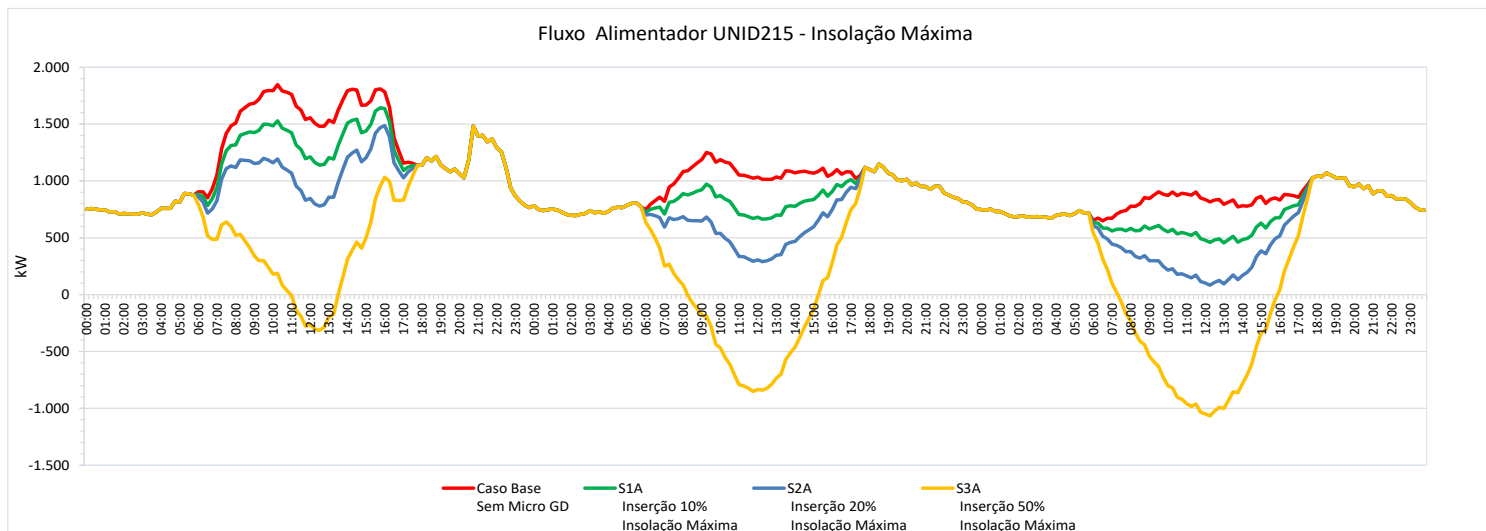
Na insolação média, as perdas reduzem, pouco, em todos os níveis de inserção de micro GD, ficando semelhantes às perdas com insolação mínima.



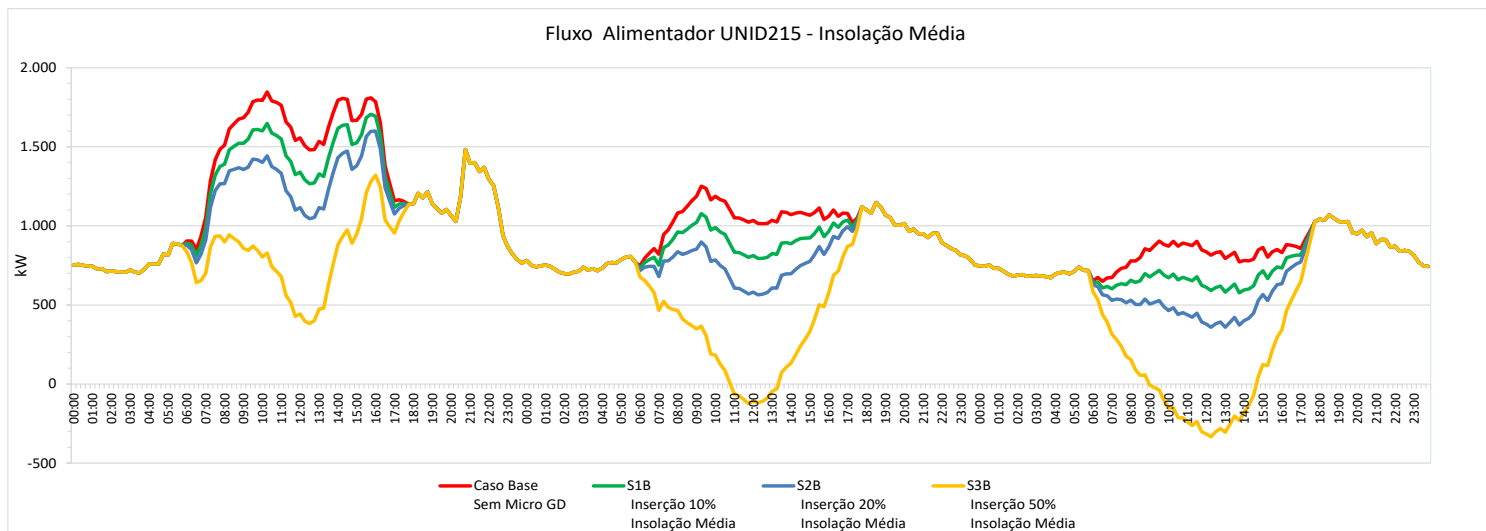
Com a insolação mínima, as perdas reduzem em todas as hipóteses de inserção, em todos os dias, reduzindo sempre, conforme o nível de adoção da Micro GD.



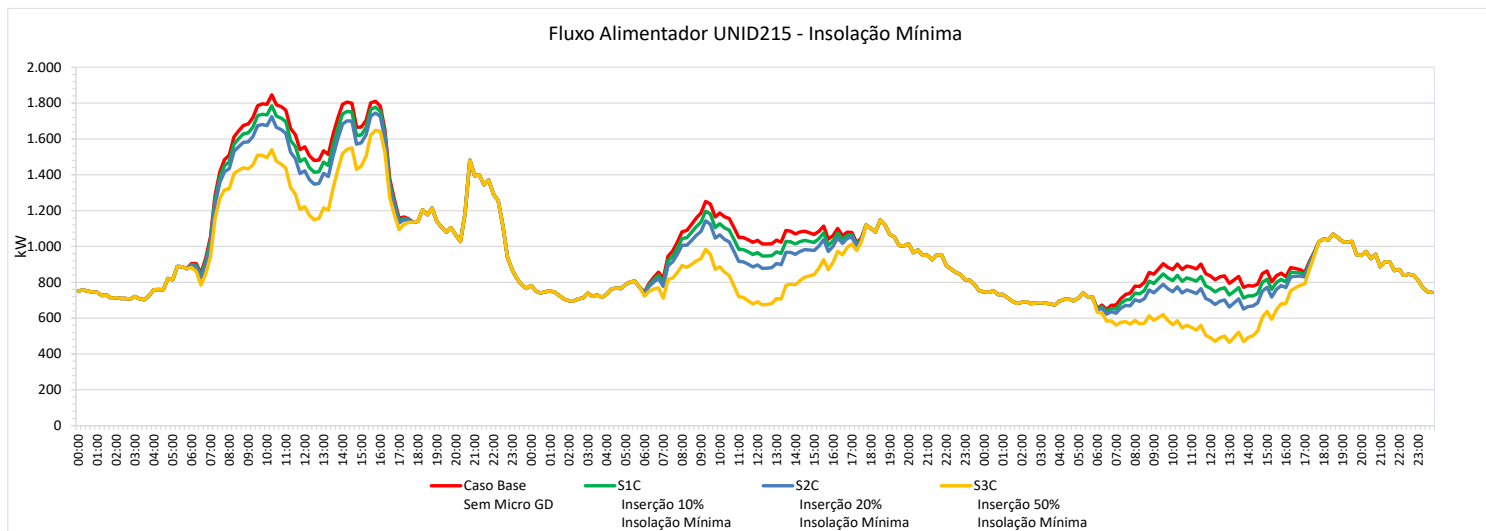
Ao lado vê-se o fluxo do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na insolação máxima. Há grande redução da carga diurna com 20% de inserção, com demanda aproximando-se de zero no domingo. Com 50% de inserção, surge fluxo reverso em todos os dias, apesar de pequeno no dia.



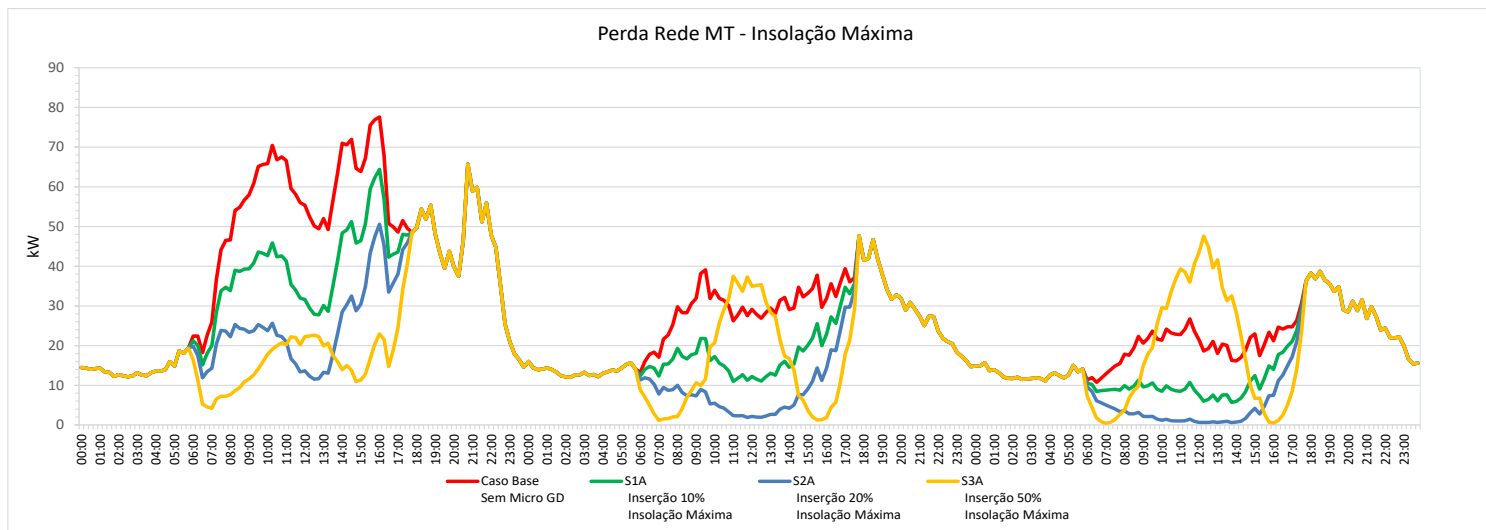
Na insolação média, a redução do fluxo diurno é menor e só aparece fluxo reverso no sábado e domingo da inserção de 50% de Micro GD.



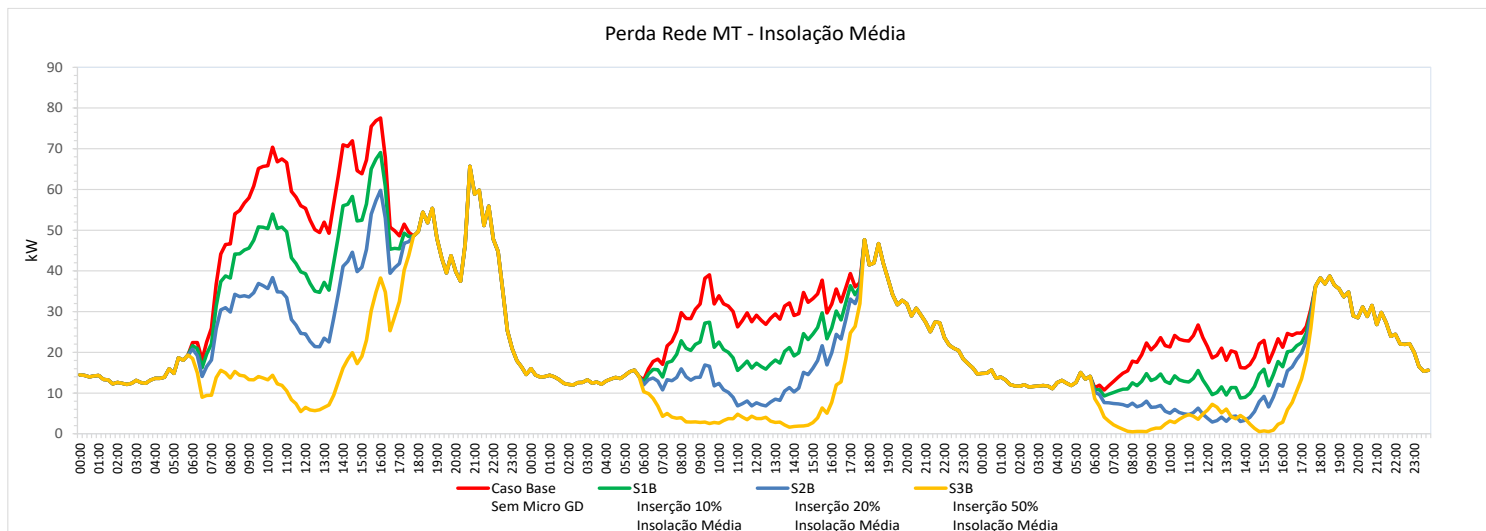
Não há fluxo reverso com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



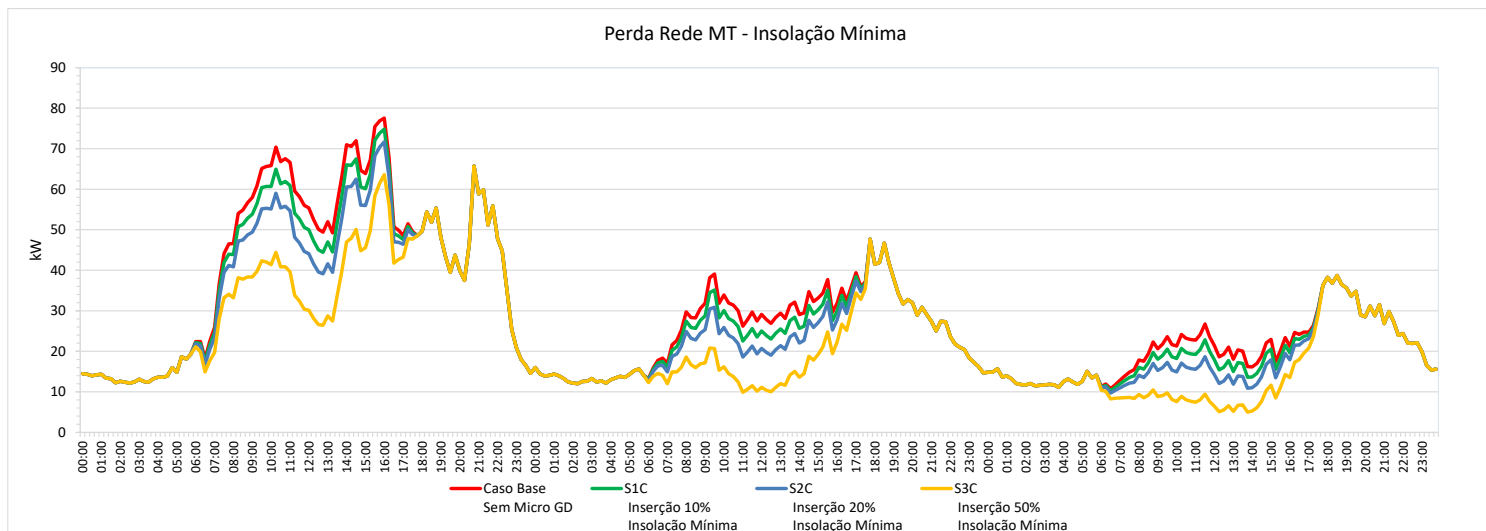
As perdas na rede MT reduzem muito com a inserção da Micro GD no dia útil. Com a inserção de 50% de Micro GD, há um aumento das perdas por volta de meio dia do sábado e domingo, associadas ao fluxo reverso, que ultrapassam as perdas do Caso Base em algumas horas.



Com insolação média as reduções de perdas no dia útil são maiores, pois quase não há perdas no fluxo reverso.



Com a insolação mínima, também se verifica redução de perdas, porém em menores valores.





## CAPÍTULO IV – AVALIAÇÃO DA MINI MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA IRRIGAÇÃO RURAL

---

### 1. Introdução

---

O fornecimento de energia elétrica no meio rural é extremamente caro e altamente subsidiado, de forma que a inserção da geração distribuída longe dos centros urbanos merece uma análise mais aprofundada.

Atualmente existe um desconto dado ao cliente rural de baixa tensão – subgrupo B2, de 18% em relação à tarifa do B1 – Residencial, e um desconto de 6% aplicável aos clientes rurais de alta e média tensão que será reduzido anualmente, conforme se verá a frente, até ser eliminado em 2023.

Existe ainda desconto para Cooperativa de Eletrificação Rural e Serviço Público de Irrigação, também com término previsto para 2023.

Há também um desconto, bem maior, dado ao consumo destinado às atividades de irrigação e de aquicultura em um período diário contínuo de 8h30m (oito horas e trinta minutos), entre 21h30 min às 6h do dia seguinte, que no caso da CEMIG D é de 90% para os municípios da área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, e de 80% para os demais municípios de Minas Gerais, aplicável sobre a TUSD R\$/MWh e TE dos clientes do Grupo A. Na baixa tensão o desconto, que é de 73% para os municípios da área de atuação da SUDENE, incide sobre toda a tarifa já com desconto de 18% dado à classe rural – tarifa do subgrupo B2. O desconto dado aos irrigantes dos demais municípios é de 67%. Esses descontos dados aos irrigantes não têm previsão de término. É sobre esse mercado que se pretende aproximar a lente e avaliar a implantação da geração distribuída.

Todos esses descontos são cobertos pela CDE – Conta de Desenvolvimento Energético, paga por todos os consumidores do país. Consideram-se esses descontos como subsídios explícitos.

Existe ainda um subsídio muito mais relevante, coberto somente pelos clientes da própria área de concessão, devido ao fato de os custos de atendimento no meio rural ser aproximadamente 6 (seis) vezes superior aos custos de atendimento dos clientes B1, ou clientes da rede urbana.

Para se ter uma ideia, a CEMIG D tem 400 mil km de rede de distribuição rural versus 100 mil km de rede de distribuição urbana. São quase 80% da rede para atender menos de 18% do mercado. Considerou nesses 18% de mercado rural todos os clientes atendidos pelos transformadores e alimentadores classificados como rural, que eleva bastante esse percentual, pois a maioria dos alimentadores não são exclusivamente rurais.

Os clientes cadastrados, e faturados, como rural, são apenas 8% do mercado. Assim, existe um percentual entre 8% e 18% que representaria o melhor ponto para delimitar a classificação dos clientes em urbano e rural.

O que se quer deixar bem claro é que existe uma extensão muito grande de rede para atender uma parcela pequena do mercado, que é muito subsidiado, cuja expansão nunca foi bem avaliada, muito menos à luz de outras alternativas energéticas, principalmente locais.

Esses ativos são reconhecidos na base de remuneração e seu custo rateado entre todos os consumidores, já que os clientes cadastrados e faturados na classe rural pagam a tarifa do B1, do A3a e A4, com os atuais e supostamente transitórios descontos cobertos pela CDE, e, os irrigantes e piscicultores de cada subgrupo tarifário pagam as respectivas TUSD R\$/MWh e TE com 80% ou 90% de desconto, sem prazo de finalização. Os demais clientes atendidos pela rede rural, pagam atualmente as mesmas tarifas sem desconto, tarifas estas calculadas com base nos custos marginais da rede urbana, ajustadas em nível para cobrir a Receita Requerida do Fio, na qual os 400 mil km de rede rural estão reconhecidos. Enfim, as tarifas de todos os consumidores são majoradas para suportar os custos da rede rural, criando um grande subsídio cruzado, que se denominou de "subsídio implícito".

Acontece que esses subsídios levam à ineficiência, à medida que não induzem os consumidores à economia e racionalização do consumo, e não permitem que tomem decisões corretas na escolha das alternativas de fornecimento de energia, que sejam as melhores para ele, mas também e, principalmente, melhores para a sociedade.

As tarifas altamente subsidiadas dos irrigantes e piscicultores nunca os incentivarão a buscar alternativas de fornecimento mais baratas, tampouco incentivarão a promover a eficiência do seu sistema de bombeamento.

A rigor, o regulador não conhece os custos de fornecimento na área rural (custo de uso da rede), os governos estadual e federal também não conhecem, e até a maioria das distribuidoras não tem claro as diferenças de custo em fornecer energia nos centros urbanos e na área rural. A CEMIG D é uma das exceções.

Assim, o governo, que já promoveu vários programas para levar eletricidade aos consumidores rurais, com investimentos altos, em sua maioria cobertos pelos demais consumidores, como o Programa Luz para Todos, precisa buscar esse conhecimento para definir corretamente essas políticas de incentivo. Os programas, sempre com cunho muito político, foram impulsionados a qualquer custo, restando às distribuidoras apenas colocá-los em prática.

É preciso passar a conhecer o custo do fornecimento de eletricidade no meio rural via cabo (rede elétrica de distribuição), e compará-lo com as alternativas de geração distribuída, de geração local.

Este estudo dará um passo inicial neste sentido, pois irá comparar os custos de fornecimento, destacando o custo de uso da rede, com a geração distribuída, no caso a Geração Fotovoltaica – GFV.

Também será estudado o mercado e comportamento dessas redes de forma a avaliar qualitativamente o impacto da inserção da geração distribuída, em especial a GFV, tanto nas perdas técnicas, quanto na operação e expansão dessas redes com grande presença de irrigação.

## 2. Legislação

---

A Resolução Normativa 414 define, em sua Seção VI, a classe Rural, a Irrigação e a Aquicultura e os descontos aplicáveis a esses usuários (ANEEL, 2010).

Da Classe Rural e das Atividades de Irrigação e Aquicultura

(Incluído pela REN ANEEL 800, de 19.12.2017)

*Art. 53-J Na classe rural, com fundamento na Lei nº 10.438, de 2002, no Decreto nº 62.724, de 1968 e no Decreto nº 7.891, de 2013, enquadram-se as unidades consumidoras que desenvolvam as atividades dispostas nas seguintes subclasses:*

- I. agropecuária rural: localizada na área rural, onde seja desenvolvida atividade relativa à agropecuária, classificada nos grupos 01.1 a 01.6 da CNAE, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade e o fornecimento para:
  - a) instalações elétricas de poços de captação de água, para atender finalidades de que trata este inciso, desde que não haja comercialização da água; e*
  - b) serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação.**
- II. agropecuária urbana: localizada na área urbana, onde sejam desenvolvidas as atividades do inciso I, observados os seguintes requisitos:
  - a) a carga instalada na unidade consumidora deve ser predominantemente destinada à atividade agropecuária, exceto para os casos de agricultura de subsistência; e*
  - b) o titular da unidade consumidora deve possuir registro de produtor rural expedido por órgão público ou outro documento hábil que comprove o exercício da atividade agropecuária.**
- III. residencial rural: localizada na área rural, com fim residencial, utilizada por trabalhador rural ou aposentado nesta condição;*
- IV. cooperativa de eletrificação rural: localizada em área rural, que detenha a propriedade e opere instalações de energia elétrica de uso privativo de seus associados, cujas cargas se destinem ao desenvolvimento de atividade classificada como rural nos termos deste artigo, observada a legislação e os regulamentos aplicáveis;*
- V. agroindustrial: indústrias de transformação ou beneficiamento de produtos advindos diretamente da agropecuária, mesmo que oriundos de outras propriedades, independentemente de sua localização, desde que a potência nominal total do transformador seja de até 112,5 kVA;*
- VI. serviço público de irrigação rural: localizado na área rural em que seja desenvolvida a atividade de irrigação e explorado por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados, Distrito Federal ou dos Municípios;*

VII. *escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária, localizado na área rural, sem fins lucrativos e explorada por entidade pertencente ou vinculada à Administração Direta, Indireta ou Fundações de Direito Público da União, dos Estados, Distrito Federal ou dos Municípios.*

VIII. *aquicultura: independentemente de sua localização, onde seja desenvolvida atividade de cultivo de organismos cujo ciclo de vida em condições naturais se dá total ou parcialmente em meio aquático, disposta no grupo 03.2 da CNAE, sendo que o titular da unidade consumidora deve possuir registro de produtor rural expedido por órgão público, registro ou licença de aquicultor, exceto para aquicultura com fins de subsistência.*

*Art. 53-K As unidades consumidoras classificadas na classe rural têm direito ao benefício de redução da tarifa aplicável nos percentuais das tabelas a seguir: (Incluído pela REN ANEEL 868, de 17.12.2019)*

*a) Grupo A, subclasse cooperativa de eletrificação rural:*

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	Modalidades Tarifárias Azul e Verde
30	24	18	12	6	0	

*b) Grupo A, demais subclasses:*

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	Modalidades Tarifárias Azul e Verde
10	8	6	4	2	0	

*c) Grupo B, subclasse Serviço Público de Irrigação:*

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	B1 Subclasse Residencial
40	32	24	16	8	0	

*d) Grupo B, demais subclasses:*

Redução na TUSD e TE (%)						Tarifas para Aplicação da Redução
Até 2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	B1 Subclasse Residencial
30	24	18	12	6	0	

*§ 1º Para as distribuidoras em que a redução na tarifa aplicável no processo tarifário de 2018 é diferente do disposto nas tabelas acima, devido a aplicação da transição prevista no*

*Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, a redução deverá ser feita à razão de vinte por cento ao ano sobre os valores de 2018, até que a alíquota seja zero em 2023.*

*§ 2º A aplicação do novo percentual dos subsídios em cada ano deve ser feita a partir da homologação dos respectivos reajustes ou procedimentos ordinários de revisão tarifária de cada distribuidora, mantendo-se até esta data a aplicação do percentual do ano anterior. (NR)*

*Art. 53-L. As unidades consumidoras da classe rural também têm direito, conforme disposições da Portaria MINFRA nº 45, de 1992, da Lei nº 10.438, de 2002 e do Decreto nº 7.891, de 2013, ao benefício tarifário de redução nas tarifas aplicáveis ao consumo destinado às atividades de irrigação e de aquicultura desenvolvidas em um período diário contínuo de 8h30m (oito horas e trinta minutos), de acordo com os seguintes percentuais: (Incluído pela REN ANEEL 800, de 19.12.2017)*

*I. Nordeste e demais municípios da área de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, conforme o art. 2º do Anexo I do Decreto nº 6.219, de 2007.*

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	90%	90%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	73%	73%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

*II - Norte, Centro-Oeste e demais Municípios do Estado de Minas Gerais.*

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	80%	80%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	67%	67%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

*III - demais Regiões:*

Grupo	TUSD R\$/kW	TUSD R\$/MWh	TE R\$/MWh	Tarifas para Aplicação da Redução
A	0%	70%	70%	Tarifas das Modalidades Tarifárias Azul e Verde
B	-	60%	60%	B1 (após aplicação do benefício da classe Rural)

*§ 1º Para as unidades consumidoras do grupo B os benefícios tarifários previstos neste artigo devem ser concedidos após a aplicação dos benefícios tarifários da classe rural, sendo vedada a aplicação cumulativa para o Grupo A.*

*§ 2º Faculta-se a distribuidora o estabelecimento de escala de horário para início, mediante acordo com o respectivo consumidor, garantido o horário de 21h30 min às 6h do dia seguinte.*

*§ 3º As distribuidoras poderão acordar a ampliação do desconto de que trata o caput deste artigo em até 40 (quarenta) horas semanais, no âmbito das políticas estaduais de incentivo à irrigação e à aquicultura, vedado o custeio desse desconto adicional por meio de repasse às tarifas de energia elétrica ou por meio de qualquer encargo incidente sobre as tarifas de energia elétrica.*

*§4º A ampliação das horas semanais de desconto tarifário não poderá comprometer a segurança do atendimento ao mercado de energia elétrica e a garantia física das usinas hidroelétricas.*

*§5º Para unidade consumidora classificada como cooperativa de eletrificação rural, o benefício tarifário incide sobre o somatório dos consumos de energia elétrica nas unidades dos cooperados, verificados no período estabelecido, cabendo à cooperativa fornecer os dados necessários para a distribuidora.*

*§6º O benefício tarifário de que trata este artigo depende da comprovação pelo consumidor da existência do licenciamento ambiental e da outorga do direito de uso de recursos hídricos, quando exigido em legislação federal, estadual, distrital ou municipal específica.*

*§7º Os benefícios tarifários previstos neste artigo aplicam-se exclusivamente para as seguintes cargas:*

*I - aquicultura: cargas específicas utilizadas no bombeamento para captação de água e dos tanques de criação, no berçário, na aeração e na iluminação nesses locais; e*

*II - irrigação: cargas específicas utilizadas no bombeamento para captação de água e adução, na injeção de fertilizantes na linha de irrigação, na aplicação da água no solo mediante o uso de técnicas específicas e na iluminação dos locais de instalação desses equipamentos.*

Até o começo da vigência da [Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013](#), todos os descontos tarifários, exceto o concedido ao consumidor residencial baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE), eram arcados pelos próprios consumidores das concessionárias, configurando-se como um subsídio cruzado interno à área de concessão. As concessionárias tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos apenas em sua própria área de concessão. Com isso o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados e subsidiários.

A partir de 2013, com a inclusão dessa finalidade na CDE, todos os consumidores do SIN passaram a subvencionar os subsídios tarifários de todo país, independentemente do mercado subsidiado da sua área de concessão. Além do consumidor residencial baixa renda, a subvenção da CDE é destinada a compensar as distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos seguintes usuários do serviço: gerador e consumidor de fonte incentivada; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior

a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e subclasse de serviço público de irrigação<sup>23</sup>.

### 3. PRODEEM – Programa para Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios

A preocupação com a o atendimento da zona rural com energia distribuída não é uma prerrogativa deste P&D, e já foi do Ministério de Minas de Energia. Um dos exemplos é o PRODEEM - Programa para o Desenvolvimento de Energia nos Estados e Municípios.

O PRODEEM foi criado em 1994, pelo MME, com a finalidade de levar energia elétrica a áreas rurais não atendidas pela rede elétrica convencional, obtendo essa energia de fontes renováveis, especialmente de sistemas fotovoltaicos. Em 2005, foi incorporado ao Programa Luz para Todos.

Foi uma iniciativa do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético – DNDE do Ministério de Minas e Energia, com apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que era responsável pela parte técnica, e teve como objetivo contribuir para o desenvolvimento integrado de comunidades não atendidas pelos sistemas convencionais de suprimento de energia, utilizando fontes energéticas renováveis e descentralizadas, economicamente viáveis e ambientalmente saudáveis.

Em um dos informes do PRODEEM se encontra a seguinte convergência com o entendimento dos pesquisadores deste P&D:

*"O elevado custo de atendimento, implícito no modelo tradicional de extensão de rede elétricas, e os subsídios aos sistemas energéticos convencionais, que inibem o aproveitamento de fontes locais de energia, contribuem fortemente para a manutenção do cenário de carência".*

Lê-se também:

*"O modelo de crescimento econômico adotado no país nas últimas décadas priorizou a industrialização, estimulou o processo de urbanização e orientou o sistema energético nacional para a produção centralizada de grandes blocos de energia, incapaz de satisfazer as necessidades de grande parte da população, principalmente moradores de periferia de grandes cidades e das zonas rurais.*

*Por outro lado, os subsídios ao consumo de gasolina, álcool, diesel, gás liquefeito de petróleo e eletricidade nas regiões mais distantes, comunidades isoladas e zonas rurais inibiram o desenvolvimento de sistemas de produção e uso locais de energia que poderiam ser competitivos, a preços reais, com sistemas convencionais centralizados e que, adicionalmente, gerariam empregos locais, manteriam a receita da produção e da comercialização da energia na própria região e poderiam suportar um processo de desenvolvimento regional auto-sustentado."*

---

<sup>23</sup> <https://www.ANEEL.gov.br/conta-subsidio-tarifario>.



Os sistemas energéticos implementados pelo PRODEEM incluíam a utilização de painéis fotovoltaicos, aerogeradores, pequenas centrais hidrelétricas, combustíveis derivados de biomassa.

A ação do PRODEEM era direcionada para implementação dos seguintes programas:

- ✓ *Desenvolvimento Social: instalação de microssistemas de produção de energia em comunidades carentes e não servidas pela rede elétrica, apoiando de forma permanente o atendimento de demandas sociais básicas: água potável, produção de alimentos, educação, saúde, saneamento etc.*
- ✓ *Desenvolvimento Econômico: aproveitamento de fontes de energia renováveis descentralizadas para atendimento de demandas ligadas à atividade produtiva e que favoreçam a elevação da renda, a geração de empregos e a agregação de valor ao produto rural.*
- ✓ *Complementação da Oferta de Energia: produção complementar de energia via fontes renováveis descentralizadas, destinadas a todos os consumidores, contemplando inclusive reforço nas redes existentes.*
- ✓ *Base Tecnológica e Industrial: promoção do desenvolvimento de tecnologias relacionadas com sistemas não convencionais de energia e capacitação de recursos humanos para sua instalação, operação e manutenção.*

Só o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), foi responsável por um quarto da capacidade instalada no período de junho de 1996 a dezembro de 2001, onde foram instalados 5,2 MW. Foram instalados sistemas de geração de energia e sistemas de bombeamento de água (Galdino & Lima, 2002).

Segundo relatório do Cigré Brasil, o PRODEEM foi considerado um dos maiores programas de eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento, instalou aproximadamente 9 mil sistemas fotovoltaicos de geração de energia e bombeamento de água. Os sistemas foram instalados de junho de 1996 a dezembro de 2001 e implantados em todos os 26 estados brasileiros, especialmente nas regiões Nordeste (semiárido) e Norte (Amazônia). Foram instalados três tipos de sistemas fotovoltaicos autônomos:

- a. Sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica;
- b. Sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água;
- c. Sistemas fotovoltaicos de iluminação pública.

Todos atendendo às necessidades comunitárias, em escolas, postos de saúde e centros comunitários (Galdino & Lima, 2002).

Por mais expressivos que sejam os números do PRODEEM, o programa foi suspenso em 2002 pelo Tribunal de Contas da União (TCU), dado o elevado número de irregularidades encontradas, destacando-se falhas de gestão e centralização das atividades. O PRODEEM acabou sendo incorporado ao Programa Luz para Todos (Gama, Aoki, Luiz, Vicentini, & Souza, 2013).



A quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados durante o PRODEEM justificaria um estímulo ao desenvolvimento de indústrias nacionais desses equipamentos. No entanto, a opção na época foi a realização de licitações internacionais para a aquisição de kits fotovoltaicos, dessa forma, os equipamentos utilizados foram importados não havendo qualquer tipo de incentivo à indústria brasileira (Varella, Cavaliero, & Silva, 2011).

Outra opção foi a de se fazer parcerias. A experiência foi realizada entre o National Renewable Energy Laboratory (NREL) dos EUA e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Nos anos 1990, essa parceria instalou cerca de 1.200 sistemas fotovoltaicos doados pelo governo dos EUA. Segundo (Ribeiro, 2002) um teste realizado em uma amostra de 180 sistemas mostrou que 35% estavam inoperantes, muitos em função da ausência de suporte técnico de manutenção (Gama, Aoki, Luiz, Vicentini, & Souza, 2013). Até 2004 não existia nenhuma legislação no Brasil que regulamentasse a instalação de sistemas fotovoltaicos autônomos para geração de energia elétrica, uma necessidade premente haja vista o elevado número de não conformidades e falhas encontradas nos sistemas do PRODEEM, o que culminou em sua suspensão.

Assim, foi lançada a Resolução Normativa nº 83/2004, regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica através de Fontes Intermitentes (SIGFI's). As SIGFI's são sistemas utilizados como opção para a universalização dos serviços de energia elétrica no meio rural (Galdino & Pinho, 2014). Para a unidade consumidora ser considerada como atendida dentro das metas de universalização da concessionária, os sistemas individuais instalados devem cumprir os procedimentos e condições estabelecidos nessa resolução.

Com o fim do programa, com a finalidade de selecionar interessados em receber doação, os bens remanescentes do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), foram alienados, bens como módulos fotovoltaicos, inversores e controladores de carga, reprovados para o uso no Programa Luz para Todos (LpT) por serem considerados antieconômicos, mas aptos para outras finalidades.

#### 4. Os Custos de Uso da Rede até a Área Rural

---

Os Custos Marginais de Uso da Rede de Distribuição para atendimento de consumidores de baixa tensão da CEMIG D está em torno 200 R\$/MWh, porém na classe Residencial na área urbana e Serviço Público é aproximadamente 110 R\$/MWh, no subgrupo B3 é aproximadamente 130 R\$/MWh e no rural passa para 700 R\$/MWh.

Tabela 70 – Custo Marginal de Uso da Rede de Distribuição

Classe	Faixa	Faixa	Custo Marginal R\$/MWh 2018			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	464,95	231,38	19,40	102,18
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	577,64	262,81	23,18	116,90
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	526,17	271,50	22,73	104,52
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	529,37	268,36	27,25	108,04
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	538,88	266,32	34,69	105,73
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	568,56	264,29	41,88	109,96
<b>RESIDENCIAL</b>			<b>537,22</b>	<b>257,21</b>	<b>23,33</b>	<b>110,39</b>
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	617,27	276,49	54,15	149,87
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	575,62	264,33	53,45	129,37
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kW	572,90	262,36	50,25	122,77
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	573,23	265,83	55,58	124,65
<b>COMERCIAL</b>			<b>586,01</b>	<b>267,43</b>	<b>53,40</b>	<b>131,61</b>
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	403,98	214,70	91,46	132,99
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	462,74	237,54	89,46	136,74
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kW	488,13	220,94	92,02	140,54
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	522,80	248,97	69,18	124,95
<b>INDUSTRIAL</b>			<b>461,69</b>	<b>228,26</b>	<b>86,72</b>	<b>134,23</b>
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	539,63	246,44	60,52	115,97
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	603,54	280,68	43,91	113,19
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kW	566,87	265,60	44,98	112,82
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	623,91	291,08	40,38	108,38
<b>SERVIÇO PÚBLICO</b>			<b>590,22</b>	<b>274,65</b>	<b>45,86</b>	<b>111,94</b>
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.586,60	3.827,02	385,04	1.106,10
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	2.839,57	2.553,25	234,06	707,30
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kW	2.896,07	2.502,28	184,68	583,15
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	3.017,87	2.466,80	168,63	540,12
<b>RURAL</b>			<b>3.143,87</b>	<b>2.930,93</b>	<b>249,54</b>	<b>758,66</b>
<b>BT TOTAL</b>			<b>855,59</b>	<b>579,18</b>	<b>63,72</b>	<b>201,58</b>

A Tabela 70 apresenta os custos marginais de uso da rede de distribuição pelos clientes de baixa tensão, calculados na última revisão tarifária da CEMIG D.

Observa-se que o custo de Ponta dos clientes rurais é quase 6 vezes o custo de Ponta dos clientes residenciais, e os custos dos postos tarifários Intermediário e Fora de Ponta dos clientes rurais são aproximadamente 11 vezes os custos do Intermediário e Fora de Ponta dos residenciais. Na média os custos do rural são quase 7 vezes o custo do residencial.

A Tabela 71 a seguir apresenta os custos marginais ajustados em nível para igualar a receita marginal à receita obtida com TUSD Fio B da REN Nº 2.707, de 25 de junho de 2020, igual a 192,37 R\$/MWh, para se ter uma referência de TUSD Fio B sem subsídio para a classe rural. Na média, a TUSD Fio B de referência do Rural deveria ser 717 R\$/MWh.

Tabela 71 – Custos Marginais de uso da Rede ajustados à Receita Requerida do Fio

Classe	Faixa	Faixa	Custo Marginal Ajustado Receita Requerida Fio R\$/MWh 2020			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	439,63	218,78	18,34	96,61
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	546,18	248,50	21,92	110,53
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	497,51	256,71	21,49	98,83
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	500,54	253,74	25,77	102,15
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	509,53	251,81	32,80	99,97
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	537,59	249,89	39,60	103,97
<b>RESIDENCIAL</b>			<b>507,96</b>	<b>243,20</b>	<b>22,06</b>	<b>104,38</b>
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	583,65	261,43	51,20	141,71
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	544,27	249,93	50,54	122,32
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kW	541,70	248,07	47,51	116,08
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	542,01	251,35	52,55	117,86
<b>COMERCIAL</b>			<b>554,09</b>	<b>252,86</b>	<b>50,50</b>	<b>124,44</b>
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	381,98	203,01	86,48	125,74
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	437,54	224,60	84,59	129,29
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kW	461,54	208,91	87,01	132,89
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	494,32	235,41	65,41	118,14
<b>INDUSTRIAL</b>			<b>436,55</b>	<b>215,83</b>	<b>82,00</b>	<b>126,92</b>
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	510,24	233,02	57,22	109,66
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	570,67	265,39	41,52	107,02
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kW	535,99	251,13	42,53	106,68
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	589,93	275,23	38,18	102,47
<b>SERVIÇO PÚBLICO</b>			<b>558,07</b>	<b>259,69</b>	<b>43,36</b>	<b>105,84</b>
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.391,25	3.618,57	364,07	1.045,86
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	2.684,91	2.414,18	221,31	668,78
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kW	2.738,33	2.365,99	174,62	551,39
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	2.853,49	2.332,44	159,45	510,70
<b>RURAL</b>			<b>2.972,63</b>	<b>2.771,29</b>	<b>235,95</b>	<b>717,34</b>
<b>BT TOTAL</b>			<b>816,10</b>	<b>551,24</b>	<b>58,49</b>	<b>192,37</b>

A Tabela 72 a seguir apresenta as tarifas finais de referência do Subgrupo B2 adicionando-se à TUSD Fio B de Referência as componentes TUSD Fio A, TUSD Perdas, TUSD Encargos e a Tarifa de Energia - TE.

Por simplificação, adicionou-se à tarifa de fornecimento de referência do rural a atual TUSD Perdas, mas a rigor a TUSD Perdas de referência para a classe rural é bem maior, pois as perdas na rede rural são bem superiores às perdas na rede urbana.

Mesmo com esta simplificação, observa-se que a tarifa final de fornecimento de referência (com a estrutura real dos custos) do rural é mais que o dobro da tarifa do residencial: são mais de 1.100,00 R\$/MWh contra pouco mais de 500 R\$/MWh.

Destaca-se que a referência de 1.100 R\$/MWh é para a média do custo de fornecimento de energia elétrica da área rural, porém, dependendo do alimentador, ou localidade, mais distante dos centros de geração, os custos serão ainda maiores (existem alimentadores na CEMIG D com mais de 1.000 km de extensão).

Tabela 72 – Tarifa de Fornecimento de Referência

Classe	Faixa	Faixa	Tarifa final de Fornecimento de Referência - R\$/MWh 2020			
			Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Médio
RESIDENCIAL	Faixa 1	< 100 kWh	924,13	660,27	416,81	511,24
RESIDENCIAL	Faixa 2	101 a 220 kWh	1.030,69	689,99	420,39	524,01
RESIDENCIAL	Faixa 3	221 a 350 kWh	982,02	698,20	419,96	511,32
RESIDENCIAL	Faixa 4	351 a 500 kWh	985,05	695,23	424,24	514,59
RESIDENCIAL	Faixa 5	501 a 1000 kWh	994,04	693,30	431,27	510,83
RESIDENCIAL	Faixa 6	> 1000 kWh	1.022,10	691,39	438,07	514,01
<b>RESIDENCIAL</b>			<b>992,47</b>	<b>684,69</b>	<b>420,53</b>	<b>517,72</b>
COMERCIAL	Faixa 1	< 500 kWh	1.075,71	707,45	451,18	558,16
COMERCIAL	Faixa 2	501 a 2000 kWh	1.036,32	695,95	450,52	536,37
COMERCIAL	Faixa 3	2001 a 5000 kWh	1.033,75	694,09	447,49	529,45
COMERCIAL	Faixa 4	> 5000 kWh	1.034,06	697,37	452,53	530,74
<b>COMERCIAL</b>			<b>1.046,15</b>	<b>698,88</b>	<b>450,48</b>	<b>538,63</b>
INDUSTRIAL	Faixa 1	< 1000 kWh	874,03	649,02	486,46	538,76
INDUSTRIAL	Faixa 2	1001 a 3000 kWh	929,59	670,62	484,57	541,65
INDUSTRIAL	Faixa 3	3001 a 7000 kWh	953,60	654,92	486,99	545,34
INDUSTRIAL	Faixa 4	> 7000 kWh	986,38	681,43	465,39	530,11
<b>INDUSTRIAL</b>			<b>928,60</b>	<b>661,85</b>	<b>481,98</b>	<b>539,42</b>
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 1	< 2000 kWh	1.002,29	679,04	457,20	520,93
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 2	2001 a 5000 kWh	1.062,72	711,41	441,50	518,82
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 3	5001 a 10000 kWh	1.028,05	697,15	442,51	519,10
SERVIÇO PÚBLICO	Faixa 4	> 10000 kWh	1.081,98	721,24	438,16	513,59
<b>SERVIÇO PÚBLICO</b>			<b>1.050,13</b>	<b>705,71</b>	<b>443,34</b>	<b>517,45</b>
RURAL	Faixa 1	< 300 kWh	3.885,19	4.065,72	764,43	1.463,23
RURAL	Faixa 2	301 a 1000 kWh	3.178,85	2.861,33	621,67	1.083,49
RURAL	Faixa 3	1001 a 5000 kWh	3.232,27	2.813,14	574,98	963,46
RURAL	Faixa 4	> 5000 kWh	3.347,44	2.779,59	559,80	921,60
<b>RURAL</b>			<b>3.466,57</b>	<b>3.218,44</b>	<b>636,30</b>	<b>1.131,46</b>
<b>BT TOTAL</b>			<b>1.290,41</b>	<b>984,97</b>	<b>452,38</b>	<b>597,30</b>

A TUSD de Referência do Subgrupo B2, varia de 1463 R\$/MWh para a faixa de consumo inferior a 300 kWh até 922 R\$/MWh para a faixa de consumo superior a 5.000 kWh.

Assim, há que se comparar esses custos, ou tarifa de fornecimento de referência, dos clientes rurais, com os custos da geração distribuída. Observa-se ainda, que não estão incluídos o ICMS e PIS/COFINS nessas tarifas.

Por outro lado, a Tabela 73 a seguir mostra os custos da energia solar anualizado aberto nas mesmas classes e faixas de consumo. Foi definida uma capacidade para gerar exatamente o necessário para atender o consumo médio mensal do mercado de cada faixa de consumo.

Tabela 73 – Custo da Micro GFV

Classe	Faixa	Descrição Faixa	Consumo Médio	Custo em R\$/MWh
				LCOE
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	53,32	875,62
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	142,67	611,22
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	260,00	524,45
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	390,00	473,51
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	617,98	415,68
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	1.650,13	350,59
RESIDENCIAL	TOTAL		116,68	636,52
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	123,90	679,45
COMERCIAL	FX2	501 a 2000 kWh	915,28	384,34
COMERCIAL	FX3	2001 a 5000 kW	2.884,76	295,50
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	8.798,40	244,28
COMERCIAL	TOTAL		428,46	400,97
INDUSTRIAL	FX1	< 1000 kWh	225,68	588,25
INDUSTRIAL	FX2	1001 a 3000 kWh	1.653,97	333,43
INDUSTRIAL	FX3	3001 a 7000 kW	4.261,64	271,48
INDUSTRIAL	FX4	> 7000 kWh	10.442,57	233,75
INDUSTRIAL	TOTAL		633,00	377,01
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 2000 kWh	465,06	486,78
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	2001 a 5000 kWh	3.021,41	300,87
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	5001 a 10000 kW	6.759,36	254,11
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 10000 kWh	15.921,85	219,24
SERVIÇO PÚBLICO	TOTAL		1.942,64	294,49
RURAL	FX1	< 300 kWh	95,31	724,99
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	503,85	448,00
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	1.842,65	324,25
RURAL	FX4	> 5000 kWh	8.528,93	236,96
RURAL	TOTAL		270,82	458,05
BAIXA TENSÃO			166,76	539,59

Observa-se que o custo cai com o porte de consumo. Assim, na classe Rural o custo da GFV varia de 725 R\$/MWh para a faixa de consumo inferior a 300 kWh, até 237 R\$/MWh para a faixa de consumo superior a 5.000 kWh.

Ou seja, custa para sociedade mais de 900 R\$/MWh levar energia para um consumidor rural com mais 5.000 kWh por rede elétrica, enquanto a geração local solar fotovoltaica custa 237 R\$/MWh. Mais uma vez observa-se que não se considerou os tributos, o que torna o fornecimento pela distribuidora extremamente mais caro.

Não há como fechar os olhos para isto. É necessário, que os governantes e legisladores definam políticas públicas de investimentos e de subsídios conhecendo os custos das diversas alternativas energéticas.

## 5. Mercado de Irrigantes e Aquicultores da CEMIG D

Os clientes irrigantes e aquicultores da CEMIG D consomem juntos cerca de 780 GWh anuais, que representam aproximadamente 21% do consumo da classe Rural da empresa, que é de 3.700 GWh. A maior fatia deste mercado – 63% – é dos clientes de média tensão, enquanto os clientes de baixa tensão têm, também, uma participação importante – 35% – e os clientes do Subgrupo A2 têm um peso reduzido – 2,5%. Os aquicultores representam uma porção pequena deste mercado – 0,25% – com somente cerca de 2 GWh anuais.

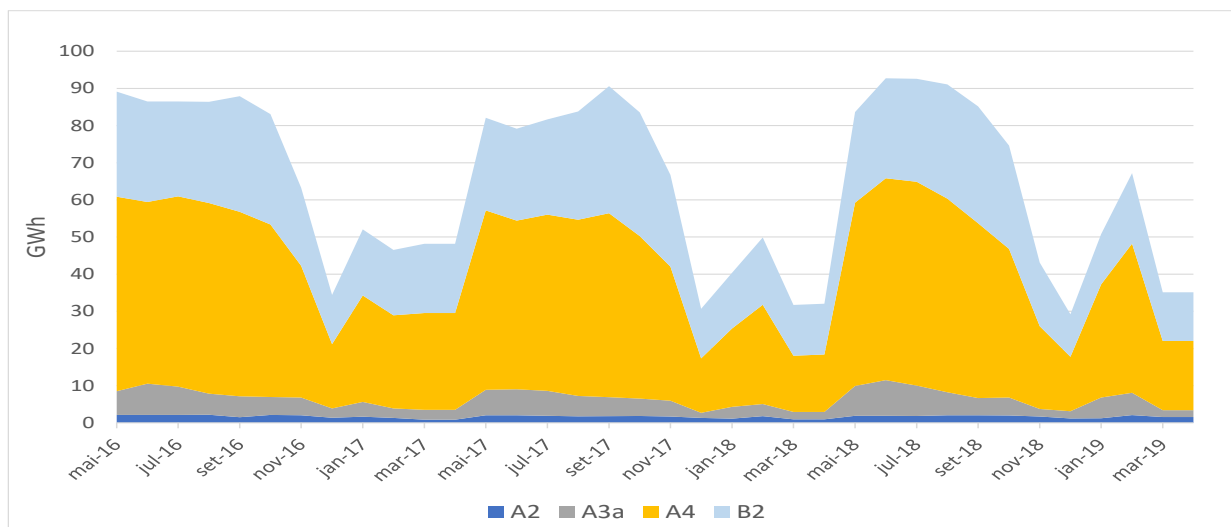
Tabela 74 – Mercado de Irrigação e Aquicultura CEMIG D

Mercado de Irrigação e Aquicultura da <i>CEMIG D</i> média dos anos 2016 a 2019				
Subgrupo	mai/2016 a abr/2017	mai/2017 a abr/2018	mai/2018 a abr/2019	Média Anual
A2	20.083	18.952	20.759	19.931
A3a	57.507	51.922	60.760	56.730
A4	458.668	411.000	442.509	437.392
B2	275.903	270.404	256.273	267.527
Total	812.160	752.278	780.300	781.580

Fonte: Memória de cálculo dos processos tarifários<sup>24</sup>

O mercado de irrigação apresenta uma variação sazonal importante em todos os níveis de tensão, com predominância do consumo ao longo dos meses mais secos, principalmente de maio a outubro.

Figura 57: Mercado de Irrigantes e Aquicultores – CEMIG D.



Fonte: Memória de cálculo dos processos tarifários<sup>25</sup>

<sup>24</sup> Disponível em: <https://www.ANEEL.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

<sup>25</sup> Disponível em: <https://www.ANEEL.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

## 6. Comportamento da Carga dos clientes Irrigantes e das redes rurais

Os clientes irrigantes têm algumas propriedades que os distinguem dos demais consumidores e que acarretam um comportamento de consumo característico, facilmente observável nas curvas de carga diárias.

Conforme apresentado na seção 2, nas unidades cadastradas como irrigantes para fins de desconto tarifário, só podem ser considerados os equipamentos exclusivos da atividade e iluminação, suficientes para operação desses equipamentos. Isto confere às curvas um aspecto de carga em patamares, com carga alta constante quando os equipamentos estão ligados e totalmente sem carga quando não estão funcionando. Alguma variação nos patamares ocorre em unidades com mais de uma bomba ou motor, quando parte dos equipamentos está em funcionamento, às vezes em intervalos intermitentes.

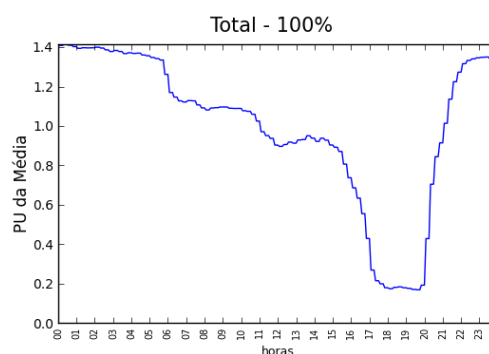
Outra particularidade destes clientes é ter uma carga maior no horário reservado estabelecido pela legislação. Existe alguma variação no início e término do horário reservado, que é combinado entre a distribuidora e os clientes de irrigação com o objetivo de atenuar na rede as rampas no acionamento e desligamento dos equipamentos. No entanto, como é obrigatória a concessão de desconto em um período diário contínuo de oito horas e meia, dentro do horário de 21h30 às 6h00, todos os clientes apresentam carga máxima dentro desse período.

A curva de carga desses clientes é, portanto, fortemente influenciada pela regulação dos subsídios para a atividade, determinando o tipo de equipamento e o horário de sua utilização.

### 6.1. Usuários Irrigantes de Média Tensão

A participação importante dos irrigantes no mercado rural de média tensão da CEMIG D tem reflexo no comportamento de sua carga. Observa-se na curva a seguir, que representa o conjunto dos consumidores rurais MT, como a carga de irrigação é significativa, e como as tarifas diferenciadas impõem também uma grande redução do consumo no horário de Ponta.

Figura 58: Curva de Carga Total do dia útil da Classe Rural de Média Tensão – CEMIG D.

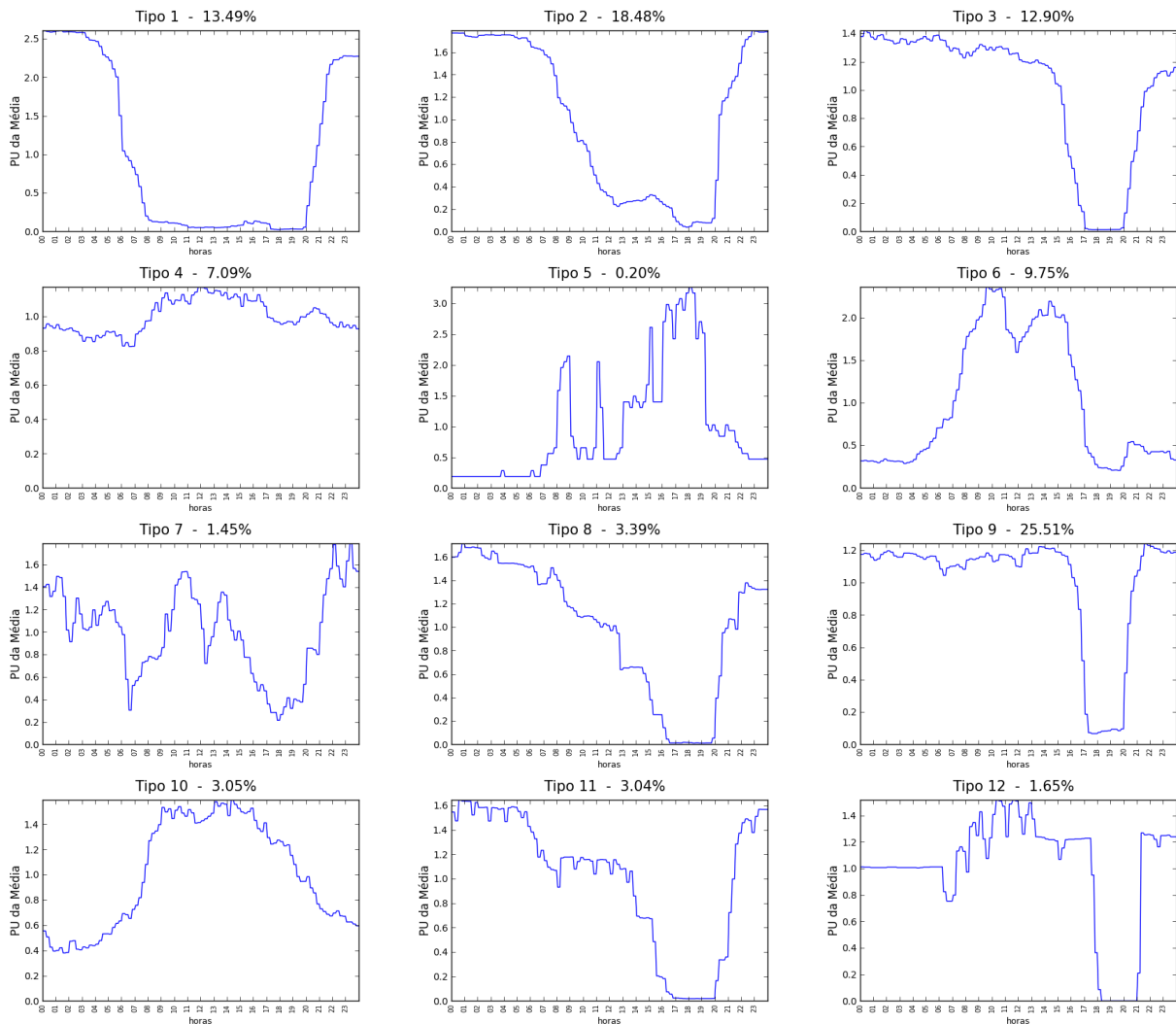


Fonte: (ESCHER, 2018).

A Figura 59 apresenta a tipologia dos clientes rurais de média tensão.



Figura 59: Tipos Característicos da Classe Rural de Média Tensão – CEMIG D.

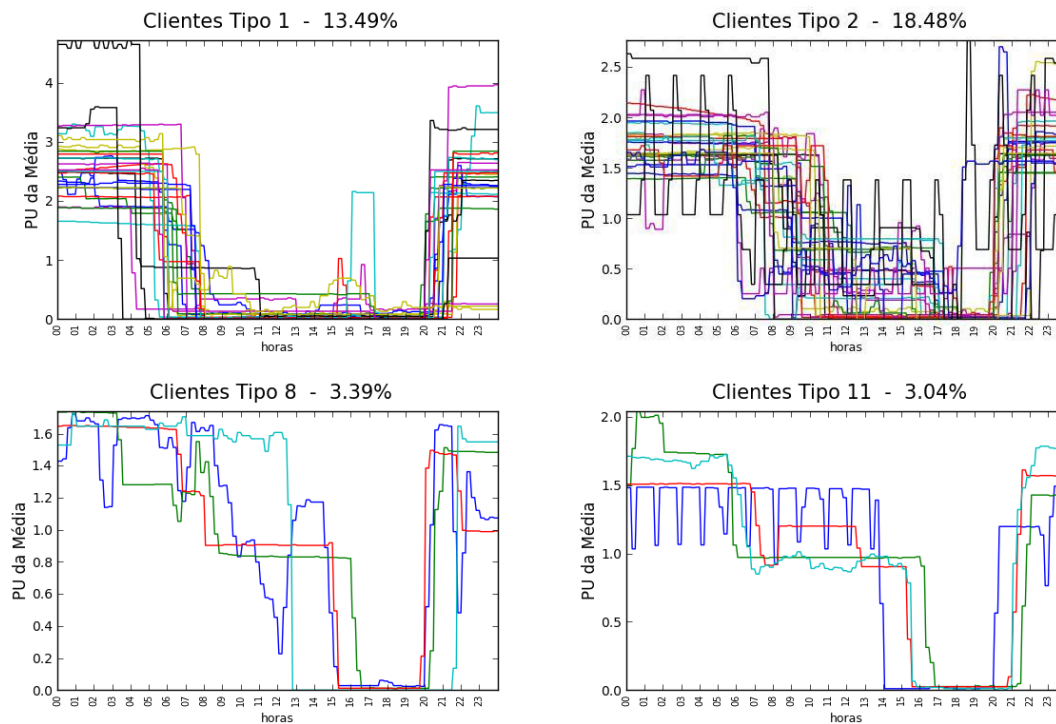


Entre estes tipos há vários com características da carga de irrigação/bombeamento. O Tipo 1 demonstra um comportamento mais específico dos clientes irrigantes, com carga à noite e de madrugada, quase exclusivamente no horário de tarifa reduzida. O Tipo 2, além da demanda no horário de tarifas reduzida, apresenta ainda alguma carga diurna, principalmente ao longo da manhã. Já os tipos 8 e 11 contêm clientes com carga em patamar intermediário ao longo do dia. Juntos, estes tipos representam 38% do mercado de média tensão rural, percentual próximo do total da fatia de mercado dos clientes irrigantes e aquicultores no nível, que é de 40%. Assim, possivelmente há alguns clientes irrigantes nos tipos 8 e 11, ou até nos tipos 3, 9 e 12.

A composição dos tipos é mostrada na Figura 60, na qual se observa melhor as curvas de carga individuais em patamares, características da carga de bombeamento.



Figura 60: Composição dos Tipos com Irrigação e Aquicultura

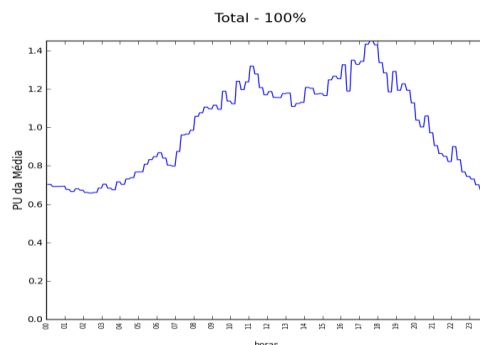


Fonte: (ESCHER, 2018).

## 6.2. Usuários Irrigantes de Baixa Tensão

Os clientes irrigantes representam aproximadamente 11% da energia da classe rural de baixa tensão da CEMIG D. Assim, a curva de carga total da classe - Figura 61 - não tem, como na média tensão, o formato característico das cargas de irrigação.

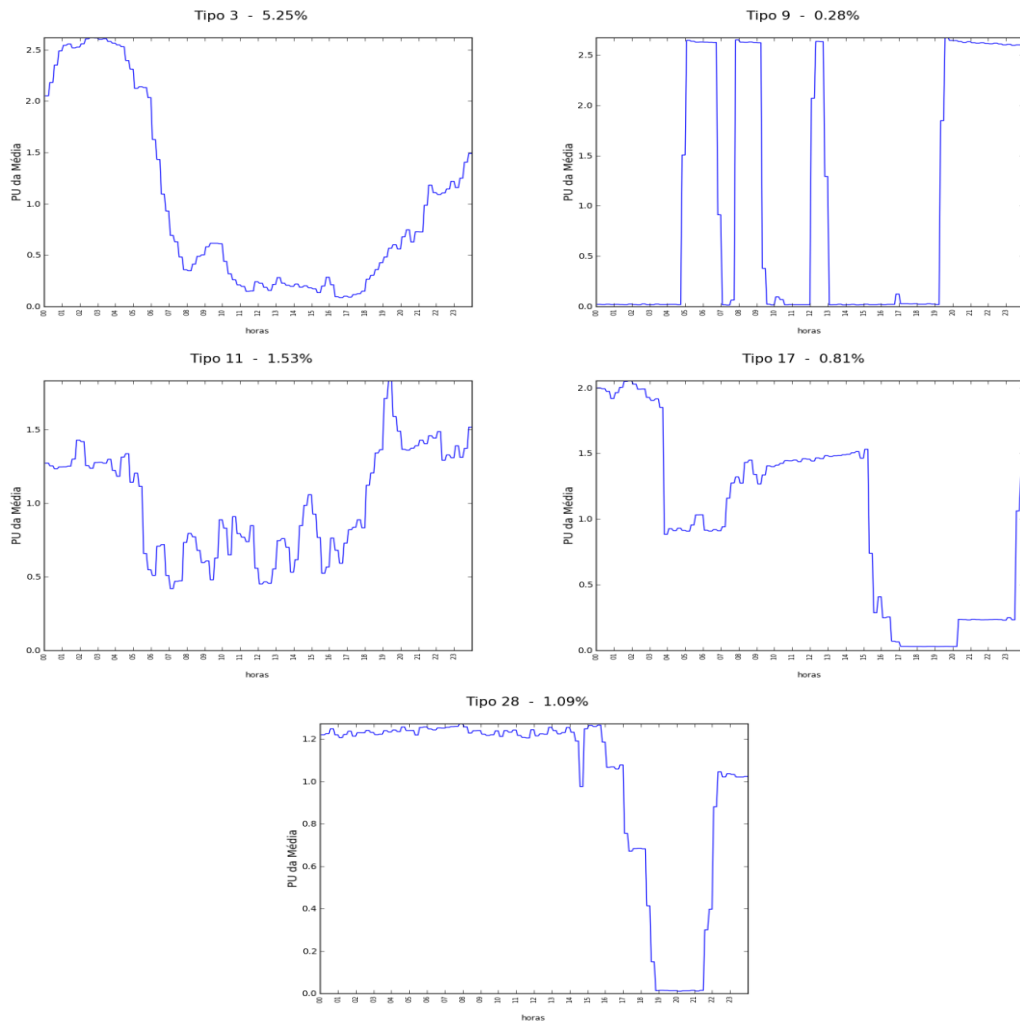
Figura 61: Classe Rural de Baixa Tensão – CEMIG D.



Fonte: (ESCHER, 2018).

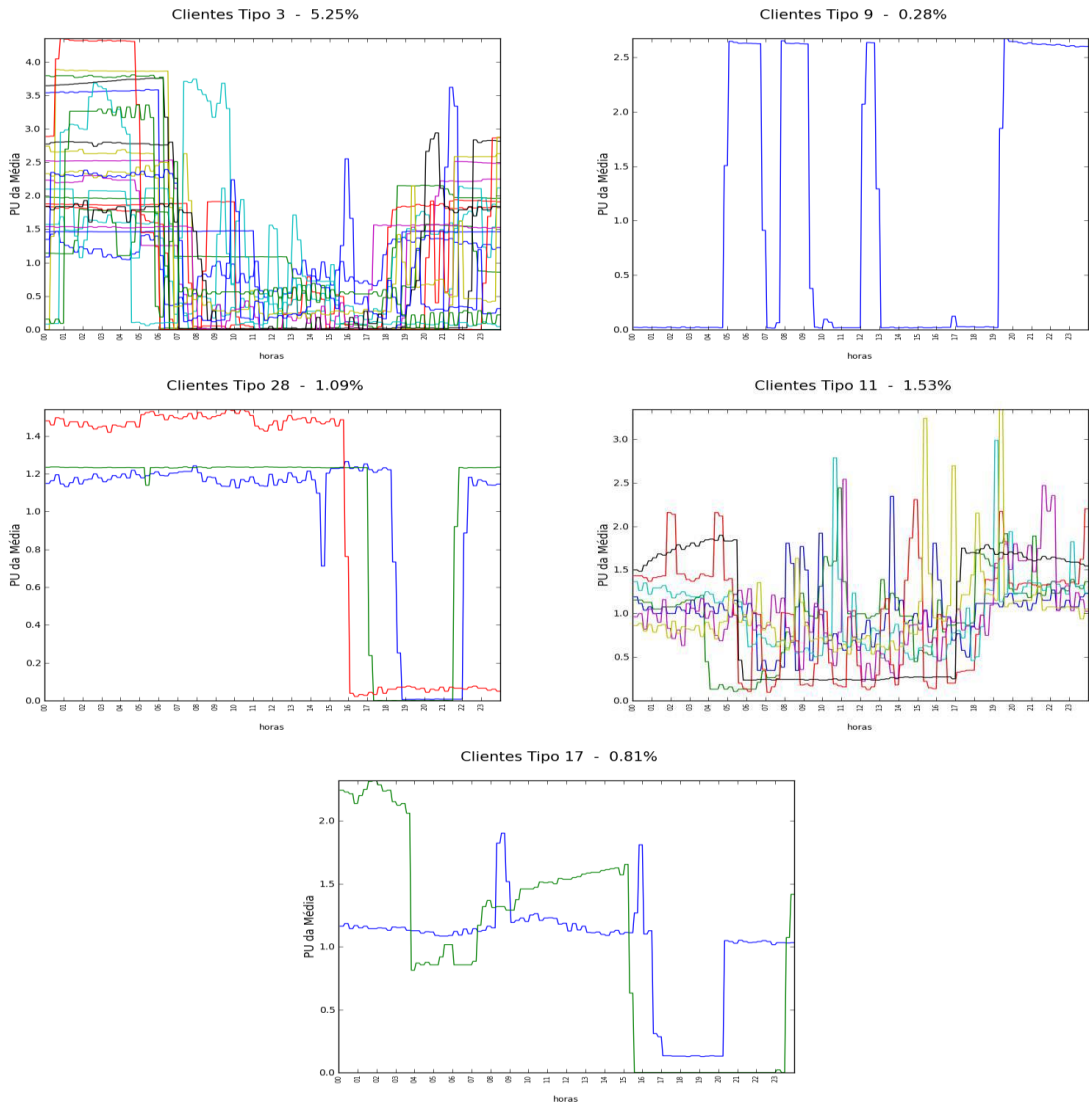
A Figura 62 mostra os tipos que tem comportamento de carga característicos de bombeamento, principalmente no horário noturno, que deve conter clientes irrigantes.

Figura 62: Tipos Característicos de Carga de Irrigação/bombeamento – CEMIG D.



Fonte: (ESCHER, 2018).

Figura 63: Composição dos Tipos BT com Carga de Irrigação – CEMIG D.

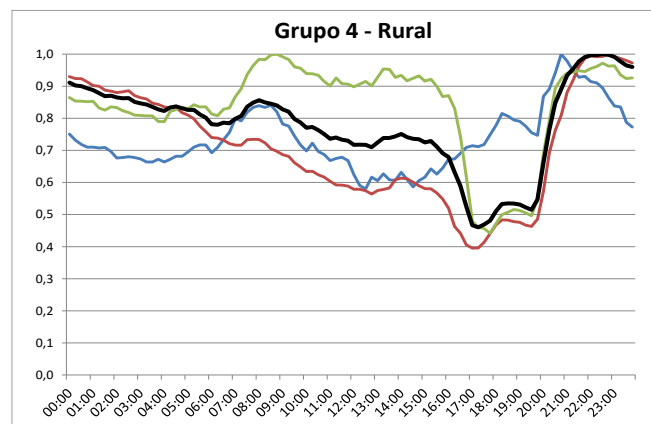


Fonte: (ESCHER, 2018).

### 6.3. Redes de Média Tensão

O comportamento dos clientes irrigantes tem forte reflexo nas redes de distribuição da CEMIG D. A Figura 64, mostra alguns tipos característicos de alimentadores com carga noturna maior, próprios do comportamento de clientes irrigantes. Esses perfis de carga representam 6% dos alimentadores da CEMIG D e 4% da energia que transita na rede de média tensão da empresa.

Figura 64: Tipos característicos de alimentadores da CEMIG D



Fonte: Relatório das etapas 8 e 9

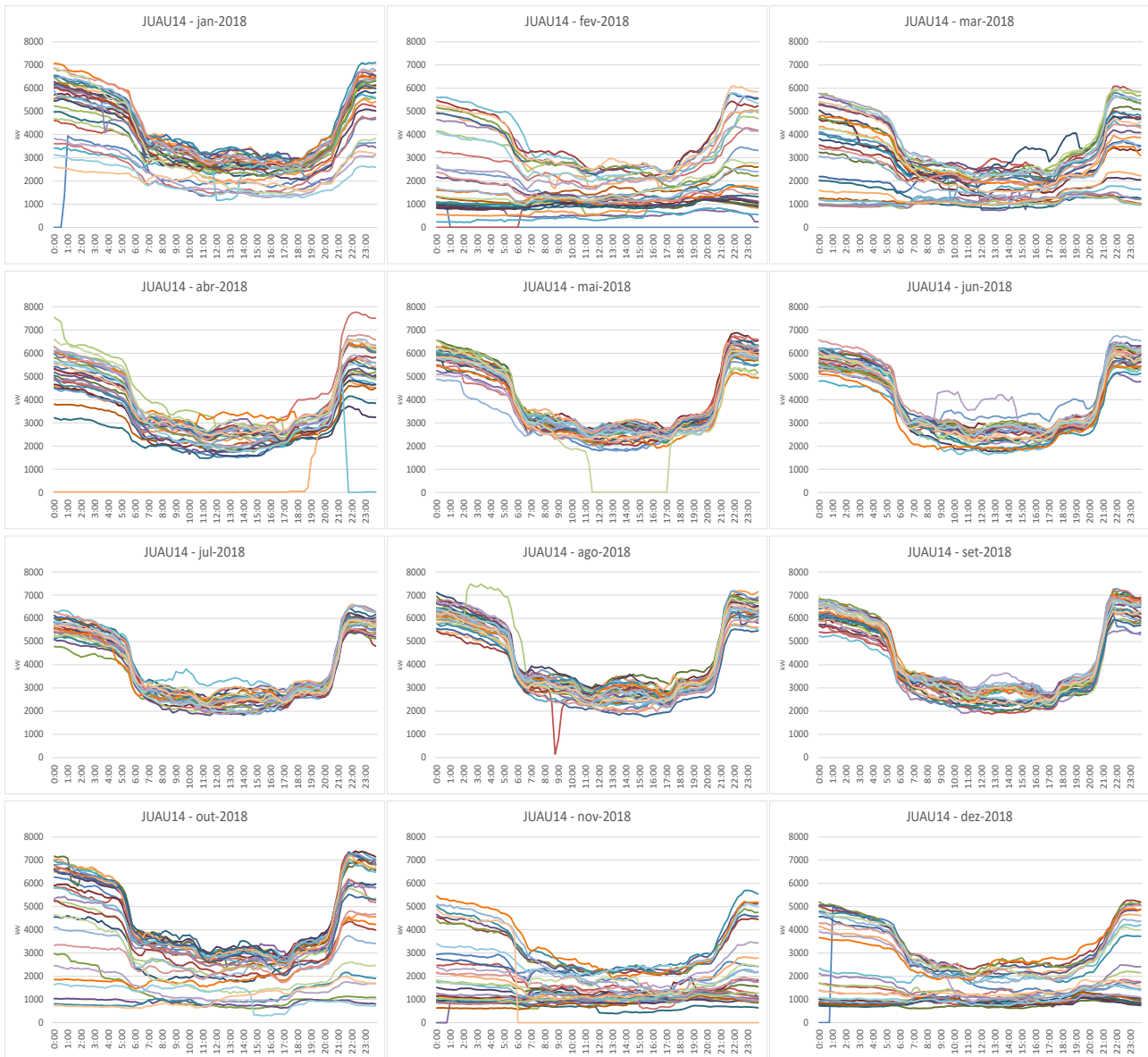
Um exemplo de alimentador com carga alta de irrigação é o JUAU14, situado em Janaúba - MG, próximo ao projeto Gorutuba<sup>26</sup> de irrigação.

As curvas diárias desse alimentador – Figura 65 – mostram de maneira muito nítida algumas das características dos clientes irrigantes:

- Primeiro: a sazonalidade da carga acompanha o que foi observado no início deste capítulo - Figura 57, com muitos dias com carga significativamente mais baixa nos meses mais chuvosos, de outubro a março.
- Segundo: o horário de maior carregamento, de 21h30 às 6h, coincide com o período de desconto especial estabelecido na legislação.
- Por fim, verificam-se grandes rampas de carga, tanto no início do dia (queda), quanto no início da noite (subida).

<sup>26</sup> <http://www.dig.org.br/home>

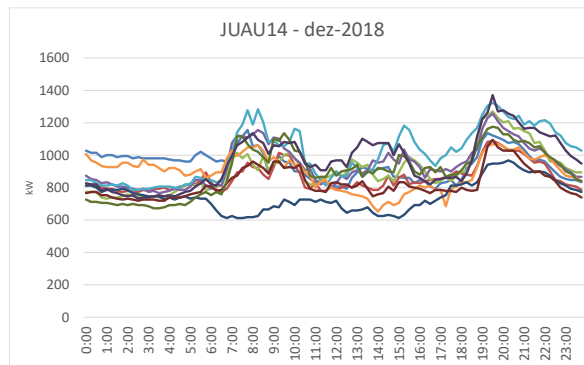
Figura 65: Curvas de Carga diárias do Alimentador JUAU14, Janaúba - MG



Fonte: CEMIG D

A figura a seguir mostra os dias de dezembro deste alimentador nos quais não há carga de irrigação, com comportamento típico de usuários rurais, com carga maior pela manhã, oriunda principalmente de ordenha e outras atividades leiteiras, e no horário de Ponta – carga das residências rurais.

Figura 66 – Curva de Carga do Alimentador JUAU14 sem Irrigação



#### 6.4. Redes de Alta Tensão

Até na rede A2 há indícios de linhas com presença preponderante de irrigação. Existem duas linhas de alta tensão, agrupadas no Tipo 8, com carga característica de irrigação, que representam pouco mais de 2% da energia que transita nos níveis de tensão A2.

Figura 67: Total Rede em A2 da CEMIG D

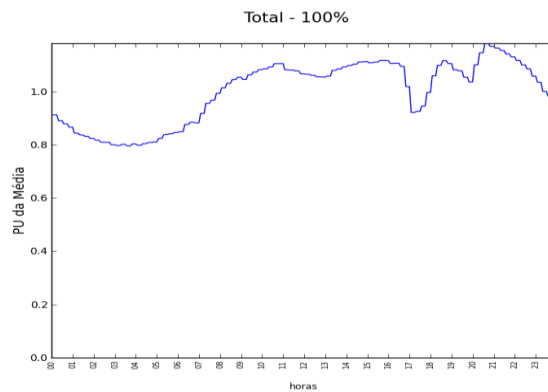
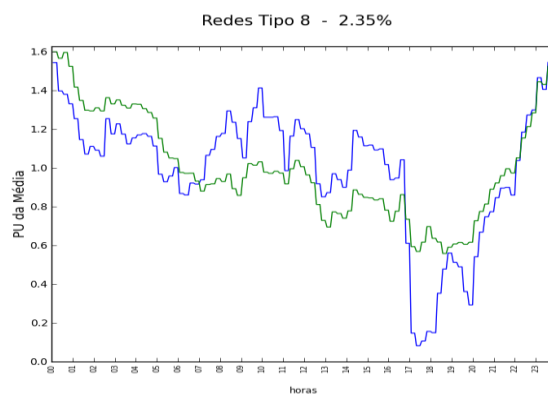


Figura 68: Tipo 8 das Injeções em A2 da CEMIG D



Fonte: (ESCHER, 2018).

## 7. Geração Distribuída na área Rural

---

O aumento da disponibilidade e o barateamento das usinas fotovoltaicas, assim como a introdução crescente de geração solar centralizada e MMGD solar nos últimos anos reforçam a necessidade de se repensar e ampliar o leque de soluções para a irrigação com bombas elétricas.

Tendo clara a legislação atual, conhecendo os custos do fornecimento de energia elétrica via extensão de rede elétrica até a área rural, conhecendo os custos da geração fotovoltaica e o comportamento tanto dos usuários irrigantes, quanto da rede rural, o último passo é raciocinar sobre o que é melhor para a sociedade, que tipo de regulação implicaria menos custos ao país e maior satisfação à população.

Uma boa regulação deveria atender, pelo menos, aos seguintes objetivos:

- I. Promover o uso eficiente de recursos da sociedade.
- II. Equilíbrio entre os agentes, satisfação dos diversos e distintos usuários.
- III. Atender aos interesses sociais.

O aproveitamento eficiente dos recursos da sociedade é promovido dos dois lados: do lado da demanda e do lado da oferta.

- i. Do lado da demanda – consumidor – é necessário estimular a efficientização do consumo na irrigação, principalmente no bombeamento da água.
- ii. Do lado da oferta – distribuidora – é necessário operar e expandir ao menor custo.
- iii. Do lado da oferta – outros fornecedores – é necessário que os consumidores optem pelo fornecedor de menor custo para a sociedade.

### 7.1. Uso Eficiente dos Recursos da Sociedade

---

#### 7.1.1. O lado da Demanda – Consumidor

---

Do ponto de vista da eficiência energética, é muito conhecida a excelente atuação do Procel na classificação de eficiência de equipamentos elétricos com o selo Procel. Existe o selo para bombas elétricas e a publicação periódica de tabelas de eficiência de equipamentos, dando atenção à eficiência de motobombas, (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, FUPAI/EFFICIENTIA, 2005), assim como à eficiência dos sistemas de irrigação. Essa é uma importante ferramenta que o país utiliza há muitos anos, com bons resultados.

No entanto, os altíssimos subsídios concedidos para a irrigação rural traz junto uma grande ineficiência, à medida que não estimula o consumidor irrigante a comprar a melhor e mais eficiente opção de sistema de bombeamento, como também não estimula a manutenção do sistema para que opere nas melhores condições possíveis e consuma o menos possível de energia, pois os custos, tanto de aquisição quanto de manutenção do sistema, podem ser maiores que o benefício de redução de fatura, tendo em vista o baixíssimo preço do fornecimento de energia elétrica.

O mercado rural deveria ser o mais eficiente de todos, pois o custo real desse fornecimento de energia elétrica via cabo, na área de concessão da CEMIG D, custa mais de 1.100 R\$/MWh, sem ICMS e PIS/COFINS. Ou seja, é muito caro, e deveria ser intensamente estimulado ao uso racional. Ou seja, é necessário que esse desconto seja reduzido, pelo menos até se igualar aos custos das outras alternativas de energia mais baratas que o fornecimento via rede elétrica.

### 7.1.2. O lado da Oferta – Distribuidora

---

A distribuidora precisa ser estimulada a operar e expandir ao menor custo. E isto passa por três questões:

- a) Resultado da empresa ao atender mercado rural entre revisões.
- b) Comportamento das redes com muita carga irrigante, otimização do uso, e custos horários.
- c) Impacto da geração fotovoltaica nos custos dessas redes e nas perdas técnicas.

#### **Questão a**

Os descontos concedidos aos irrigantes são recuperados via CDE, garantindo parcialmente o equilíbrio da distribuidora entre revisões. Porém, os altíssimos subsídios implícitos (diferença entre a tarifa da classe Residencial, ou da classe Rural sem desconto, 500 R\$/MWh, e o seu custo – mais de 1.100 R\$/MWh), que são pagos pelos demais clientes da própria área de concessão, provoca um viés na expansão da rede pois, se esse mercado crescer mais que os subgrupos com tarifa plena, que são os subsidiários, a distribuidora incorrerá em prejuízo, pois a receita marginal não cobrirá o custo marginal (condição de parque adaptado). Por outro lado, se o mercado dos subsidiários crescer mais que o dos subsidiados, haverá uma adicional de receita. Logo existe um incentivo para se postergar o atendimento dos clientes com subsídios implícitos. Mais um motivo para esses descontos serem reduzidos, que é uma forma de diminuir esses incentivos perversos.

Se as tarifas de uso da rede estiverem aderentes aos custos, ou pelo menos com os menores descontos, de forma a tornar a GFV fortemente competitiva com o fornecimento pela distribuidora e, ainda assim, o cliente quiser continuar conectado à rede, é uma decisão dele, mas o sinal terá sido dado adequadamente.

Todavia, há que se discutir à frente se o melhor para a sociedade é atender esse mercado com extensão de rede.

#### **Questão b**

Os gráficos das redes com predominância de carga de irrigação, anteriormente apresentados, mostram de forma muito clara que essas redes não estão otimizadas. O carregamento máximo poderia ser bem mais baixo se a irrigação estivesse distribuída ao longo do dia.

A carga maior noturna dos irrigantes pode até ajudar a melhorar o carregamento da maioria das redes de 69 kV e A2 da CEMIG D, porém as redes de maior custo na cadeia do sistema é a rede de distribuição, principalmente a rede rural, de grandes extensões. Esta é, portanto, a primeira que deve ter seu uso otimizado.



Por estas e outras situações há no setor de distribuição uma necessidade premente de tarifas regionais, pelo menos com sinal horário regional que reflita o comportamento do subsistema, de forma a otimizar a rede local e não somente a rede de A2 e A3.

E o desconto dado ao irrigante, que é outra forma, distorcida, mas eficaz, de sinalização horária, também deveria ter horários distintos, compatíveis com o comportamento da carga regional.

Os custos atuais de uso da rede, desde os níveis de tensão A2 até esses tipos de alimentadores, têm custos horários maiores no período noturno, exatamente nos momentos de tarifa reduzida, o que mostra a irracionalidade do sinal econômico. Essas redes podem ter alívio imediato, com postergação de investimento, ou seja, podendo atender crescimento de mercado sem novos investimentos, trazendo grande economia para a sociedade, com uma simples alteração na legislação. Infelizmente, este problema não se resolve no âmbito da ANEEL, pois está em Lei, mas precisa ser urgentemente alterado. A política de subsídios não é função da ANEEL, mas a forma de concessão de descontos tarifários é, e precisa ser. Este tipo de detalhamento não deve estar em lei, pois os sinais tarifários dependem dos custos e do comportamento da rede, que é dinâmico. É assunto para especialistas em regulação tarifária.

Outro problema do comportamento atual dessas redes são as grandes rampas de carga que dificultam e oneram a operação da rede.

Além disso, esse comportamento de carga, mal distribuído ao longo do dia, aumentando o carregamento máximo, impõe maiores perdas de energia nos alimentadores, que são os mais extensos do sistema de distribuição. Para se ter uma ideia, a CEMIG D possui 12 mil km de rede de A2 e 380 mil km de rede de média tensão rural. É geração, que tem um grande custo ambiental, sendo desperdiçada por mal uso da rede.

### **Questão c**

A implantação de geração fotovoltaica – GFV em alimentadores com carga prevaiente de irrigação no sistema atual de compensação enfrenta alguns graves problemas, se não forem alteradas as regras atuais.

A GFV conectada em alimentadores com carga predominantemente irrigante seria um grave problema para a operação. Iria criar rampas de fluxo na rede muito maiores que as existentes pois, no início do dia o fluxo reverso se somaria à queda da carga positiva e, ao final do dia, ocorreria o efeito oposto.

Além disso, o aparecimento do grande fluxo reverso irá aumentar as perdas de energia nesse tipo de alimentadores. O Item 7.4 mostra a simulação de fluxo de potência do alimentador JUAU14, no qual se comprovam os efeitos complicadores da inserção da GFV nesses tipos de alimentadores, tornando clara a necessidade de se rever a legislação.

### **7.1.3. O lado da Oferta – Outros fornecedores**

---

Para escolher uma outra alternativa de fornecimento de energia, é preciso que essa nova opção seja a mais vantajosa para o consumidor. O cliente irrigante não se interessa em colocar, por exemplo,

um sistema de geração fotovoltaica que lhe custa em média 500 R\$/MWh, se ele paga apenas 128 R\$/MWh (Tarifa Verde – somente irrigação noturna) ou 164 R\$/MWh (tarifa subgrupo B2 com desconto de irrigação noturna), mais impostos, o que dá aproximadamente 210 R\$/MWh, que é menos da metade do custo médio da GFV.

No entanto, o real custo do fornecimento de energia elétrica pela distribuidora na zona rural – mais de 1.100 R\$/MWh – é mais que o dobro do custo da GFV – 500 R\$/MWh

A geração fotovoltaica, como qualquer outra geração distribuída, deveria ser prioritariamente utilizada no atendimento de áreas longe dos centros das grandes geradoras, no atendimento de áreas remotas, quando isto fosse viável.

A GFV não é uma opção para atender sozinha toda a área rural, pois não atende a carga noturna dos clientes. Nessas horas é preciso que a distribuidora esteja presente, ou que haja um sistema de baterias, ou que haja uma outra fonte local.

Mas é factível para o atendimento da carga de irrigação, pois esta pode se moldar à geração. Pode-se irrigar exatamente no momento da geração, com a vantagem que, nos dias chuvosos, quando a geração é mínima, obviamente não há necessidade de irrigação.

Assim, mais uma vez é preciso mudar a legislação, diminuir esses subsídios, e ajustar os preços dos energéticos para induzir o consumidor a escolher a alternativa de menor custo para a sociedade.

## 7.2. Atender aos interesses sociais

Seguramente a legislação atual, com os descontos concedidos aos clientes rurais, principalmente aos irrigantes e piscicultores, arcados pelos demais consumidores, não é do interesse da maioria, que hoje arca com um peso grande de TUSD Encargos em suas tarifas, além dos subsídios implícitos.

As regras de aplicação dos descontos, ao invés de otimizarem de forma eficaz as redes, têm levado ao aumento do carregamento de boa parte dos alimentadores rurais, impondo mais custos a todos os clientes, impondo mais custos à sociedade.

Além disso, não é do interesse da distribuidora os grandes subsídios implícitos que aumentam o risco entre revisões.

Assim, é preciso mudar a legislação, reestabelecer o equilíbrio entre todos os agentes e buscar atender o interesse maior que é o da sociedade.

O custo da geração fotovoltaica é bem menor que o fornecimento de energia elétrica no meio rural. Logo, é de interesse da sociedade que a irrigação use ao máximo essa fonte, que é bem mais barata que levar energia elétrica dos grandes centros de geração até a área rural por rede elétrica.

Para que o irrigante se interesse pela geração distribuída é necessário que se altere a legislação reduzindo os descontos nas tarifas de energia elétrica para irrigação até o limite em que essas fontes passem a ser competitivas para esses clientes.

Com isto a sociedade reduzirá os custos com a expansão do fornecimento de energia, independente da fonte.

Porém, é necessário que essa capacidade da rede atualmente ocupada pelos irrigantes, seja paulatinamente substituída por consumo rural de outras atividades que não podem ser prescindidas da rede, por não terem como se moldar à geração fotovoltaica.

Para haver redução efetiva de custos é necessário que haja essa transição de um fornecimento para o outro pois, a rede que está instalada precisa continuar sendo utilizada para não se incorrer em dois problemas:

- a) Perda de receita das distribuidoras entre revisões, apesar de essa perda de receita ser pequena, pois as tarifas são atualmente extremamente subsidiadas - 80% do custo já é pago pelo demais consumidores, via CDE e, principalmente, via subsídio cruzado implícito.
- b) Repasse de custos da rede existente (pequena parte – 20% - paga por esses usuários), que ficaria subutilizada com migração da irrigação para GFV, para os demais consumidores.

Vale ressaltar que, no longo prazo, essa substituição irá reduzir as tarifas dos demais consumidores.

### 7.3. Competência e Transparência

---

É aceitável que haja necessidade de subsidiar os produtores rurais, em especial a produção agrícola do país, dando um desconto na energia para a irrigação. E isto é realmente um assunto para o Ministério do Desenvolvimento Regional, para os Ministérios da Agricultura e de Minas e Energia, e para os legisladores.

No entanto, esses subsídios não podem ser excessivos de forma a levar a um aumento dos custos da energia para toda a sociedade. Assim, é preciso que as políticas públicas estejam embasadas em estudos elaborados por especialistas, com predição das consequências de cada medida, principalmente que envolva subsídios. Caso contrário, não se estará de fato atendendo o interesse social, não se estará promovendo o bem-estar social. É preciso racionalidade e inteligência na aplicação dos descontos e adequação dos preços dos demais energéticos para que se alcance o objetivo maior de alocação eficiente dos recursos da sociedade. E este é um assunto da competência da ANEEL e do MME.

As regras de aplicação dos subsídios tarifários para irrigação, como dos demais subsídios, precisam estar sob a regulação da ANEEL, passando a ser definidas em resoluções normativas, por quem tem especialização em custos e tarifas, para poderem ser alteradas com mais agilidade, quando necessário, conforme as alterações do comportamento das redes e dos demais custos de fornecimento.

Além disto, é necessário que todas as tarifas sejam aderentes aos custos para que os subsídios deixem de ser "implícitos" e passem a ser transparentes para a sociedade. Ou seja, deve-se construir e homologar tarifas aderentes aos custos, de forma a aplicar descontos compatíveis com os reais subsídios, transformando-os, todos, em subsídios explícitos. Mesmo que se mantenham todos os subsídios, é necessário que se publique tarifas plenas aderentes aos custos e descontos compatíveis com os reais subsídios. Isto deixaria totalmente transparentes os subsídios, dando conhecimento, principalmente aos legisladores, que não sabem normalmente o custo real para a sociedade, para que possam definir melhor as políticas públicas.

Fazendo isto, haverá eliminação dos riscos da distribuidora entre revisões, pois todos os reais subsídios serão cobertos pela CDE, e os clientes das áreas de concessão com presença grande de clientes rurais, principalmente irrigantes, serão menos penalizados. Além de dar transparência para toda sociedade desses custos impostos aos demais consumidores.

#### 7.4. Impacto da inserção da GFV em Alimentadores com predominância de Irrigação Noturna

Foi processado um conjunto de simulações de fluxo de potência do alimentador JUAU14, cuja carga é predominantemente de irrigação noturna. Dessas simulações extraiu-se as curvas de carga do dia útil, sábado e domingo simulados de cada transformador MT/BT, com suas respectivas curvas de perdas:

- Perdas no circuito BT + ramal
- Perdas no Ferro (núcleo) do Trafo
- Perdas no Cobre (enrolamento) do Trafo

Extraiu-se ainda as curvas de carga compostas dos alimentadores (*bottom up*), a partir das curvas dos clientes acrescidas das curvas de perdas na rede BT e das curvas de perdas na rede MT.

Foram executadas as seguintes simulações:

- Simulação 1A: 10% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 1B: 10% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 1C: 10% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 2A: 20% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 2B: 20% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 2C: 20% de Inserção e Insolação Mínima
- Simulação 3A: 50% de Inserção e Insolação Máxima
- Simulação 3B: 50% de Inserção e Insolação Média
- Simulação 3C: 50% de Inserção e Insolação Mínima

Os resultados das simulações mostraram que neste tipo de alimentador há um aumento de perdas na maioria das simulações.

Tabela 75 – Mercado do Alimentador JUAU14 CEMIG D

Alimentador JUAU14					
Mercado		Consumo Caso Base		Consumidores	
		MWh	%	Unidades	%
Subgrupo/ Classe	Residencial	76.102	3%	910	30%
	Comercial	104.372	4%	165	5%
	Industrial	9.010	0%	12	0%
	Rural	2.053.150	85%	1.911	63%
	IP		0%		0%
	Clientes BT	2.242.635	93%	2.999	100%
	Clientes MT	162.887	7%	15	0%
	Total	2.405.522	100%	3.014	100%

Tabela 76 – Extensão de Rede Alimentador JUAU14 CEMIG D

Alimentador JUAU14	
Extensão Rede BT - km	133
Extensão Rede MT - km	694
Extensão Total - km	827
Resistência Média circuitos BT Ohm/km	1,84

A energia transportada por este alimentador é majoritariamente rural irrigante, o que explica o comportamento de sua carga. A classe rural representa 85% da energia consumida pelos seus 1.911 clientes. Há ainda, 15 clientes de média tensão, que representam 7% do consumo deste alimentador.

É um alimentador muito extenso: 827 km, sendo 133 km de rede BT e 694 km de rede MT.

A tabela a seguir mostra mais alguns dados importantes deste alimentador. O fluxo máximo apresentado é a soma das cargas máximas de cada transformador. Não é o fluxo máximo coincidente. Foi calculado assim para saber corretamente, em média, o nível de carregamento dos transformadores, que definirá o montante de perdas. O resultado dessas cargas máximas na rede de média tensão, com certeza, será menor.

A média do carregamento máximo dos transformadores no Caso Base é de 23%.

Observa-se fluxo reverso em todas as simulações. O valor máximo do fluxo reverso cresce com o nível de inserção e de insolação, sendo que, na média dos transformadores, ultrapassa o carregamento máximo do fluxo direto na simulação S3A, chegando a 42%. Isto implica aumento dos custos de expansão deste tipo de alimentador com esse nível de inserção de microgeração.

Tabela 77 – Carregamento Máximo e Médio dos Transformadores

Simulações		Fluxo Trafos - kW						Carregamento Trafo						
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos	Capacidade kVA	Máximo Carga %	Máximo Injeção %	Médio Diurno Positivo %	Médio Diurno Negativo %	Médio Noturno %	Médio nos dois sentidos %
		Direto	Reverso											
Simulações	Caso Base	7.051		1.962		2.878	2.429	30.106	23,4%	0%	6,5%	0%	10%	8%
	S1A 10% Máximo	7.052	1.153	1.925	608	2.878	2.611	30.106	23,4%	4%	6,4%	2%	10%	9%
	S1B 10% Médio	7.026	680	1.923	343	2.878	2.488	30.106	23,3%	2%	6,4%	1%	10%	8%
	S1C 10% Mínimo	7.030	157	1.951	77	2.878	2.416	30.106	23,3%	1%	6,5%	0%	10%	8%
	S2A 20% Máximo	7.241	2.894	2.018	1.557	2.878	2.978	30.106	24,1%	10%	6,7%	5%	10%	10%
	S2B 20% Médio	7.107	1.571	1.988	833	2.878	2.638	30.106	23,6%	5%	6,6%	3%	10%	9%
	S2C 20% Mínimo	7.038	357	2.020	165	2.878	2.424	30.106	23,4%	1%	6,7%	1%	10%	8%
	S3A 50% Máximo	7.864	12.657	2.167	6.339	2.878	4.918	30.106	26,1%	42%	7,2%	21%	10%	16%
	S3B 50% Médio	7.302	5.571	2.039	2.824	2.878	3.302	30.106	24,3%	19%	6,8%	9%	10%	11%
	S3C 50% Mínimo	7.039	1.045	2.141	494	2.878	2.467	30.106	23,4%	3%	7,1%	2%	10%	8%
	S1	7.036	663	1.933	343	2.878	2.505	30.106	23,4%	2%	6,4%	1%	10%	8%
	S2	7.128	1.607	2.009	852	2.878	2.680	30.106	23,7%	5%	6,7%	3%	10%	9%
S3	7.402	6.425	2.116	3.219	2.878	3.562	30.106	24,6%	21%	7,0%	11%	10%	12%	
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-2%		0%	7%	0%	0,0%	4%	0%	2%	0%	1%
	1B 10% Médio	0%		-2%		0%	2%	0%	-0,1%	2%	0%	1%	0%	0%
	1C 10% Mínimo	0%		-1%		0%	-1%	0%	-0,1%	1%	0%	0%	0%	0%
	2A 20% Máximo	3%		3%		0%	23%	0%	0,6%	10%	0%	5%	0%	2%
	2B 20% Médio	1%		1%		0%	9%	0%	0,2%	5%	0%	3%	0%	1%
	2C 20% Mínimo	0%		3%		0%	0%	0%	0,0%	1%	0%	1%	0%	0%
	3A 50% Máximo	12%		10%		0%	102%	0%	2,7%	42%	1%	21%	0%	8%
	3B 50% Médio	4%		4%		0%	36%	0%	0,8%	19%	0%	9%	0%	3%
	3C 50% Mínimo	0%		9%		0%	2%	0%	0,0%	3%	1%	2%	0%	0%
	S1	0%		-1%		0%	3%	0%	0,0%	2%	0%	1%	0%	0%
	S2	1%		2%		0%	10%	0%	0,3%	5%	0%	3%	0%	1%
	S3	5%		8%		0%	47%	0%	1,2%	21%	1%	11%	0%	4%

Tabela 78 – Fluxo de Carga na Rede MT

Simulações		Fluxo Rede MT					
		Máximo		Médio Diurno Positivo	Médio Diurno Negativo	Médio Noturno	Médio mensal nos dois sentidos
		Direto	Reverso				
Simulações	Caso Base	4.981	-	2.250	-	3.581	3.048
	S1A 10% Máximo	4.981	-	1.479	-	3.581	2.668
	S1B 10% Médio	4.981	-	1.772	-	3.581	2.813
	S1C 10% Mínimo	4.981	-	2.105	-	3.581	2.976
	S2A 20% Máximo	4.981	(1.186)	1.193	(492)	3.581	2.419
	S2B 20% Médio	4.981	(108)	1.224	(23)	3.581	2.528
	S2C 20% Mínimo	4.981	-	1.933	-	3.581	2.891
	S3A 50% Máximo	4.981	(7.862)	1.342	(4.393)	3.581	3.845
	S3B 50% Médio	4.981	(3.392)	1.308	(1.846)	3.581	2.804
	S3C 50% Mínimo	4.981	-	1.400	-	3.581	2.628
	S1	4.981	-	1.785	-	3.581	2.819
	S2	4.981	(431)	1.450	(172)	3.581	2.613
	S3	4.981	(3.751)	1.350	(2.080)	3.581	3.092
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%		-34%		0%	-12%
	1B 10% Médio	0%		-21%		0%	-8%
	1C 10% Mínimo	0%		-6%		0%	-2%
	2A 20% Máximo	0%		-47%		0%	-21%
	2B 20% Médio	0%		-46%		0%	-17%
	2C 20% Mínimo	0%		-14%		0%	-5%
	3A 50% Máximo	0%		-40%		0%	26%
	3B 50% Médio	0%		-42%		0%	-8%
	3C 50% Mínimo	0%		-38%		0%	-14%
	S1	0%		-21%		0%	-8%
	S2	0%		-36%		0%	-14%
	S3	0%		-40%		0%	1%

O carregamento médio dos transformadores deste alimentador no Caso Base é de 8% e, aumentou em todas as simulações, implicando aumento das perdas com inserção da microgeração.

Obviamente o carregamento noturno, de 10% neste alimentador, não se altera em nenhuma simulação.

A Tabela 78 mostra que não há nenhuma redução da demanda máxima da rede MT em nenhuma hipótese de inserção e insolação. Pelo contrário, na simulação S3A verifica-se o acréscimo de fluxo máximo, no sentido negativo, ensejando necessidade de investimento na rede, ou seja, custos em expansão. E nesse caso, o que define o aumento de capacidade na rede é a situação de insolação máxima, nas quais há um aumento de fluxo máximo de quase 60% em relação ao Caso Base com inserção de 50% de microgeração.

O fluxo nos dois sentidos também aumenta na simulação S3A, implicando aumento de perdas.

Tabela 79 – Perdas Totais no Alimentador

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR (REDE MT + TRANSFORMADORES MT/BT + CIRCUITOS BT)																
		Perdas Totais Alimentador período Noturno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais Alimentador nos dois sentidos kWh				Perdas Totais Alimentador Total % fluxo alimentador
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	
Simulações	Caso Base	9.810	6.677	6.700	263.090	2.998	4.336	2.269	92.989	-	-	-	-	12.808	11.014	8.969	356.079	16,23%
	S1A 10% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.889	2.959	1.410	59.635	185	225	244	6.046	11.885	9.861	8.354	328.771	17,11%
	S1B 10% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	2.186	3.392	1.614	68.745	72	84	96	2.343	12.068	10.153	8.409	334.178	16,50%
	S1C 10% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	2.700	4.013	2.011	84.114	13	13	20	434	12.523	10.703	8.732	347.639	16,22%
	S2A 20% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.429	2.005	1.106	44.128	741	565	952	22.408	11.980	9.247	8.758	329.626	18,93%
	S2B 20% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	1.626	2.500	1.217	51.113	209	184	242	6.307	11.645	9.361	8.159	320.509	17,61%
	S2C 20% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	2.392	3.634	1.752	74.766	39	28	43	1.138	12.241	10.339	8.496	338.994	16,28%
	S3A 50% Máximo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.197	1.362	970	35.610	12.985	9.312	15.107	381.802	23.993	17.351	22.777	680.502	24,58%
	S3B 50% Médio	9.810	6.677	6.700	263.090	1.215	1.492	933	36.421	2.543	1.552	3.186	74.545	13.568	9.721	10.819	374.055	18,53%
	S3C 50% Mínimo	9.810	6.677	6.700	263.090	1.731	2.677	1.224	54.133	109	95	144	3.378	11.651	9.449	8.068	320.601	16,95%
	S1	9.810	6.677	6.700	263.090	2.258	3.455	1.679	70.832	90	107	120	2.941	12.159	10.239	8.498	336.863	16,60%
	S2	9.810	6.677	6.700	263.090	1.816	2.713	1.358	56.669	330	259	412	9.951	11.956	9.649	8.471	329.710	17,53%
	S3	9.810	6.677	6.700	263.090	1.381	1.844	1.042	42.055	5.212	3.653	6.146	153.242	16.404	12.174	13.888	458.386	20,59%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-37%	-32%	-38%	-36%					-7%	-10%	-7%	-8%	0,9%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-27%	-22%	-29%	-26%					-6%	-8%	-6%	-6%	0,3%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-7%	-11%	-10%					-2%	-3%	-3%	-2%	0,0%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-54%	-51%	-53%					-6%	-16%	-2%	-7%	2,7%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-46%	-42%	-46%	-45%					-9%	-15%	-9%	-10%	1,4%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-16%	-23%	-20%					-4%	-6%	-5%	-5%	0,1%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-60%	-69%	-57%	-62%					<b>87%</b>	<b>58%</b>	<b>154%</b>	<b>91%</b>	8,4%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-59%	-66%	-59%	-61%					<b>6%</b>	<b>-12%</b>	<b>21%</b>	<b>5%</b>	2,3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-42%	-38%	-46%	-42%					-9%	-14%	-10%	-10%	0,7%
	S1	0%	0%	0%	0%	-25%	-20%	-26%	-24%					-5%	-7%	-5%	-5%	0,4%
	S2	0%	0%	0%	0%	-39%	-37%	-40%	-39%					-7%	-12%	-6%	-7%	1,3%
	S3	0%	0%	0%	0%	-54%	-57%	-54%	-55%					<b>28%</b>	<b>11%</b>	<b>55%</b>	<b>29%</b>	4,4%



Tabela 80 – Perdas por Segmento de Sistema

Simulações		PERDAS TOTAIS ALIMENTADOR													
		Perda Ferro kWh	Perda Cobre kWh	Perda Trafo kWh	Perda Circuito kWh	Perda Circuito+Cobre kWh	Perda Rede MT kWh	Perda Total kWh	Perda Ferro % Fluxo Alimentador	Perda Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Trafo % Fluxo Alimentador	Perda Circuito % Fluxo Alimentador	Perda Circuito+Cobre % Fluxo Alimentador	Perda Rede MT % Fluxo Alimentador	Perda Total % Fluxo Alimentador
Simulações	Caso Base	34.172	9.414	43.586	28.152	37.566	284.341	356.079	1,56%	0,43%	1,99%	1,28%	1,71%	12,96%	16,23%
	S1A 10% Máximo	35.491	10.401	45.892	30.204	40.605	252.675	328.771	1,85%	0,54%	2,39%	1,57%	2,11%	13,15%	17,11%
	S1B 10% Médio	35.006	9.472	44.477	27.800	37.272	261.901	334.178	1,73%	0,47%	2,20%	1,37%	1,84%	12,93%	16,50%
	S1C 10% Mínimo	34.430	9.231	43.660	27.470	36.700	276.509	347.639	1,61%	0,43%	2,04%	1,28%	1,71%	12,90%	16,22%
	S2A 20% Máximo	37.278	12.418	49.696	37.661	50.079	242.269	329.626	2,14%	0,71%	2,85%	2,16%	2,88%	13,91%	18,93%
	S2B 20% Médio	36.065	9.933	45.998	29.544	39.477	244.967	320.509	1,98%	0,55%	2,53%	1,62%	2,17%	13,46%	17,61%
	S2C 20% Mínimo	34.748	9.164	43.911	27.283	36.447	267.799	338.994	1,67%	0,44%	2,11%	1,31%	1,75%	12,86%	16,28%
	S3A 50% Máximo	44.660	21.563	66.222	64.512	86.075	549.768	680.502	1,61%	0,78%	2,39%	2,33%	3,11%	19,86%	24,58%
	S3B 50% Médio	39.795	12.003	51.798	35.391	47.393	286.867	374.055	1,97%	0,59%	2,57%	1,75%	2,35%	14,21%	18,53%
	S3C 50% Mínimo	35.727	9.090	44.817	27.199	36.289	248.585	320.601	1,89%	0,48%	2,37%	1,44%	1,92%	13,14%	16,95%
	S1	34.975	9.701	44.677	28.491	38.192	263.695	336.863	1,72%	0,48%	2,20%	1,40%	1,88%	12,99%	16,60%
	S2	36.030	10.505	46.535	31.496	42.001	251.678	329.710	1,92%	0,56%	2,47%	1,67%	2,23%	13,38%	17,53%
	S3	40.060	14.218	54.279	42.367	56.586	361.740	458.386	1,80%	0,64%	2,44%	1,90%	2,54%	16,25%	20,59%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	4%	<b>10%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>	<b>8%</b>	-11%	-8%	0,29%	0,11%	0,40%	0,29%	0,40%	0,19%	0,89%
	1B 10% Médio	2%	<b>1%</b>	<b>2%</b>	-1%	-1%	-8%	-6%	0,17%	0,04%	0,21%	0,09%	0,13%	-0,02%	0,28%
	1C 10% Mínimo	1%	-2%	<b>0%</b>	-2%	-2%	-3%	-2%	0,05%	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	-0,05%	0,00%
	2A 20% Máximo	9%	<b>32%</b>	<b>14%</b>	<b>34%</b>	<b>33%</b>	-15%	-7%	0,58%	0,28%	0,87%	0,88%	1,16%	0,95%	2,70%
	2B 20% Médio	6%	<b>6%</b>	<b>6%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	-14%	-10%	0,42%	0,12%	0,54%	0,34%	0,46%	0,50%	1,38%
	2C 20% Mínimo	2%	-3%	<b>1%</b>	-3%	-3%	-6%	-5%	0,11%	0,01%	0,12%	0,03%	0,04%	-0,09%	0,06%
	3A 50% Máximo	31%	<b>129%</b>	<b>52%</b>	<b>129%</b>	<b>129%</b>	<b>93%</b>	<b>91%</b>	0,06%	0,35%	0,41%	1,05%	1,40%	6,90%	8,36%
	3B 50% Médio	16%	<b>27%</b>	<b>19%</b>	<b>26%</b>	<b>26%</b>	<b>1%</b>	<b>5%</b>	0,41%	0,17%	0,58%	0,47%	0,64%	1,25%	2,30%
	3C 50% Mínimo	5%	-3%	<b>3%</b>	-3%	-3%	-13%	-10%	0,33%	0,05%	0,38%	0,15%	0,21%	0,18%	0,72%
	S1	2%	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	-7%	-5%	0,17%	0,05%	0,21%	0,12%	0,17%	0,03%	0,37%
	S2	5%	<b>12%</b>	<b>7%</b>	<b>12%</b>	<b>12%</b>	-11%	-7%	0,36%	0,13%	0,49%	0,39%	0,52%	0,42%	1,30%
	S3	17%	<b>51%</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>51%</b>	<b>27%</b>	<b>29%</b>	0,24%	0,21%	0,45%	0,62%	0,83%	3,29%	4,36%

Tabela 81 – Fluxo de Energia na Rede MT

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	8.289	5.482	5.534	220.854	1.996	3.302	1.412	63.487	-	-	-	-	10.284	8.784	6.946	284.341	15,66%	8,09%	0,00%	12,96%
	S1A 10% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	965	1.929	576	31.821	-	-	-	-	9.253	7.411	6.111	252.675	15,66%	6,22%	0,00%	13,15%
	S1B 10% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	1.261	2.376	791	41.047	-	-	-	-	9.549	7.858	6.325	261.901	15,66%	6,67%	0,00%	12,93%
	S1C 10% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	1.738	2.997	1.182	55.655	-	-	-	-	10.027	8.479	6.717	276.509	15,66%	7,59%	0,00%	12,90%
	S2A 20% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	512	992	274	16.570	161	35	289	4.846	8.962	6.508	6.097	242.269	15,66%	6,68%	5,81%	13,91%
	S2B 20% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	724	1.509	412	24.083	-	-	6	30	9.013	6.990	5.952	244.967	15,66%	5,87%	6,82%	13,46%
	S2C 20% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	1.452	2.639	942	46.945	-	-	-	-	9.740	8.121	6.477	267.799	15,66%	6,99%	0,00%	12,86%
	S3A 50% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	235	347	111	6.986	10.997	7.536	12.861	321.928	19.521	13.364	18.506	549.768	15,66%	6,91%	25,60%	19,86%
	S3B 50% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	348	575	173	10.702	1.904	988	2.457	55.311	10.541	7.045	8.165	286.867	15,66%	6,81%	12,25%	14,21%
	S3C 50% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	835	1.729	479	27.731	-	-	-	-	9.123	7.211	6.013	248.585	15,66%	5,75%	0,00%	13,14%
	S1	8.289	5.482	5.534	220.854	1.321	2.434	850	42.841	-	-	-	-	9.610	7.916	6.384	263.695	15,66%	6,83%	0,00%	13,00%
	S2	8.289	5.482	5.534	220.854	896	1.713	542	29.199	54	12	98	1.625	9.238	7.207	6.175	251.678	15,66%	6,51%	5,81%	13,41%
	S3	8.289	5.482	5.534	220.854	472	884	254	15.139	4.301	2.841	5.106	125.746	13.062	9.207	10.895	361.740	15,66%	6,49%	22,07%	15,74%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-52%	-42%	-59%	-50%					-10%	-16%	-12%	-11%	0,00%	-1,87%	0,00%	0,19%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-37%	-28%	-44%	-35%					-7%	-11%	-9%	-8%	0,00%	-1,42%	0,00%	-0,02%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-13%	-9%	-16%	-12%					-3%	-3%	-3%	-3%	0,00%	-0,50%	0,00%	-0,05%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-74%	-70%	-81%	-74%					-13%	-26%	-12%	-15%	0,00%	-1,41%	5,81%	0,95%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-64%	-54%	-71%	-62%					-12%	-20%	-14%	-14%	0,00%	-2,22%	6,82%	0,50%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-27%	-20%	-33%	-26%					-5%	-8%	-7%	-6%	0,00%	-1,10%	0,00%	-0,09%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-88%	-89%	-92%	-89%					90%	52%	166%	93%	0,00%	-1,18%	25,60%	6,90%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-83%	-83%	-88%	-83%					2%	-20%	18%	1%	0,00%	-1,28%	12,25%	1,25%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-58%	-48%	-66%	-56%					-11%	-18%	-13%	-13%	0,00%	-2,34%	0,00%	0,18%
	S1	0%	0%	0%	0%	-34%	-26%	-40%	-33%					-7%	-10%	-8%	-7%	0,00%	-1,26%	0,00%	0,04%
S2	0%	0%	0%	0%	-55%	-48%	-62%	-54%					-10%	-18%	-11%	-11%	0,00%	-1,58%	5,81%	0,45%	
S3	0%	0%	0%	0%	-76%	-73%	-82%	-76%					27%	5%	57%	27%	0,00%	-1,60%	22,07%	2,78%	

Tabela 82 – Perdas na Rede MT

Simulações		PERDAS REDE MT																			
		Perdas rede MT período Noturno kWh				Perdas rede MT com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Rede MT com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Rede MT nos dois sentidos kWh				Perdas Rede MT período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Rede MT Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	8.289	5.482	5.534	220.854	1.996	3.302	1.412	63.487	-	-	-	-	10.284	8.784	6.946	284.341	15,66%	8,09%	0,00%	12,96%
	S1A 10% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	293	453	142	8.835	4.159	2.540	5.085	121.295	12.740	8.474	10.761	350.985	15,66%	7,11%	15,38%	15,11%
	S1B 10% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	421	745	216	13.227	601	230	895	17.642	9.311	6.457	6.645	251.723	15,66%	7,05%	7,26%	13,68%
	S1C 10% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	1.011	2.020	597	33.303	-	-	-	-	9.299	7.502	6.132	254.156	15,66%	6,16%	0,00%	13,03%
	S2A 20% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	217	314	102	6.417	14.750	10.101	17.045	430.731	23.256	15.897	22.681	658.002	15,66%	7,09%	27,98%	21,64%
	S2B 20% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	327	518	160	9.928	2.578	1.385	3.301	74.987	11.193	7.385	8.996	305.769	15,66%	6,99%	12,87%	14,33%
	S2C 20% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	781	1.629	443	25.976	-	-	-	-	9.070	7.110	5.977	246.829	15,66%	5,83%	0,00%	13,30%
	S3A 50% Máximo	8.289	5.482	5.534	220.854	169	235	77	4.936	37.275	27.886	41.951	1.094.693	45.733	33.603	47.563	1.320.483	15,66%	6,97%	44,39%	33,46%
	S3B 50% Médio	8.289	5.482	5.534	220.854	264	397	127	7.895	6.829	4.317	8.135	198.846	15.382	10.195	13.796	427.594	15,66%	7,04%	19,83%	16,94%
	S3C 50% Mínimo	8.289	5.482	5.534	220.854	644	1.316	359	21.250	1	-	27	155	8.933	6.798	5.920	242.259	15,66%	6,10%	3,91%	13,75%
	S1	8.289	5.482	5.534	220.854	575	1.073	318	18.455	1.587	923	1.993	46.312	10.450	7.478	7.846	285.621	15,66%	6,77%	13,47%	13,94%
	S2	8.289	5.482	5.534	220.854	442	820	235	14.107	5.776	3.829	6.782	168.572	14.506	10.131	12.551	403.533	15,66%	6,64%	23,83%	16,42%
	S3	8.289	5.482	5.534	220.854	359	649	188	11.360	14.702	10.734	16.704	431.231	23.349	16.865	22.427	663.445	15,66%	6,70%	37,25%	21,38%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-85%	-86%	-90%	-86%					24%	-4%	55%	23%	0,00%	-0,98%	15,38%	2,15%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-79%	-77%	-85%	-79%					-9%	-26%	-4%	-11%	0,00%	-1,05%	7,26%	0,72%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-49%	-39%	-58%	-48%					-10%	-15%	-12%	-11%	0,00%	-1,93%	0,00%	0,07%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-90%	-93%	-90%					126%	81%	227%	131%	0,00%	-1,00%	27,98%	8,69%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-84%	-84%	-89%	-84%					9%	-16%	30%	8%	0,00%	-1,10%	12,87%	1,37%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-61%	-51%	-69%	-59%					-12%	-19%	-14%	-13%	0,00%	-2,26%	0,00%	0,35%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-92%	-93%	-95%	-92%					345%	283%	585%	364%	0,00%	-1,12%	44,39%	20,50%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-87%	-88%	-91%	-88%					50%	16%	99%	50%	0,00%	-1,05%	19,83%	3,98%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-68%	-60%	-75%	-67%					-13%	-23%	-15%	-15%	0,00%	-1,99%	3,91%	0,79%
	S1	0%	0%	0%	0%	-71%	-68%	-77%	-71%					2%	-15%	13%	0%	0,00%	-1,32%	13,47%	0,98%
	S2	0%	0%	0%	0%	-78%	-75%	-83%	-78%					41%	15%	81%	42%	0,00%	-1,46%	23,83%	3,47%
	S3	0%	0%	0%	0%	-82%	-80%	-87%	-82%					127%	92%	223%	133%	0,00%	-1,39%	37,25%	8,42%

A Tabela 79 e a Tabela 80 apresentam as perdas totais deste alimentador. Observa-se que as perdas totais, em kWh, cresceram nas simulações S3A e S3B, sendo os maiores aumentos verificados nos domingos, devido à carga diurna mais baixa nesse dia, chegando a um aumento de mais de 150% na simulação S3A.

As maiores perdas desse alimentador são na rede MT, devido à sua extensão.

As perdas na baixa tensão aumentaram na maioria das simulações.

A Tabela 81 mostra os fluxos de energia na rede MT nos seguintes períodos:

- Noturno, que obviamente é constante em todas as simulações;
- Diurno com fluxo direto, que reduz, quanto maior a inserção e o nível de insolação;
- Diurno com fluxo reverso, que aparece em todas as simulações de insolação máxima e média e, ainda, em valores bem pequenos na simulação S3C.

A Tabela 82 mostra as perdas na rede MT.

Obviamente as perdas não variam no período noturno com a inserção da Micro GD, e claro, reduzem no período diurno nas horas com fluxo direto ou positivo - direção da carga, em todas as simulações.

Nas horas diurnas com fluxo reverso também se incorre em perdas. Isto acontece nas simulações de insolação máxima e média, com inserção de 20% e 50% de microgeração.

Devido ao fluxo reverso, as perdas, em kWh, aumentam nas simulações S3A e S3B, sendo que nas simulações S3A praticamente dobra.

A Tabela 83, a seguir, apresenta o fluxo de energia da curva somada de todos os transformadores MT/BT no período noturno, no período diurno no sentido da carga, e no período diurno no sentido reverso. Nessa soma fluxo negativo de um transformador é compensado por fluxo positivo de outro transformador. Esta tabela corresponde ao que se verá nos gráficos apresentados mais adiante. É diferente das informações da Tabela 78, na qual apresenta-se a média dos valores e índices das curvas dos transformadores individuais.

Tabela 83 – Fluxo de Energia nos Transformadores MT/BT

Simulações		FLUXO DE ENERGIA NOS TRANSFORMADORES MT/BT															
		Fluxo período Noturno kWh				Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Fluxo total no trafo nos dois sentidos kWh			
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês
Simulações	Caso Base	37.352	31.335	30.788	1.057.651	23.058	26.958	19.102	691.451	-	-	-	-	60.409	58.294	49.889	1.749.102
	S1A 10% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	14.905	19.673	10.449	448.711	-	-	-	-	52.257	51.008	41.237	1.506.362
	S1B 10% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	18.104	22.578	13.765	543.792	-	-	-	-	55.456	53.913	44.552	1.601.442
	S1C 10% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	21.587	25.673	17.494	647.581	-	-	-	-	58.939	57.008	48.282	1.705.232
	S2A 20% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	6.640	10.056	4.359	204.884	3.100	503	5.850	93.764	47.092	41.895	40.997	1.356.298
	S2B 20% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	11.731	16.872	7.289	355.424	-	-	219	1.093	49.083	48.207	38.295	1.414.168
	S2C 20% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	19.804	24.126	15.612	594.774	-	-	-	-	57.156	55.462	46.399	1.652.425
	S3A 50% Máximo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	2.603	3.249	1.635	76.482	54.053	42.157	61.690	1.600.303	94.008	76.741	94.113	2.734.436
	S3B 50% Médio	37.352	31.335	30.788	1.057.651	4.170	5.466	2.669	124.085	17.683	10.890	22.145	518.830	59.205	47.692	55.601	1.700.566
	S3C 50% Mínimo	37.352	31.335	30.788	1.057.651	14.002	19.043	9.594	423.233	-	-	-	-	51.354	50.379	40.382	1.480.884
	S1	37.352	31.335	30.788	1.057.651	18.199	22.641	13.903	546.694	-	-	-	-	55.551	53.977	44.690	1.604.345
	S2	37.352	31.335	30.788	1.057.651	12.725	17.018	9.087	385.027	1.033	168	2.023	31.619	51.110	48.521	41.897	1.474.297
	S3	37.352	31.335	30.788	1.057.651	6.925	9.253	4.633	207.933	23.912	17.682	27.945	706.378	68.189	58.270	63.365	1.971.962
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-35%	-27%	-45%	-35%					-13%	-12%	-17%	-14%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-21%	-16%	-28%	-21%					-8%	-8%	-11%	-8%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-5%	-8%	-6%					-2%	-2%	-3%	-3%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-71%	-63%	-77%	-70%					-22%	-28%	-18%	-22%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-49%	-37%	-62%	-49%					-19%	-17%	-23%	-19%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-11%	-18%	-14%					-5%	-5%	-7%	-6%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-89%	-88%	-91%	-89%					<b>56%</b>	<b>32%</b>	<b>89%</b>	<b>56%</b>
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-82%	-80%	-86%	-82%					-2%	-18%	<b>11%</b>	-3%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-39%	-29%	-50%	-39%					-15%	-14%	-19%	-15%
	S1	0%	0%	0%	0%	-21%	-16%	-27%	-21%					-8%	-7%	-10%	-8%
	S2	0%	0%	0%	0%	-45%	-37%	-52%	-44%					-15%	-17%	-16%	-16%
S3	0%	0%	0%	0%	-70%	-66%	-76%	-70%					<b>13%</b>	0%	<b>27%</b>	<b>13%</b>	

A soma do fluxo dos transformadores mais as perdas na rede MT, mais a demanda dos clientes MT, define o fluxo dos alimentadores na saída da subestação. O balanço, porém, não é direto, pois trata-se de fluxo nos dois sentidos, e a injeção diurna dos transformadores é, no todo ou em parte, absorvida pelos clientes de média tensão, não aparecendo no fluxo do tronco do alimentador.

Por sua vez, o fluxo dos transformadores é a soma da energia consumida ou injetada pelos clientes de baixa tensão mais as perdas nesse nível. Vale a mesma observação sobre o balanço: parte da injeção da microgeração é absorvida pelos demais clientes de BT, sem chegar ao transformador, mas apenas a injeção que exceder, se exceder. Destes transformadores especificamente parte uma grande injeção para a rede MT.

O fluxo direto no sentido da carga, positivo, reduz em todas as simulações, como deveria ser.

O fluxo reverso da curva somada de todos os transformadores deste alimentador aparece nas simulações de insolação máxima e média com 20% e 50% de inserção de microgeração. Uma enorme reversão acontece na simulação S3A.

O fluxo total dos transformadores nos dois sentidos aumenta em 56% na simulação S3A.

A Tabela 84, a seguir, apresenta as perdas totais na baixa tensão em cada simulação e nos mesmos períodos característicos do dia.

Como era de se esperar as perdas noturnas, em kWh, não se alteram, bem como o fluxo no transformador.

Observa-se a existência de perdas no fluxo reverso em todas as simulações. As perdas totais, em kWh, aumentaram na maioria das simulações devido ao fluxo reverso e ao aumento do carregamento médio nos dois sentidos. Somente nas simulações S1B, S1C e S2C houve pequena redução de perdas com inserção da microgeração.

O percentual de perdas, por sua vez, reduziu em todas as simulações.

Observa-se que o percentual de perdas é calculado dividindo-se as perdas, em kWh, pelo fluxo de energia passante, que aumentou na maioria das simulações. Como tem uma parcela de perdas que é constante - Perdas no Ferro, pode acontecer, dependendo do peso dessa parcela fixa, de o numerador aumentar menos que o denominador, reduzindo assim o percentual. O contrário também pode acontecer: as perdas totais na BT podem ter reduzido, por conta do fluxo que também reduziu, porém, devido à perda constante no Ferro, o numerador pode reduzir menos que o denominador, aumentando o percentual de perdas.

Tabela 84 – Perdas Totais na Baixa Tensão

Simulações		PERDAS TOTAIS BT (TRANSFORMADORES + CIRCUITOS)																			
		Perdas Total (Circuito+Cobre+Ferro) período Noturno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) com Fluxo Negativo (injeção) período Diurno kWh				Perdas Totais (Circuito+Cobre+Ferro) nos dois sentidos kWh				Perdas Fio período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Mensal Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	1.522	1.195	1.165	42.236	1.002	1.034	857	29.502					2.524	2.229	2.023	71.738	3,99%	4,27%	0,00%	4,10%
	S1A 10% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	925	1.030	834	27.814	185	225	244	6.046	2.631	2.450	2.243	76.096	3,99%	4,38%	3,24%	4,05%
	S1B 10% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	925	1.016	823	27.698	72	84	96	2.343	2.519	2.296	2.084	72.277	3,99%	4,34%	2,47%	4,03%
	S1C 10% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	962	1.016	829	28.460	13	13	20	434	2.497	2.224	2.015	71.130	3,99%	4,28%	2,56%	4,09%
	S2A 20% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	917	1.013	832	27.559	580	531	663	17.562	3.018	2.739	2.660	87.357	3,99%	4,60%	3,60%	4,07%
	S2B 20% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	902	991	806	27.029	209	184	236	6.277	2.633	2.371	2.207	75.542	3,99%	4,52%	2,58%	3,98%
	S2C 20% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	940	994	810	27.821	39	28	43	1.138	2.501	2.218	2.019	71.195	3,99%	4,34%	2,45%	4,08%
	S3A 50% Máximo	1.522	1.195	1.165	42.236	963	1.015	859	28.625	1.988	1.776	2.246	59.874	4.472	3.986	4.271	130.735	3,99%	5,97%	2,99%	3,69%
	S3B 50% Médio	1.522	1.195	1.165	42.236	867	917	759	25.719	638	564	729	19.233	3.027	2.677	2.654	87.188	3,99%	5,56%	2,24%	3,67%
	S3C 50% Mínimo	1.522	1.195	1.165	42.236	897	947	746	26.402	109	95	144	3.378	2.528	2.238	2.055	72.016	3,99%	4,62%	2,29%	4,05%
	S1	1.522	1.195	1.165	42.236	937	1.021	829	27.991	90	107	120	2.941	2.549	2.323	2.114	73.168	3,99%	4,33%	2,75%	4,06%
	S2	1.522	1.195	1.165	42.236	920	999	816	27.470	276	248	314	8.325	2.717	2.442	2.296	78.031	3,99%	4,49%	2,88%	4,04%
	S3	1.522	1.195	1.165	42.236	909	960	788	26.915	912	812	1.040	27.495	3.342	2.967	2.993	96.646	3,99%	5,38%	2,51%	3,80%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-8%	0%	-3%	-6%					4%	10%	11%	6%	0,00%	0,11%	3,24%	-0,05%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-8%	-2%	-4%	-6%					0%	3%	3%	1%	0,00%	0,07%	2,47%	-0,07%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-4%	-2%	-3%	-4%					-1%	0%	0%	-1%	0,00%	0,02%	2,56%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-9%	-2%	-3%	-7%					20%	23%	32%	22%	0,00%	0,33%	3,60%	-0,03%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-10%	-4%	-6%	-8%					4%	6%	9%	5%	0,00%	0,25%	2,58%	-0,12%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-6%	-4%	-5%	-6%					-1%	-1%	0%	-1%	0,00%	0,07%	2,45%	-0,02%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-4%	-2%	0%	-3%					77%	79%	111%	82%	0,00%	1,70%	2,99%	-0,41%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-14%	-11%	-11%	-13%					20%	20%	31%	22%	0,00%	1,30%	2,24%	-0,43%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-11%	-8%	-13%	-11%					0%	0%	2%	0%	0,00%	0,36%	2,29%	-0,05%
	S1	0%	0%	0%	0%	-6%	-1%	-3%	-5%					1%	4%	5%	2%	0,00%	0,07%	2,75%	-0,04%
S2	0%	0%	0%	0%	-8%	-3%	-5%	-7%					8%	10%	13%	9%	0,00%	0,22%	2,88%	-0,06%	
S3	0%	0%	0%	0%	-9%	-7%	-8%	-9%					32%	33%	48%	35%	0,00%	1,12%	2,51%	-0,30%	

Tabela 85 – Perdas nos Circuitos de Baixa Tensão

Simulações		PERDAS CIRCUITOS BT																			
		Perdas período Noturno kWh				Perdas com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos kWh				Perdas período Noturno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas com Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Totais nos circuitos nos dois sentidos % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	745	474	447	19.501	302	347	175	8.651					1.047	820	622	28.152	1,84%	1,25%	0,00%	1,61%
	S1A 10% Máximo	745	474	447	19.501	228	337	144	6.959	112	147	153	3.745	1.085	958	744	30.204	1,84%	1,10%	2,01%	1,61%
	S1B 10% Médio	745	474	447	19.501	237	334	145	7.137	35	44	48	1.162	1.017	853	640	27.800	1,84%	1,12%	1,22%	1,55%
	S1C 10% Mínimo	745	474	447	19.501	272	335	157	7.897	2	2	3	72	1.019	811	608	27.470	1,84%	1,19%	0,42%	1,58%
	S2A 20% Máximo	745	474	447	19.501	205	308	127	6.267	391	363	451	11.894	1.341	1.144	1.025	37.661	1,84%	1,05%	2,44%	1,76%
	S2B 20% Médio	745	474	447	19.501	216	310	129	6.522	117	104	133	3.521	1.078	888	709	29.544	1,84%	1,09%	1,45%	1,56%
	S2C 20% Mínimo	745	474	447	19.501	260	321	147	7.541	9	5	9	242	1.013	800	603	27.283	1,84%	1,18%	0,52%	1,56%
	S3A 50% Máximo	745	474	447	19.501	217	292	125	6.425	1.278	1.140	1.464	38.587	2.240	1.905	2.037	64.512	1,84%	1,34%	1,93%	1,82%
	S3B 50% Médio	745	474	447	19.501	208	274	120	6.132	323	279	378	9.758	1.276	1.027	946	35.391	1,84%	1,33%	1,14%	1,49%
	S3C 50% Mínimo	745	474	447	19.501	246	305	138	7.130	20	15	21	569	1.010	794	606	27.199	1,84%	1,25%	0,39%	1,53%
	S1	745	474	447	19.501	245	336	149	7.331	50	65	68	1.660	1.040	874	664	28.491	1,84%	1,13%	1,22%	1,58%
	S2	745	474	447	19.501	227	313	134	6.777	172	157	197	5.219	1.144	944	779	31.496	1,84%	1,10%	1,47%	1,63%
	S3	745	474	447	19.501	224	290	128	6.562	540	478	621	16.305	1.509	1.242	1.196	42.367	1,84%	1,30%	1,15%	1,61%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-25%	-3%	-17%	-20%					4%	17%	20%	7%	0,00%	-0,16%	2,01%	0,00%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-22%	-4%	-17%	-18%					-3%	4%	3%	-1%	0,00%	-0,13%	1,22%	-0,06%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-10%	-3%	-10%	-9%					-3%	-1%	-2%	-2%	0,00%	-0,06%	0,42%	-0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-32%	-11%	-27%	-28%					28%	39%	65%	34%	0,00%	-0,20%	2,44%	0,15%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-28%	-10%	-26%	-25%					3%	8%	14%	5%	0,00%	-0,16%	1,45%	-0,05%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-14%	-7%	-16%	-13%					-3%	-2%	-3%	-3%	0,00%	-0,08%	0,52%	-0,05%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-28%	-16%	-28%	-26%					114%	132%	228%	129%	0,00%	0,09%	1,93%	0,21%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-31%	-21%	-31%	-29%					22%	25%	52%	26%	0,00%	0,08%	1,14%	-0,12%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-19%	-12%	-21%	-18%					-4%	-3%	-3%	-3%	0,00%	0,00%	0,39%	-0,08%
	S1	0%	0%	0%	0%	-19%	-3%	-15%	-15%					-1%	7%	7%	1%	0,00%	-0,12%	1,22%	-0,03%
S2	0%	0%	0%	0%	-25%	-10%	-23%	-22%					9%	15%	25%	12%	0,00%	-0,15%	1,47%	0,02%	
S3	0%	0%	0%	0%	-26%	-16%	-27%	-24%					44%	51%	92%	50%	0,00%	0,05%	1,15%	0,00%	



A Tabela 85 apresenta as perdas nos circuitos de baixa tensão.

As perdas nos circuitos, em kWh, aumentaram em todas as simulações de insolação máxima e nas simulações S2B e S3B. Na simulação S3A, o aumento chega a quase 130%.

Aparecem perdas no fluxo reverso em todas as simulações, apesar de serem pequenas nas simulações de insolação mínima.

A Tabela 86 a seguir apresenta as Perdas no Ferro que deveriam ser constantes em kWh. Algum detalhe no software Open DSS leva à pequenas variações, mas os gráficos mais à frente mostram uma curva praticamente plana.

Os percentuais de Perdas no Ferro aumentam nas simulações de insolação mínima e diminuem na insolação máxima.

Sendo esse numerador constante, o percentual de Perda no Ferro aumenta quando o denominador diminui e reduz quando o denominador aumenta, que é o que acontece no conjunto desses transformadores: o fluxo da curva somada de todos dos transformadores, nos dois sentidos, diminui em todas as simulações de insolação mínima.

Observa-se que a Perda no Ferro representa no Caso Base 48% das perdas totais da BT e 78% das perdas dos transformadores. Isto é muito comum no meio rural, devido à alta capacidade dos transformadores.

Na Tabela 85 o que se vê como “Perdas no Ferro com o Fluxo Negativo”, não significa que essas perdas dependem desse fluxo, mas apenas que são as perdas no Ferro nas horas em que o fluxo está negativo.

Tabela 86 – Perdas do Núcleo dos Transformadores MT/BT

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO FERRO																			
		Perdas no Ferro período Noturno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Ferro com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Ferro nos dois sentidos kWh				Perdas Ferro período Noturno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Ferro Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	527	562	560	16.150	603	571	622	18.022					1.130	1.133	1.182	34.172	1,53%	2,61%	0,00%	1,95%
	S1A 10% Máximo	527	562	560	16.150	620	582	637	18.500	28	28	30	841	1.175	1.173	1.227	35.491	1,53%	2,91%	0,45%	1,89%
	S1B 10% Médio	527	562	560	16.150	609	572	624	18.157	22	24	27	699	1.158	1.158	1.211	35.006	1,53%	2,84%	0,74%	1,95%
	S1C 10% Mínimo	527	562	560	16.150	601	568	616	17.949	10	10	15	331	1.139	1.141	1.191	34.430	1,53%	2,70%	1,95%	1,98%
	S2A 20% Máximo	527	562	560	16.150	642	606	658	19.159	66	59	71	1.969	1.235	1.228	1.289	37.278	1,53%	3,20%	0,40%	1,74%
	S2B 20% Médio	527	562	560	16.150	613	581	629	18.306	54	48	59	1.610	1.194	1.191	1.248	36.065	1,53%	3,06%	0,66%	1,90%
	S2C 20% Mínimo	527	562	560	16.150	595	566	611	17.779	28	21	32	819	1.149	1.150	1.202	34.748	1,53%	2,77%	1,76%	1,99%
	S3A 50% Máximo	527	562	560	16.150	678	634	693	20.186	277	257	298	8.323	1.482	1.453	1.550	44.660	1,53%	4,21%	0,42%	1,26%
	S3B 50% Médio	527	562	560	16.150	594	558	600	17.660	198	185	218	5.985	1.319	1.306	1.378	39.795	1,53%	3,82%	0,70%	1,67%
	S3C 50% Mínimo	527	562	560	16.150	573	543	560	16.977	82	74	115	2.599	1.182	1.180	1.236	35.727	1,53%	2,97%	1,76%	2,01%
	S1	527	562	560	16.150	610	574	626	18.202	20	21	24	624	1.157	1.157	1.210	34.975	1,53%	2,82%	1,04%	1,94%
	S2	527	562	560	16.150	617	584	632	18.414	49	43	54	1.466	1.193	1.189	1.246	36.030	1,53%	3,01%	0,94%	1,88%
	S3	527	562	560	16.150	615	578	618	18.275	186	172	210	5.636	1.328	1.313	1.388	40.060	1,53%	3,67%	0,96%	1,65%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	3%	2%	2%	3%					4%	3%	4%	4%	0,00%	0,30%	0,45%	-0,07%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	1%					3%	2%	2%	2%	0,00%	0,24%	0,74%	0,00%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%					1%	1%	1%	1%	0,00%	0,09%	1,95%	0,03%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	6%	6%	6%	6%					9%	8%	9%	9%	0,00%	0,59%	0,40%	-0,22%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	2%					6%	5%	6%	6%	0,00%	0,45%	0,66%	-0,05%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-2%	-1%					2%	1%	2%	2%	0,00%	0,17%	1,76%	0,04%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	12%	11%	11%	12%					31%	28%	31%	31%	0,00%	1,60%	0,42%	-0,69%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-2%	-2%	-4%	-2%					17%	15%	17%	16%	0,00%	1,21%	0,70%	-0,28%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-5%	-5%	-10%	-6%					5%	4%	5%	5%	0,00%	0,37%	1,76%	0,06%
	S1	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%					2%	2%	2%	2%	0,00%	0,21%	1,04%	-0,01%
	S2	0%	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%					6%	5%	5%	5%	0,00%	0,40%	0,94%	-0,08%
	S3	0%	0%	0%	0%	2%	1%	-1%	1%					18%	16%	17%	17%	0,00%	1,06%	0,96%	-0,30%

Tabela 87 – Perdas nos Enrolamentos dos Transformadores MT/BT

Simulações		TRANSFORMADORES MT/BT - PERDAS NO COBRE																			
		Perdas no Cobre período Noturno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Positivo (direção Carga) período Diurno kWh				Perdas no Cobre com Fluxo Negativo (invertido) período Diurno kWh				Perdas Totais no Cobre nos dois sentidos kWh				Perdas Cobre período Noturno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Positivo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Fluxo Negativo período Diurno % fluxo trafo	Perdas Cobre Total % fluxo trafo
		DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês	DU	S	D	mês				
Simulações	Caso Base	250	159	158	6.586	97	116	61	2.829					347	276	219	9.414	0,62%	0,41%	0,00%	0,54%
	S1A 10% Máximo	250	159	158	6.586	77	111	53	2.356	45	50	61	1.460	372	320	272	10.401	0,62%	0,37%	0,78%	0,55%
	S1B 10% Médio	250	159	158	6.586	79	110	53	2.404	15	16	21	482	344	285	233	9.472	0,62%	0,38%	0,51%	0,53%
	S1C 10% Mínimo	250	159	158	6.586	89	112	56	2.613	1	1	1	31	340	272	216	9.231	0,62%	0,39%	0,18%	0,53%
	S2A 20% Máximo	250	159	158	6.586	70	99	47	2.133	122	109	141	3.699	443	367	347	12.418	0,62%	0,36%	0,76%	0,58%
	S2B 20% Médio	250	159	158	6.586	73	100	48	2.201	38	33	45	1.146	361	292	251	9.933	0,62%	0,37%	0,47%	0,52%
	S2C 20% Mínimo	250	159	158	6.586	85	107	53	2.501	3	2	3	77	338	268	214	9.164	0,62%	0,39%	0,17%	0,53%
	S3A 50% Máximo	250	159	158	6.586	68	90	41	2.014	432	379	484	12.963	750	628	684	21.563	0,62%	0,42%	0,65%	0,61%
	S3B 50% Médio	250	159	158	6.586	65	85	39	1.927	117	99	132	3.490	432	343	330	12.003	0,62%	0,42%	0,41%	0,50%
	S3C 50% Mínimo	250	159	158	6.586	78	99	47	2.295	7	6	8	210	335	264	213	9.090	0,62%	0,40%	0,14%	0,51%
	S1	250	159	158	6.586	82	111	54	2.458	20	22	28	658	352	292	240	9.701	0,62%	0,38%	0,49%	0,54%
	S2	250	159	158	6.586	76	102	49	2.279	54	48	63	1.641	380	309	271	10.505	0,62%	0,37%	0,46%	0,54%
	S3	250	159	158	6.586	70	91	42	2.079	185	161	208	5.554	506	412	409	14.218	0,62%	0,41%	0,40%	0,54%
Diferença Caso Base	1A 10% Máximo	0%	0%	0%	0%	-21%	-5%	-13%	-17%					7%	16%	24%	10%	0,00%	-0,04%	0,78%	0,02%
	1B 10% Médio	0%	0%	0%	0%	-18%	-5%	-12%	-15%					-1%	3%	6%	1%	0,00%	-0,03%	0,51%	-0,01%
	1C 10% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-9%	-4%	-7%	-8%					-2%	-1%	-1%	-2%	0,00%	-0,02%	0,18%	-0,01%
	2A 20% Máximo	0%	0%	0%	0%	-28%	-15%	-22%	-25%					28%	33%	58%	32%	0,00%	-0,05%	0,76%	0,04%
	2B 20% Médio	0%	0%	0%	0%	-25%	-14%	-21%	-22%					4%	6%	15%	6%	0,00%	-0,04%	0,47%	-0,02%
	2C 20% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-12%	-8%	-13%	-12%					-3%	-3%	-2%	-3%	0,00%	-0,02%	0,16%	-0,01%
	3A 50% Máximo	0%	0%	0%	0%	-30%	-23%	-33%	-29%					116%	128%	212%	129%	0,00%	0,01%	0,65%	0,07%
	3B 50% Médio	0%	0%	0%	0%	-33%	-27%	-35%	-32%					24%	25%	51%	27%	0,00%	0,01%	0,41%	-0,03%
	3C 50% Mínimo	0%	0%	0%	0%	-20%	-15%	-22%	-19%					-3%	-4%	-3%	-3%	0,00%	-0,01%	0,14%	-0,03%
	S1	0%	0%	0%	0%	-16%	-5%	-11%	-13%					1%	6%	10%	3%	0,00%	-0,03%	0,49%	0,00%
	S2	0%	0%	0%	0%	-22%	-12%	-19%	-19%					10%	12%	23%	12%	0,00%	-0,04%	0,46%	0,00%
	S3	0%	0%	0%	0%	-27%	-22%	-30%	-27%					46%	49%	87%	51%	0,00%	0,00%	0,40%	0,00%

A Tabela 87 apresenta as Perdas no Cobre do transformador.

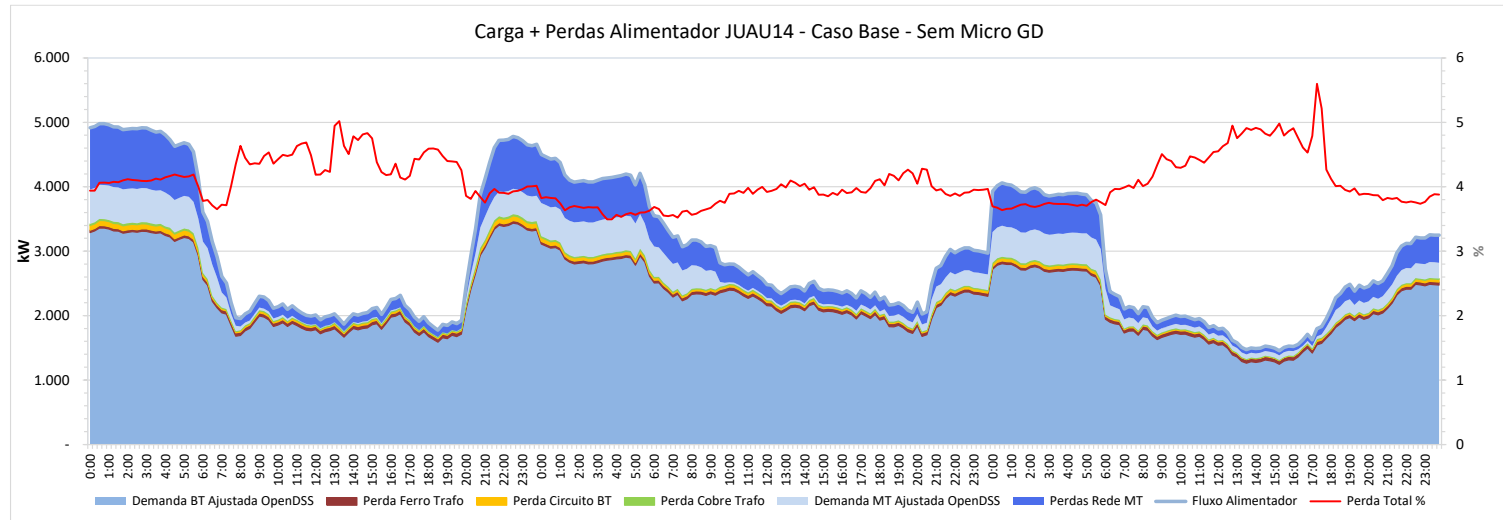
Verifica-se redução de perdas no Cobre no fluxo positivo diurno e o aparecimento de perdas com o fluxo inverso em todas as simulações.

Como aparece fluxo reverso em transformadores individuais em praticamente todas as simulações, se incorre, conseqüentemente, em perdas no Cobre associadas a este carregamento, apesar de serem muito pequenas nas simulações com insolação mínima.

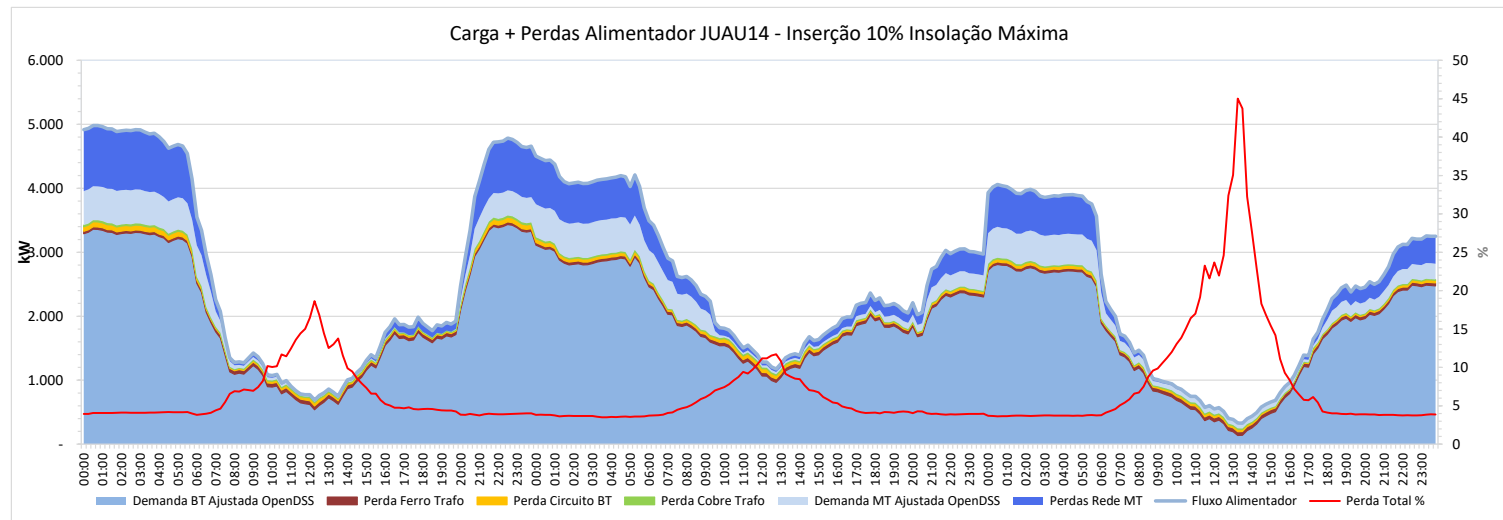
As Perdas mensais no Cobre do transformador, em kWh, aumentam em todas as simulações de insolação média e máxima, chegando a quase 130% de crescimento na simulação S3A.

A seguir apresentam-se as curvas de carga de fluxo passante nos transformadores e na rede MT em cada simulação, bem como as perdas de cada segmento de sistema.

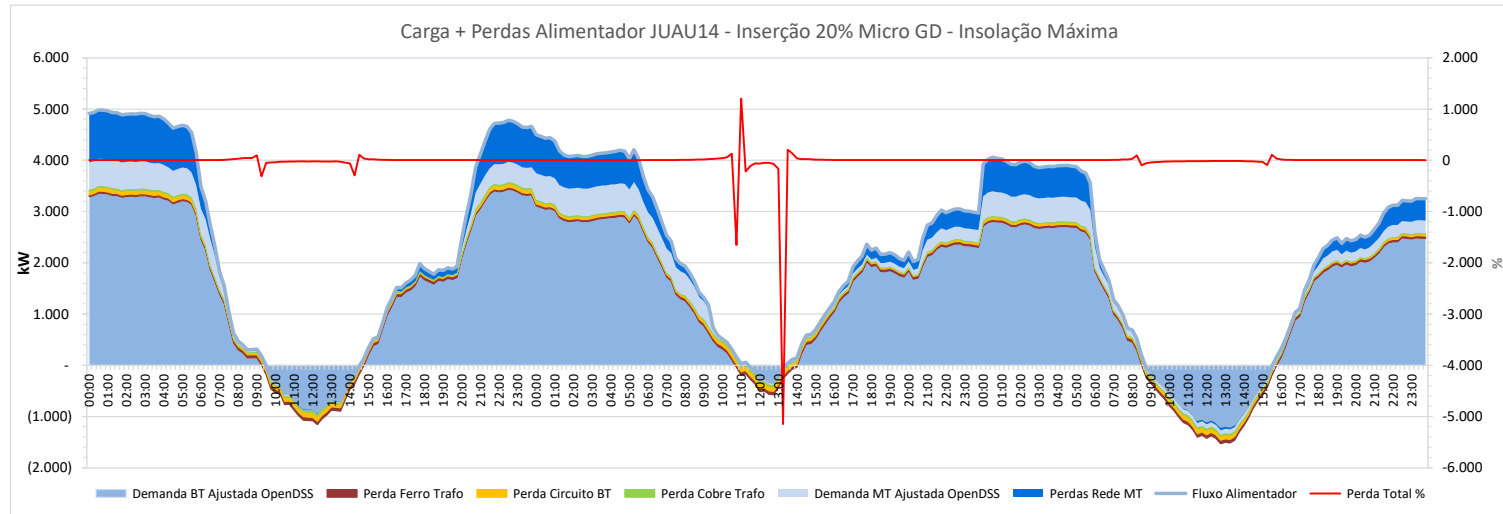
O gráfico ao lado mostra a curva de carga do alimentador JUAU14, com 93% de carga de baixa tensão, sendo 85% rural. É um gráfico do tipo “empilhado” sobrepondo mercado e perdas.



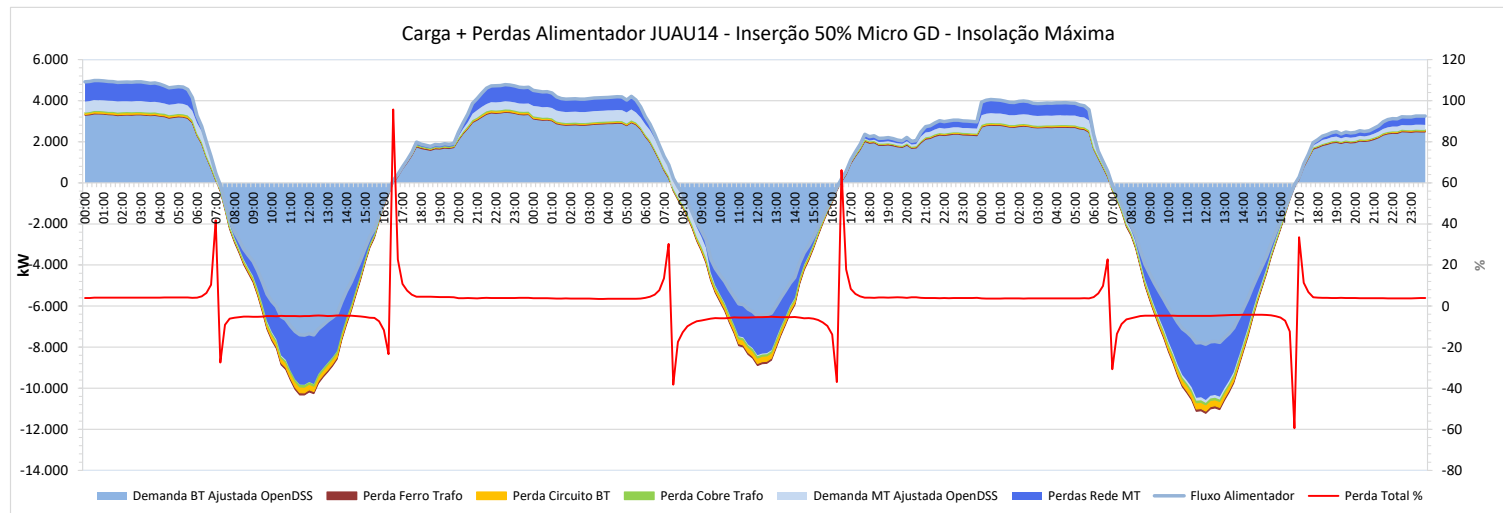
Com apenas 10% de inserção de micro GD se observa redução da carga diurna, principalmente no domingo nos dias de pleno sol tanto na rede BT quanto na MT.



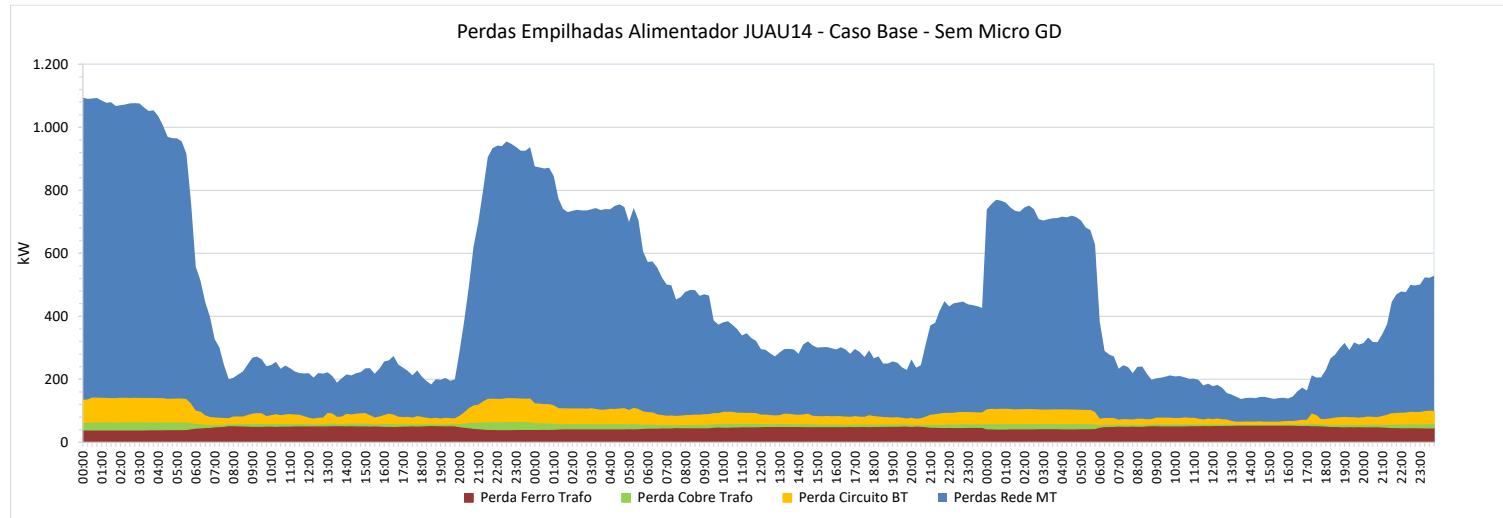
Com a inserção de 20%, nos dias de pleno sol já se incorre em fluxo em todos os dias, tanto na rede BT, quanto MT.



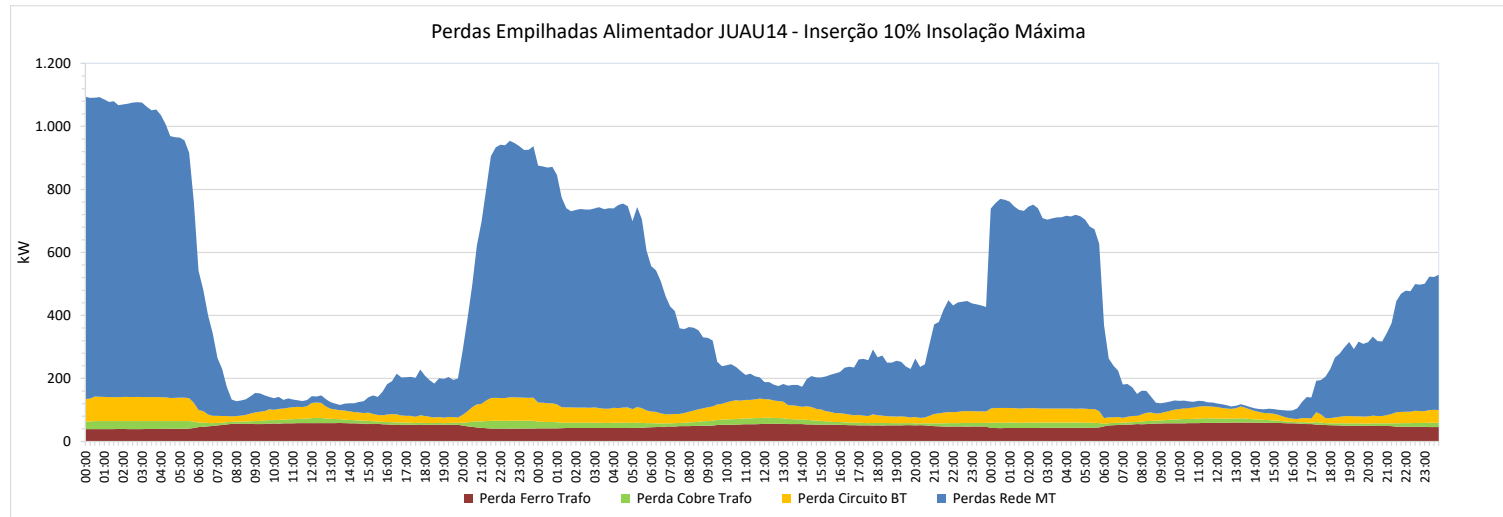
Com 50% de inserção de Micro GD, nos dias de pleno sol verifica-se um enorme fluxo reverso, equivalente ao dobro do fluxo máximo direto com grande aumento das perdas e necessidade de investimentos. Haveria de se dobrar a capacidade da rede.



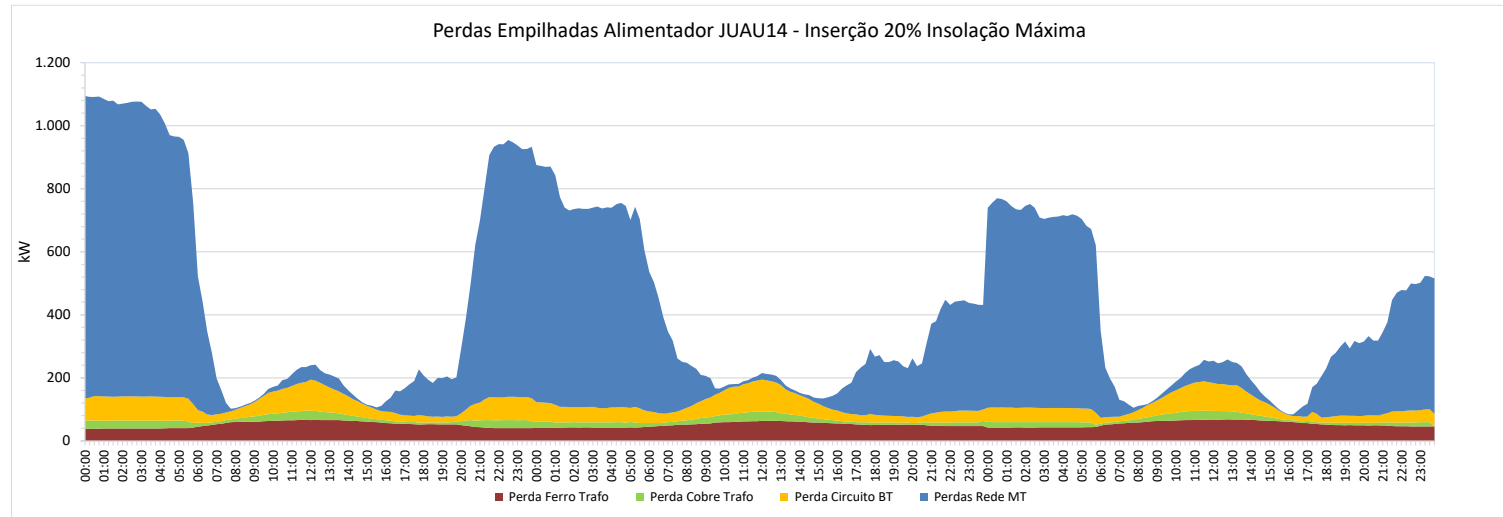
Ao lado têm-se as curvas de todas as perdas, do Caso Base, do alimentador: as Perdas no Ferro (constantes), as Perdas no Cobre, nos circuitos de BT e na rede MT (variáveis com a corrente). Observa-se as curvas de perdas no fio acompanhando o formato da carga.



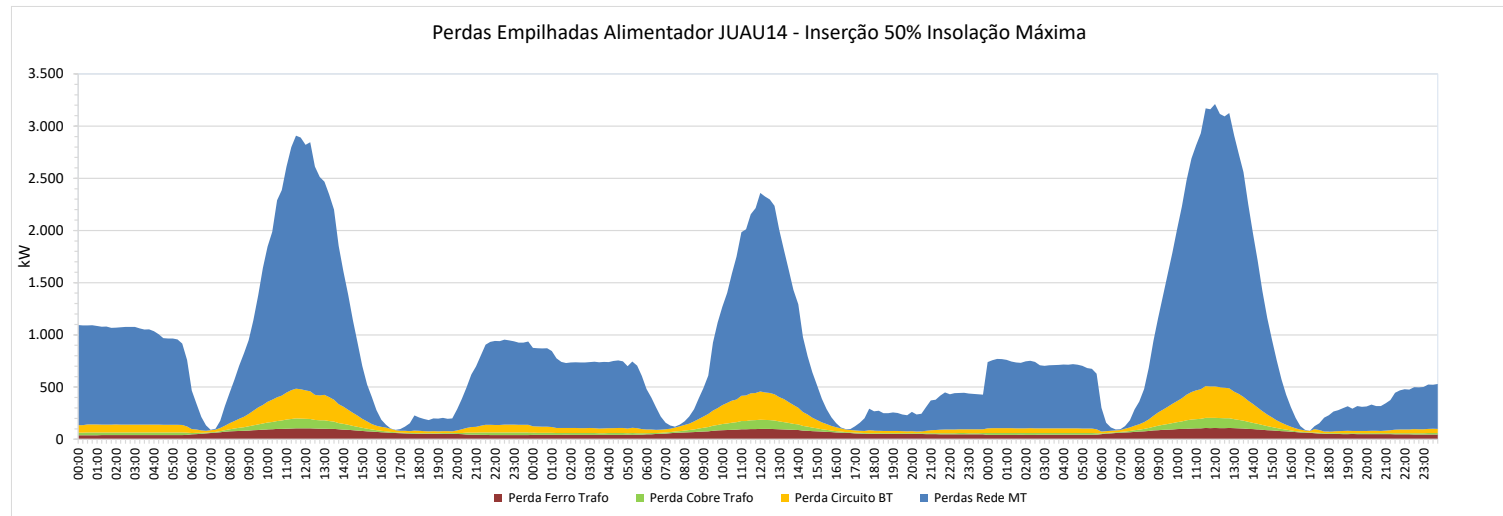
Com 10% de inserção, nos dias de pleno sol, já se verifica aumento nas perdas na BT no período diurno, porém há redução das perdas na rede MT



Na Simulação S2A – inserção de 20% e insolação máxima – as perdas diurnas na baixa tensão aumentam ainda mais, como também há uma maior redução das perdas na rede MT.

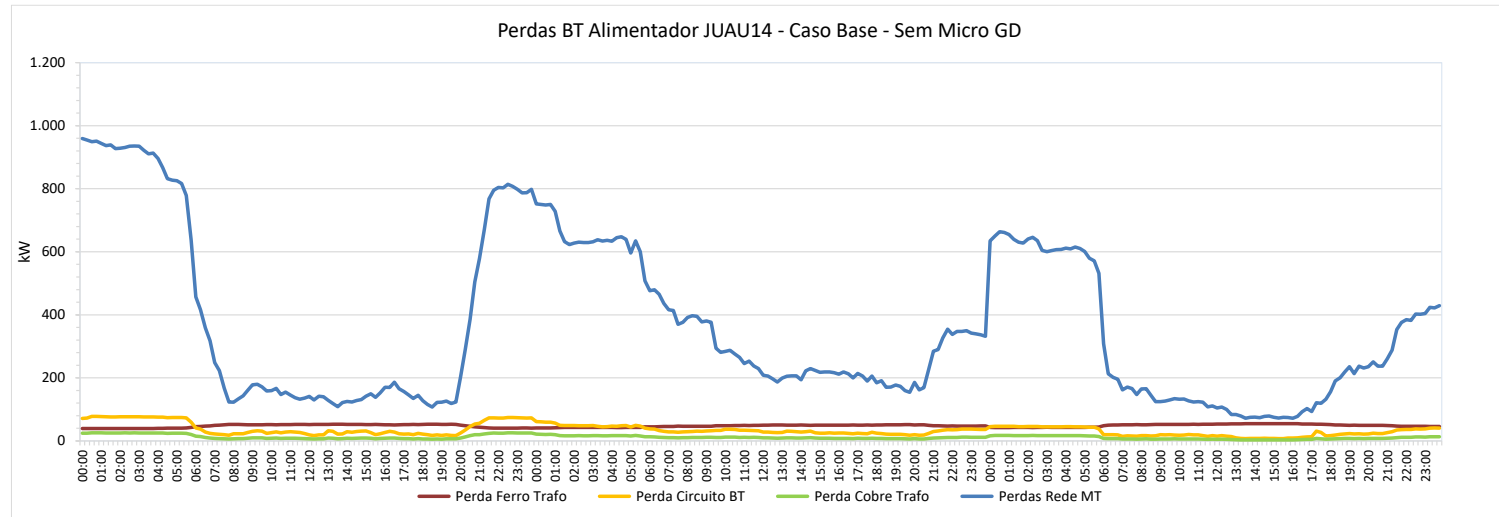


Na Simulação S3A, com a grande inversão de fluxo e aumento do carregamento da rede no período diurno, há um enorme aumento das perdas no fio. Perda máxima de potência no fluxo reverso mais que o triplo da perda máxima no fluxo direto no domingo.

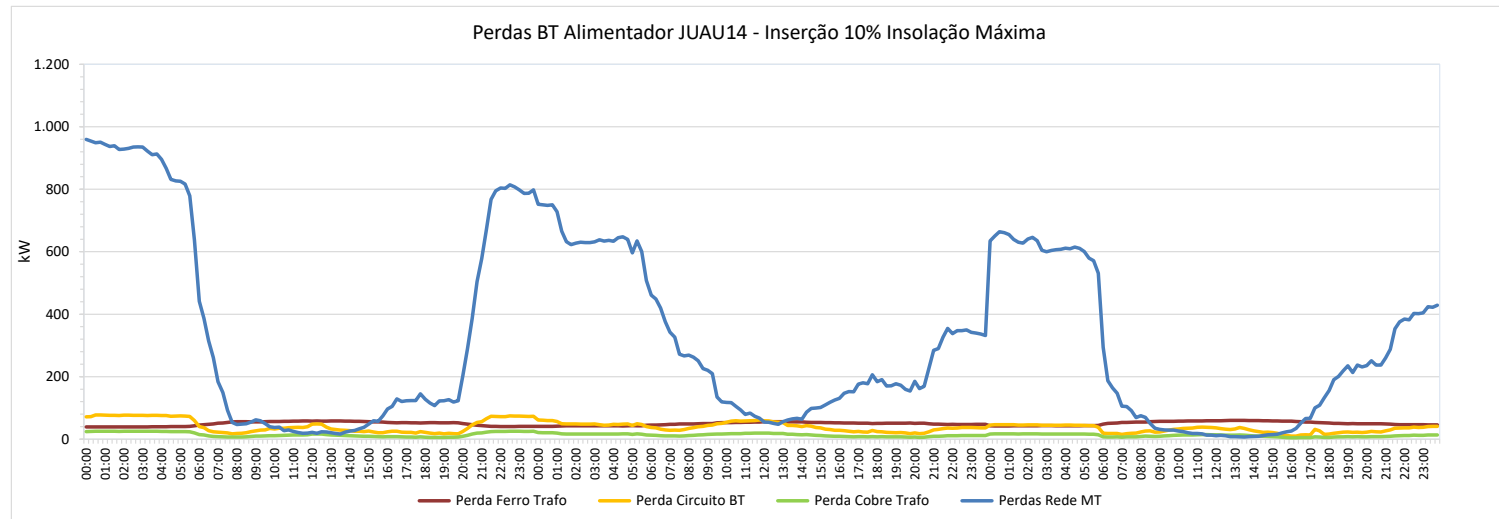




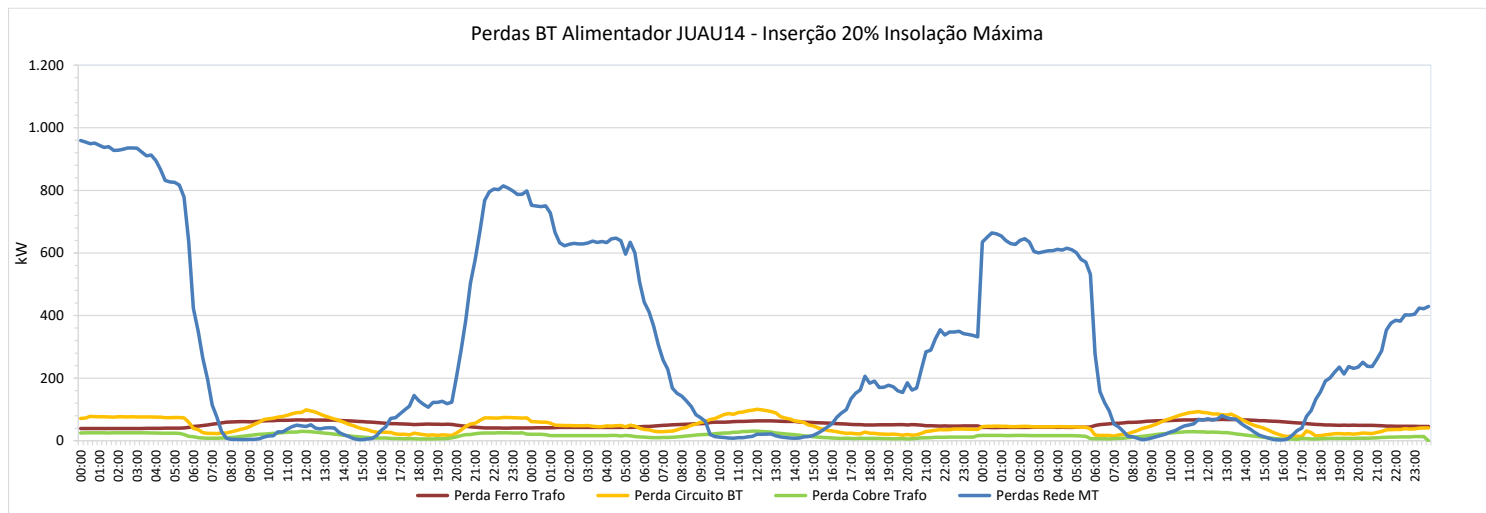
As curvas a seguir mostram as mesmas perdas em um formato independente, sem “empilhamento”. Percebe-se um pouco melhor como todas as perdas nos fios acompanham a carga, sendo a maior delas, neste alimentador, a perda na rede MT.



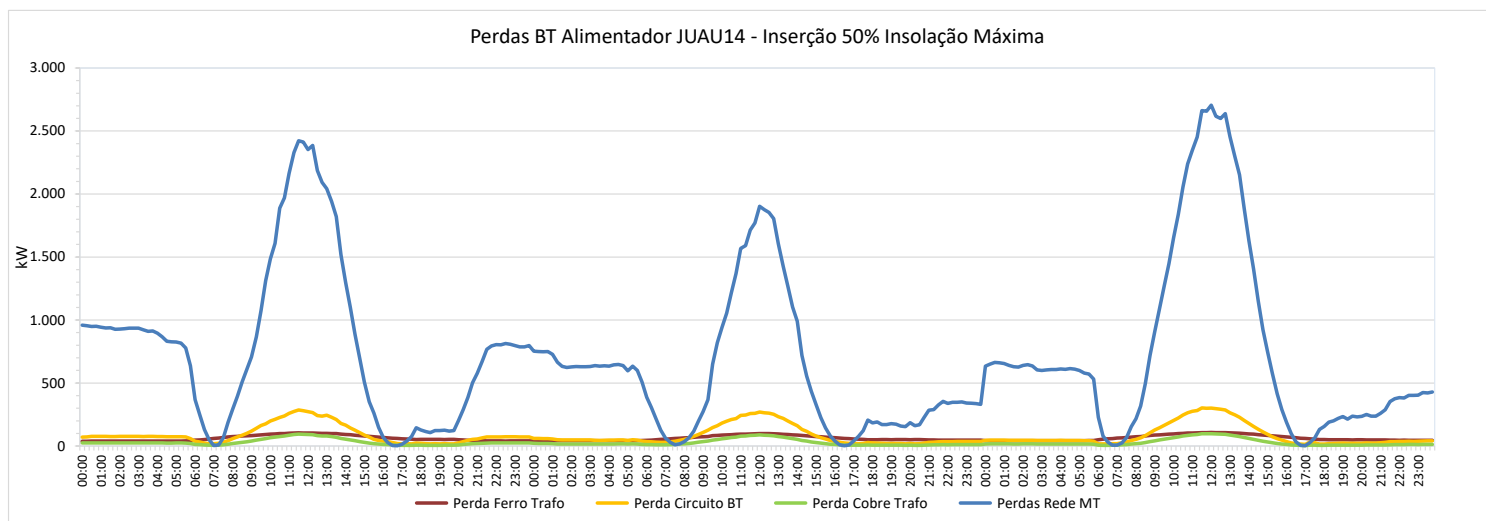
Observa-se novamente como na Simulação S1A as perdas no Cobre e nos circuitos BT aumentam ligeiramente durante o dia com inserção de apenas 10% de Micro GD na condição de pleno sol. Percebe-se melhor como há redução das perdas diurnas na rede MT.



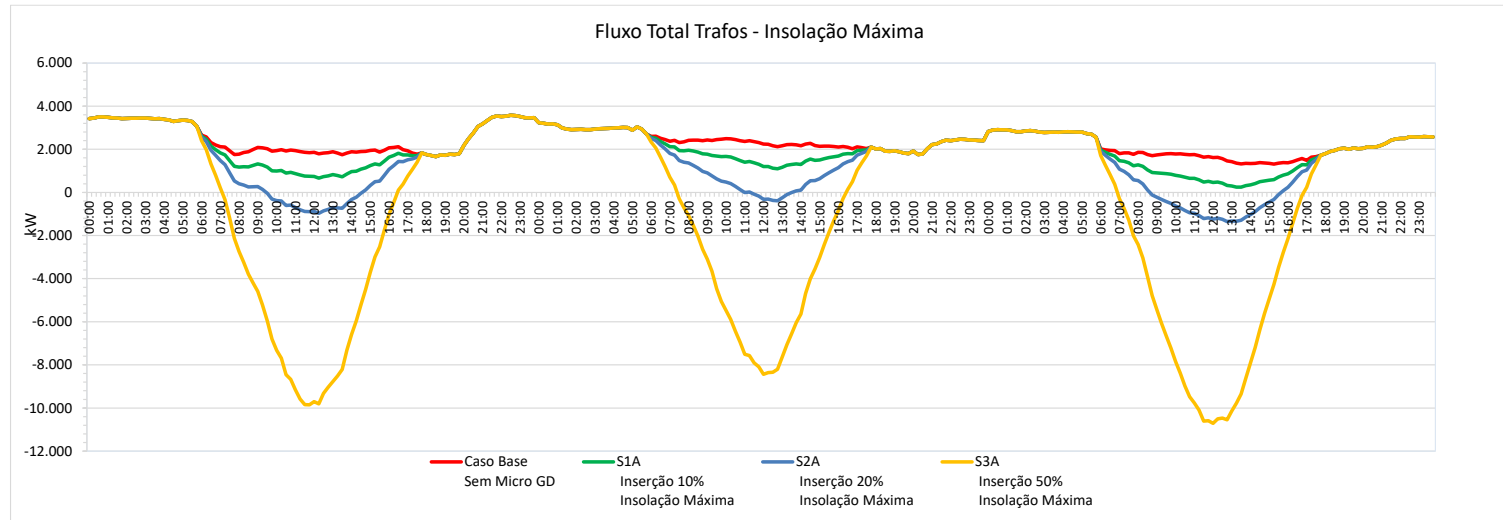
Na Simulação S2A, as perdas na rede MT reduzem ainda mais, apesar de se observar, por volta do meio-dia, perdas no fluxo reverso. As perdas diurnas na BT aumentam ainda mais nesta simulação



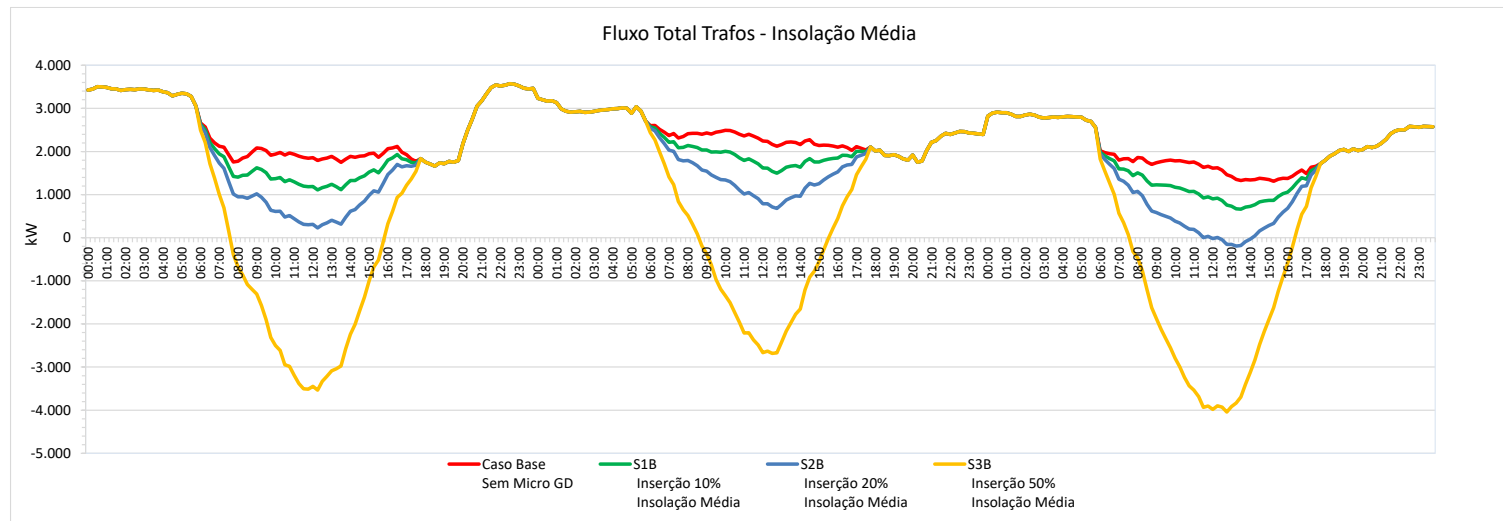
O gráfico ao lado mostra mais uma vez o aumento vertiginoso das perdas diurnas no fluxo reverso da simulação S3A – 50% de inserção e com insolação máxima.



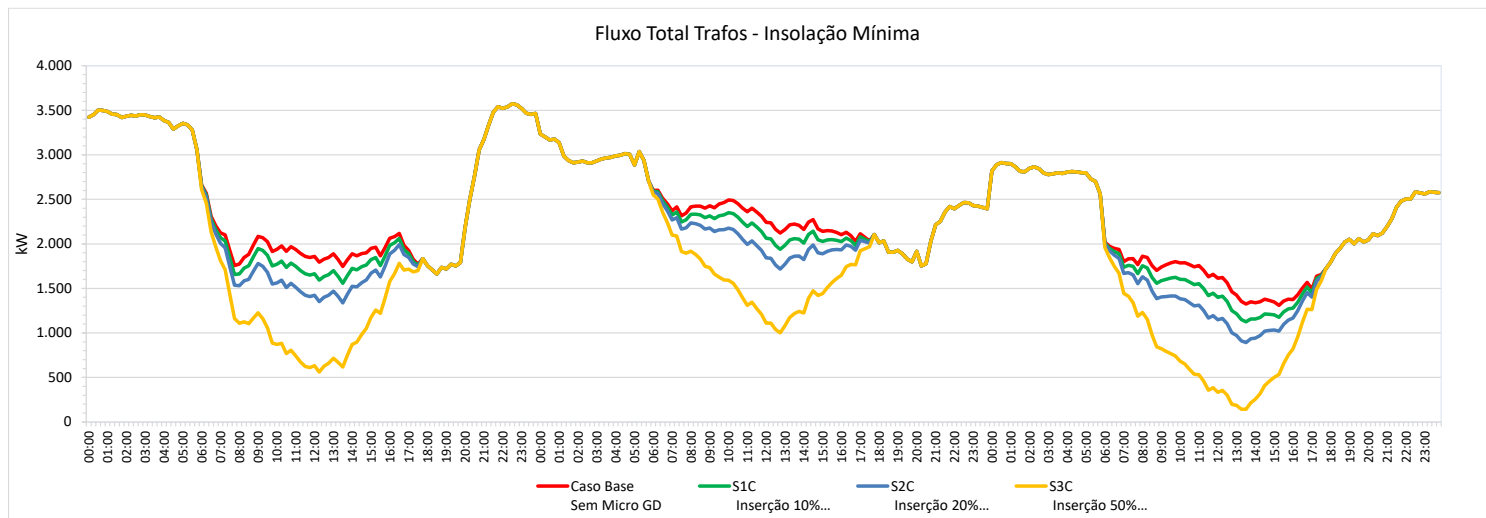
Este gráfico mostra o fluxo original do conjunto dos transformadores e em cada hipótese de inserção na condição de geração máxima. Já aparece fluxo reverso com 20% de inserção de microgeração. Há aumento do carregamento máximo em na simulação S3A.



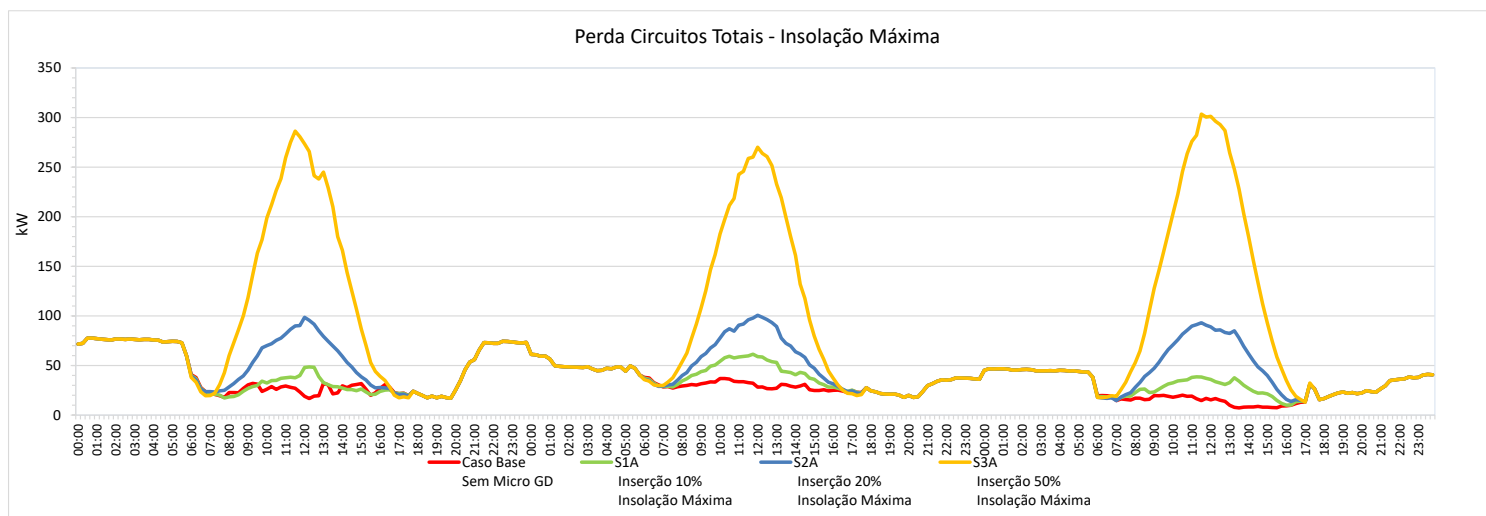
Com a insolação média há evidentemente um menor fluxo reverso na inserção de 50% de microgeração, mas praticamente se iguala ao fluxo direto no dia útil e ultrapassa-o no domingo. Não há mais fluxo reverso com 20% de inserção.



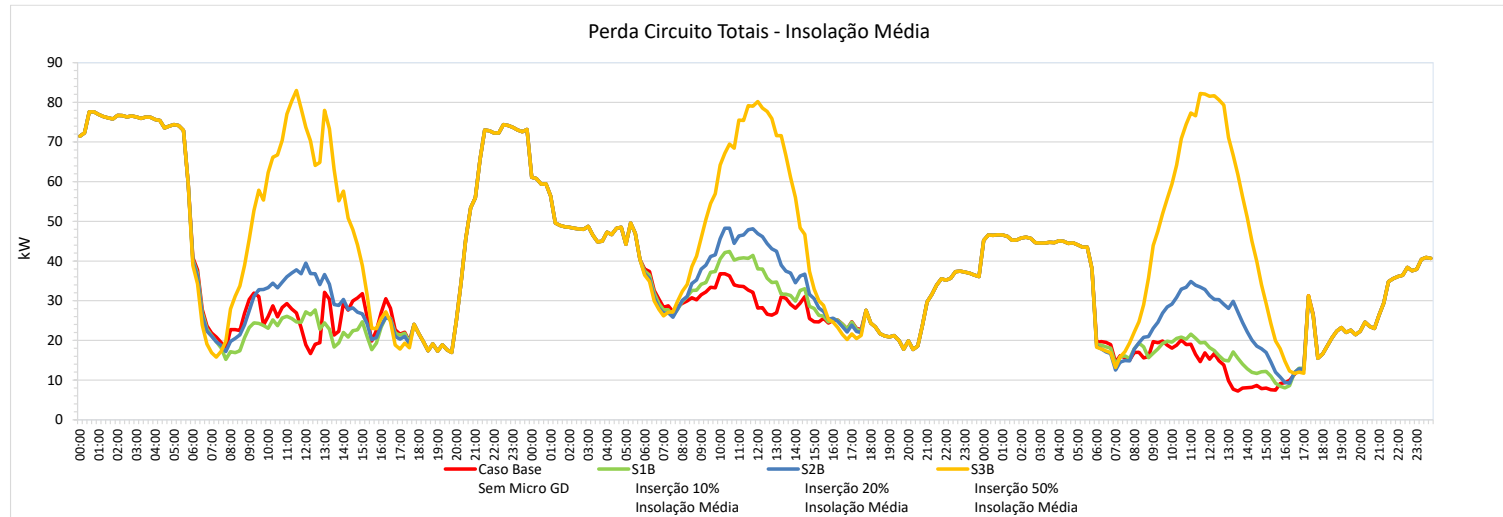
Na condição de geração mínima – dias nublados, em todas as hipóteses de inserção praticamente não há fluxo reverso na rede. Nessas condições haverá redução de perdas de energia.



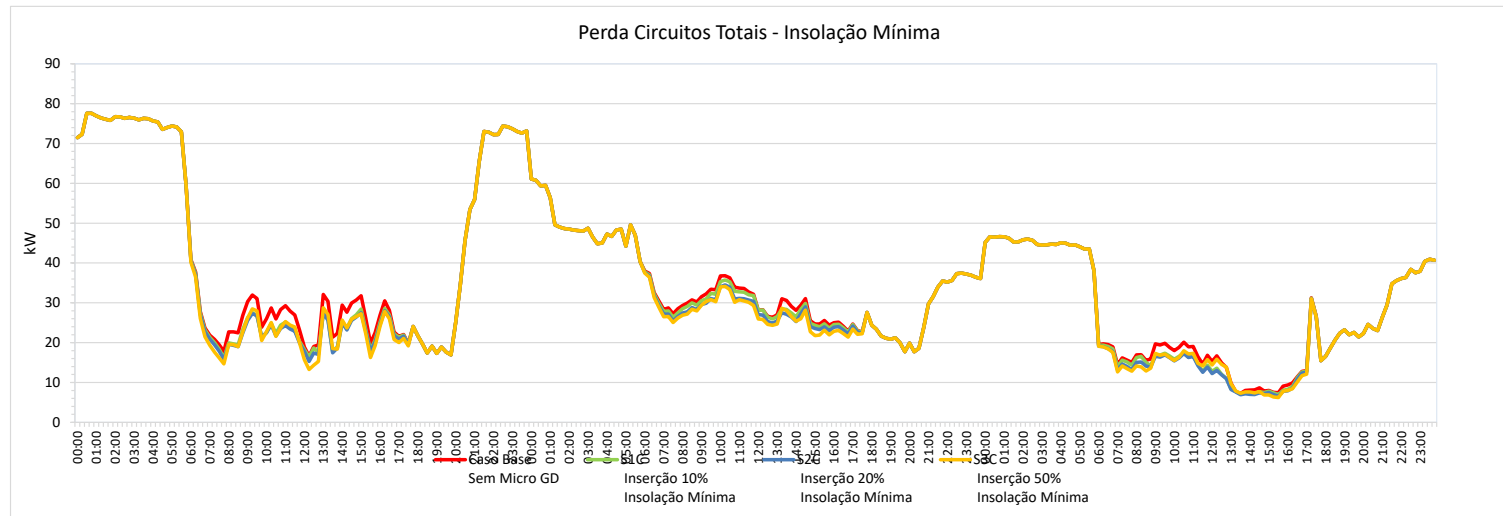
Este gráfico compara as perdas nos circuitos BT com insolação máxima. Observa-se que as perdas diurnas aumentam em todos os dias em todas as hipóteses de inserção de Micro GD.



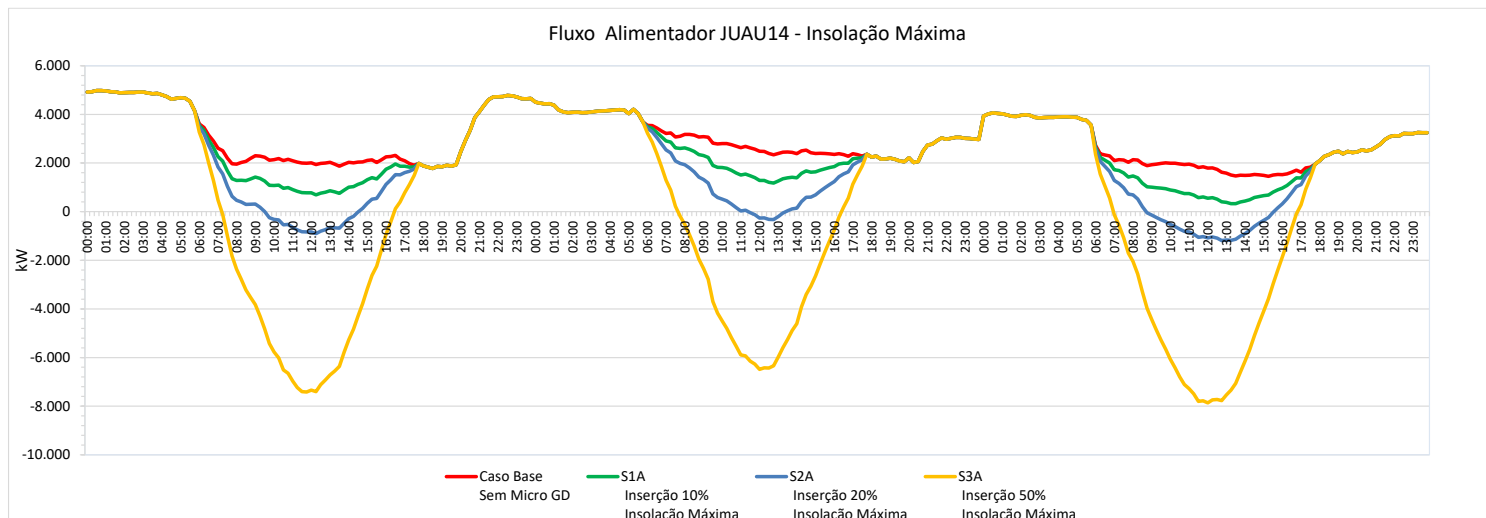
Com insolação média, as perdas aumentam nos sábados e domingos em todas as hipóteses de inserção. Só não se verifica aumento no dia útil da simulação S1A



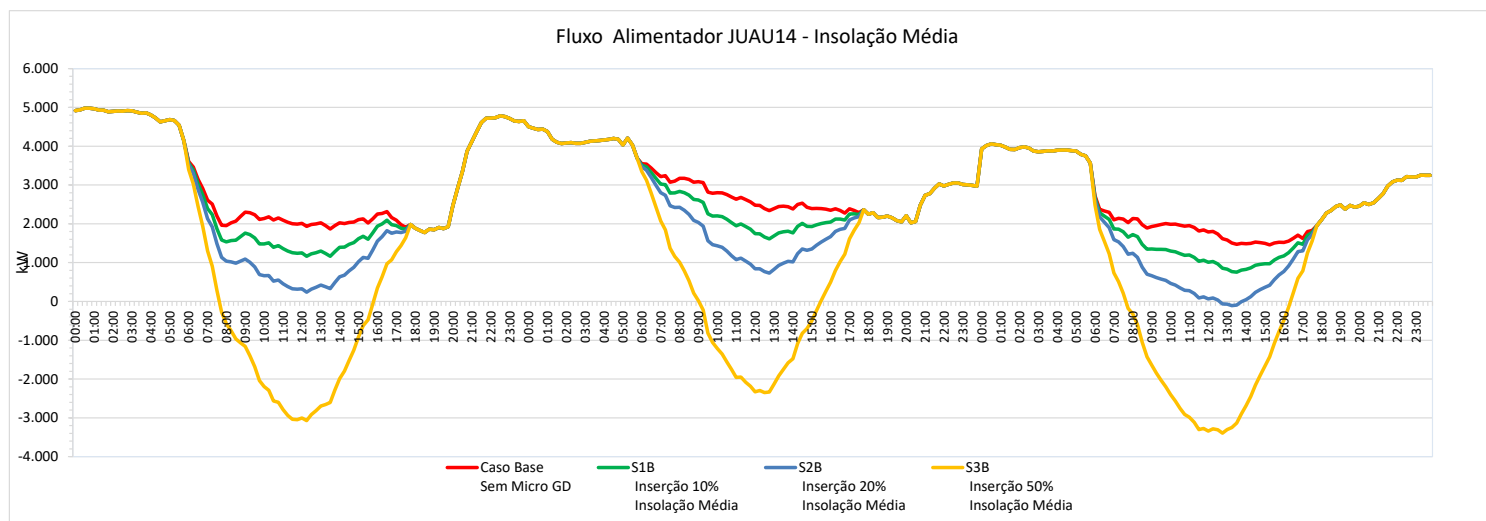
Com a insolação mínima, as perdas reduzem ligeiramente em todas as hipóteses de inserção de Micro GD.



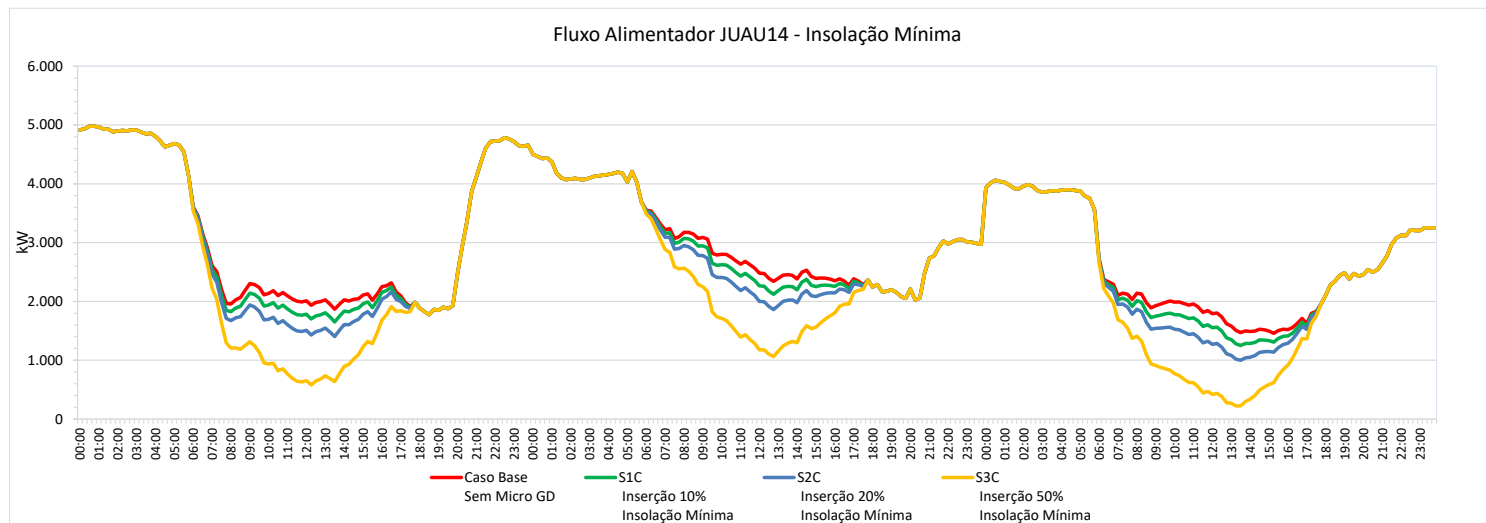
As curvas ao lado representam o fluxo total do alimentador nas hipóteses de inserção da Micro GD na condição de insolação máxima. Há pequeno fluxo reverso na simulação S2A e um grande fluxo reverso, na simulação S3A, em todos os dias.



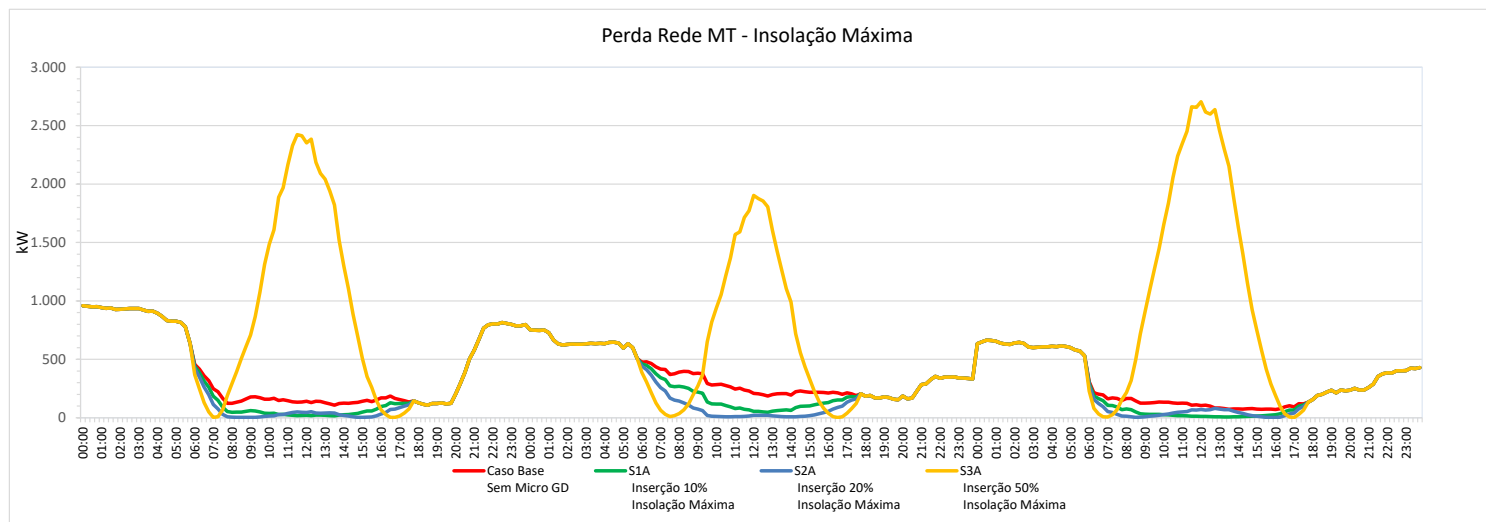
As curvas de carga do alimentador na condição de insolação média continuam com fluxo reverso com 50% de inserção de microgeração.



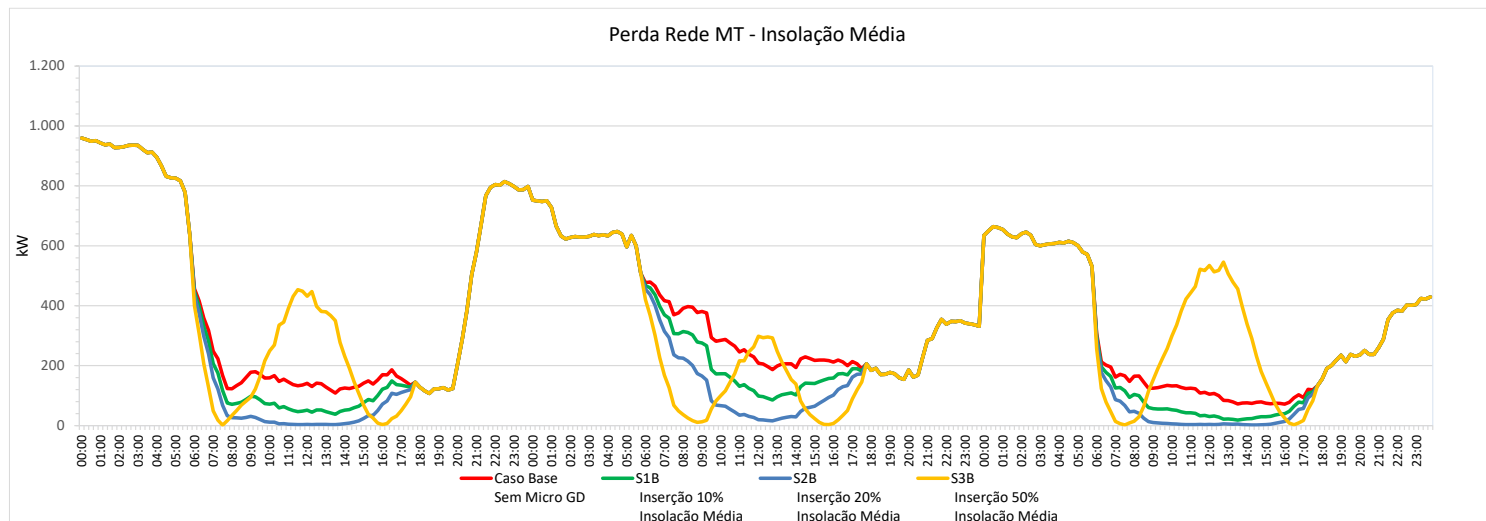
Não há fluxo reverso na rede MT com geração mínima em nenhuma hipótese de inserção de microgeração.



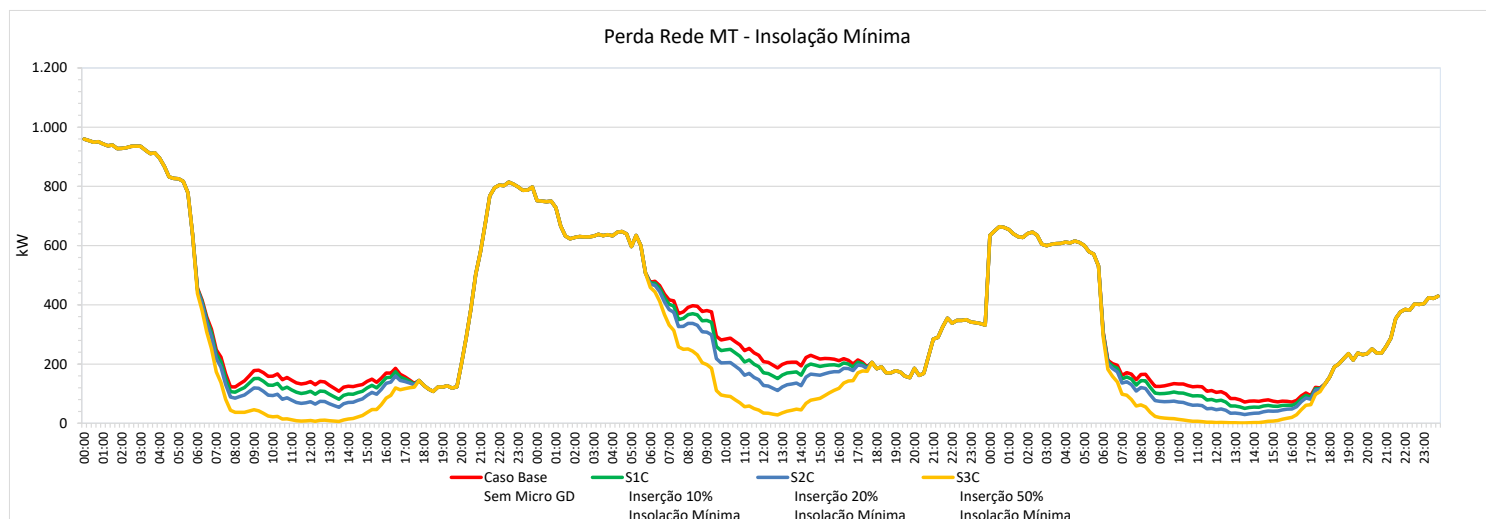
Neste alimentador, as perdas na rede MT reduzem nas simulações S1A e S2A e aumentam significativamente na inserção de 50% de Micro GD nos dias de pleno sol.



Com insolação média as perdas na rede MT continuam aumentando na inserção 50% de micro GD, e isto ocorre no dia útil e domingo. Há redução de perdas com 10% e 20% de inserção na insolação média.



Com a insolação mínima, se verifica uma redução de perdas.





Está muito claro que as redes com predominância de carga de irrigação não estão otimizadas. O carregamento máximo poderia ser bem mais baixo se a irrigação estivesse distribuída ao longo do dia.

O comportamento da carga desses alimentadores com presença massiva de irrigantes, mal distribuído ao longo do dia, aumentando o carregamento máximo, impõe maiores perdas de energia nos alimentadores, que são os mais extensos do sistema de distribuição. Vale repetir que é geração, que tem um grande custo ambiental, sendo desperdiçada por mal uso da rede.

O outro problema do comportamento atual dessas redes são as grandes rampas de carga que dificultam a operação da rede, dando mais uma razão para que se modifique essa regra na aplicação desses subsídios.

Assim, primeira mudança é eliminar a obrigatoriedade do desconto se dar estritamente no período noturno. Os horários do desconto poderiam ser acordados com a distribuidora, que alocaria ao longo do dia essa demanda de irrigação buscando ao máximo a otimização da rede de distribuição, de forma a reduzir os custos de sua expansão e operação. Os descontos podem também ser diferentes por períodos horários, definidos pelo regulador (atendendo o desconto médio definido em Lei), compatíveis com os custos regionais ou locais. Muitos consumidores rurais poderão ser atendidos, sem nenhum investimento adicional, somente com essa alteração.

A carga maior noturna dos irrigantes pode até ajudar a melhorar o carregamento da maioria das redes de A3 e A2, em empresas como a CEMIG D, porém as redes de maior custo na cadeia do sistema é a rede de distribuição, principalmente quando se trata de rede rural, de grandes extensões. Esta é, portanto, a primeira que deve ter seu uso otimizado.

Associado a isto, reitera-se a necessidade de sinalização horária regional das demais tarifas, para orientar os demais consumidores a demandar nos horários efetivamente de menor custo, que realmente induzam ao melhor aproveitamento da capacidade disponível de rede.

É verdade que na CEMIG D, a maioria das redes de alta tensão está mais carregada no posto tarifário de Ponta e no período diurno e, portanto, os custos de uso da rede de distribuição são menores na madrugada, porque há poucas redes com carregamento maior nesse horário. Porém, os alimentadores que atendem aos clientes rurais irrigantes têm carregamento maior à noite, e essas redes é que representam a maior parcela no Custo de Uso da Rede de Distribuição. Assim, volta-se à questão da necessidade do cálculo dos custos de uso locais e aplicação de tarifas regionais, pelo menos no que refere ao sinal horário. O cálculo dos custos locais, mesmo que não se apliquem tarifas maiores e menores por região, é uma necessidade premente, pois é preciso conhecer esses custos, que mostrarão o quanto as redes de cada nível pesa em cada hora do dia, e qual o resultado no custo horário final (conjunto de todas as redes envolvidas no atendimento dos clientes de cada subgrupo tarifário).

Além disso, com a massiva introdução de geração solar tanto na alta tensão quanto na baixa tensão, em breve (já é o caso em algumas regiões da CEMIG D) o período diurno deverá ser o de menor carregamento das redes, tornando a justificativa para restringir o consumo ao período noturno com

menos sentido ainda. Isso reforça a necessidade de este tipo de regramento estar no âmbito da ANEEL, pois o sistema é dinâmico e sofrerá grande alteração nos próximos anos.

Os meios de que se dispõe para atingir estes objetivos são o aprimoramento da regulação e a melhoria técnica das instalações, aumentando a eficiência dos equipamentos de bombeamento e demais instalações de irrigação.

## CAPÍTULO V – PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

A projeção da difusão de sistemas de Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD tem vários objetivos e aplicações. Pode ser utilizado como o planejamento em vários níveis: geração, transmissão e distribuição, a exemplo do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída – 4MD desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), que tem como principal objetivo o planejamento da geração e transmissão.

Outra aplicação desta projeção é na formulação de políticas públicas. Nas audiências e consultas públicas sobre a regulação da MMGD, a ANEEL se utilizou de modelos de projeção da inserção com o objetivo de mensurar os subsídios dados à categoria e avaliar como esses impactariam na difusão da tecnologia. Nessas mesmas ocasiões, fez uso de uma análise custo benefício para avaliar a efetividade desses subsídios em diminuir os custos globais para a sociedade. A metodologia utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para projeção da inserção de consumidores MMGD está exposta nas notas técnicas nº 17 de 2015 (ANEEL, 2015) e nº 56 de 2017 (ANEEL, 2017) e continuou sendo usada no âmbito da Consulta Pública nº 15 de 2018 e na Audiência Pública nº 001 de 2019, com algumas alterações de parâmetros.

A estimativa de inserção de unidades MMGD é, também, fundamental para se avaliar o impacto na receita das distribuidoras, nas tarifas dos demais clientes e na diminuição arrecadação de impostos dos governos estaduais e federal. Neste projeto, utilizou-se a estimativa de difusão da microgeração para avaliar o impacto no comportamento da carga das redes de distribuição e nas perdas de energia, dado que dependem diretamente do nível de inserção.

O objetivo, neste caso, é avaliar as vantagens da geração distribuída para o sistema elétrico: se há efetivamente diminuição das perdas de energia e se há efetivamente redução da carga máxima das redes de distribuição, o que ensejaria custos evitados em expansão. Os benefícios trazidos pela geração próxima à carga dependem da proporção de geração presente ou grau de inserção da microgeração na rede em relação à carga. A partir de determinado volume de inserção, pode-se incorrer em aumento de perdas e aumento de custos de expansão da rede de distribuição, principalmente na baixa tensão. Assim, um fator importante para quantificar eventuais benefícios é, portanto, saber quanta geração estará presente na rede de distribuição e como esta irá se distribuir nas redes.

### 1. Os Modelos de Projeção

---

A difusão de inovações constitui um vasto campo de pesquisa, com inúmeras possibilidades de modelagem. O Modelo de Bass é somente uma entre várias metodologias existentes na literatura para efetuar esta estimativa, embora seja um dos métodos mais relevantes e seja, na conjuntura brasileira, de fato, o modelo que apresenta melhor aplicação. Em (Konzen, 2014) há uma classificação dos modelos de difusão de sistemas fotovoltaicos em três grupos:

- 1) Modelos de Paridade: como exemplo tem-se os modelos baseados no custo nivelado de energia (Levelized Cost of Energy - LCOE), mais adequado para comparação de custos entre

fontes. Uma descrição mais detalhada deste tipo de abordagem pode ser encontrada em (Pearce, Pathak, & Branker, 2011). Este tipo de modelo foi utilizado no Anexo II deste relatório para estimar a quantidade final de inserção de Micro GD entre os clientes de baixa tensão da CEMIG D. A desvantagem desta abordagem está na dificuldade de se traçar uma trajetória de inserção, já que nem todos os consumidores para os quais a nova tecnologia é vantajosa adotam a novidade imediatamente.

- 2) Modelos desagregados: este tipo de modelo projeta a adoção das unidades individuais, avaliando a decisão de adoção em cada uma delas. Um exemplo é o modelo baseado em agentes, que sucedeu o modelo de Bass utilizado pelo National Renewable Energy Laboratory - NREL<sup>27</sup> para projeção da inserção de Geração Distribuída - GD. É mais intensivo em informações, mas por outro lado permite uma projeção mais detalhada da expansão da GD, por alimentador, por exemplo. No trabalho de Konzen e na revisão da literatura feita em (Peres, Mahajan, & Muller, 2010) há descrições um pouco mais detalhadas das aplicações deste tipo de modelo;
- 3) Modelo agregados: estes modelos utilizam informações agrupadas dos consumidores e tentam estimar o comportamento do grupo. Neste tipo se enquadram o modelo de Bass e o modelo de Bass Generalizado (Bass, Krishnan, & Jain, Why the Bass Model Fits without Decision Variables, 1994), que são os modelos adotados neste trabalho.

### 1.1. Modelo de Bass

---

O Modelo de Bass – MB (Bass, 1969) tem o propósito de descrever a difusão de um novo produto ou inovação num conjunto de potenciais adotantes. Tem como premissa básica que a probabilidade de adoção do novo produto ou tecnologia no momento  $T$  depende linearmente de duas forças: a primeira delas, representada no modelo pela letra  $p$  e denominada *coeficiente de inovação* ou *influência externa*, independe do número prévio de adotantes. A segunda força, chamada de *coeficiente de imitação* ou *influência interna* e representada pela letra  $q$ , é influenciada positivamente pelo número anterior de adotantes (Bass, Krishnan, & Jain, Why the Bass Model Fits without Decision Variables, 1994).

Assim, se  $f(T)$  representa a função de densidade de novos adotantes e  $F(T)$  a função de distribuição acumulada, a função que descreve a probabilidade condicional de adoção no momento  $T$  é dada por (Bass, Krishnan, & Jain, Why the Bass Model Fits without Decision Variables, 1994):

$$\frac{f(T)}{[1 - F(T)]} = p + qF(T) \quad \text{Eq. 1}$$

---

<sup>27</sup> O NREL é uma instituição de pesquisa em energia renovável do governo federal estadunidense. Mais informações sobre a instituição estão disponíveis no seu endereço eletrônico - <https://www.nrel.gov/>

Tomando-se  $F(0) = 0$ , encontra-se a forma fechada seguinte para a função de distribuição acumulada:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q)T}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}} \quad \text{Eq. 2}$$

A função densidade é então:

$$f(T) = \frac{(p+q)^2 e^{-(p+q)T}}{\left(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}\right)^2} \quad \text{Eq. 3}$$

Dado um mercado potencial  $m$ , obtém-se então a fatia de mercado adotante  $S$  no tempo  $T$  como  $S(T) = mf(T)$ , onde  $f(T)$  é dado pela Eq. 3 (Bass, Krishnan, & Jain, Why the Bass Model Fits without Decision Variables, 1994, p. 3).

## 1.2. Modelo de Bass Generalizado

O Modelo de Bass Generalizado – MBG foi concebido como a forma de modelar perturbações da curva em  $S$  devidas à estratégias e esforços de marketing e outros. Posteriormente, passou a ser utilizada para considerar outras perturbações da trajetória de inserção, como alterações do quadro político, tecnológico ou de incentivo. O modelo permite a simulação de vários tipos de perturbação, representados por uma função genérica  $x(T)$ , e se reduz ao modelo de Bass quando  $x(T) = 1$ . O modelo de Bass fica sendo, nesta situação, um caso particular do modelo generalizado. A função de distribuição acumulada do modelo é dada por:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}} \quad \text{Eq. 4}$$

E densidade de probabilidade é:

$$f(T) = x(T) \frac{(p+q)^2 e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}}{\left(1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q) \int_0^T x(\tau) d\tau}\right)^2} \quad \text{Eq. 5}$$

Entre as várias funções que podem ser utilizadas para modelar impactos de diversas naturezas, duas são propostas em (Guidolin & Mortarino, 2009). A primeira modela uma perturbação com função exponencial, com efeito drástico e forte, que logo decai com o tempo, dada pela Eq. 6. O parâmetro  $c$  desta função representa a força do efeito, o parâmetro  $a$  o tempo de início do efeito e  $b$  a sua duração.

$$x(T) = 1 + ce^{b(T-a)} I_{T \geq a} \quad \text{Eq. 6}$$

Uma segunda perturbação, de duração mais longa, agindo de maneira constante sobre o processo de difusão é modelada pela função retangular da Eq. 7, na qual o parâmetro  $c$  modela a força do efeito e os parâmetros  $a$  e  $b$  representam o início e final do período em que o efeito ocorre.

$$x(T) = 1 + cI_{T \geq a}I_{T \leq b} \quad \text{Eq. 7}$$

A função utilizada no modelo pode ser uma combinação destas duas funções, de modo a captar a combinação de várias perturbações.

Para se mensurar o ganho na estimação obtido pela aplicação do modelo generalizado em detrimento do modelo de Bass padrão, (Guidolin & Mortarino, 2009) propõem que seja utilizada a Eq. 8, que utiliza a medida  $R^2$  do Modelo de Bass padrão  $R_{MB}^2$  e do Modelo de Bass Generalizado  $R_{MBG}^2$ .

$$\tilde{R}^2 = \frac{R_{MBG}^2 - R_{MB}^2}{1 - R_{MB}^2} \quad \text{Eq. 8}$$

Um teste da significância dos  $s$  parâmetros do MBG não incluídos no MB é dado pela Eq. 9, na qual  $N$  é o número de observações utilizadas para estimar os modelos e  $k$  é o número de parâmetros totais no MBG. A estatística  $F$  tem distribuição  $F$  de Snedecor com  $(s, N - K)$  graus de liberdade sob a hipótese nula de equivalência entre os modelos MB e MBG, se  $\varepsilon(T)$  é i.i.d. com distribuição normal.

$$F = \frac{\tilde{R}^2(N - k)}{(1 - \tilde{R}^2)s} \quad \text{Eq. 9}$$

Para estimar os parâmetros do modelo utilizou-se a função *nlsLM* do pacote *minpack.lm* no software R (Elzhov, Mullen, Spiess, & Bolker, s.d.).

### 1.3. Parâmetros dos Modelos

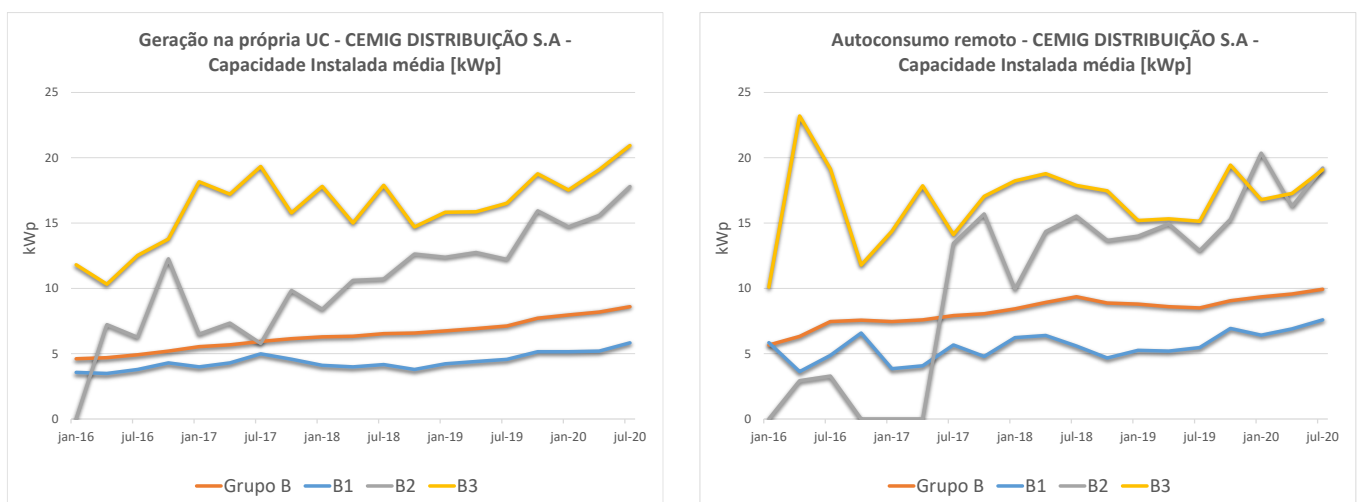
#### 1.3.1. Variável de projeção

No caso específico da Geração Fotovoltaica - GFV, a variável projetada pode ser tanto a potência total instalada, quanto o número consumidores adotantes, a depender do resultado desejado e das informações disponíveis. Nos trabalhos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e ANEEL é feita a projeção do número de clientes adotantes pelo Modelo de Bass e chega-se à potência instalada, multiplicando o número de unidades um tamanho médio de instalação estimado. Em (Guidolin & Mortarino, 2009) projeta-se somente a capacidade instalada total dos países analisados.

Em princípio, deveria ser possível seguir qualquer um dos dois caminhos, projetando primeiro o número de consumidores para em seguida deduzir a capacidade instalada ou vice-versa. Por isso, para avaliar qual seria a melhor alternativa experimentou-se as duas opções e verificou-se que os resultados encontrados não ficaram coerentes entre si. De modo geral, as projeções feitas pela capacidade instalada resultaram em curvas com uma inserção mais rápida que aquelas feitas pelo número de consumidores.

A explicação para isso pode ser dada pela análise da capacidade instalada das unidades MMGD. A potência instalada varia de uma unidade para outra, de forma que afeta a potência média das instalações ao longo do tempo, como pode ser visto na Figura 69, que mostra a capacidade média das unidades instaladas a cada trimestre desde 2016 por subgrupo, separado em GD Local e Remota. Nota-se que a capacidade instalada média das unidades de microgeração cresceu nos últimos 4 anos em todos os subgrupos, tanto na Microgeração Local quanto na Remota. Isso pode explicar o fato de os modelos que usam a capacidade instalada retornarem projeções de inserção mais aceleradas.

Figura 69: Histórico da Capacidade Instalada Média da microgeração na CEMIG D



Fonte: Elaboração Própria a partir de (ANEEL, 2020)

No entanto, a tendência para o longo prazo vai no sentido oposto, ao longo do tempo a capacidade instalada média das unidades irá decrescer à medida que o custo da MMDG fique mais atrativo para unidades menores e que se esgotem o número de clientes grandes dispostos aderirem à MMDG.

Por esse motivo utilizou-se neste estudo a projeção pelo número de clientes e chegou-se à capacidade instalada projetada multiplicando este valor pela capacidade instalada projetada para cada estrato (faixas de consumo ou demanda), conforme será mostrado mais adiante.

### 1.3.2. Periodicidade das Informações

---

O banco de informações que a ANEEL disponibiliza com dados das instalações de MMDG no Brasil traz, entre outras, a informação da data de conexão das unidades (ANEEL, 2019). Assim, é possível analisar essas informações com a periodicidade que se deseja, anual, mensal etc.

O trabalho de (Putsis, 1996) faz uma comparação dos resultados de estimativa do modelo de Bass com informações anuais, trimestrais e mensais e conclui que a utilização de informações trimestrais tem um ganho significativo de qualidade dos resultados.

Neste trabalho, optou-se, portanto, por utilizar informações trimestrais ao invés de anuais. Para isto, foi verificado que não é necessário fazer ajuste de sazonalidade nas informações do número e capacidade de instalações na CEMIG D. Entretanto, para aplicação em informações de outras empresas é possível que se encontre algum ajuste a fazer.

A utilização de informações trimestrais é uma adaptação extremamente simples do modelo de Bass, podendo usar o mesmo equacionamento quando se usa o modelo com informações acumuladas, somente adequando a variável de tempo ou dividindo a equação do modelo pelo número de intervalos no ano que se deseja utilizar (no caso, 4 intervalos para uma projeção trimestral).

O ganho que se tem com essa adaptação é relevante, já que se quadruplica os pontos de informação do histórico e se passa a ter uma percepção mais detalhada de possíveis influências sobre o processo de difusão.

### 1.3.3. Mercado Potencial

---

O conjunto de potenciais adotantes da inovação ou do novo produto objeto do modelo é chamado de mercado potencial. Em alguns trabalhos, como (Guidolin & Mortarino, 2009), este valor é estimado juntamente com o modelo de Bass, adicionado como variável na mesma regressão. Alternativamente, o mercado potencial pode ser estimado a partir de informações externas ao modelo.

Neste trabalho, estimou-se o mercado potencial a partir do mercado de clientes em cada subgrupo e estrato da distribuidora e reduziu-se este número de acordo com alguns critérios que refletem o fato de parte dos clientes não terem disponibilidade para a instalação de uma usina MMDG. Assim, o mercado de clientes deve ser restringido de acordo com alguns critérios. Estas restrições foram feitas a partir de informações que se dispõe para o mercado residencial da CEMIG D.



Há várias questões que podem interferir na instalação de um sistema GFV para microgeração. Primeiramente, pode-se considerar que os apartamentos têm menor disponibilidade para instalar sistema de GFV. Também deve ser considerado que muitas casas e empresas são alugadas, que desestimula a instalação de unidade geradora, ou têm sombreamentos ou telhados que não são adequados para a instalação deste tipo de sistema.

Para estimar estes parâmetros foram utilizadas informações da última pesquisa de hábitos de consumo da CEMIG D (para saber a proporção de casas na amostra) e a informação do do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE sobre o percentual de imóveis alugados ou próprios em Minas Gerais, retirado do estudo de Konzen (Konzen, 2014).

Em primeiro lugar, considerou-se somente domicílios próprios (pago ou ainda pagando). De acordo com as informações da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD<sup>28</sup> do IBGE, em Minas Gerais, no ano de 2018, 71,4% dos imóveis estavam nesta condição e 85,1% dos domicílios eram casas. Além destas restrições podem existir outras para as casas próprias, como sombreamentos, coberturas impróprias, entre outras restrições, que foram estimadas em 15%.

$$\% \text{ sem restrições} = 85,1\% \times 71,4\% \times 85\% = 51,65\% \quad \text{Eq. 10}$$

O percentual médio final de unidades consumidoras residenciais sem restrições foi finalmente calculado de acordo com a Eq. 10. Para as demais classes adotou-se o mesmo número, com exceção da Classe B2 - Rural, para a qual se estimou que 80% das unidades não teriam restrições para a instalação de Micro GD.

#### 1.3.4. Sensibilidade ao *Payback*

Como se viu na seção 1.3.3, o mercado potencial representa o número total de potenciais adotantes de uma nova tecnologia, no caso a MMGD. No entanto, no grupo de clientes em que é possível instalar uma geração fotovoltaica – GFV, existem aqueles para os quais esta opção é economicamente mais atrativa. Isto deriva da existência d um forte ganho de escala no custo em R\$/kWp das instalações de GFV, como também de uma maior redução do pagamento à distribuidora conforme cresce o porte do consumidor, dependendo da modalidade tarifária. Por isto, nem todas as unidades do mercado potencial tem o mesmo incentivo para adotar a GFV.

Para se tentar modelar o impacto do retorno financeiro esperado diferente entre as unidades, é acrescentado um multiplicador ao mercado potencial que considera a atratividade do investimento. Este fator é a sensibilidade ao tempo de retorno simples do investimento ou *payback*. O cálculo do *payback* para as diferentes classes e faixas de consumo está descrito no Anexo II deste relatório.

Conforme mostrado em (Konzen, 2014), o fator multiplicador do mercado potencial *fmm* é modelado de acordo com a Eq. 11, no qual *SPB* é a Sensibilidade ao *Payback*, parâmetro estimado

---

<sup>28</sup> Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/home/pms/brasil>

pelo modelo e  $TPB$  é o Tempo de *Payback*, que varia ao longo dos anos, dependendo da queda do preço das instalações de GFV e das modalidades e componentes de custos a serem aplicados.

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad \text{Eq. 11}$$

O valor da Sensibilidade ao *Payback* utilizado nos modelos da EPE e ANEEL é, em geral, próximo de 0,3.

Figura 70: Estimativas de Sensibilidade ao Payback

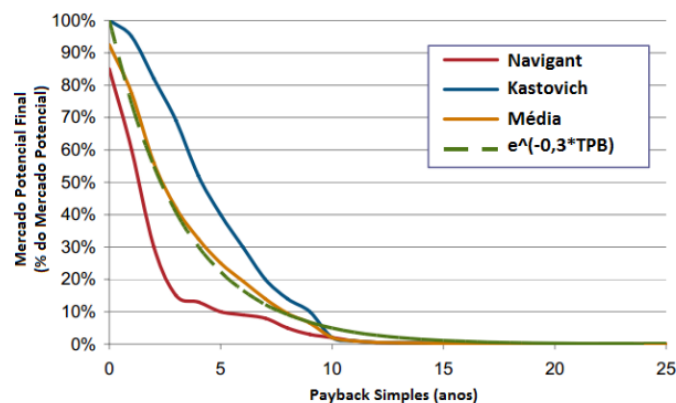


Figura 2.3 - Mercado Potencial Final vs. *Payback*  
Fonte: Adaptado de Beck, 2009.

Fonte: (Konzen, 2014)

A estimativa desse parâmetro deriva de um estudo mencionado no trabalho de Konzen, no qual diversas estimativas desse valor para o mercado americano apontam para um valor médio de 0,3, conforme mostra a Figura 70. No entanto, também há estudos que apontam para valores um tanto divergentes de 0,3. Neste trabalho optou-se, por isso, estimar esse parâmetro juntamente com os demais parâmetros do modelo.

O fator de Sensibilidade ao *Payback* tem um papel importante quando se projeta os resultados do modelo, já que o mercado potencial futuro é afetado pela variação que se prevê no *payback* das unidades. É desta forma que se modela o impacto da aplicação das diversas modalidades na inserção dos clientes. Assim, um fator de sensibilidade ao *payback* maior irá resultar num maior impacto da aplicação das diversas modalidades.

Para fazer essa simulação, utilizou-se os valores de *payback* projetados com a aplicação das diversas modalidades e em três cenários de evolução de preço das instalações GFV, conforme Anexo II.

### 1.3.5. Heterogeneidade

No caso da MMGD o mercado potencial não é, por vários motivos, um conjunto homogêneo de clientes. As tarifas aplicadas às classes de consumo são distintas, além de existirem diferenças muito grandes de porte de instalação GFV entre as classes de consumo e dentro delas. De fato, a

heterogeneidade do mercado potencial é apontada como uma das causas pelo formato em *S* da curva de inserção do modelo de Bass.

Uma particularidade da modelagem da MMGD com o modelo de Bass, que a diferencia de muitos outros produtos modelados com esta abordagem, está no fato de as usinas de GFV adquiridas pelos clientes terem porte diverso. Diferente de um aparelho de televisão ou outros equipamentos eletrônicos, a GFV é adquirida em quantidade diferente a depender do consumo do cliente.

Uma forma de tentar captar esta heterogeneidade está em considerar o fator de Sensibilidade ao *Payback*. No entanto, ao observar o histórico de difusão da microgeração nas diferentes classes e faixa de consumo da CEMIG D, observou-se que as diferenças no ritmo de inserção não são captadas por esta abordagem. Além da percepção do custo do sistema, outros fatores influem na decisão do consumidor de instalar uma GFV, como o nível de informação do cliente sobre a tecnologia e a sua capacidade de investimento. Isto pode ser observado, por exemplo, no fato de a inserção relativa ser maior entre os clientes residenciais das maiores faixas de consumo do que nas faixas de maior consumo do Subgrupo B3, mesmo com um *payback* mais favorável para as unidades do B3.

Além disso, como apontado em (Peres, Mahajan, & Muller, 2010, p. 95), vários estudos mais recentes têm pesquisado a existência de um formato de sela na curva de inserção, onde uma aceleração inicial da curva de inserção (também chamada de *take-off*) é seguida de uma retração antes do crescimento ser retomado para o restante do mercado.

Uma das maneiras – a mais simples segundo (Young, 2009) – de tratar populações heterogêneas em estudos de difusão é a segmentação do mercado em estratos com propriedades diferentes, como foi feita neste estudo. Estratificou-se o mercado potencial primeiramente entre os subgrupos tarifários e, dentro destes, de acordo com o ritmo de inserção observado para diferentes portes de GFV. A estratificação poderia ser mais detalhada, separando todas as faixas de consumo, como nas tipologias de carga, mas considerou-se que dois estratos por subgrupo seriam suficientes para captar as divergências maiores na dinâmica de difusão.

As maiores diferenças de comportamento observadas foram entre Geração Local (na própria Unidade de Consumo - UC) e Remota, entre os grupos/subgrupos tarifários e em relação ao porte das instalações. Assim, dividiu-se primeiramente o mercado em Geração Remota e Local. O mercado de Geração Remota foi aberto entre as unidades do Grupo A e Grupo B. Já o mercado de Geração Local foi dividido em Grupo A e Grupo B, sendo que na baixa tensão foi aberta em três subgrupos - B1, B2 e B3. Não se projetou a inserção no Subgrupo B4 por dois motivos: primeiramente, há poucas unidades cadastradas e, além disto, notou-se que, provavelmente, várias dessas unidades estão classificadas erroneamente neste subgrupo.

Os subgrupos de Geração Local foram ainda divididos cada um em dois estratos (Tabela 88), de acordo com o porte das instalações. As divisões foram escolhidas para coincidir com os limites de faixa de consumo das tipologias de carga. Por simplificação, desconsiderou-se o consumo mínimo nesta separação.

Tabela 88: Estratificação do mercado MMDG

Tipo MMDG	Grupo	Subgrupo	Faixa de Potência kWp	Consumo kWh.mês
Geração Local	A	-	-	-
	B	B1 - Residencial	< 2,6	< 350
			≥ 2,6	≥ 350
		B2 - Rural	< 2,2	< 300
			≥ 2,2	≥ 300
	B3 - Comercial/Industrial/Outros	< 3,7	< 500	
≥ 3,7		≥ 500		
Geração Remota	A	-	-	-
	B	-	-	-

Para cada um destes estratos foram estimados os parâmetros do modelo de Bass padrão e Generalizado separadamente.

#### 1.4. Influências sobre a difusão

A MMDG solar no Brasil tem tido uma inserção um tanto tardia se comparada a outros países. Como pode ser visto no trabalho de (Guidolin & Mortarino, 2009), em vários países como Japão, Alemanha, entre outros, a geração solar tem sido introduzida há mais de duas décadas. Há estudos apontando para o fato que os países com inserção tardia muitas vezes demonstram um processo de difusão mais acelerado, com menor tempo até a consolidação da difusão ou *take-off* (Peres, Mahajan, & Muller, 2010).

Nesse mesmo estudo, alguns outros fatores são apontados como influência positiva ou negativa sobre o processo de difusão, explicando a diferença de ritmo de difusão entre diversos países. Assim, por exemplo, a existência de competição de mercado, a taxa de crescimento da população, a renda per capita e a desigualdade de renda são percebidas como influências que aceleram o processo de difusão.

## 2. Obtenção das projeções

Uma vez feita a projeção por faixa de consumo, pode-se juntar os resultados para analisar o comportamento da inserção de forma agregada. Um dos aspectos que se deseja conhecer é como a aplicação das alternativas de tarifação propostas pela ANEEL e por este projeto influenciam a inserção da MMDG na empresa. Para isto, foram utilizadas as projeções do *payback* detalhadas no Anexo II. Com estas projeções para cada estrato e modalidade tarifária, estima-se o impacto no mercado potencial utilizando a fração de mercado máxima  $fmm$ , conforme descrito na seção 1.3.4 deste relatório. O número de unidades adotantes é, então, obtido multiplicando-se a fração máxima de mercado pelo mercado potencial  $M$  e pelo percentual de inserção do modelo de Bass, em cada período  $mb$ :

$$unidades = fmm \times M \times mb$$

### 3. Resultados das Projeções da Inserção de MMDG

---

A seguir são apresentados os resultados agregados das projeções de inserção de clientes da MMDG na CEMIG D, obtidos a partir da soma das projeções por estrato, conforme descrito na seção 1.3.5. Os resultados por estrato são apresentados no Anexo I.

#### 3.1. Projeção da Inserção da MMDG com Tarifação Vigente

---

Este primeiro resultado mostra a projeção sem alteração nas regras vigentes da MMDG, consiste na soma simples dos resultados das projeções parciais dos estratos descritos na seção 1.3.5. Nos gráficos e tabelas a seguir foram utilizadas as informações do cenário médio de evolução de preços da GFV.

A Figura 71 mostra a projeção da MMDG Local. No primeiro gráfico à esquerda está a inserção trimestral de novas unidades MMDG por subgrupo e estrato de capacidade. O gráfico mostra a "sela" sobre a qual se referiu na seção 1.3.5, com uma inserção inicial maior de unidades nos estratos de maior capacidade dos Subgrupos B1, B2 e B3 atingindo um ritmo maior de instalações nos dois últimos trimestres de 2021. Em seguida há uma ligeira retração do número de unidades novas, e um aumento de instalação de unidades menores a partir de 2023, que culmina em 2028 com uma quantidade de instalações por trimestre muito alta, próximo das 70 mil unidades.

Em termos de capacidade instalada, no entanto, a trajetória de instalações atinge seu pico já em 2022, puxado pelas instalações de maior capacidade da baixa tensão, principalmente no B3, e das unidades geradoras de média tensão.

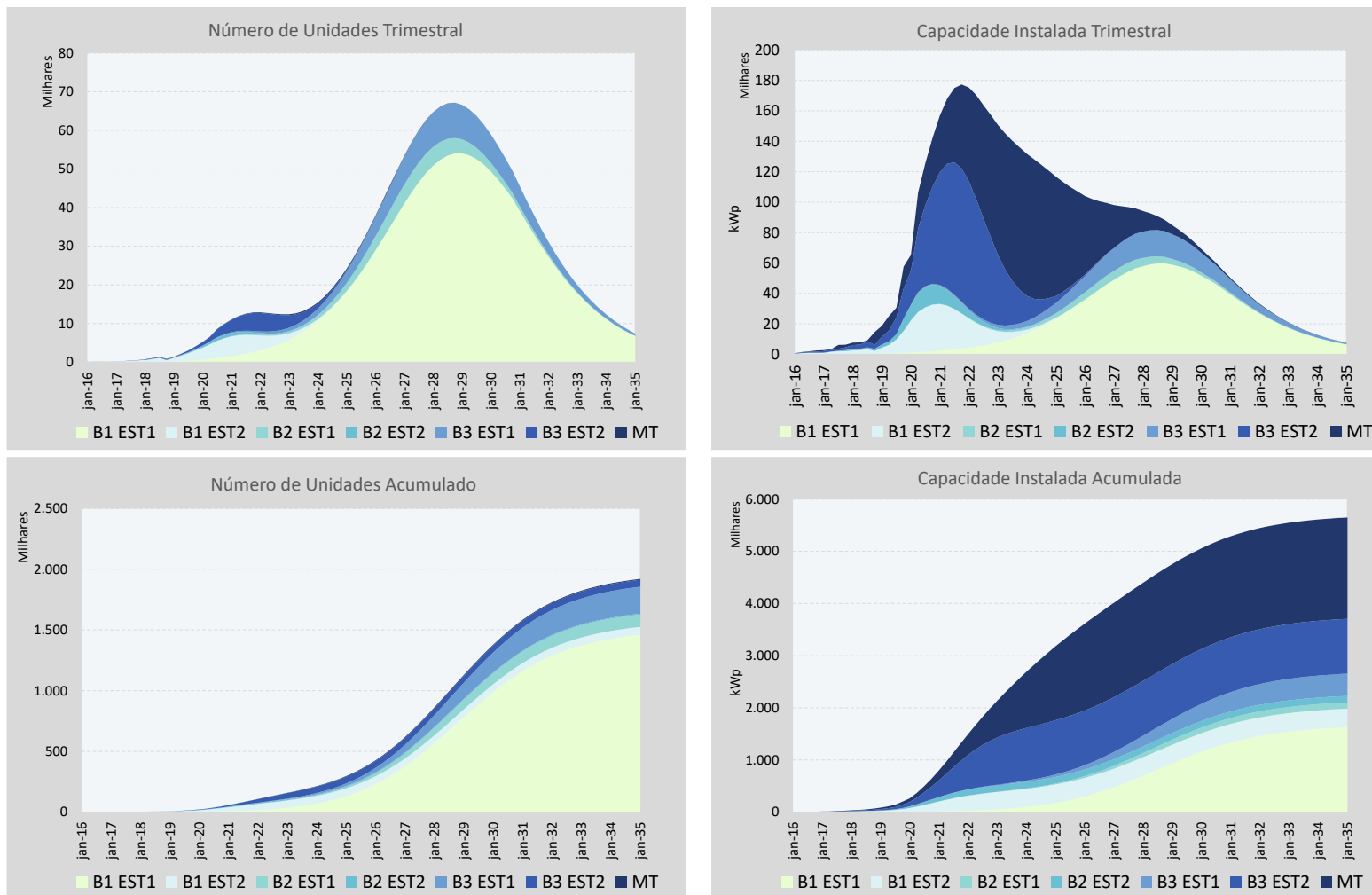
O processo de inserção chega ao final na década seguinte e, no fim do horizonte de projeção já se encontra praticamente concluído, com um número de instalações MMDG Local de aproximadamente 1,9 milhões e com capacidade instalada total de 5,6 GW.

A Figura 72, mostra a soma da Geração Local com a Remota. Nesse caso, o número de unidades é puxado pelos clientes de baixa tensão tanto Local quanto Remota. Como a Geração Remota na baixa tensão tem previsão de chegar ao seu ápice um pouco mais tarde que o primeiro pico de instalações de Geração Local, o total de unidades novas é sempre crescente até chegar ao máximo em 2028.

A combinação das diversas categorias resulta em um crescimento bastante acelerado do total de capacidade instalada nova até o final de 2021, quando o ritmo de crescimento reduz até chegar ao máximo de capacidade adicional instalada em 2024. A partir daí o acréscimo de capacidade instalada começa a cair gradualmente.

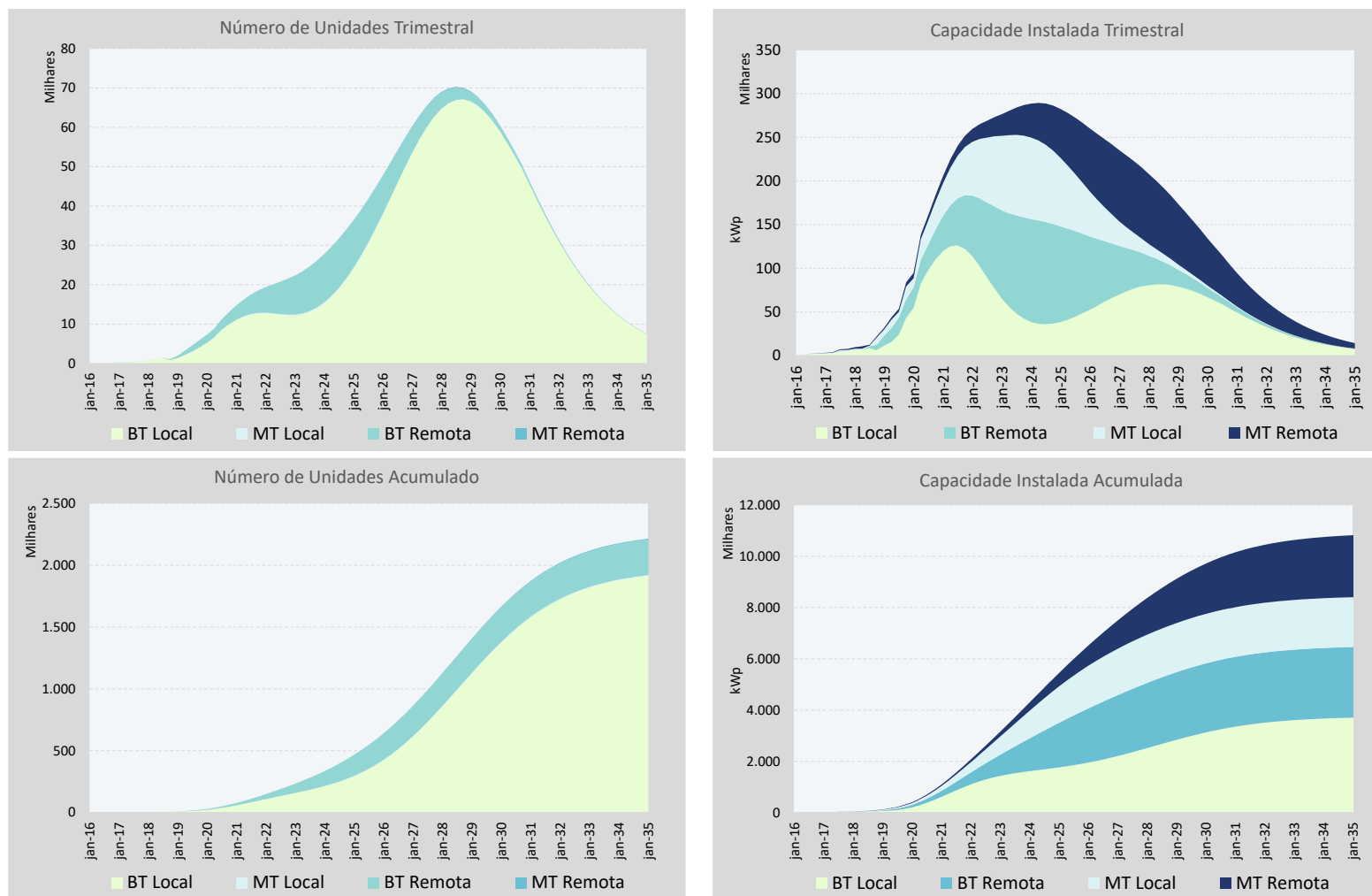
O processo de difusão chega a 2035 com cerca de 2,2 milhões de unidades de MMDG e impressionantes 10,8 GW de capacidade instalada. De toda esta capacidade, cerca de um terço (3,7 GW) é de Geração Local na Baixa Tensão, um quarto (2,7) é de Geração Remota na BT, 22% (2,4 GW) são de Geração Remota na média tensão e 18% (1,9 GW) de Geração Local na MT.

Figura 71: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMDG Local na CEMIG D com regras de tarifação atuais e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 72: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com regras de tarifação atuais e cenários de redução de preço da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Esta inserção final projetada é bastante alta, visto que a demanda máxima da carga própria da CEMIG D atualmente é de próximo de 8 GW. Considerando um crescimento de 3% ao ano, em 15 anos a carga total da CEMIG D seria de 12,5 GW, sendo a carga máxima diurna é por volta de 90% da carga máxima, ou seja, 11,3 GW.

A rigor 10,6 GW de capacidade instalada de MMGD não significa igual montante de potência injetada simultaneamente na rede de distribuição, com esse efeito na rede de alta tensão, pois esta energia não é firme, haverá alimentadores sob Pleno Sol, nos quais a maior parte ou a totalidade dos MMGD estarão em sua geração máxima, e outros sob céu nublado, nos quais a maior parte ou a totalidade dos MMGD estarão em sua geração mínima. Sobre isto se discorrerá mais nos Capítulos III e IV. Além disso, os geradores não operam em sua capacidade máxima devido à algumas condições aleatórias como, sombreamento parcial, limpeza e idade das placas, dentre outros.

Todavia, com certeza, segundo esta projeção, a CEMIG D, estaria com uma "Curva do Pato" muito saliente, com uma carga diurna, muito baixa e com grandes rampas no início e final do dia. Uma análise mais detalhada deste ponto está nos Capítulos III e IV.

Sugere-se, na continuidade dos estudos, que se calcule, a partir de uma amostra de *prossumidores*, a relação entre a capacidade total da GFV e a sua geração máxima para sair do campo da especulação e quantificar essa real queda no rendimento.

### 3.1.1. Número de clientes

---

A inserção de MMGD é especialmente acelerada até o final de 2021, e a Tabela 89 mostra que ao final desse ano haverá 129 mil unidades instaladas na CEMIG D, 6 vezes mais que o total instalado antes de 2020. A partir de 2024 começa outro forte crescimento do número de consumidores, principalmente de Geração Local na baixa tensão, que culmina em 2028.

As mesmas informações são mostradas na Tabela 90, mas com o percentual de inserção de unidades em relação ao mercado total do grupo/subgrupo. No caso da Geração Remota, considerou-se que cada unidade da baixa tensão atende, em média, 2,56 unidades e calculou-se o percentual sobre o número de clientes total da baixa tensão. Considerou-se, ainda, que as unidades Remotas de média tensão atendem, em média 97 unidades.

Assim, ao final da inserção da MMGD, o Subgrupo B1 teria 15,5% das unidades atendidas com Geração Local, o Subgrupo B2 teria 12,2% e o B3 28,1%. A maior inserção relativa se daria no Grupo A, com 33% das unidades com Geração Local. Considerando Geração Local e Remota, 22,6% das unidades de baixa tensão seriam atendidas por alguma Micro GD e para a Mini GD, este percentual iria para 28,2%.

É importante notar que, apesar de se projetar um crescimento fortíssimo em termos de capacidade instalada até o final de 2021, em termos de número de clientes adotantes, o percentual de inserção ainda será relativamente baixo, de 2,3%.



Tabela 89: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com regras de tarifação vigente

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	60.918	6.814	26.911	921	95.564	33.594	218	33.812	129.377
2022	88.680	9.045	46.691	1.708	146.125	64.503	397	64.899	211.024
2023	122.996	11.812	60.966	2.832	198.607	107.944	693	108.637	307.244
2024	177.365	17.255	73.006	4.130	271.757	157.117	1.153	158.270	430.027
2025	265.809	27.755	88.922	5.316	387.802	201.774	1.804	203.578	591.380
2026	399.623	44.439	112.594	6.195	562.851	235.420	2.627	238.047	800.898
2027	579.924	64.471	144.461	6.754	795.610	257.581	3.539	261.120	1.056.730
2028	790.619	82.285	180.476	7.076	1.060.457	270.981	4.423	275.403	1.335.860
2029	1.002.123	94.642	213.997	7.252	1.318.014	278.684	5.179	283.863	1.601.877
2030	1.186.248	101.908	240.175	7.345	1.535.676	282.988	5.764	288.752	1.824.428
2031	1.325.048	105.655	257.807	7.393	1.695.903	285.306	6.176	291.482	1.987.385
2032	1.419.492	107.450	268.566	7.418	1.802.926	286.527	6.448	292.975	2.095.901
2033	1.480.229	108.291	274.788	7.431	1.870.740	287.167	6.622	293.790	2.164.529
2034	1.517.915	108.682	278.278	7.438	1.912.312	287.503	6.731	294.234	2.206.546
2035	1.540.792	108.862	280.203	7.441	1.937.298	287.678	6.798	294.477	2.231.775

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 90: Projeção do percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,8%	0,9%	3,1%	6,0%	1,1%	2,1%	2,3%
2022	1,2%	1,2%	5,3%	10,7%	1,6%	3,4%	3,9%
2023	1,6%	1,6%	6,8%	17,3%	2,2%	5,1%	5,9%
2024	2,3%	2,3%	8,1%	24,6%	2,9%	7,1%	8,4%
2025	3,4%	3,6%	9,7%	30,8%	4,0%	9,4%	11,3%
2026	5,0%	5,7%	12,2%	34,9%	5,8%	11,9%	14,5%
2027	7,0%	8,1%	15,6%	37,0%	8,0%	14,5%	18,0%
2028	9,4%	10,2%	19,3%	37,7%	10,4%	17,1%	21,4%
2029	11,6%	11,6%	22,6%	37,6%	12,6%	19,4%	24,3%
2030	13,4%	12,3%	25,2%	37,0%	14,4%	21,2%	26,5%
2031	14,6%	12,6%	26,8%	36,3%	15,6%	22,3%	27,8%
2032	15,3%	12,6%	27,7%	35,4%	16,2%	22,8%	28,5%
2033	15,6%	12,5%	28,1%	34,5%	16,5%	22,9%	28,6%
2034	15,6%	12,4%	28,2%	33,6%	16,5%	22,8%	28,5%
2035	15,5%	12,2%	28,1%	32,7%	16,4%	22,6%	28,2%

Fonte: Elaboração Própria

### 3.1.2. Capacidade Instalada

Como se viu anteriormente (Figura 72), a projeção prevê que a inserção em termos de capacidade instalada será muito acelerada até o final de 2021 e o ritmo alcançado nesse ano, de cerca de 1 GW de adição na capacidade será mantido até 2026. O aumento inicial é puxado pelas unidades de Geração Local de maior porte e seguido pelas unidades Remotas num segundo momento.

Tabela 91: Projeção capacidade instalada – MWp de MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	171	70	246	151	638	191	49	240	878
2021	292	108	580	335	1.315	394	91	485	1.800
2022	371	124	868	620	1.982	721	164	885	2.867
2023	431	131	1.012	980	2.554	1.158	283	1.440	3.995
2024	506	140	1.076	1.338	3.060	1.625	464	2.088	5.148
2025	619	154	1.121	1.612	3.506	2.028	713	2.741	6.248
2026	783	176	1.173	1.781	3.913	2.320	1.019	3.339	7.252
2027	995	199	1.238	1.869	4.300	2.508	1.346	3.854	8.155
2028	1.231	218	1.307	1.910	4.667	2.620	1.653	4.273	8.940
2029	1.459	231	1.367	1.928	4.985	2.684	1.909	4.592	9.578
2030	1.649	238	1.413	1.936	5.236	2.719	2.102	4.821	10.056
2031	1.788	242	1.443	1.939	5.411	2.738	2.235	4.973	10.384
2032	1.881	243	1.461	1.940	5.525	2.748	2.322	5.070	10.595
2033	1.940	244	1.471	1.941	5.596	2.753	2.378	5.131	10.727
2034	1.976	244	1.477	1.942	5.639	2.756	2.412	5.168	10.807
2035	1.998	245	1.480	1.942	5.665	2.757	2.434	5.191	10.855

Fonte: Elaboração Própria

Em termos de energia, se chegará já ao final de 2020 com 6,5% do consumo da média e baixa tensão (1,54 TWh anuais) da CEMIG D sendo suprido por GFV, sendo 4,7% de Geração Local e o restante, 1,8%, de Geração Remota. Nos anos entre 2021 e 2025 esse percentual será acrescido de aproximadamente 7% ao ano e, a partir de 2026, os acréscimos passam a diminuir, resultando em um atendimento final por GFV de 59% do mercado de média e baixa tensão em 2035.

O montante final de energia gerada para atendimento de mercado de média e baixa tensão por MMGD fotovoltaica projetado é de 19 TWh em 2035, volume próximo do mercado total da baixa tensão na CEMIG em 2019. Em 2020 o acréscimo de energia gerada pela MMGD será de cerca de 1 TWh. As adições nos anos seguintes até 2026 são cerca de 1,7 TWh anuais, como mostra a Tabela 93.

Tabela 92: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração Local				Local + Remota		
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	5,0%	8,4%	4,9%	4,7%	6,5%	6,5%
2021	4,7%	7,6%	19,6%	10,5%	9,5%	12,9%	13,0%
2022	5,8%	8,5%	29,2%	18,8%	14,0%	19,3%	20,3%
2023	6,6%	8,9%	33,7%	28,9%	17,7%	24,8%	27,7%
2024	7,6%	9,4%	35,5%	38,4%	20,8%	29,8%	35,0%
2025	9,0%	10,2%	36,7%	45,0%	23,4%	34,4%	41,7%
2026	11,2%	11,5%	38,0%	48,4%	25,6%	38,3%	47,4%
2027	13,9%	12,8%	39,8%	49,4%	27,5%	41,7%	52,2%
2028	16,8%	13,8%	41,6%	49,1%	29,3%	44,6%	56,0%
2029	19,4%	14,4%	43,2%	48,2%	30,6%	46,7%	58,8%
2030	21,4%	14,6%	44,2%	47,1%	31,5%	48,1%	60,5%
2031	22,7%	14,7%	44,8%	45,9%	31,9%	48,7%	61,2%
2032	23,3%	14,5%	44,9%	44,7%	31,9%	48,8%	61,2%
2033	23,5%	14,4%	44,8%	43,5%	31,6%	48,5%	60,7%
2034	23,4%	14,2%	44,6%	42,3%	31,2%	47,9%	59,8%
2035	23,1%	14,0%	44,3%	41,2%	30,7%	47,2%	58,9%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 93: Energia Gerada – GWh por unidades MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	301	124	433	267	1.126	337	86	423	1.549
2021	515	191	1.022	591	2.320	694	160	855	3.175
2022	654	218	1.531	1.093	3.496	1.271	289	1.560	5.056
2023	760	231	1.785	1.729	4.505	2.042	499	2.540	7.045
2024	893	246	1.898	2.359	5.396	2.866	817	3.683	9.079
2025	1.092	272	1.977	2.843	6.184	3.577	1.258	4.835	11.019
2026	1.381	310	2.069	3.141	6.900	4.093	1.796	5.889	12.789
2027	1.754	351	2.183	3.296	7.585	4.423	2.374	6.798	14.382
2028	2.172	385	2.304	3.369	8.230	4.621	2.915	7.536	15.766
2029	2.573	407	2.412	3.401	8.792	4.733	3.366	8.099	16.892
2030	2.908	420	2.492	3.414	9.234	4.795	3.707	8.502	17.736
2031	3.153	426	2.544	3.419	9.543	4.828	3.942	8.770	18.313
2032	3.317	429	2.576	3.422	9.744	4.846	4.096	8.942	18.686
2033	3.421	430	2.594	3.424	9.869	4.855	4.193	9.049	18.918
2034	3.485	431	2.604	3.424	9.945	4.860	4.254	9.114	19.059
2035	3.524	431	2.610	3.425	9.990	4.862	4.292	9.154	19.145

Fonte: Elaboração Própria

### 3.2. Projeções da Inserção da MMGD com Alternativas Tarifárias

A seguir serão apresentados os resultados da projeção da inserção com aplicação de algumas alternativas tarifárias discutidas no relatório principal e cujo cálculo está detalhado no Anexo II -

Atratividade da Microgeração em cada Modalidade Tarifária e respectivas Perdas de Receita da CEMIG D.

Por serem os resultados mais discutidos nas audiências públicas e em outros fóruns do setor de distribuição, serão olhadas com mais detalhe as possibilidades de tarifação mais importantes.

Nas simulações mostradas há uma alteração em relação à aplicação proposta pela ANEEL que consiste em não exigir dos clientes o pagamento do consumo mínimo, mas cobrar uma parcela fixa para cobrir os custos que variam somente com o número de consumidores (medição, leitura, faturamento, cobrança etc.). Uma discussão mais elaborada a respeito desta alteração está no relatório principal.

A tarifação pelo consumo mínimo tem dois problemas em relação ao faturamento de clientes MMGD. Primeiramente, não cobra destes clientes de acordo com o seu custo, já que fatura o mesmo de todos os clientes, independente do seu consumo compensado, sendo que os clientes que têm maior consumo, principalmente no horário de Ponta, custam mais (Antunes, Sobrosa, Boff, Ferreira, & Koole, 2020).

O segundo problema é relacionado ao sistema de compensação. Como o cliente não compensa a parcela de energia referente ao consumo mínimo com créditos, não é economicamente interessante para o cliente instalar uma geração que atenda toda a sua carga, mas somente a parte que não é atendida pelo consumo mínimo. Isto faz as unidades menores terem uma atratividade ainda menor, porque, além do custo dos sistemas em R\$/kWp ser maior para unidades menores, a proporção que o consumo mínimo representa no consumo total dos clientes menores é muito mais relevante. No sistema proposto neste P&D, o cliente pode compensar toda a energia que ele gera sobre todo o seu consumo, o que permite que o cliente construa uma usina um pouco maior, com menor custo em R\$/kWp e evite ter que comprar energia através da cota de consumo mínimo.

As modalidades apresentadas serão as seguintes:

- 1) Alternativa 1 da CP 25/2019 da ANEEL, que consiste em aplicação (ou não compensação) da componente TUSD Fio B sobre a energia compensada dos consumidores. Além da modalidade convencional, será também mostrada a modalidade proposta neste projeto impacta na inserção da MMGD.
- 2) Alternativa 5 da CP 25/2019 da ANEEL, também na modalidade convencional e com a proposta do projeto;
- 3) Alternativa proposta por este projeto, denominada aqui de Alternativa 6, que consiste na cobrança da TUSD Fio A e B mais as Perdas Técnicas. Esta alternativa será apresentada na modalidade Convencional e na proposta deste projeto, com cobrança pela potência injetada na rede pela microgeração.

Ao final do Anexo I - Projeção da Inserção da MMGD na CEMIG D estão as tabelas com a comparação das projeções de número de consumidores e capacidade instalada com as diversas modalidades tarifárias discutidas no Anexo II – Atratividade da Microgeração em cada modalidade Tarifária e respectivas Perdas de Receita da CEMIG D. Além disto, na planilha que acompanha os relatórios

podem ser simuladas todas estas alternativas, obtendo-se, inclusive os dados trimestrais desta projeção.

### 3.3.Com a Alternativa 1 - TUSD Fio B Convencional

---

A primeira alternativa apresentada consiste na cobrança (ou não compensação) da componente de TUSD Fio B, que nas consultas públicas da ANEEL foi apresentada como Alternativa 1. Para facilitar entendimento será adotado aqui o mesmo nome.

Nesta modalidade de tarifação o cliente Micro GD é isento do pagamento de todas as componentes tarifárias, com exceção da TUSD Fio B. Como colocado, nas simulações aqui apresentados não foi aplicado o faturamento de um consumo mínimo, mas ao invés disto, cobrou-se uma taxa fixa por consumidor que engloba os custos da Parcela B que variam unicamente com o número de consumidores, ou seja, os custos comerciais de medição, leitura, faturamento etc.

Dessa forma, mesmo pagando a TUSD Fio B – Alternativa 1, a Micro GD fica mais atrativa para os pequenos clientes do que com a tarifação vigente. Isto acontece porque o total de TUSD Fio B faturado dos clientes menores, mesmo com incidência de impostos, aliado ao fato de o cliente poder compensar todo o seu consumo, resulta em uma fatura total menor.

As unidades grandes, por outro lado, têm atratividade reduzida nesta alternativa, já que a TUSD Fio B incide sobre todo o consumo compensado. Isto aconteceria, mesmo se se mantivesse o pagamento do consumo mínimo.

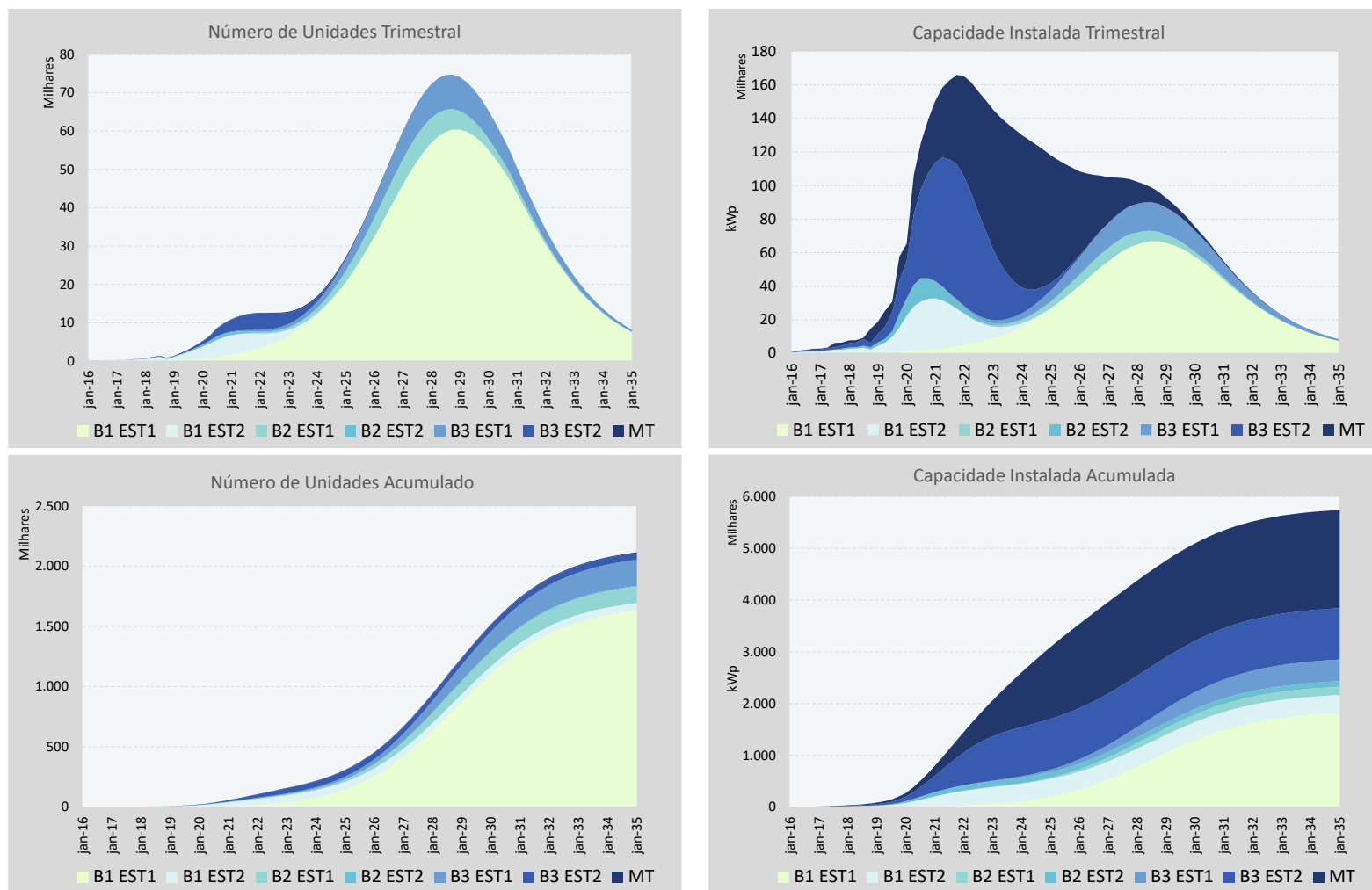
Todavia, a alteração proposta tem com o resultado é uma inserção mais abrangente, com um número maior de unidades menores.

Nessa modalidade – pagamento de Preço Fixo para cobertura de custos comerciais e de TUSD Fio B sobre toda a energia compensada, podendo gerar toda energia consumida viabiliza-se mais unidades residenciais, rurais e, principalmente unidades do B3 de pequeno porte. Isto acontece, principalmente, porque há muitas unidades do Subgrupo B3 com consumo baixo que são trifásicas. Quando esses clientes são obrigados a pagar o consumo mínimo, a GD fica pouco atrativa para esses consumidores.

As grandes unidades rurais, por outro lado, que se viabilizam com o pagamento apenas do consumo mínimo, têm menos atratividade nesta Alternativa, porque têm de pagar pelo uso da rede sobre a energia compensada. Como os clientes rurais têm uma tarifa subsidiada, menor que das demais classes, a GFV não fica tão vantajosa para estes clientes. Com a extinção deste subsídio, a atratividade irá melhorar também para estes clientes. Este efeito, no entanto, não foi considerado neste trabalho.

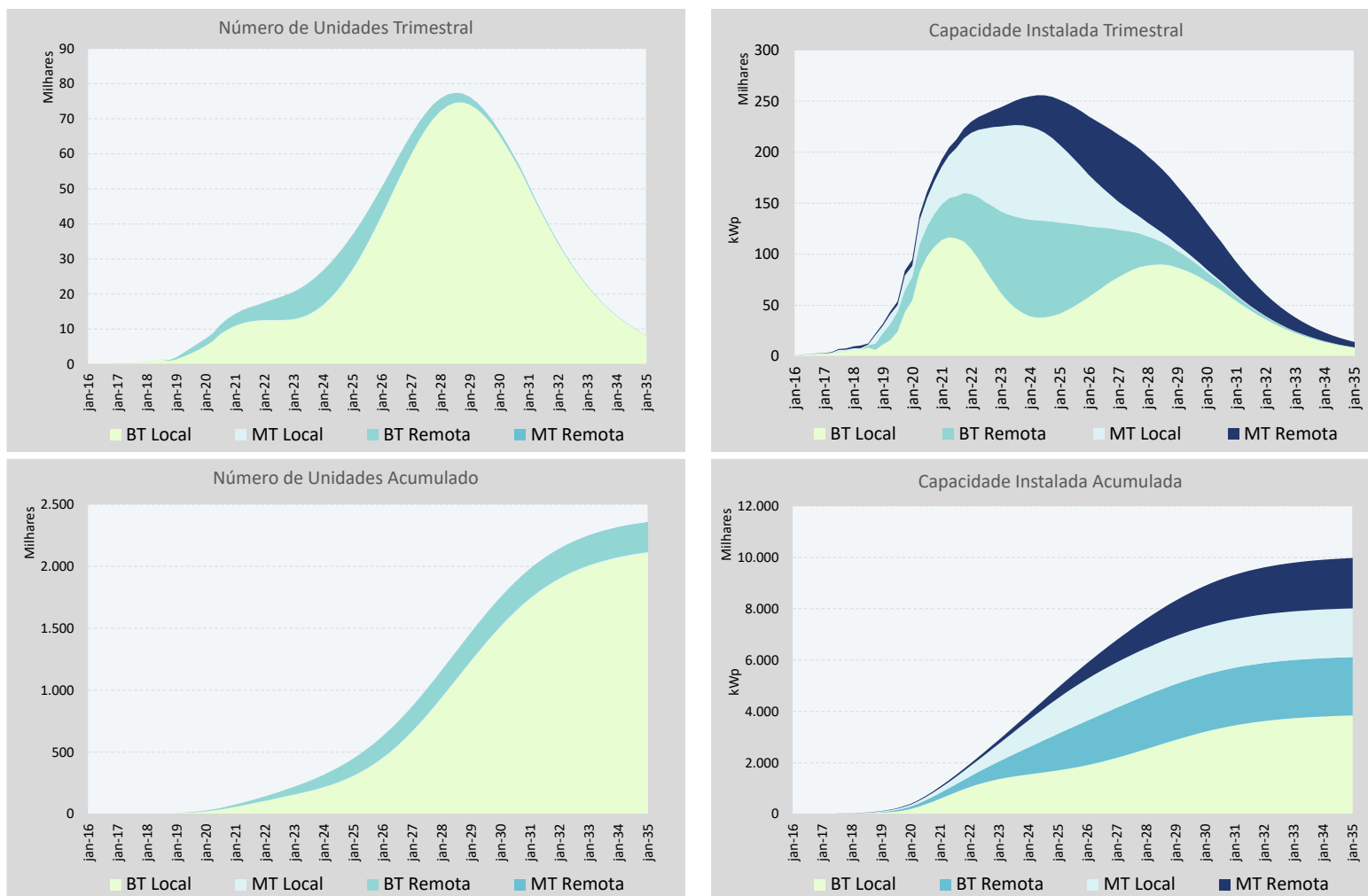
A capacidade instalada projetada final, em 2035, é similar àquela obtida com a projeção com a tarifação vigente. Este fato é muito importante para mostrar que não se irá de forma alguma inviabilizar a inserção da microgeração com o pagamento da TUSD Fio B

Figura 73: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de Micro GD Local na CEMIG D com tarifação da Alternativa 1 – TUSD Fio B Convencional e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 74: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com tarifação da Alternativa 1 – TUSD Fio B Convencional e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

### 3.3.1. Número de clientes

Com esta alternativa tarifária, a inserção do número de consumidores é um pouco maior que na tarifação vigente, resultando em quase 2,4 milhões de adesões em 2035. Esse aumento é puxado por uma maior adesão de clientes residenciais com Geração Local.

O número de clientes com Geração Remota será um pouco inferior, já que estes pagam TUSD Fio B sobre todo o consumo compensado, que é proporcionalmente maior nesses clientes.

Por conta disso, o total de unidades com microgeração previstas no sistema de tarifação atual e na Alternativa 1, com pagamento de Preço Fixo, é bastante similar.

Tabela 94: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	61.131	6.323	25.993	911	94.359	30.640	199	30.840	125.198
2022	90.352	8.509	44.287	1.676	144.822	54.679	331	55.011	199.833
2023	128.038	12.029	57.681	2.769	200.517	89.089	556	89.645	290.162
2024	188.625	19.369	69.225	4.034	281.253	128.657	910	129.568	410.821
2025	287.464	33.592	84.694	5.192	410.942	165.095	1.421	166.516	577.458
2026	437.103	56.109	107.828	6.052	607.092	192.893	2.076	194.970	802.061
2027	638.783	83.013	139.079	6.599	867.474	211.411	2.813	214.224	1.081.698
2028	874.371	106.831	174.500	6.915	1.162.617	222.724	3.534	226.259	1.388.875
2029	1.110.539	123.286	207.554	7.087	1.448.466	229.290	4.159	233.450	1.681.916
2030	1.315.799	132.925	233.432	7.179	1.689.335	232.991	4.647	237.639	1.926.974
2031	1.470.434	137.890	250.878	7.226	1.866.428	234.992	4.993	239.985	2.106.413
2032	1.575.653	140.268	261.524	7.251	1.984.695	236.046	5.221	241.266	2.225.962
2033	1.643.320	141.382	267.681	7.263	2.059.646	236.598	5.367	241.965	2.301.611
2034	1.685.305	141.899	271.134	7.270	2.105.608	236.888	5.458	242.346	2.347.953
2035	1.710.792	142.138	273.039	7.273	2.133.242	237.039	5.514	242.554	2.375.795

Fonte: Elaboração Própria



Tabela 95: Projeção do percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D Alternativa 1

Ano	Geração Local				Local Total	Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A		Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,9%	0,9%	3,0%	5,9%	1,1%	2,0%	2,2%
2022	1,2%	1,2%	5,0%	10,5%	1,6%	3,2%	3,5%
2023	1,7%	1,6%	6,4%	16,9%	2,2%	4,6%	5,3%
2024	2,4%	2,6%	7,7%	24,0%	3,0%	6,5%	7,5%
2025	3,6%	4,4%	9,3%	30,1%	4,3%	8,7%	10,1%
2026	5,4%	7,2%	11,7%	34,1%	6,2%	11,2%	13,3%
2027	7,7%	10,5%	15,0%	36,1%	8,7%	14,1%	16,8%
2028	10,3%	13,3%	18,6%	36,8%	11,4%	16,9%	20,3%
2029	12,8%	15,1%	22,0%	36,7%	13,9%	19,5%	23,4%
2030	14,9%	16,1%	24,5%	36,2%	15,9%	21,4%	25,7%
2031	16,2%	16,4%	26,1%	35,4%	17,2%	22,7%	27,2%
2032	17,0%	16,5%	26,9%	34,6%	17,9%	23,3%	27,9%
2033	17,3%	16,4%	27,3%	33,7%	18,1%	23,5%	28,1%
2034	17,4%	16,2%	27,4%	32,8%	18,2%	23,4%	28,0%
2035	17,2%	16,0%	27,4%	31,9%	18,0%	23,1%	27,7%

Fonte: Elaboração Própria

### 3.3.2. Capacidade Instalada

A capacidade instalada total com aplicação da Alternativa 1 também é similar à obtida com a tarifação vigente. No entanto, a proporção de cada categoria de geração é diferente. A Alternativa 1 favorece mais as unidades menores e com Geração Local e onera mais as unidades Remotas, o que faz a proporção de capacidade instalada de MMGD Remota diminuir.

O mesmo acontece com a proporção do mercado de energia atendido.

Tabela 96: Projeção capacidade instalada de MMGD na CEMIG D com Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	171	70	246	151	638	191	49	240	878
2021	292	108	580	335	1.315	394	91	485	1.800
2022	371	124	868	620	1.982	721	164	885	2.867
2023	431	131	1.012	980	2.554	1.158	283	1.440	3.995
2024	506	140	1.076	1.338	3.060	1.625	464	2.088	5.148
2025	619	154	1.121	1.612	3.506	2.028	713	2.741	6.248
2026	783	176	1.173	1.781	3.913	2.320	1.019	3.339	7.252
2027	995	199	1.238	1.869	4.300	2.508	1.346	3.854	8.155
2028	1.231	218	1.307	1.910	4.667	2.620	1.653	4.273	8.940
2029	1.459	231	1.367	1.928	4.985	2.684	1.909	4.592	9.578
2030	1.649	238	1.413	1.936	5.236	2.719	2.102	4.821	10.056
2031	1.788	242	1.443	1.939	5.411	2.738	2.235	4.973	10.384
2032	1.881	243	1.461	1.940	5.525	2.748	2.322	5.070	10.595
2033	1.940	244	1.471	1.941	5.596	2.753	2.378	5.131	10.727
2034	1.976	244	1.477	1.942	5.639	2.756	2.412	5.168	10.807
2035	1.998	245	1.480	1.942	5.665	2.757	2.434	5.191	10.855

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 97: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D Alternativa 1

Ano	Geração Local				Local Total	Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A		Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
2017	0,2%	0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
2018	0,4%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%
2019	1,0%	1,5%	2,2%	1,9%	1,5%	2,1%	2,3%
2020	2,8%	5,0%	8,4%	4,9%	4,7%	6,5%	6,5%
2021	4,7%	7,6%	19,6%	10,5%	9,5%	12,9%	13,0%
2022	5,8%	8,5%	29,2%	18,8%	14,0%	19,3%	20,3%
2023	6,6%	8,9%	33,7%	28,9%	17,7%	24,8%	27,7%
2024	7,6%	9,4%	35,5%	38,4%	20,8%	29,8%	35,0%
2025	9,0%	10,2%	36,7%	45,0%	23,4%	34,4%	41,7%
2026	11,2%	11,5%	38,0%	48,4%	25,6%	38,3%	47,4%
2027	13,9%	12,8%	39,8%	49,4%	27,5%	41,7%	52,2%
2028	16,8%	13,8%	41,6%	49,1%	29,3%	44,6%	56,0%
2029	19,4%	14,4%	43,2%	48,2%	30,6%	46,7%	58,8%
2030	21,4%	14,6%	44,2%	47,1%	31,5%	48,1%	60,5%
2031	22,7%	14,7%	44,8%	45,9%	31,9%	48,7%	61,2%
2032	23,3%	14,5%	44,9%	44,7%	31,9%	48,8%	61,2%
2033	23,5%	14,4%	44,8%	43,5%	31,6%	48,5%	60,7%
2034	23,4%	14,2%	44,6%	42,3%	31,2%	47,9%	59,8%
2035	23,1%	14,0%	44,3%	41,2%	30,7%	47,2%	58,9%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 98: Energia Gerada por unidades MMGD na CEMIG D com tarifação vigente

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	301	124	433	267	1.126	337	86	423	1.549
2021	515	191	1.022	591	2.320	694	160	855	3.175
2022	654	218	1.531	1.093	3.496	1.271	289	1.560	5.056
2023	760	231	1.785	1.729	4.505	2.042	499	2.540	7.045
2024	893	246	1.898	2.359	5.396	2.866	817	3.683	9.079
2025	1.092	272	1.977	2.843	6.184	3.577	1.258	4.835	11.019
2026	1.381	310	2.069	3.141	6.900	4.093	1.796	5.889	12.789
2027	1.754	351	2.183	3.296	7.585	4.423	2.374	6.798	14.382
2028	2.172	385	2.304	3.369	8.230	4.621	2.915	7.536	15.766
2029	2.573	407	2.412	3.401	8.792	4.733	3.366	8.099	16.892
2030	2.908	420	2.492	3.414	9.234	4.795	3.707	8.502	17.736
2031	3.153	426	2.544	3.419	9.543	4.828	3.942	8.770	18.313
2032	3.317	429	2.576	3.422	9.744	4.846	4.096	8.942	18.686
2033	3.421	430	2.594	3.424	9.869	4.855	4.193	9.049	18.918
2034	3.485	431	2.604	3.424	9.945	4.860	4.254	9.114	19.059
2035	3.524	431	2.610	3.425	9.990	4.862	4.292	9.154	19.145

Fonte: Elaboração Própria

### 3.4. Com a Alternativa de tarifação proposta por este P&D

A proposta de tarifação deste projeto consiste em faturar o *prossumidor*, tanto como Carga, quanto com Gerador. A Carga deve ser tarifada em R\$/MWh, na modalidade Branca. A Geração irá pagar pelo uso da rede de baixa tensão pela sua injeção através de uma tarifa em R\$/kWp equivalente ao uso da rede de baixa tensão no posto Fora de Ponta.

A compensação da energia ocorre sem aplicar a proporção da tarifa de energia entre postos tarifários, mas é faturado do cliente um custo de uso da rede maior no horário de Ponta através da aplicação da Tarifa Branca.

Da mesma forma que na Alternativa 1, o cliente não é mais obrigado a adquirir uma cota mínima de energia relativa ao pagamento do consumo. Ao invés disto, o cliente paga uma parcela fixa que considera os custos de atendimento (comerciais) da Parcela B.

Nesta proposta o *prossumidor* deve pagar as seguintes componentes de custo: TUSD Fio B, TUSD Fio A, Perdas Não Técnicas e os encargos TFSEE, P&D sobre a TUSD e CDE.

### 3.4.1. Discussão do resultado

---

Os efeitos da aplicação desta modalidade são similares ao que ocorre com a aplicação da Alternativa 1, discutida na seção anterior. No entanto, nessa modalidade, além de cobrar os custos de uso da rede pela energia compensada, o *prossumidor* passa a ser tarifado pelo uso decorrente de sua injeção na rede, além de contribuir com o custeio das Perdas Não Técnicas e do pagamento do uso da rede de transmissão.

Esta modalidade onera um pouco mais os clientes com Micro GD, principalmente os clientes de consumo maior e aqueles com Geração Remota.

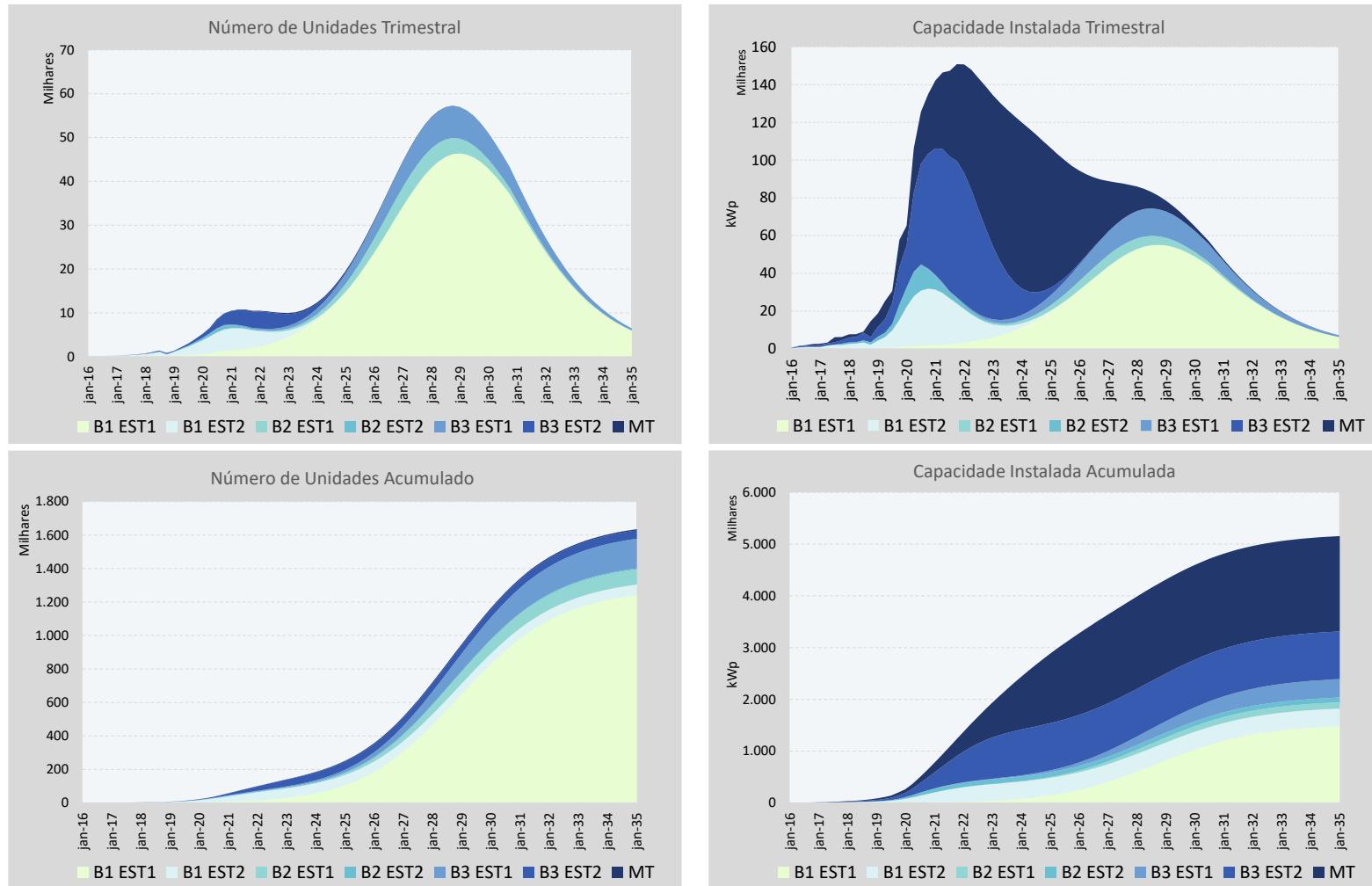
Por sua vez, como pode ser visto na Figura 75, a adesão à Micro GD Local com a Alternativa 6 continua muito próxima àquela obtida com a tarifação atual.

A diminuição de capacidade instalada ocorre mais nas unidades de Geração Remota e, entre estas, a redução é mais acentuada nas da Média Tensão.

No entanto o nível de inserção com esta proposta continua sendo muito expressivo, como se mostrará adiante, mantendo a grande atratividade da GFV.

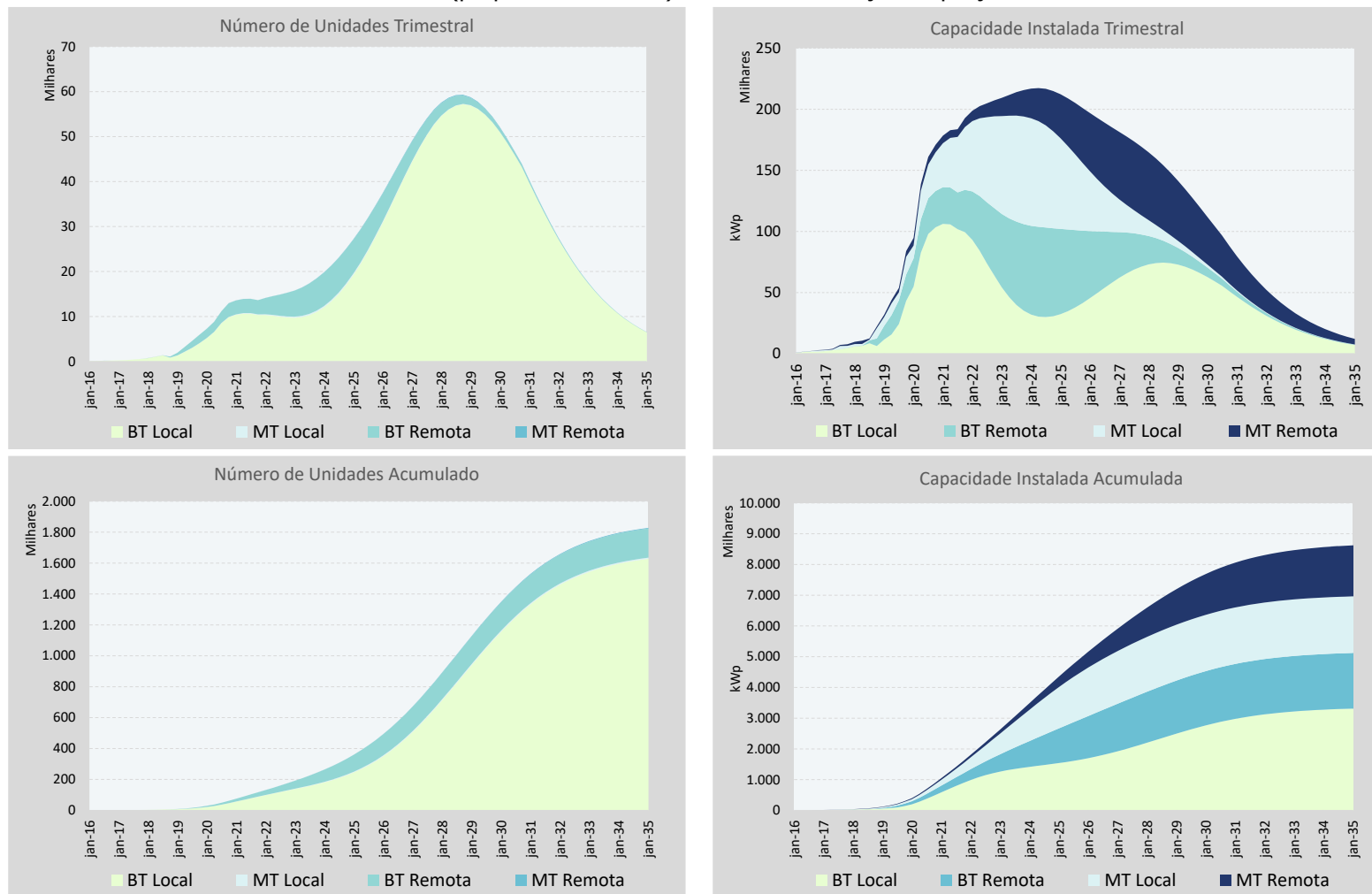
Este resultado é condizente com o impacto da inserção dos clientes MMGD no custo de uso da rede, já que as unidades menores de Geração Local são aquelas que menos oneram e trazem mais benefícios ao sistema de distribuição.

Figura 75: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD Local na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&D) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

Figura 76: Projeção da inserção do número de Unidades e Capacidade Instalada de MMGD na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&D) e cenário de redução de preço médio da GFV



Fonte: Elaboração Própria

### 3.4.2. Número de clientes

A inserção que se obtém com esta modalidade também é muito grande, tanto em termos do número de consumidores quanto da capacidade instalada. A previsão é que, em 2035 se tenha cerca de 1,8 milhões de unidades MMGD, dos quais 1,65 milhões de Geração Local e 193 mil de Geração Remota. Estas unidades juntas atenderiam 2,6 milhões de clientes, dos quais 930 mil através de Geração Remota.

Tabela 99: Inserção de unidades MMGD na CEMIG D com tarifação propostas

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	58.420	5.569	24.747	899	89.636	27.780	187	27.966	117.602
2022	81.324	6.828	40.871	1.635	130.658	45.507	291	45.798	176.456
2023	108.620	8.950	52.386	2.691	172.647	71.455	470	71.925	244.572
2024	151.967	13.522	61.792	3.916	231.197	101.874	758	102.631	333.829
2025	223.655	22.618	74.089	5.039	325.400	130.366	1.177	131.543	456.943
2026	334.081	37.365	92.556	5.874	469.876	152.435	1.723	154.158	624.034
2027	485.364	55.383	117.774	6.406	664.928	167.341	2.342	169.683	834.611
2028	664.739	71.701	146.673	6.714	889.828	176.563	2.955	179.518	1.069.346
2029	847.035	83.227	173.921	6.882	1.111.065	181.977	3.491	185.468	1.296.533
2030	1.007.491	90.118	195.457	6.972	1.300.037	185.062	3.913	188.975	1.489.012
2031	1.128.957	93.697	210.031	7.018	1.439.703	186.736	4.212	190.949	1.630.652
2032	1.211.608	95.411	218.924	7.042	1.532.985	187.618	4.410	192.029	1.725.013
2033	1.264.760	96.215	224.066	7.054	1.592.096	188.081	4.537	192.618	1.784.714
2034	1.297.740	96.587	226.951	7.061	1.628.339	188.323	4.616	192.939	1.821.279
2035	1.317.760	96.760	228.542	7.064	1.650.126	188.450	4.665	193.115	1.843.241

Fonte: Elaboração Própria

A MMGD passaria a atender 21,8% dos clientes de média e baixa tensão da CEMIG D, atingindo a metade deste percentual já em 2026.

Tabela 100: Percentual de adoção de unidades de MMGD na CEMIG D com tarifa proposta

Ano	Geração Local				Local Total	Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A		Total BT	Total
2012	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2016	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2018	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%
2019	0,2%	0,1%	0,3%	1,5%	0,2%	0,4%	0,4%
2020	0,5%	0,5%	1,1%	3,0%	0,5%	1,0%	1,1%
2021	0,8%	0,8%	2,8%	5,8%	1,0%	1,8%	2,0%
2022	1,1%	0,9%	4,6%	10,3%	1,5%	2,7%	3,1%
2023	1,4%	1,2%	5,8%	16,5%	1,9%	3,8%	4,4%
2024	2,0%	1,8%	6,8%	23,3%	2,5%	5,2%	6,0%
2025	2,8%	2,9%	8,1%	29,2%	3,4%	6,8%	8,1%
2026	4,1%	4,8%	10,1%	33,1%	4,8%	8,7%	10,5%
2027	5,9%	7,0%	12,7%	35,1%	6,7%	10,9%	13,2%
2028	7,9%	8,9%	15,7%	35,8%	8,7%	13,1%	16,0%
2029	9,8%	10,2%	18,4%	35,7%	10,7%	15,1%	18,4%
2030	11,4%	10,9%	20,5%	35,2%	12,2%	16,6%	20,2%
2031	12,5%	11,2%	21,8%	34,4%	13,2%	17,6%	21,4%
2032	13,1%	11,2%	22,6%	33,6%	13,8%	18,1%	22,0%
2033	13,3%	11,1%	22,9%	32,7%	14,0%	18,2%	22,2%
2034	13,4%	11,0%	23,0%	31,9%	14,0%	18,2%	22,1%
2035	13,3%	10,9%	22,9%	31,0%	13,9%	18,0%	21,8%

Fonte: Elaboração Própria

### 3.4.3. Capacidade Instalada

A capacidade instalada total com esta modalidade tarifária é também muito expressiva, com 5,2 GW de Geração Local e 8,6 GW no total.

A previsão é que, com a aplicação desta alternativa de tarifação, se atingiria uma capacidade instalada de 3,3 GW já em 2023, ano da próxima revisão tarifária da CEMIG D.

O mercado de energia atendido pela MMGD seria de 15 TWh ou 47% do mercado de média e baixa tensão da CEMIG D em 2035. Para 2023, prevê-se que 23% desse mercado já teria sua energia gerada por unidades MMGD.



Tabela 101: Projeção capacidade instalada – MWp de MMGD na CEMIG D com a tarifação proposta

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	0	1	1	9
2017	10	2	8	8	27	0	4	4	31
2018	21	5	20	20	66	9	11	20	86
2019	57	21	63	57	199	77	24	101	300
2020	170	67	243	151	631	187	48	234	865
2021	282	85	526	324	1.218	311	74	385	1.603
2022	351	92	765	590	1.799	501	117	618	2.416
2023	401	97	886	929	2.313	764	190	954	3.267
2024	464	105	939	1.267	2.774	1.056	304	1.359	4.133
2025	560	119	974	1.527	3.180	1.315	466	1.781	4.960
2026	704	140	1.017	1.687	3.547	1.508	669	2.177	5.725
2027	894	164	1.070	1.771	3.899	1.635	893	2.528	6.427
2028	1.111	184	1.128	1.811	4.234	1.712	1.107	2.819	7.053
2029	1.323	198	1.181	1.828	4.530	1.757	1.289	3.046	7.576
2030	1.504	206	1.220	1.835	4.766	1.783	1.429	3.212	7.977
2031	1.636	210	1.246	1.838	4.931	1.796	1.526	3.322	8.253
2032	1.725	212	1.262	1.840	5.038	1.803	1.589	3.393	8.431
2033	1.781	213	1.271	1.841	5.105	1.807	1.629	3.437	8.542
2034	1.816	213	1.276	1.841	5.146	1.809	1.655	3.464	8.610
2035	1.837	213	1.278	1.841	5.170	1.810	1.670	3.480	8.650

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 102: Percentual da energia atendida por MMGD na CEMIG D com Alternativa 6 (proposta deste P&amp;D)

Ano	Geração Local					Local + Remota	
	B1	B2	B3	Grupo A	Local Total	Total BT	Total
2012	0%	0%	0%	0%	0,0%	0%	0%
2013	0%	0%	0%	0%	0,0%	0%	0%
2014	0%	0%	0%	0%	0,0%	0%	0%
2015	0%	0%	0%	0%	0,0%	0%	0%
2016	0%	0%	0%	0%	0,1%	0%	0%
2017	0%	0%	0%	0%	0,2%	0%	0%
2018	0%	0%	1%	1%	0,5%	1%	1%
2019	1%	2%	2%	2%	1,5%	2%	2%
2020	3%	5%	8%	5%	4,7%	6%	6%
2021	5%	6%	18%	10%	8,8%	11%	12%
2022	5%	6%	26%	18%	12,7%	16%	17%
2023	6%	7%	29%	27%	16,1%	20%	23%
2024	7%	7%	31%	36%	18,9%	23%	28%
2025	8%	8%	32%	43%	21,2%	26%	33%
2026	10%	9%	33%	46%	23,2%	29%	37%
2027	12%	11%	34%	47%	25,0%	32%	41%
2028	15%	12%	36%	47%	26,5%	34%	44%
2029	18%	12%	37%	46%	27,8%	36%	47%
2030	20%	13%	38%	45%	28,7%	38%	48%
2031	21%	13%	39%	44%	29,1%	38%	49%
2032	21%	13%	39%	42%	29,1%	39%	49%
2033	22%	13%	39%	41%	28,9%	38%	48%
2034	22%	12%	39%	40%	28,5%	38%	48%
2035	21%	12%	38%	39%	28,0%	37%	47%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 103: Energia gerada por MMGD na CEMIG D com a tarifação proposta

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	0	3
2016	6	1	4	4	15	0	1	1	16
2017	18	3	13	13	48	1	7	8	55
2018	38	10	35	35	117	16	19	35	152
2019	101	37	111	101	350	136	42	178	529
2020	300	119	428	266	1.113	329	84	413	1.526
2021	497	151	928	572	2.147	549	131	680	2.827
2022	619	162	1.350	1.041	3.172	884	206	1.090	4.262
2023	707	171	1.562	1.639	4.080	1.348	334	1.682	5.762
2024	818	184	1.655	2.234	4.892	1.862	535	2.397	7.289
2025	988	209	1.719	2.693	5.608	2.319	821	3.140	8.748
2026	1.241	246	1.793	2.976	6.256	2.659	1.181	3.840	10.096
2027	1.576	289	1.887	3.124	6.876	2.883	1.575	4.458	11.334
2028	1.959	325	1.990	3.194	7.467	3.020	1.953	4.972	12.440
2029	2.334	349	2.082	3.224	7.989	3.099	2.273	5.372	13.362
2030	2.653	363	2.152	3.237	8.405	3.144	2.520	5.664	14.069
2031	2.886	370	2.198	3.242	8.696	3.168	2.691	5.859	14.555
2032	3.042	374	2.225	3.245	8.886	3.180	2.803	5.983	14.869
2033	3.141	375	2.241	3.246	9.004	3.187	2.874	6.061	15.065
2034	3.203	376	2.250	3.247	9.075	3.191	2.918	6.109	15.184
2035	3.240	376	2.255	3.247	9.118	3.192	2.945	6.138	15.256

Fonte: Elaboração Própria

### 3.5. Considerações Adicionais

#### 3.5.1. O Modelo de Bass Generalizado

Nas simulações feitas para os diversos estratos do mercado percebeu-se que a utilização do MBG pode captar adequadamente algumas perturbações no processo de inserção, como foi visto nos Subgrupos B1 e B3 e no Estrato 2 do Subgrupo B2, nos quais interpretou bem a queda no ritmo de inserção no 3º trimestre de 2018.

Esta retração da inserção coincide com a abertura da Consulta Pública 010/2018 pela ANEEL, marcando o início do processo de rediscussão das regras de tarifação da MMGD. Assim, esta queda no ritmo de instalações e a conseqüente aceleração do processo de inserção, conforme captado pelo modelo para o 2º estrato de clientes do Subgrupo B3 pode ser um indicativo que o anúncio de alteração das regras tenha causado uma apreensão inicial por parte dos consumidores seguida de uma aceleração das instalações a partir do momento em que se certificou que as regras atuais seriam mantidas para as unidades instaladas até a alteração da norma.

Nos demais subgrupos, no entanto, não se viu uma alteração significativa na projeção de médio e longo prazo na curva de inserção se comparado ao modelo padrão, o que é condizente com a literatura (Bass, Krishnan, & Jain, 1994). Assim, por exemplo, as curvas de inserção dos Subgrupo

B1, em ambos os estratos, é praticamente a mesma, independente de se utilizar o MB padrão ou o MBG.

Nas estimativas dos modelos para a Geração Remota e Mini GD local na média tensão viu-se que o MBG não se mostrou adequado para o tipo de informação disponível nesses grupos, de de inserção mais disperso e volátil.

Assim, a aplicação do MBG para estimar a inserção da MMGD mostrou ter resultados melhores nos mercados com informações com menor variabilidade, ou, pelo menos, onde o impacto que se deseja modelar é mais expressivo que a variação inerente aos dados.

Uma possibilidade para sua aplicação será, por exemplo, para estimar a alteração na inserção de MMGD devido à pandemia do coronavírus, assim que a disponibilidade de informações permitir. Esse impacto poderá ser modelado da mesma forma que foi feito neste trabalho, com uma perturbação exponencial. A vantagem desta abordagem seria eliminar um possível viés de queda nas instalações ao final da série de dados para que esta não seja interpretada como uma redução duradoura pelo modelo.

### 3.5.2. Heterogeneidade do mercado

---

O trabalho mostrou que no mercado da CEMIG D há, de fato, tendências de inserção da MMGD muito distintas de acordo com as categorias de MMGD, dos subgrupos tarifários e, dentro destes, de acordo com o porte das instalações.

De fato, obteve-se uma curva com a “sela” referida no início do trabalho, com uma inserção inicial mais relevante de unidades de maior porte, seguida somente alguns anos depois pela adesão à MMGD de unidades menores.

Embora a estratificação do mercado seja uma das maneiras mais simples de considerar a heterogeneidade de mercado, já que desconsidera as influências que os estratos de mercado têm entre eles, a abordagem parece ter vantagens significativas sobre o tratamento em conjunto de todos os clientes.

A separação do mercado em estratos, principalmente na MMGD Local não é uma questão muito complicada, já que todas as informações para isto estão disponíveis e fornecidas à ANEEL nas Revisões Tarifárias Periódicas, e o ganho que se tem em termos de entendimento do mercado de MMGD é bastante relevante.

### 3.5.3. Sensibilidade ao *payback*

---

Como se viu ao longo deste relatório, os valores encontrados para o fator de Sensibilidade ao *Payback* foram bem menores que os utilizados pela ANEEL e pela EPE em vários estudos. A causa disto pode estar em três fatores.

Primeiro, os valores de *payback* na CEMIG D, de um modo geral, já são bem baixos e, em alguns casos, já eram relativamente baixos no início do histórico. Não se tem, portanto, um espectro muito amplo de valores de *payback* para deduzir este parâmetro.

Segundo, notou-se que há uma diferença relevante nesse fator entre estratos do mercado. Assim, a utilização de um único valor para todos os estratos não seria viável.

Por fim, em alguns estratos notou-se que a sensibilidade ao *payback* próximo de 0,3 é incompatível com os seus dados observados. Esta constatação é mais evidente no Estrato 2 do Subgrupo B1, no qual o nível de inserção atual é incompatível com aquele que se obteria com um fator *SPB* de 0,3 e a consequente fração máxima de mercado.

#### 4. Impacto na Receita e transferência de custos

A maneira que o sistema de compensação foi estruturado atualmente traz fortes impactos à receita das distribuidoras. O *payback* curto e a TIR alta, principalmente nos estratos de maior consumo, vistos anteriormente, deve-se em grande parte em função do não pagamento dos custos de uso da rede de distribuição e da transferência de custos com encargos para os demais consumidores e, principalmente, da isenção de impostos.

A seguir se mostrará o volume desses custos e com eles irão evoluir caso as regras de tarifação se mantenham, no caso da adoção da Alternativa 1 proposta pela ANEEL - pagamento da TUSD Fio B sobre a energia compensada e no caso da aplicação da tarifa proposta por este projeto de P&D.

Para serem comparáveis estas simulações foram feitas com uma única projeção de inserção de Micro GD no mercado da CEMIG D, que é a previsão feita com a hipótese de aplicação, em 2021, da modalidade tarifária proposta por este projeto em 2021 e com cenário médio de redução de custos da GFV. Este cenário prevê uma inserção de 244 mil clientes até 2023, ano da próxima RTP da CEMIG D e de 1,5 milhões de unidades até 2030, conforme mostra a Tabela 104.

Tabela 104: Inserção de Clientes MMGD no cenário considerado para simulações

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2013	6	0	3	6	14	1	0	1	15
2014	28	0	9	13	51	3	0	3	53
2015	130	1	26	24	181	6	0	6	187
2016	594	3	77	42	715	13	1	15	730
2017	1.888	25	257	70	2.240	36	7	43	2.283
2018	4.978	237	950	115	6.280	295	26	321	6.601
2019	13.099	929	2.686	216	16.930	5.311	53	5.365	22.295
2020	33.145	3.641	9.943	451	47.179	15.222	116	15.339	62.518
2021	58.420	5.569	24.747	899	89.636	27.780	187	27.966	117.602
2022	81.324	6.828	40.871	1.635	130.658	45.507	291	45.798	176.456
2023	108.620	8.950	52.386	2.691	172.647	71.455	470	71.925	244.572
2024	151.967	13.522	61.792	3.916	231.197	101.874	758	102.631	333.829
2025	223.655	22.618	74.089	5.039	325.400	130.366	1.177	131.543	456.943
2026	334.081	37.365	92.556	5.874	469.876	152.435	1.723	154.158	624.034
2027	485.364	55.383	117.774	6.406	664.928	167.341	2.342	169.683	834.611
2028	664.739	71.701	146.673	6.714	889.828	176.563	2.955	179.518	1.069.346
2029	847.035	83.227	173.921	6.882	1.111.065	181.977	3.491	185.468	1.296.533
2030	1.007.491	90.118	195.457	6.972	1.300.037	185.062	3.913	188.975	1.489.012

Fonte: Elaboração Própria

A capacidade instalada neste cenário é de 3,3 GWp totais até o ano de 2023, com 2,3 GWp de geração local e 964 MWp de geração com compensação Remota. O cenário prevê a entrada de quase 8 GWp até 2030, com 3,2 GWp na modalidade Remota e 4,7 GWp na modalidade Local.

Tabela 105: Inserção de Capacidade MMGD no cenário considerado para simulações [MWp]

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1	0	0	1	2	0	0	0	2
2016	4	0	2	2	8	1	1	2	10
2017	10	2	8	8	27	5	4	9	36
2018	21	5	20	20	66	25	11	36	102
2019	57	21	63	57	199	89	24	113	311
2020	170	67	243	151	631	196	48	244	875
2021	282	85	526	324	1.218	321	74	395	1.613
2022	351	92	765	590	1.798	511	117	628	2.426
2023	401	97	886	929	2.312	774	190	964	3.276
2024	461	104	938	1.267	2.770	1.065	304	1.369	4.139
2025	554	117	973	1.527	3.171	1.325	466	1.790	4.961
2026	690	136	1.014	1.687	3.528	1.518	669	2.187	5.715
2027	869	158	1.066	1.771	3.864	1.645	893	2.538	6.402
2028	1.072	176	1.121	1.811	4.180	1.722	1.107	2.829	7.009
2029	1.270	188	1.171	1.828	4.457	1.767	1.289	3.056	7.513
2030	1.437	195	1.209	1.835	4.676	1.792	1.429	3.221	7.897

Fonte: Elaboração Própria

Esta capacidade instalada equivale à geração de 5,8 TWh de energia em 2023 e quase 14 TWh em 2030.

Tabela 106: Energia Gerada Clientes MMGD no cenário considerado para simulações [GWh]

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	0	0	1	3	0	0	1	3
2016	6	1	4	4	15	2	1	4	18
2017	18	3	13	13	48	9	7	16	64
2018	38	10	35	35	117	45	19	64	181
2019	101	37	111	101	350	157	42	199	549
2020	300	119	428	266	1.113	346	84	430	1.543
2021	497	151	928	572	2.147	566	131	697	2.844
2022	619	162	1.350	1.041	3.172	901	206	1.107	4.279
2023	706	170	1.562	1.639	4.078	1.365	334	1.699	5.777
2024	814	183	1.654	2.234	4.885	1.879	535	2.415	7.300
2025	977	206	1.717	2.693	5.592	2.336	821	3.157	8.750
2026	1.218	240	1.789	2.976	6.222	2.676	1.181	3.857	10.079
2027	1.533	278	1.880	3.124	6.815	2.900	1.575	4.475	11.290
2028	1.891	310	1.978	3.194	7.373	3.037	1.953	4.989	12.362
2029	2.240	332	2.066	3.224	7.861	3.116	2.273	5.389	13.250
2030	2.534	344	2.132	3.237	8.247	3.161	2.520	5.681	13.928

Fonte: Elaboração Própria

Os volumes de energia gerados pelas unidades MMGD estimadas representam 17% da energia consumida pelos clientes de média e baixa tensão da CEMIG D com o mercado projetado pelo estudo e 47% da energia em 2030.

Tabela 107: Mercado projetado Média e Baixa Tensão da CEMIG D [GWh]

Ano	B1	B2	B3	Total BT	Grupo A	Total
2013	9.105	2.064	5.086	16.255	6.888	23.143
2014	9.826	2.193	5.252	17.271	6.989	24.260
2015	9.997	2.300	5.384	17.681	6.986	24.667
2016	9.790	2.288	5.194	17.272	6.472	23.744
2017	10.024	2.367	5.103	17.494	5.799	23.293
2018	10.153	2.399	5.034	17.586	5.329	22.916
2019	10.515	2.444	5.101	18.059	5.350	23.410
2020	10.761	2.480	5.158	18.399	5.500	23.899
2021	11.013	2.516	5.204	18.733	5.654	24.387
2022	11.271	2.553	5.250	19.073	5.812	24.886
2023	11.534	2.590	5.297	19.421	5.975	25.396
2024	11.805	2.628	5.344	19.776	6.142	25.918
2025	12.081	2.666	5.391	20.138	6.314	26.452
2026	12.364	2.705	5.439	20.507	6.491	26.998
2027	12.653	2.744	5.487	20.885	6.673	27.557
2028	12.950	2.784	5.536	21.269	6.859	28.129
2029	13.253	2.825	5.585	21.662	7.051	28.714
2030	13.563	2.866	5.634	22.063	7.249	29.312

Fonte: Elaboração Própria

#### 4.1. Perda de Receita das Distribuidoras

A perda de receita da distribuidora com implantação de Micro GD decorre atualmente do fato de o cliente pagar a TUSD Fio B somente sobre o Consumo Mínimo.

Quando o *prossumidor* começar a pagar a TUSD Fio B sobre a energia compensada ainda restará uma perda de receita decorrente do Consumo Interno (Simultâneo). Esta parte do consumo não transitará mais na rede e não mais será medida pelo medidor, portanto, mesmo o cliente pagando TUD Fio B sobre o consumo compensado, a receita associada ao consumo interno não será recuperada.

No caso da geração Remota, no entanto, não há Consumo Interno, assim, o Consumo Compensado equivale (ou está mais próximo - caso de unidades com compensação Local e Remota) do consumo total dos clientes.

O mesmo acontece em relação aos encargos tarifários e TUSD Fio A.

A redução de arrecadação da TUSD Fio B é percebida pela distribuidora como uma perda de receita até a Revisão Tarifária Periódica subsequente à adoção da MMGD por cada consumidor. Nessa ocasião, as tarifas de uso da rede serão recalculadas e, como quase não há redução de custos para as distribuidoras com a inserção de microgeração, o custo não arcado pelo *prossumidor* será alocado aos demais clientes.

Os custos relativos ao Encargos Setoriais são repassados aos demais clientes a cada Reajuste Tarifário, devido ao componente financeiro denominado Neutralidade. Os demais custos de Parcela A (perdas e custos de transmissão) são repassados aos demais cliente no Reajuste, se a distribuidora assinou o termo aditivo contratual nos termos do Despacho nº 2.194, de 2016, que estabelece Neutralidade de toda a Parcela A, ou na Revisão Tarifária subsequente para as demais distribuidoras.

Tabela 108: Redução de receita de TUSD Fio B - Alternativa 0

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2013	2	2	16	0	20	0	3	3	23
2014	24	7	19	1	50	2	11	13	64
2015	70	7	41	86	204	55	42	97	301
2016	426	40	244	287	997	405	191	596	1.593
2017	1.673	146	1.146	1.022	3.987	1.513	1.077	2.590	6.577
2018	4.358	669	3.634	2.658	11.318	7.272	3.075	10.347	21.666
2019	9.067	2.151	9.398	5.078	25.693	18.175	3.754	21.929	47.622
2020	16.814	5.646	21.652	17.652	61.764	49.313	10.707	60.020	121.784
2021	48.526	14.264	82.622	41.003	186.415	87.172	18.680	105.852	292.267
2022	80.540	18.362	173.031	76.841	348.773	142.311	31.121	173.432	522.205
2023	99.999	19.801	244.391	122.488	486.679	215.265	51.413	266.677	753.357
2024	18.803	2.467	40.916	45.448	107.635	81.668	31.974	113.642	221.277
2025	36.035	3.955	56.006	80.465	176.462	150.871	75.674	226.545	403.007
2026	62.012	6.554	66.029	102.082	236.676	200.725	129.552	330.277	566.954
2027	99.741	10.301	77.661	113.405	301.107	233.069	188.340	421.409	722.517
2028	148.451	14.371	92.144	118.716	373.682	252.803	244.744	497.547	871.228
2029	135.543	20.685	218.842	2.315	377.386	11.983	48.446	60.429	437.814
2030	187.767	22.908	232.371	3.275	446.321	18.753	85.704	104.457	550.778
até 2023	245.879	58.073	521.696	257.983	1.083.631	494.061	111.921	605.982	1.689.613
Total	949.851	142.335	1.320.162	732.822	3.145.170	1.471.355	924.508	2.395.864	5.541.034

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 108 mostra a redução de receita com as regras vigentes de tarifação até 2030. As perdas de receita são consideráveis e representam 18% da receita total de Parcela B referente aos mercados de média e baixa tensão da CEMIG D já em 2023.

Destaca-se a redução das faturas de TUSD Fio B dos clientes MMGD é, em média, 89% em 2020 - Tabela 109



Tabela 109: Redução de pagamento da TUSD Fio B pelos clientes MMGD de Geração Local - Alternativa 0

Ano	Geração na própria UC				
	B1	B2	B3	Grupo A	Média
2018	90%	97%	97%	69,0%	86%
2019	90%	96%	97%	69,0%	87%
2020	91%	97%	97%	69,0%	89%
2021	91%	97%	97%	69,0%	88%
2022	91%	97%	97%	69,0%	87%
2023	90%	96%	97%	69,0%	84%
2024	89%	94%	97%	69,0%	83%
2025	87%	92%	96%	69,0%	81%
2026	86%	90%	95%	69,0%	81%
2027	85%	88%	95%	69,0%	80%
2028	84%	86%	94%	69,0%	80%
2029	83%	86%	93%	69,0%	80%
2030	83%	86%	93%	69,0%	80%

A redução percentual de pagamento da TUSD Fio B pelos clientes MMGD diminui gradualmente ao longo dos anos, à medida que unidades com consumo menor irão aderir à GFV. No entanto, este percentual continua alto. Atualmente se situa em 90% para os clientes Residenciais e passará para 83% até 2030.

Tabela 110: Redução de receita de TUSD Fio B - Alternativa 0 proporcional à Parcela B sobre Média e Baixa Tensão

Ano	Receita D [R\$ mil]	Perdas [R\$ mil]	Total
2013	3.867.853	23	0,0%
2014	4.054.612	64	0,0%
2015	4.122.568	301	0,0%
2016	3.968.407	1.593	0,0%
2017	3.892.892	6.577	0,2%
2018	3.829.874	21.666	0,6%
2019	3.912.460	47.622	1,2%
2020	3.994.214	121.784	3,0%
2021	4.075.741	292.267	7,2%
2022	4.159.129	522.205	12,6%
2023	4.244.425	753.357	17,7%
2024	4.331.674	221.277	5,1%
2025	4.420.924	403.007	9,1%
2026	4.512.224	566.954	12,6%
2027	4.605.623	722.517	15,7%
2028	4.701.172	871.228	18,5%
2029	4.798.924	437.814	9,1%
2030	4.898.933	550.778	11,2%

Fonte: Elaboração Própria

Com a aplicação da Alternativa 1 proposta pela ANEEL na Consulta Pública 010 de 2018, os clientes Micro GD passariam a não compensar a componente TUSD Fio B, o que equivale ao pagamento desta componente sobre a energia compensada. Nessa Alternativa, há uma forte redução da perda



de receita de Parcela B relativa ao faturamento dos clientes com Geração Remota, já que a maior parte de seu consumo é compensado. Por simplificação, considerou-se que a perda de receita com a Geração Remota é zero. Mas, a rigor, haverá ainda alguma perda de receita nas unidades Remotas, principalmente na baixa tensão, pois geralmente uma das unidades que recebem os créditos está no local da geração e, portanto, com algum Consumo Interno.

A perda de receita acumulada no período de quase 5,2 bilhões na Alternativa 0 reduz para 1,1 bilhões com a aplicação da Alternativa 1. Todavia, a redução de perda de receita da distribuidora com a Alternativa 1 ainda é muito significativa.

Tabela 111: Redução de receita de TUSD Fio B - Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC				Total Local
	B1	B2	B3	Grupo A	
2013	1	1	10	0	12
2014	14	4	12	0	30
2015	39	4	26	0	69
2016	232	23	154	0	410
2017	924	86	721	0	1.731
2018	2.424	389	2.289	0	5.102
2019	5.054	1.249	5.925	0	12.228
2020	9.308	3.294	13.617	0	26.218
2021	26.633	8.309	51.886	0	86.828
2022	44.065	10.667	108.708	0	163.440
2023	54.173	11.436	153.571	0	219.179
2024	9.139	1.271	25.678	0	36.089
2025	16.395	1.792	35.025	0	53.212
2026	27.070	2.677	41.072	0	70.820
2027	42.540	3.962	47.985	0	94.487
2028	62.552	5.371	56.561	0	124.484
2029	67.423	11.338	136.978	0	215.739
2030	89.001	12.124	144.966	0	246.090
até 2023	134.179	33.706	327.781	0	495.666
Total	456.987	73.997	825.184	0	1.356.168

Fonte: Elaboração Própria

A redução da perda de receita de Parcela B nesta alternativa decorre somente sobre o consumo simultâneo. A redução de pagamento da TUSD Fio B pelos *prossumidores* seria hoje aproximadamente 50% para os clientes B1 e próximo de 60% para os clientes B3. No Grupo A, os clientes passam agora a pagar toda a sua TUSD Fio B, já que esta é cobrada em R\$/kW no posto Fora de Ponta e, no Posto de Ponta praticamente não há GFV.

Tabela 112: Redução de pagamento da TUSD Fio B pelos clientes  
MMGD de Geração Local - Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC				
	B1	B2	B3	Grupo A	Média
2018	50%	56%	61%	0,0%	39%
2019	50%	56%	61%	0,0%	40%
2020	50%	56%	61%	0,0%	43%
2021	50%	56%	61%	0,0%	42%
2022	49%	56%	61%	0,0%	38%
2023	48%	55%	61%	0,0%	34%
2024	46%	53%	61%	0,0%	30%
2025	44%	49%	60%	0,0%	28%
2026	42%	46%	60%	0,0%	27%
2027	40%	43%	59%	0,0%	27%
2028	39%	42%	58%	0,0%	27%
2029	38%	41%	58%	0,0%	28%
2030	38%	40%	58%	0,0%	28%

Fonte: Elaboração Própria

Nesta alternativa, a perda de receita de receita em relação a receita de Parcela B da média e baixa tensão seria aproximadamente 5,2% em 2023.

Tabela 113: Redução de receita de TUSD Fio B - Alternativa 1  
proporcional à Parcela B sobre Média e Baixa Tensão

Ano	Receita D [R\$ mil]	Perdas [R\$ mil]	Total
2012	3.690.843	0	0,0%
2013	3.867.853	12	0,0%
2014	4.054.612	30	0,0%
2015	4.122.568	69	0,0%
2016	3.968.407	410	0,0%
2017	3.892.892	1.731	0,0%
2018	3.829.874	5.102	0,1%
2019	3.912.460	12.228	0,3%
2020	3.994.214	26.218	0,7%
2021	4.075.741	86.828	2,1%
2022	4.159.129	163.440	3,9%
2023	4.244.425	219.179	5,2%
2024	4.331.674	36.089	0,8%
2025	4.420.924	53.212	1,2%
2026	4.512.224	70.820	1,6%
2027	4.605.623	94.487	2,1%
2028	4.701.172	124.484	2,6%
2029	4.798.924	215.739	4,5%
2030	4.898.933	246.090	5,0%

Fonte: Elaboração Própria

Com a aplicação da Alternativa proposta por este projeto de P&D, os *prossumidores* de baixa tensão se enquadrariam na Tarifa Branca, enquanto Carga, e passariam a pagar uma tarifa sobre a sua injeção máxima na rede em R\$/kW equivalente aos custos de uso da rede de baixa tensão no posto

Fora de Ponta. Esta tarifa foi calculada em R\$ 0,883 R\$/kW para o Subgrupo B1, 1,874 R\$/kW para a classe Rural e 1,862 R\$/kW para os clientes B3.

Esta tarifa proporciona uma redução maior da perda de receita das distribuidoras e, conseqüentemente, uma transferência menor de custos para os demais clientes nas Revisões Tarifárias.

A perda de receita acumulada nesta modalidade tarifária fica em R\$ 167 milhões em 2023, e em R\$ 1 bilhão acumulados até 2030.

Tabela 114: Redução de receita de TUSD Fio B - Alternativa 6 (Proposta deste P&D)

Ano	Geração na própria UC				Total Local
	B1	B2	B3	Grupo A	
2013	1	1	7	0	9
2014	12	3	8	0	24
2015	32	3	19	0	54
2016	189	18	111	0	318
2017	758	67	523	0	1.348
2018	2.000	303	1.670	0	3.973
2019	4.178	974	4.332	0	9.485
2020	7.501	2.454	9.914	0	19.869
2021	21.652	6.442	38.935	0	67.029
2022	36.133	8.311	81.574	0	126.018
2023	44.344	8.840	114.750	0	167.934
2024	7.161	861	18.758	0	26.780
2025	12.417	996	25.292	0	38.705
2026	20.023	1.197	29.155	0	50.376
2027	31.025	1.503	33.405	0	65.933
2028	45.273	1.860	38.687	0	85.820
2029	53.151	8.294	101.607	0	163.053
2030	68.571	8.518	106.554	0	183.643
até 2023	109.630	26.047	245.173	0	380.850
Total	354.423	50.645	605.303	0	1.010.370

Fonte: Elaboração Própria

As perdas chegariam em 2023 à sua maior proporção, de 4% da receita total de Parcela B da Média e Baixa Tensão.

Tabela 115: perda de Receita Fio B

Ano	Receita D [R\$ mil]	Perdas [R\$ mil]	Total
2013	3.867.853	9	0,0%
2014	4.054.612	24	0,0%
2015	4.122.568	54	0,0%
2016	3.968.407	318	0,0%
2017	3.892.892	1.348	0,0%
2018	3.829.874	3.973	0,1%
2019	3.912.460	9.485	0,2%
2020	3.994.214	19.869	0,5%
2021	4.075.741	67.029	1,6%
2022	4.159.129	126.018	3,0%
2023	4.244.425	167.934	4,0%
2024	4.331.674	26.780	0,6%
2025	4.420.924	38.705	0,9%
2026	4.512.224	50.376	1,1%
2027	4.605.623	65.933	1,4%
2028	4.701.172	85.820	1,8%
2029	4.798.924	163.053	3,4%
2030	4.898.933	183.643	3,7%

Fonte: Elaboração Própria

Nesta modalidade, a redução de faturamento de TUSD Fio B dos clientes com geração Local cai um pouco mais, quando comparado à Alternativa 1, passando para aproximadamente 40% no Subgrupo B1 e 45% no Subgrupo B3.

 Tabela 116: Redução de pagamento da TUSD Fio B pelos clientes  
MMGD de Geração Local - Alternativa Proposta

Ano	Geração na própria UC				
	B1	B2	B3	Grupo A	Média
2013	48%	48%	43%	0,0%	46%
2014	42%	47%	43%	0,0%	42%
2015	39%	45%	43%	0,0%	24%
2016	40%	44%	44%	0,0%	31%
2017	41%	44%	44%	0,0%	31%
2018	42%	44%	45%	0,0%	30%
2019	41%	43%	45%	0,0%	30%
2020	41%	44%	46%	0,0%	33%
2021	41%	44%	46%	0,0%	32%
2022	40%	43%	46%	0,0%	29%
2023	39%	42%	45%	0,0%	26%
2024	37%	39%	45%	0,0%	23%
2025	35%	35%	45%	0,0%	21%
2026	33%	31%	44%	0,0%	20%
2027	31%	28%	43%	0,0%	20%
2028	29%	26%	42%	0,0%	20%
2029	29%	25%	42%	0,0%	20%
2030	28%	24%	42%	0,0%	20%

Fonte: Elaboração Própria

## 4.2. Oneração dos demais clientes

Quando um cliente opta por aderir à MMGD nas regras atuais, isto irá onerar os demais de duas maneiras.

Primeiro, como visto na seção anterior, a redução de pagamento de TUSD Fio B é transferida para os demais clientes na Revisão Tarifária Periódica subsequente à sua adesão.

Em segundo lugar, os encargos setoriais, as Perdas Não Técnicas e os custos de transmissão que os *prossumidores* deixam de pagar são transferidos para os outros clientes via o sistema de Neutralidade tarifária. Uma pequena parte dos encargos não será transferida aos demais clientes nos anos subsequentes, que é o caso do P&D que, por ser proporcional à receita irá reduzir com a inserção da MMGD. A parte mais relevante dos encargos, no entanto, não irá diminuir nos anos seguintes, que é o caso da CDE, por exemplo. A CDE constitui a transferência de custos mais agressiva porque essas transferências de custos de Parcela A são cumulativas. A cada ano que mais clientes aderem à MMGD, deixando de pagar Encargos, mais custos são adicionados aos já transferidos aos demais consumidores.

Essa transferência de custos para os demais clientes é muito mais impactante que a redução de receita de Parcela B. Primeiro, porque os custos da Parcela B são transferidos somente nas Revisões e, segundo, por causa do efeito cumulativo observado nos Encargos Setoriais, exceto P&D, e no pagamento da TUSD Fio A, caso a distribuidora tenha Neutralidade sobre toda a Parcela A.

Na alternativa 0, a transferência de custos acumulada representa R\$ 14 bilhões até 2030.

Tabela 117: Transferência de custos de encargos e Parcela B para os demais clientes – Alternativa 0

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2013	1	1	12	0	14	0	2	2	16
2014	16	4	10	1	31	1	8	9	40
2015	43	4	25	45	118	44	34	77	195
2016	280	27	164	107	578	305	144	449	1.027
2017	1.070	95	761	391	2.317	1.149	818	1.967	4.285
2018	2.676	444	2.341	871	6.332	5.552	2.348	7.900	14.232
2019	9.754	2.056	9.557	5.360	26.727	26.763	8.305	35.068	61.795
2020	20.424	5.753	23.717	9.347	59.242	50.504	13.611	64.115	123.357
2021	38.990	10.730	62.526	15.080	127.326	78.265	19.458	97.723	225.049
2022	54.836	11.931	114.400	21.723	202.889	120.466	28.976	149.442	352.332
2023	61.964	12.142	147.035	26.941	248.082	178.979	45.120	224.099	472.181
2024	167.858	32.356	402.231	149.323	751.769	458.514	121.735	580.248	1.332.017
2025	176.972	33.214	405.980	143.775	759.941	514.468	157.121	671.589	1.431.530
2026	191.500	34.756	410.094	136.646	772.997	554.323	200.845	755.168	1.528.164
2027	212.414	36.892	416.340	131.170	796.817	578.604	247.832	826.437	1.623.253
2028	238.592	39.031	424.284	127.971	829.878	591.838	291.948	883.786	1.713.664
2029	414.950	54.969	524.436	245.094	1.239.449	851.362	573.565	1.424.927	2.664.376
2030	440.286	55.880	530.971	244.373	1.271.509	854.782	601.754	1.456.536	2.728.045
até 2023	176.213	40.557	347.678	73.092	637.539	428.215	107.165	535.380	1.172.919
Total	2.032.628	330.286	3.474.885	1.258.218	7.096.017	4.865.919	2.313.623	7.179.542	14.275.559

Fonte: Elaboração Própria

Com pagamento da Alternativa 1, a transferência de custos para os demais clientes diminui bastante, indo para 9 bilhões já que a boa parte da Parcela B é paga pelos *prossumidores*.

Tabela 118: Transferência de custos de encargos e Parcela B para os demais clientes – Alternativa 1

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	1	1	12	0	14	0	2	2	16
2014	16	4	10	1	31	1	8	9	40
2015	43	4	25	45	118	44	34	77	195
2016	280	27	164	107	578	305	144	449	1.027
2017	1.070	95	761	391	2.317	1.149	818	1.967	4.285
2018	2.676	444	2.341	871	6.332	5.552	2.348	7.900	14.232
2019	7.821	1.777	8.212	2.701	20.511	19.490	5.230	24.720	45.231
2020	18.491	5.473	22.373	6.689	53.025	44.067	10.740	54.806	107.831
2021	39.310	10.649	62.257	12.422	124.638	73.524	16.967	90.491	215.129
2022	58.285	12.050	116.369	19.065	205.769	116.964	26.764	143.729	349.497
2023	66.050	12.281	150.036	24.283	252.651	177.256	43.404	220.660	473.310
2024	127.556	24.275	315.104	24.177	491.111	243.990	69.531	313.521	804.632
2025	139.031	25.431	319.596	18.628	502.686	303.337	106.643	409.980	912.666
2026	157.257	27.496	324.858	11.499	521.111	347.531	153.303	500.834	1.021.945
2027	183.372	30.332	332.758	6.024	552.485	376.611	204.500	581.111	1.133.596
2028	215.903	33.150	342.708	2.825	594.586	394.319	253.548	647.867	1.242.453
2029	312.973	40.570	409.256	1.232	764.031	404.622	295.200	699.822	1.463.852
2030	344.164	41.752	417.379	510	803.806	410.445	327.241	737.685	1.541.491
até 2023	182.135	40.453	351.035	62.459	636.082	411.811	97.874	509.686	1.145.768
Total	1.674.300	265.811	2.824.220	131.469	4.895.800	2.919.208	1.516.422	4.435.630	9.331.430

Fonte: Elaboração Própria

Com a alternativa proposta neste P&D, a transferência de custos cai mais ainda, já que os clientes passam a pagar parte dos Encargos. Mesmo assim, representa ainda um volume alto de recursos, com R\$ 6 bilhões acumulados até 2030.

Tabela 119: Transferência de custos de encargos e Parcela B para os demais clientes – Alternativa 6  
(proposta por este P&D)

Ano	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	1	1	12	0	14	0	2	2	16
2014	16	4	10	1	31	1	8	9	40
2015	43	4	25	45	118	44	34	77	195
2016	280	27	164	107	578	305	144	449	1.027
2017	1.070	95	761	391	2.317	1.149	818	1.967	4.285
2018	2.676	444	2.341	871	6.332	5.552	2.348	7.900	14.232
2019	7.397	1.690	7.594	2.701	19.382	19.490	5.230	24.720	44.102
2020	18.067	5.387	21.754	6.689	51.896	36.465	8.887	45.352	97.248
2021	23.998	7.363	42.301	12.422	86.084	50.081	11.557	61.638	147.722
2022	22.274	5.490	57.721	19.065	104.549	83.240	19.047	102.287	206.836
2023	28.039	6.063	76.006	24.283	134.392	131.600	32.224	163.823	298.215
2024	74.964	15.100	195.183	24.177	309.424	186.039	53.016	239.055	548.480
2025	78.904	15.540	196.626	18.628	309.698	232.694	81.808	314.502	624.200
2026	85.131	16.325	198.811	11.499	311.766	263.462	116.218	379.680	691.446
2027	94.027	17.380	202.366	6.024	319.796	278.959	151.475	430.434	750.230
2028	105.079	18.386	206.851	2.825	333.141	284.294	182.801	467.094	800.235
2029	162.049	20.932	249.945	1.232	434.157	284.571	207.615	492.186	926.343
2030	172.595	21.294	253.414	510	447.813	283.156	225.755	508.911	956.724
até 2023	92.378	24.303	197.782	62.459	376.921	301.386	71.715	373.101	750.022
Total	876.610	151.525	1.711.884	131.469	2.871.489	2.141.101	1.098.986	3.240.087	6.111.576

Fonte: Elaboração Própria

Estimar bem a trajetória de difusão dessa tecnologia no Brasil é uma tarefa difícil. Não obstante, com a inserção massiva e fortemente crescente da MMGD é de suma importância que se tenha estimativas minimamente aderentes à realidade para poder definir políticas públicas e regulação tarifária acertadas.

O campo de estudo da difusão de novas tecnologias é muito amplo e há muitas opções a serem experimentadas para tentar descrever melhor a inserção da MMGD no Brasil, que tem uma heterogeneidade muito grande por causa da variabilidade de diversos fatores como a insolação que varia no país, o poder aquisitivo, as tarifas e regras de tributação entre as regiões. Neste trabalho apenas se começou a explorar um pouco essas possibilidades utilizando um mercado estratificado, informações trimestrais ao invés de anuais e o modelo de Bass Generalizado.

No entanto, considera-se um grande avanço, pois com estas implementações no modelo de projeção foi possível mostrar um pouco da dinâmica distinta de difusão que existe entre as categorias de MMGD e entre os clientes de diferentes porte de consumo na Geração Local.

Vale ressaltar que o modelo empregado nessa projeção trouxe em relação às demais projeções realizadas, que se espera ser de utilidade para o regulador e para a EPE. A utilização dos dados trimestrais, e a projeção com mercado estratificado ou outro modelo eu considere a heterogeneidade do mercado irá alcançar resultados melhores. Ainda, o modelo de Bass Generalizado poderá ser útil para simular os efeitos da crise de 2020 sobre a inserção de MMGD.

Foi mostrado que a MMDG deve atingir níveis muito altos de inserção. Em 2023 deve 3,2 GW, e sobre esse patamar não há muitas dúvidas. O modelo também previu 10,6 GW em 2035 caso não se alterem as regras de tarifação, quando a carga máxima da CEMIG D, deve estar por volta de 12 GW. Nesse cenário haveria uma curva do pato muito proeminente, todavia, esse futuro mais longínquo depende de muitas outras variáveis incertas, da evolução da regulação, do poder aquisitivo, do preço das placas solares, dentre outras.

A perda de receita da CEMIG D, no sistema de compensação atual, prevista para o ciclo 2018-2023 é de 1,6 bilhões e a transferência de custos para os demais clientes é de 1,1 bilhões se não for alterado o sistema de faturamento. Essas informações, que estão detalhadas anualmente, e projetadas até 2030 são de extrema importância para o gerenciamento econômico-financeiro da empresa, e devem ser atualizadas constantemente. Para isto o modelo de projeção de inserção e a planilha de perda de receita desenvolvidos no âmbito deste P&D serão de grande valia. Destaca-se que se projetou a inserção, bem como se calculou a perda associada de receita, para vários cenários de tarifação, permitindo à distribuidora rever os números após alteração da regulação tarifária.



## CONCLUSÃO DO PROJETO

---

Os estudos deste projeto mostraram a grande complexidade da inserção da MMGD na rede das distribuidoras. Após dois anos de pesquisa e simulações, constata-se que ainda há necessidade de continuar o trabalho para responder mais perguntas que surgem quando se aprofunda nos temas, para dirimir as incertezas ainda existentes, para acompanhar a sua evolução e ir ajustando as respostas aos problemas encontrados.

Todavia, este P&D seguramente elevou o nível de conhecimento sobre o assunto e traz algumas respostas importantes para alteração da regulação e para os gestores das distribuidoras, que devem se preparar para os impactos financeiros, para os impactos na operação e expansão da rede, pois as projeções mostram um grande crescimento da inserção da MMGD nos próximos anos.

Para definir uma proposta de regulação tarifária que incluísse esse novo usuário, foi necessário, dentre outros estudos, avaliar o seu impacto no comportamento das redes, nas perdas técnicas de energia e avaliar sua responsabilidade nos demais custos de Parcela A.

Os resultados desses estudos apresentados no Capítulo III e IV e detalhados nos Anexos III e IV, demonstram que praticamente não há custo evitado em expansão da rede de distribuição com a inserção da microgeração, principalmente em empresas como a CEMIG D.

Como se esperava, há redução da carga das redes que tem demanda máxima diurna, porém a redução é muito pequena, pois a injeção que se pode garantir da GFV é a geração com insolação mínima. Nos dias chuvosos e nublados, a rede da distribuidora deve estar disponível para atender praticamente toda a demanda desses *prossumidores*. Destaca-se que na CEMIG, esses tipos de alimentadores, com demanda máxima diurna representam apenas cerca de 25%.

Além disso, dependendo do nível de inserção e do comportamento da carga diurna do alimentador, é possível acontecer de a carga máxima no fluxo reverso ultrapassar a demanda máxima no fluxo direto, ensejando mais capacidade na rede e, portanto, mais investimento.

Ainda nesse ponto, observando as alterações drásticas no comportamento da rede, com aparecimento de rampas intensas de redução e elevação da carga, torna-se clara a necessidade de mais custos na operação da rede de distribuição.

Conclusão: os *prossumidores* devem e precisam pagar pelo uso da rede de distribuição e transmissão.

Com relação às perdas técnicas de energia, observou-se redução das perdas dos alimentadores nas simulações de fluxo de potência com a inserção da microgeração, principalmente na média tensão.

As perdas, em kWh, diminuem com a inserção da Micro GD na maioria das simulações, pois a geração reduz a carga diurna da rede BT, transformadores e principalmente da rede MT.

Mas isto acontece até um determinado limite. Dependendo do nível de injeção, que varia conforme o nível de inserção e insolação, aparecerá fluxo reverso e o surgimento de perdas com esse fluxo negativo. E se o fluxo reverso ultrapassar o fluxo direto, haverá um aumento do carregamento médio da rede e um aumento das perdas, e não uma redução. Isto acontece principalmente nas simulações

de maior penetração da Micro GD, na condição de Pleno Sol, e nos sábados e domingos, sendo os circuitos de baixa tensão o segmento mais afetado.

Porém, na maioria dos alimentadores, principalmente nos níveis de menor inserção, há indubitavelmente redução das perdas totais dos alimentadores.

Conclusão: não se mostra adequado cobrar TUSD Perdas Técnicas desses usuários.

Com relação às demais componentes de custos, foi analisado o pagamento das Perdas Não Técnicas e quais os Encargos são de responsabilidade do *prossumidores*.

A conclusão sobre isto é que não há justificativa para isentar os *prossumidores* do pagamento das Perdas Não Técnicas, de forma que, tal qual os grandes Autoprodutores, os clientes com Micro GD devem arcar com as PNT. Os encargos que seguramente não se aplicam sobre a energia compensada, e gerada, dos *prossumidores* são o PROINFA e EER, pois esses clientes geram suas necessidades de consumo e não receberão cota de energia do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas. Como a autoprodução é excluída do rateio de alguns componentes de custo do Encargos de Serviço e Sistema e, também, por simplificação, acredita-se ser melhor isentar o *prossumidor* do pagamento do ESS, seguindo o que é cobrado dos clientes Autoprodutores. Fora isto, os *prossumidores*, como também os demais Autoprodutores devem então pagar CDE, TFSEE e ONS.

Com base nesses estudos e análise, este P&D buscou desenvolver uma proposta para um sistema tarifário como um todo que fosse, coerente e não conflitante, que incentivasse o uso otimizado da rede, ou seja, com sinalização horária e aderente ao custo, que não implicasse, ou que, pelo menos, minimizasse a transferência de custos para os demais consumidores e a perda de receita das distribuidoras.

Nesse sentido, concluiu-se pela necessidade de tarifas específicas para os *prossumidores*, que são consumidores, mas também geradores, e que devem ser assim compreendidos. São mini e micro autoprodutores.

Esse sistema deve levar em conta a tensão da rede na qual a carga/consumo está conectada e conforme o nível de tensão de conexão da geração. A proposta é a seguinte:

**Para os *prossumidores* com geração e consumo na BT** deve-se aplicar uma tarifa em R\$/MWh, englobando os custos de uso da rede de distribuição - TUSD Fio B (excluídos os custos comerciais), os custos de transmissão – TUSD Fio A, as Perdas Não Técnicas, as Receitas Irrecuperáveis e os encargos P&D, CDE e TFSEE, com preços diferenciados em Ponta, Intermediário e Fora de Ponta – modalidade Branca, aplicada sobre toda a energia consumida da rede. Além disso, deve-se aplicar uma componente em R\$/kW sobre a demanda máxima injetada na rede pela fonte renovável. Essa componente em R\$/kW é o primeiro passo para a sinalização locacional/regional para a geração. E por último, uma componente fixa, por consumidor, para cobrir os custos denominados comerciais.

**Para o *prossumidor* com geração e consumo na MT**, deve-se aplicar a mesma TUSD do autoprodutor das tarifas Azul e Verde, incluindo os encargos CDE, abrangendo assim a TUSD Fio, as Perdas Não Técnicas, Receitas Irrecuperáveis, e os encargos CDE, P&D/PEE e

TFSEE, aplicadas sobre a energia e potência demandadas da rede. E ainda, uma tarifa em R\$/kW, igual à TUSDg do subgrupo, aplicada sobre a capacidade instalada da unidade geradora. Nesse ponto, acrescenta-se que o autoprodutor, por coerência e por falta de justificativa para isenção, deve também pagar CDE. O autoprodutor não de diferencia em conceito dos mini e micro geradores.

**Para o *prossumidor* com geração na MT e consumo na BT** deve-se aplicar uma tarifa em R\$/MWh, englobando a TUSD Fio, as Perdas Não Técnicas, Receitas Irrecuperáveis e mais os encargos CDE, P&D e TFSEE, com preços diferenciados em Ponta, Intermediário e Fora de Ponta – modalidade Branca, sobre a energia consumida da rede. E uma componente em R\$/kW sobre a capacidade instalada da usina conectada na MT igual a TUSDg do subgrupo, tal qual os demais geradores conectados na MT.

A modalidade Branca é particularmente adequada para os *prossumidores*, tendo em vista o comportamento dos clientes com GFV, principalmente os residenciais, que mantêm seu maior consumo no horário de Ponta.

A componente tarifária em R\$/kW aplicada sobre a demanda máxima injetada do microgerador deixará aberto o caminho para o sinal locacional para os empreendimentos de GD, sob pena de em pouco tempo serem criados polos desse tipo de empreendimento com aproveitamento antieconômico da rede. Em Minas Gerais, por exemplo, a região Norte do estado está sendo muito procurada para instalação de geração fotovoltaica, tanto pela alta insolação quanto pelo preço menor da terra. Deve-se dar uma sinalização adequada para que esses empreendimentos aproveitem ao máximo as redes existentes. As simulações já mostram para 2020 o surgimento da “curva do pato” com grandes problemas de controle de tensão.

Tanto os grandes autoprodutores quanto os MMGD, devem, dentro de suas respectivas modalidades tarifárias, pagar pelo uso da rede e arcar com os mesmos encargos. Assim, se for estabelecido que os *prossumidores* devem pagar o encargo CDE, esta decisão deve ser, também, estendida aos grandes autoprodutores.

O mesmo raciocínio vale para a comercialização de excedentes, permitida aos grandes autoprodutores, que, por outro lado, deve ser estendida aos mini e micro geradores. Inclusive, a regulação já deveria ter avançado nessa direção, ampliando o mercado livre de forma a abranger o mercado de baixa tensão, que seria uma forma mais eficaz de viabilizar a inserção da MMGD, ao invés de conceder grandes subsídios tarifários, trazendo prejuízos aos demais consumidores e distribuidoras.

A comercialização de excedentes, ou até a livre comercialização, possibilitará um aproveitamento maior do potencial de geração dos clientes, incentivando o uso maior de área de telhado e não somente aquela necessária para gerar o próprio consumo.

**E mais importante: trará uma maior fidelização no uso da rede.** Ao longo do tempo irão aparecer mais possibilidades de o cliente gerenciar internamente a sua demanda, e a necessidade de estar ligado à rede de distribuição irá diminuir. No limite, o pagamento de encargos e impostos, além do custo de uso da rede, irão incentivar os clientes a se desligarem da rede de distribuição

quando isso se tornar viável, enquanto a possibilidade de comercializar o excedente de geração trará um benefício para estes clientes continuarem conectados.

Por fim, a comercialização de excedentes irá manter o incentivo à eficiência energética, criando uma alternativa para o destino da energia gerada pelo cliente MMGD. Da forma como está, uma vez que a sua usina GFV está instalada, a única opção que o cliente tem para aproveitar esta energia é consumindo-a. A falta de alguma opção de comercialização da energia limita, portanto, o incentivo que o cliente MMGD tem para reduzir seu consumo e gerenciar melhor a sua carga.

Este P&D também investigou a implantação de GFV no meio Rural, principalmente na irrigação, como alternativa ao fornecimento de energia via rede elétrica da distribuidora, analisando os sinais econômicos dados a esse mercado.

Foi mostrado que o custo da geração fotovoltaica é bem menor que o fornecimento de energia elétrica no meio rural. Logo, é de interesse da sociedade que a irrigação use ao máximo essa fonte, que é bem mais barata que levar energia elétrica dos grandes centros de geração até a área rural por rede elétrica.

O sistema de geração fotovoltaica custa em média 500 R\$/MWh, enquanto o irrigante de baixa tensão paga apenas 210 R\$/MWh (tarifa subgrupo B2), que é menos da metade do que ele paga pelo fornecimento de energia elétrica e apenas 20% do custo desse fornecimento pela CEMIG D, que é mais de 1.100 R\$/MWh. Logo, o custo da GFV é menos da metade do custo do fornecimento de energia elétrica pela distribuidora – 500 R\$/MWh contra mais de 1.100 R\$/MWh.

Para que o irrigante se interesse pela GFV é necessário alterar a Lei nº 10.438, de 2002 e do Decreto nº 7.891, de 2013, reduzindo os descontos para irrigação até o limite em que essas fontes locais passem a ser competitivas para esses clientes. Adicionalmente, as regras de aplicação dos subsídios tarifários para irrigação precisam estar sob a regulação da ANEEL, passando a ser definidas em resoluções normativas, por quem tem especialização em custos e tarifas, para poderem ser alteradas com mais agilidade, quando necessário, conforme as alterações do comportamento das redes e dos demais custos de fornecimento.

Está muito claro que as redes com predominância de carga de irrigação não estão otimizadas. O carregamento máximo poderia ser bem mais baixo se a irrigação estivesse distribuída ao longo do dia. O comportamento da carga desses alimentadores com presença massiva de irrigantes, mal distribuído ao longo do dia, aumentando o seu carregamento máximo, impõem maiores perdas de energia nos alimentadores, que são os mais extensos do sistema de distribuição. Vale repetir que é geração, que tem um custo ambiental, sendo desperdiçada por mal uso da rede.

O outro problema do comportamento atual dessas redes são as enormes rampas de carga que dificultam a operação da rede, dando mais uma razão para que se modifique essa regra na aplicação desses subsídios.

Assim, primeira mudança é eliminar a obrigatoriedade de o desconto se dar estritamente no período noturno. Os horários do desconto podem ser acordados com a distribuidora, que distribuirá essa demanda de irrigação buscando ao máximo a otimização da rede de distribuição, de forma a reduzir os custos de sua expansão. Os descontos podem também ser diferentes por períodos horários,

definidos pelo regulador (atendendo o desconto médio definido em Lei), compatíveis com os custos regionais ou locais. Muitos consumidores rurais poderão ser atendidos, sem nenhum investimento adicional, somente com essa alteração.

Associado a isto, reitera-se a necessidade de sinalização horária regional de todas as tarifas, para orientar os consumidores a demandar nos horários efetivamente de menor custo, que realmente induzam ao melhor aproveitamento da capacidade disponível de rede.

Além da redução dos descontos, é necessário que todas as tarifas sejam aderentes aos custos para que os subsídios deixem de ser "implícitos" e passem a ser transparentes para a sociedade. Mesmo que se mantenha a atual tarifa de aplicação, é necessário que se publique tarifas plenas aderentes aos custos e descontos compatíveis com os reais subsídios.

Fazendo isto, haverá eliminação dos riscos da distribuidora entre revisões, pois todos os reais subsídios serão cobertos pela CDE, e os clientes das áreas de concessão com presença grande de clientes rurais, principalmente irrigantes, serão menos penalizados. Além de dar transparência para toda sociedade desses custos impostos aos demais consumidores.

A redução dos descontos também está associada à eficiência energética. Para que o consumidor irrigante tenha interesse em comprar bombas eficientes e dar manutenção rotineira no sistema para que opere com maior rendimento possível, e consuma o mínimo de energia, é preciso que a redução de sua fatura seja maior que os custos adicionais de aquisição e manutenção do sistema de bombeamento.

Por fim, mostrou-se como seria o impacto da aplicação da tarifação vigente e da modalidade tarifária proposta por este projeto de P&D sobre a difusão da MMDG na CEMIG D. Viu-se que, com esta proposta tarifária, que cobra o uso da rede de distribuição, tanto do usuário Carga quanto do usuário Gerador, que cobra o uso das redes de transmissão, as Perdas Não Técnicas e o Encargos CDE/TFSSE/ONS, não deterá a micro GD: ainda assim, a inserção será massiva, chegando a atender 22% das unidades de média e baixa tensão e 47% da energia consumida por esses clientes ao final do processo de inserção. Ou seja, cobrar adequadamente dos *prosumidores* o uso da rede elétrica não inviabiliza a inserção da MMDG no país, e evita transferência exorbitante de custos aos demais consumidores e perdas de receita às distribuidoras.

A perda de receita da CEMIG D prevista até a próxima revisão da empresa, em 2023, no sistema de compensação atual, é de 1,7 bilhões e a transferência de custos para os demais clientes é de 1,2 bilhões, porém, com a aplicação da tarifação proposta por este P&D, essa perda de receita reduziria para 381 milhões e a transferência de custos para os demais clientes cairia para 750 milhões, apesar de o número de unidades em 2025 com Micro GD reduzir apenas 1,5%, passando de 5,9% de inserção (307 mil unidades) para 4,4% (245 mil unidades).

O modelo empregado nas projeções feitas por este projeto trouxe alguns ganhos em relação às demais projeções realizadas, que se espera ser de utilidade para o regulador e para a EPE. A utilização dos dados trimestrais e a projeção com mercado estratificado por faixas de consumo, alcançou melhores resultados. Além disso, foram feitas simulações com o uso do modelo de Bass

Generalizado, que conseguiu captar a influência da abertura da Consulta Pública nº 10/2018 e poderá ser útil para simular os efeitos da crise de 2020 sobre a inserção de MMGD.

Apesar de todos os estudos, este e tantos outros pesquisados, viu-se que existe um longo caminho a percorrer na regulação tarifária no Brasil, e este P&D espera ter contribuído para sua evolução.

Para continuidade dos estudos sugere-se:

- Estipular um desenho amostral adequado para caracterizar a MMGD;
- Criar uma metodologia para estratificação das redes de média e baixa tensão de acordo com a inserção de MMGD.
- Avaliar possibilidade de cálculo dos Custos de Uso da Rede com a metodologia atual com algumas implementações.
- Avaliar os efeitos da introdução de MMGD sobre outras metodologias aplicadas nos processos de revisão, como a determinação de custos operacionais eficientes e o fator X.
- Estudar a aplicabilidade de outros mecanismos de regulação da receita requerida das distribuidoras, em especial a desvinculação das receitas do crescimento de mercado *Decoupling*.
- Atualizar projeção da inserção, perda de receita e transferência para demais consumidores.
- Avaliar e tipificar os impactos da **Mini GD**.
- Avançar nos estudos de simulação de fluxo de potência com uma amostra diferente e maior para possibilitar a quantificação da redução das perdas.
- Estudar o efeito da diversidade da insolação no comportamento da carga e na demanda máxima das redes em cada nível de tensão ao longo do ano.
- Estudar a relação entre a capacidade instalada de GFV e a efetiva injeção na rede a partir das medições dos *prossumidores*, devido à condições aleatórias como sombreamento parcial, idade e limpeza das placas, dentre outros.



## BIBLIOGRAFIA

---

- Abdelmotteleb, I., Gómez, T., & Reneses, J. (2017). Evaluation methodology for tariff design under escalating penetrations of distributed energy resources. *Energies*, 10(778).  
doi:10.3390/en10060778
- ANEEL. (2010). *Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2010). *Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 - Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada*. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em <https://www.aneel.gov.br/ren-414>
- ANEEL. (2011). *Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2012). *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2015). *Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V: Análise de Impacto Regulatório*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2016). *Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - Submódulo 5.5 - Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica – TFSEE*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2017). *Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (13 de 04 de 2019). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Fonte: Busca de Unidades Consumidoras de Mini e Micro Geração Distribuída por data de conexão:  
<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>
- ANEEL. (2019). *Nota Técnica nº 125/2019- SGT/SRM/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2019). *Nota Técnica nº 188/2019- SGT/ANEEL - Impacto da Micro e Minigeração Distribuída, nos termos da REN 482/2012, nos processos tarifários do ano de 2018*.

Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 15 de 10 de 2019, disponível em <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>

ANEEL. (2019). *Nota Técnica nº 232/2019-SGT-SRG-SRD/ANEEL - Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2020*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. (2019). *Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, SRD, SGT, SRM, SRG, SCG e SMA, Brasília.

ANEEL. (2020). *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em Micro e Minigeração Distribuídas: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>

ANEEL. (2020). *Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição*. (Agência Nacional de Energia Elétrica) Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em ANEEL: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

Antunes, N., Sobrosa, I., Boff, D., Ferreira, A., & Koole, J. (2020). *Projeto P&D ANEEL: Aperfeiçoamento da estrutura das tarifas de energia elétrica no Brasil - Relatório Parcial*. Empresa Luz e Força Santa Maria.

Bass, F. M. (1969). A New Product Growth for Model Consumer Durables. (INFORMS, Ed.) *Management Science, Theory Series*, 15(5).

Bass, F. M., Krishnan, T. V., & Jain, D. (1994). Why the Bass Model Fits without Decision Variables. (Informs, Ed.) *Marketing Science*, 13(3), pp. 203-223.

Beppler, R. C. (2019). *The effects of distributed solar on utilities and their customers*. Georgia Institute of Technology.

Bonbright, J. C. (1961). *Principles of public utility rates*. New York, New York, EUA: Columbia University Press.

Brasil. (2002). Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/2002/L10438.htm#art25](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm#art25)

Brasil. (2005). Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2005/Lei/L11196.htm#art121](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2005/Lei/L11196.htm#art121)



- Brasil. (2013). Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária e dá outras providências. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm)
- Castro, N., Castro, G., Ferreira, D., Tommasso, F., & Morais, R. (2018). *Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída*. GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico, Rio de Janeiro.
- CCEE. (2020). *Regras de Comercialização - Encargos*. Brasília: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- CEER. (2017). *Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice*. Council of European Energy Regulators.
- CEER. (2018). *Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation. A CEER Conclusions Paper*. Council of European Energy Regulators.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, FUPAI/EFFICIENTIA. (2005). *Eficiência energética em sistemas de bombeamento*. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., & Zuboy, J. (2014). *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. National Renewable Energy Laboratory.
- Elzhov, T., Mullen, K., Spiess, A.-N., & Bolker, B. (s.d.). *nlsLM*. Acesso em 5 de 8 de 2019, disponível em <https://cran.r-project.org/web/packages/minpack.lm/minpack.lm.pdf>  
<https://cran.r-project.org/web/packages/minpack.lm/minpack.lm.pdf>
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2018). *NOTA TÉCNICA PR 08/18: Recursos Energéticos Distribuídos 2050*. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro. Acesso em 17 de 06 de 2020, disponível em <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiflbrKzNnqAhWaEbkGHeM5ARkQFjAEegQIBRAB&url=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fdocuments%2F36208%2F478430%2F11.%2BRecursos%2BEnergeticos%2BDistribu%25C3%25ADdos%2B2050%2B%2>
- EPE. (2019). *NOTA TÉCNICA DEA 016/2019 Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

- ESCHER. (2018). Campanha de medidas e tipologia da carga das redes e consumidores. Elaborado para a Quarta Revisão Tarifária Periódica da Cemig Distribuição S.A - CEMIG-D. *Escher Consultoria e Engenharia*.
- Galdino, M. A., & Lima, J. G. (2002). PRODEEM – programa nacional de eletrificação rural baseado em energia solar fotovoltaica,. *IX Congresso Brasileiro de Energia*.
- Galdino, M. A., & Pinho, J. T. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB.
- Gama, P. R., Aoki, A. R., Luiz, C. M., Vicentini, E., & Souza, M. M. (2013). *Geração Fotovoltaica de Energia no Brasil*. Cigre Brasil - Grupo de Trabalho C6.
- Guidolin, M., & Mortarino, C. (2009). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modelling choices and forecasts for national adoption patterns. (Elsevier, Ed.) *Technological Forecasting & Social Change*, 77, pp. 279–296.
- Hledik, R., & Lazar, J. (2016). *Distribution system pricing with distributed energy resources*. Berkeley Lab Energy Markets & Policy Group. Acesso em 21 de agosto de 2018, disponível em [https://emp.lbl.gov/sites/all/files/feur\\_4\\_20160518\\_fin-links2.pdf](https://emp.lbl.gov/sites/all/files/feur_4_20160518_fin-links2.pdf)
- Konzen, G. (2014). *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil: uma simulação via modelo de Bass*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Lazar, J., & Gonzalez, W. (2015). *Smart rate design for a smart future*. Regulatory Assistance Project.
- Lovejoy, W., & Garfield, P. (1964). *Public Utility Economics*. Englewood Cliffs, USA: Prentice Hall.
- Luiz, C. M., Oliveira, A. M., Mendes, P., Alves, D. D., Catão, B. A., & Teixeira, J. (2019). Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição. *XXV SNPTEE - Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica*. Belo Horizonte.
- MITei. (2016). *Utility of the future*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology - Energy Initiative.
- NARUC. (2016). *NARUC Manual on Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. Staff Subcommittee on Rate Design.
- Pearce, J., Pathak, M., & Branker, K. (2011). A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, pp. 4470-7782.

- Peres, R., Mahajan, V., & Muller, E. (2010). Innovation diffusion and new product growth models: A critical review and research directions. *International Journal of Research in Marketing*, 27, pp. 91-106.
- Putsis, W. (1996). Temporal Aggregation in Diffusion Models of First-Time Purchase: Does Choice of Frequency Matter? *Technological Forecasting and Social Change*, 51, pp. 265–279.
- RAP. (2011). *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*. Regulatory Assistance Project.
- Revesz, R., & Unel, B. (2020). Managing the Future of the Electricity Grid: Modernizing Rate Design. *Harvard Environmental Law Review*, 44. Fonte: [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3373163](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3373163)
- Ribeiro, C. M. (2002). *Eletrificação rural com sistemas fotovoltaicos distribuídos no contexto da universalização do serviço de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.
- RMI. (2013). *A review of solar pv benefit & cost studies, 2nd Edition*. Rocky Mountain Institute, Electricity Innovation Lab.
- Stanton, T. (2019). *Review of State Net Energy Metering and Successor Rate Designs*. National Regulatory Research Institute. Acesso em 23 de 12 de 2019, disponível em <https://www.naruc.org/nrri/>
- Varella, F. d., Cavaliero, C. N., & Silva, E. P. (2011). Sistemas fotovoltaicos no Brasil: estimativa do índice de nacionalização. (S. B. Energético, Ed.) *Revista Brasileira de Planejamento Energético*, 17(2).
- Young, P. (2009). Innovation Diffusion in Heterogeneous Populations: Contagion, Social Influence, and Social Learning. (A. E. Association, Ed.) *The American Economic Review*, 99, pp. 1899-1924.