

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA HÍDRICA

**IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Alexsandre Leite Ferreira

Itajubá, novembro de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Alexsandre Leite Ferreira

**IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA
NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Hídrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Hídrica**.

Área de Concentração: Geração Hidroelétrica

Orientador: Prof. Dr. José Carlos Grilo Rodrigues

Itajubá, novembro de 2021

Agradecimentos

Agradecimentos são muitos, não caberiam em um mesmo número de páginas desta dissertação. O agradecimento é tão vasto que se deve agradecer até àquele que não acreditou, pois também sua incredulidade nos deu força (lembrando que, como bom mineiro, para se conseguir o impensável é só dizer que não dá).

Porém, existe o primeiro e Àquele a que tudo se deve. Então, agradeço primeiramente a Deus, por deixe me ver, por tudo. Simples assim.

Agora, tentarei seguir uma certa ordem cronológica. Então, por que eu comecei? Por culpa da insistência do meu orientador, Prof. Dr. José Carlos Grilo Rodrigues, a quem também devo a conclusão. Meu muito obrigado.

Bem, se a Empresa Luz e Força Santa Maria não reconhecesse a importância do trabalho, certamente não apoiaria. Daí, entram as figuras do Dr. Arthur A. Coutinho e do Henrique B. Coutinho que, entusiastas do setor elétrico, apenas me responderam: “vai e faz”.

Mas, tem hora que ficamos numa encruzilhada. Nessa hora, vale a opinião de quem sabe. E quem sabe? Aqueles que são responsáveis pela estrutura do trabalho: Jan Morse e Neusa Antunes. Para vocês, meus sinceros agradecimentos. Confesso que é raro se ver tanta disposição na disseminação de uma ideia sem se ter nada em troca.

Todavia, eu não trabalho sozinho e a equipe da Santa Maria é a melhor. Então, muito obrigado (sem ser exaustivo, pois não vou lembrar de todos agora) para: Guilherme Reis de Oliveira, Hygor Assef de Almeida, João Claudio Gava, Carlos Alberto Lima, Tamires Dagostin Dondona e Renato Z. de Medeiros, entre tantos que colaboraram com minha pesquisa e, já na prorrogação, meu agradecimento à Bárbara M. Loss que fez toda revisão gramatical do texto.

Por fim, ninguém é fruto do acaso. Minha família moldou o que eu sou e a ela devo agradecer, minha mãe, meu pai (*in memoriam*), meus irmãos e agregados e, para coroar, às minhas joias: Alexandre L. Ferreira Junior e Diogo de O. Motta Ferreira – amo vocês, que são o motivo da minha inspiração.

E é isso. Peço enormes desculpas se faltou alguém nessas linhas. Mas saibam que, no meu coração, não faltou ninguém.

*“É melhor tentar e falhar que preocupar-se e ver a vida passar.
É melhor tentar, ainda que em vão, que sentar-se fazendo nada até o final.
Eu prefiro na chuva caminhar, que em dias frios em casa me esconder.
Prefiro ser feliz, embora louco, que em conformidade viver”.*
(Atribuída à Martin Luther King)

Resumo

A influência da inserção de mini e microgeração nas redes de distribuição de energia elétrica, tanto do ponto de vista elétrico como do ponto de vista dos custos incorridos, ainda é pouco avaliada pelas distribuidoras de energia elétrica. No cenário atual da regulação do setor de energia elétrica, muito tem sido feito no sentido de tornar viáveis as fontes de geração distribuída, em especial a solar, e pouca atenção tem sido dada aos reais impactos que essas trazem na rede de distribuição. Assim, o presente trabalho, utilizando-se de metodologia apresentada pela CEMIG Distribuição, em seu projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e os estudos desenvolvidos no projeto de P&D Estrutura Tarifária da Empresa Luz e Força Santa Maria – Santa Maria, buscou mostrar os reais impactos incorridos pelas distribuidoras, quando da instalação de sistemas de geração distribuídas nas redes de energia, sem o devido estudo do impacto elétrico e econômico de sua instalação. Este trabalho simulou o crescimento da inserção da microgeração fotovoltaica nas redes de distribuição da Santa Maria, utilizando-se do cenário mais provável e, assim, previu os impactos às redes e aos custos da distribuidora.

Palavras-chave: Energia Solar, Fotovoltaica, Tarifas, Micro e Mini Geração Distribuída, GD.

Abstract

The influence of the insertion of mini and micro generation in the electricity distribution networks, both from an electrical point of view and from the point of view of incurred costs, are still underestimated by electricity distributors. In the current scenario of regulation in the electricity sector, much has been done to make distributed generation sources viable, especially solar, and little attention has been paid to the real impacts they bring on the distribution network. Thus, the present work, using the methodology presented by CEMIG energy distribution, in its Research and Development (R&D) project and the studies developed in the R&D project Tariff Structure of the Company Luz e Força Santa Maria - Santa Maria, sought to show the real impacts incurred by the distributors, when installing generation systems distributed in the energy networks, without due study of the electrical and economic impact of their installation. This work simulated the growth of the insertion of photovoltaic microgeneration in the distribution networks of Santa Maria, using the most probable scenario and, thus, predicted the impacts to the networks and the costs of the distributor.

Keywords: Solar Energy, Photovoltaic, Tariffs, Micro and Mini Distributed Generation, GD.

Lista de figuras

Figura 1 - Artefato para observação do efeito fotoelétrico Fonte: sofisica.com.br/conteudos/fisicamoderna/FisicaQuantica/efeito_fotoeletrico.php	3
Figura 2 - Esquema de uma célula fotovoltaica Fonte: http://www.fotovoltec.com.br/images/tecnologia/tecnologia-a.jpg	4
Figura 3 - Esquema elétrico de uma geração fotovoltaica conectada à rede Fonte: Conexão de microgeração em clientes de baixa tensão (ALMEIDA, 2021)	5
Figura 4 - Quantidade anual de conexão de unidades consumidoras de microgeração distribuída fotovoltaica (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	8
Figura 5 - Quantidade anual de conexão de microgeração distribuída fotovoltaica, em kW (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	9
Figura 6 - Potência média instalada de microgeração distribuída fotovoltaica (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).	9
Figura 7 - Localização das unidades de microgeração distribuída fotovoltaica em bairros nobres de Colatina/ES (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).	10
Figura 8 - Potência instalada de GFV em Relação à Potência Nominal dos Transformadores – Unidades (Fonte: Autor).....	10
Figura 9 - Programa de Eficiência Energética (PEE) com a instalação de geração fotovoltaica em unidades consumidoras baixa renda (Fonte SANTA MARIA, 2016).....	11
Figura 10 - Quantidade anual de conexão de unidades consumidoras de microgeração distribuída fotovoltaica excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	12
Figura 11 - Quantidade anual de conexão de microgeração distribuída fotovoltaica, em kWp, excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	12
Figura 12 - Potência média instalada de microgeração distribuída fotovoltaica, excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	13
Figura 13 - Projeção de crescimento da GFV na área de concessão da Santa Maria (Fonte: SANTA MARIA, 2021).	14
Figura 14 - Medição de transformador de distribuição em área comercial.	18
Figura 15 - Medição no secundário do transformador de distribuição em área residencial (I).	20
Figura 16 - Medição no secundário do transformador de distribuição em área residencial (II).	23
Figura 17 - Passos da metodologia aplicada no estudo	29
Figura 18 - Curva de geração fotovoltaica.	31
Figura 19 - Trajetória do custo em R\$/kWp de uma instalação de 4 kWp.	33
Figura 20 - Exemplo das curvas de carga representativas (dia útil - U, sábado -S e domingo - D), por unidade da média, de um cliente BT residencial extraída da campanha de medidas da Santa Maria.....	48
Figura 21 - Exemplo de tipologia de carga – clientes residenciais	48
Figura 22 - Exemplo de tipologia de carga total e por faixa	49
Figura 23 -- Tipologia das redes de baixa tensão urbanas e rurais.....	50
Figura 24 - Projeção de crescimento do número de consumidores com GFV – unidades (Fonte: Autor).....	58

Figura 25 - Projeção de crescimento da potência instalada de GFV – MWp (Fonte: Autor).	61
Figura 26 - Impacto no total das redes típicas de distribuição da Santa Maria em 2021	67
Figura 27 - Impacto nas redes urbanas de distribuição da Santa Maria em 2021	69
Figura 28 - Impacto no total das redes típicas de distribuição da Santa Maria em 2025	70
Figura 29 - Impacto nas redes urbanas de distribuição da Santa Maria em 2021	73
Figura 30 - Impacto nas redes de distribuição da Santa Maria em 2030.....	74
Figura 31 - Impacto nas redes de distribuição da Santa Maria em 2030.....	76

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Conexões de microgeração por ano na Santa Maria (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	8
Tabela 2 - Conexões de microgeração por ano – Sem PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).....	11
Tabela 3 - Exemplo de payback descontado.....	25
Tabela 4 - Custo da instalação de geração distribuída fotovoltaica	32
Tabela 5 - Percentual de casas entre as unidades consumidoras residenciais da Santa Maria e percentual de unidades consideradas aptas a instalar GFV.	37
Tabela 6 - Estratificação do mercado potencial de MMGD da Santa Maria.....	38
Tabela 7 - Informações de mercado e amostra da campanha de medidas da Santa Maria em 2021 (Fonte: ESCHER, 2021).	47
Tabela 8 - Retorno do Investimento em GFV - 2022 (Fonte: Autor).....	52
Tabela 9 – Retorno do Investimento em GFV - 2022 (Fonte: Autor).	53
Tabela 10 – Retorno do Investimento em GFV - 2030 (Fonte: Autor).	54
Tabela 11 – Retorno do Investimento em GFV - 2030 (Fonte: Autor).	55
Tabela 12 – Projeção de crescimento do número de consumidores com GFV - unidades (Fonte: Autor).....	56
Tabela 13 – Projeção de crescimento da potência instalada de GFV – MWp (Fonte: Autor).	59
Tabela 14 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – MWh (Fonte: Autor).	61
Tabela 15 – Projeção de crescimento do percentual de energia gerada sobre o mercado (Fonte: Autor).....	62
Tabela 16 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – tarifação atual ou fatura mínima (Fonte: Autor).	64
Tabela 17 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – proposta CEMIG (Fonte: Autor).....	65
Tabela 18 - Projeção geração distribuída (2021).....	66
Tabela 19 - Energia nas redes da Santa Maria (2021).....	67
Tabela 20 - Redução da demanda máxima (2021).	68
Tabela 21 - Geração distribuída local (2025).	70
Tabela 22 - Energia nas redes da Santa Maria (2025).....	71
Tabela 23 - Redução da demanda máxima (2025).	71
Tabela 24 - Geração distribuída (2030).	73
Tabela 25 - Energia nas redes da Santa Maria (2030).....	74
Tabela 26 - Redução da demanda máxima (2030).	74

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MMGD	Microgeração e minigeração
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada
GFV	Geração
AIR	Análise de Impacto
PEE	Programa de Eficiência Energética
GD	Geração
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
TIR	Taxa Interna de Retorno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
FC	Fator de Coincidência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PU	Por unidade
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
CRESESB Brito	Centro de Referências para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

Lista de símbolos

Payback	tempo de retorno do investimento (em períodos)
I_0	investimento inicial (em unidades monetárias)
L	retorno no período (unidades monetárias)
LD_n	retorno descontado no período (unidades monetárias)
L_n	retorno no período (unidades monetárias)
TMA	Taxa Mínima de Atratividade (%)
I_n	investimento descontado (em unidades monetárias)
N	Período
VPL	Valor Presente Líquido (unidades monetárias)
M_f	Mercado Potencial Final
M	Mercado Potencial
SPB	Sensibilidade ao <i>Payback</i>
$\pi_{p,j}^k$	probabilidade de associação do cliente tipo p à rede tipo j do nível k
α_j^k	participação da rede tipo j na energia que transita no nível k
$\beta_{p,j}^k$	parte da energia que transita na rede tipo j do nível k , destinada ao atendimento de determinado consumidor tipo p
n	número total de redes tipo no nível k
$C_{p,j,t}^k$	capacidade acrescida na rede do tipo j no trimestre t devido à inserção de GFV nos clientes da amostra pertencentes ao tipo p
$\pi_{p,j}^k$	probabilidade de associação do cliente tipo p à rede tipo j do nível k
Pot_{it}	é a capacidade instalada, em kWp, de cada cliente i a amostra em cada ano t
m	número total de clientes na amostra pertencentes ao tipo p
CV	Coefficiente de variação médio
R	Erro amostral
N	Tamanho da população
N	Amostra

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
2. UM BREVE HISTÓRICO DA GERAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	2
2.1. Considerações Iniciais.....	2
2.2. A Energia Solar Fotovoltaica	2
2.3. Tipos e Componentes dos Geradores Fotovoltaicos	4
2.4. Considerações Finais.....	6
3. INCREMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	7
3.1. Consideração Iniciais	7
3.2. Crescimento da Geração Distribuída.....	7
3.3. Considerações Finais.....	14
4. PERCEPÇÕES ACERCA DO EFEITO DA GERAÇÃO PARA AUTOCONSUMO REMOTO	15
4.1. Considerações iniciais	15
4.2. Análise da Geração para Autoconsumo Remoto.....	15
4.3. Considerações Finais.....	23
5. CONTEXTO E CONCEITO DA ANÁLISE DE INVESTIMENTO NA VISÃO DO CONSUMIDOR.....	24
6. METODOLOGIA	28
6.1. Considerações Iniciais.....	28
6.2. Análise Custo Benefício para os Consumidores	29
6.2.1. Utilização da Tipologia de Carga.....	30
6.2.2. Dimensionamento da GFV	31
6.2.3. Custo da Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica.....	32
6.2.4. Tarifas	33
6.3. Modelo de Bass	35
6.3.1. Mercado Potencial.....	36
6.3.2. Sensibilidade ao <i>Payback</i>	38
6.3.3. Parâmetros do Modelo de Bass	39
6.4. Projeção da GD por Cliente da Amostra	41
6.5. Impacto nas redes de distribuição	42
7. APLICAÇÃO AO MERCADO E ÀS REDES DA SANTA MARIA	44
7.1. Campanha de Medidas da Santa Maria	44
7.2. Análise do Custo Benefício para os Consumidores da Santa Maria	51
7.3. Aplicação do Modelo de Bass.....	55

7.4.	Impacto na Receita da Distribuidora.....	62
7.5.	Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria.....	65
7.5.1.	Impacto nas redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2021.....	66
7.5.2.	Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2025	70
7.5.3.	Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2030	73
8.	CONCLUSÕES	77
	REFERÊNCIAS	79
	Anexo: Resultados do Modelo de Bass por Subgrupo	1

1. INTRODUÇÃO

A popularização da inserção de geração distribuída nas redes de distribuição se deu com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 10/04/2012 (ANEEL, 2012), na qual a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL criou, como incentivo à microgeração e minigeração distribuídas (MMGD), o sistema de compensação de energia.

Mesmo apresentando inúmeras vantagens na perspectiva ambiental, a viabilidade econômica é indispensável, a fim de que os sistemas que aproveitam a energia solar possam ser alternativas largamente aplicadas e sustentáveis. Em razão disso, o sistema de compensação de energia, criado pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012), tornou-se o maior impulsionador do crescimento da microgeração fotovoltaica no país.

Segundo OLIVEIRA (2012), apesar do espaço adquirido nos últimos anos, os altos custos ainda são uma barreira para a disseminação dos sistemas fotovoltaicos. Esse fato leva à percepção de que o crescimento dar-se-á em camadas da população de maior poder aquisitivo e, pode-se inferir, que os bairros com esse perfil populacional e aqueles com concentração de unidades consumidoras comerciais terão um crescimento acentuado desse tipo de geração local.

O crescimento da geração distribuída tem duas vertentes a serem analisadas: a transferência de custos - conhecida como subsídio cruzado entre a população de maior e menor poder aquisitivo - e os impactos elétricos nas redes de distribuição que não foram concebidas, originalmente, para receber geração de energia elétrica.

Ambos os impactos listados devem ser estudados mais profundamente de modo a tornar a modalidade de microgeração fotovoltaica – a principal fonte de geração distribuída local – atrativa e sustentável ao longo do tempo, sem onerar os demais consumidores de energia elétrica, tampouco aumentar os custos incorridos na expansão das redes de distribuição de energia, esse último, também transferido às tarifas de energia elétrica.

Este trabalho apresenta uma simulação baseada na metodologia similar à aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e desenvolvida pela CEMIG Distribuição no P&D Mini Micro GD e Uso da Rede, no intuito de prever o crescimento da MMGD e dos resultados da campanha de medidas da Santa Maria, para antever os impactos nas redes de distribuição e nos custos da distribuidora que, em última análise, são repassados aos consumidores.

2. UM BREVE HISTÓRICO DA GERAÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.1. Considerações Iniciais

Com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 – REN 482/2012 (ANEEL, 2012) popularizou-se a instalação de geração fotovoltaica, a principal fonte da geração distribuída prevista pela REN 482/2012.

Este capítulo mostra a história da transformação da luz do sol em energia e a evolução da geração fotovoltaica e de seus principais componentes.

2.2. A Energia Solar Fotovoltaica

A quantidade de energia que o sol fornece todos os dias à Terra é suficiente para alimentar toda demanda energética diária do planeta diversas vezes (MACHADO & MIRANDA, 2015).

É importante destacar que o sol é a origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas da energia do sol (FERREIRA, 1993).

E não precisa ir muito longe nessa análise: a geração hidrelétrica é totalmente derivada da energia do sol. Para que a água flua pela turbina, é necessário que ela vá de jusante para montante. E isso só é possível por meio das chuvas, que necessitam da evaporação para acontecer.

A energia solar despejada diariamente na Terra é, em parte, aproveitada pelo homem de duas maneiras:

- Heliotérmica ou pelo aquecimento;
- Fotovoltaico.

Segundo Henrichs (2013), o princípio por trás do uso direto da energia solar para a produção de eletricidade foi descoberto por Heinrich Hertz, em 1887, e explicado, em 1905, por Albert Einstein. O fenômeno conhecido como efeito fotoelétrico pode ser representado pelo esquema da figura 1.

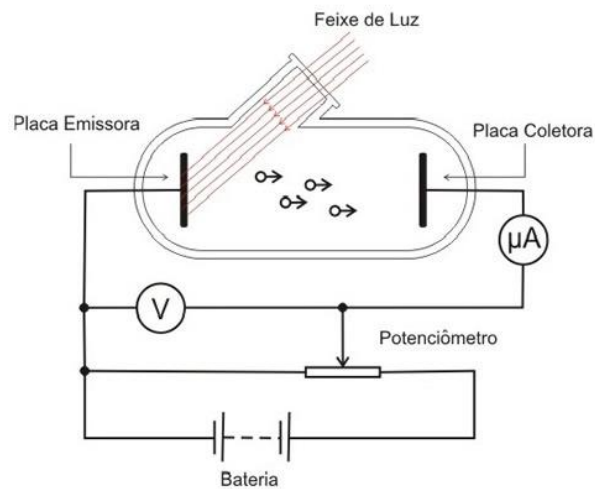


Figura 1 - Artefato para observação do efeito fotoelétrico Fonte: sofisica.com.br/conteudos/fisicamoderna/FisicaQuantica/efeito_fotoelettrico.php

O efeito fotovoltaico que gera eletricidade a partir da luz do sol foi observado, pela primeira vez, em 1839, por Becquerel. Consiste, essencialmente, em converter em eletricidade a energia luminosa que incide sobre células solares, que são materiais semicondutores convenientemente tratados. As células disponíveis comercialmente utilizam o silício como material-base para sua fabricação. E sua aparência externa é a de uma lâmina circular ou quadrada, com tonalidade entre o azul-escuro e o preto. A parte superior da célula apresenta raias de coloração cinza, constituídas de um material condutor, cuja finalidade é extrair a corrente elétrica gerada quando as células são expostas à luz solar (ZILLES, 2012).

Imhoff (2007) afirma que a energia fotovoltaica é obtida pela da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Isso acontece por meio da célula fotovoltaica que utiliza o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico.

Alguns materiais têm uma propriedade conhecida como o efeito fotoelétrico, que faz com que os mesmos absorvam fótons de luz e liberem elétrons. “Quando estes elétrons livres são capturados, é gerada uma corrente elétrica que pode ser utilizada como energia” (GREENPRO, 2004), tal como pode ser observado na figura 2.

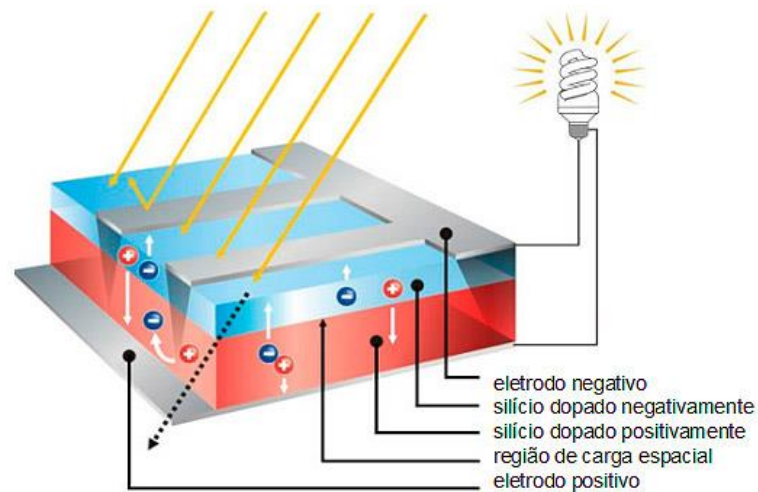


Figura 2 - Esquema de uma célula fotovoltaica

Fonte: <http://www.fotovoltec.com.br/images/tecnologia/tecnologia-a.jpg>

2.3. Tipos e Componentes dos Geradores Fotovoltaicos

GTES (2014) define que os sistemas fotovoltaicos são caracterizados por efetuar a conversão de irradiação (luz) em energia elétrica. Para tanto, a unidade básica para a transformação da energia solar em energia elétrica ocorre mediante a utilização de semicondutores ou células fotovoltaicas.

A energia elétrica gerada na célula fotovoltaica é em corrente contínua (CC). Nos arranjos mais utilizados, a energia gerada pela célula deve ser convertida em corrente alternada, na frequência nominal da rede elétrica, por meio da utilização dos inversores de frequência. Os inversores são equipamentos que transformam a energia CC em CA. O esquema elétrico básico da geração fotovoltaica está mostrado na figura 3.

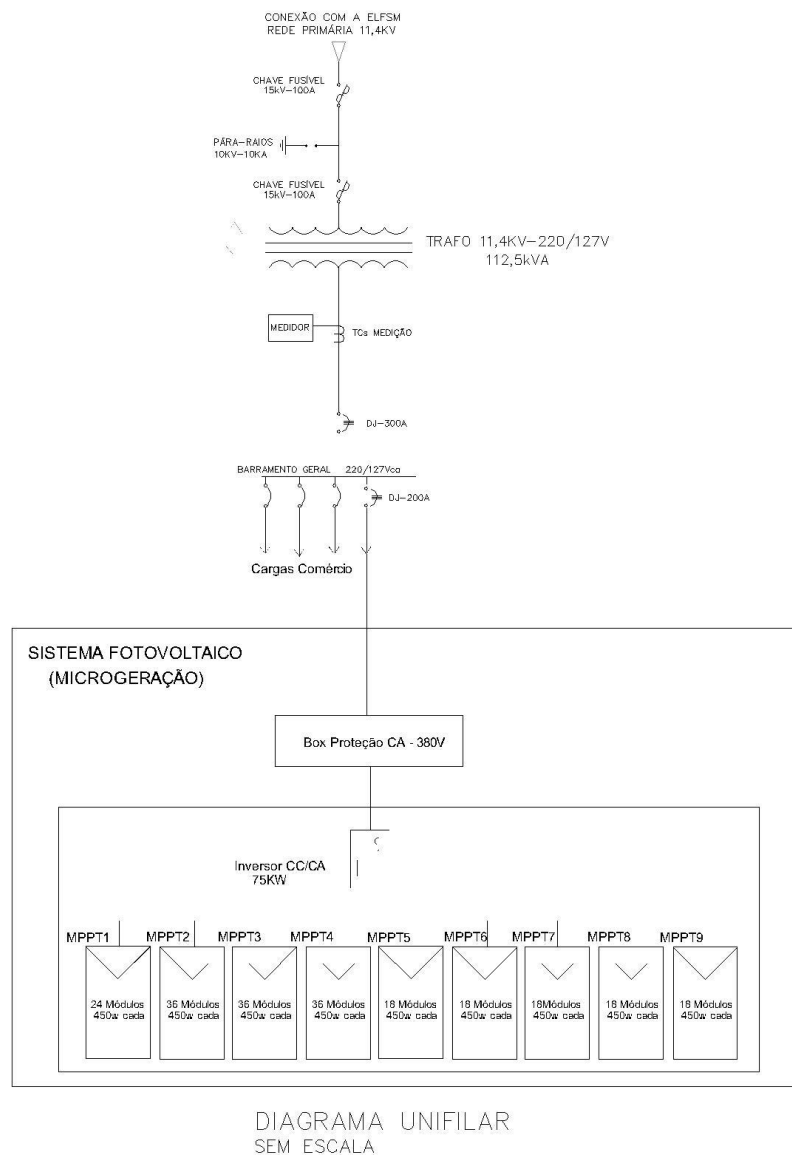


Figura 3 - Esquema elétrico de uma geração fotovoltaica conectada à rede
 Fonte: Conexão de microgeração em clientes de baixa tensão (ALMEIDA, 2021)

O sistema fotovoltaico pode ser classificado de acordo com sua maneira de acumular a energia gerada e pode ser dividida, principalmente em:

- Sistemas isolados (ou *off-grid*), que utiliza de baterias para armazenar o excedente de energia gerado para posterior consumo; e
- Sistemas conectados à rede (ou *on-grid*), que se utiliza da rede de distribuição de energia para a compensação do excedente gerado.

A energia eólica e a solar fotovoltaica deverão contribuir de forma expressiva para a expansão da oferta de energia elétrica em bases renováveis. Portanto, é necessário avaliar seus custos sistêmicos, e não apenas aqueles da energia gerada em cada empreendimento, tomado

isoladamente. A contribuição de fontes intermitentes envolve, além de seus custos diretos, aqueles devidos à maior exigência de reserva girante e de geração complementar, para quando faltar vento ou insolação (ERBER, 2016).

Uma geração fotovoltaica (GFV) não é capaz de suprir uma carga fixa, assim, deve-se pensá-la em termos de energia e não potência firme, o que exige sistemas de acumulação: em termos práticos, nos dias atuais, entende-se como bateria ou a rede de distribuição.

Quanto aos principais componentes utilizados na GFV, Araújo (2017) afirma que é comum que os fabricantes de módulos fotovoltaicos ofereçam 25 anos de garantia de produção linear. Nesses 25 anos de produção linear é aceitável níveis máximos de degradação diferente de fabricante por fabricante. Porém, estabelece-se um limite que ao 25º ano a produção seja 80% de um módulo novo (ARAÚJO, 2017).

Já Scarabelot (2020) afirma que os fabricantes possuem garantias que normalmente fornecem segurança financeira, pois englobam custos de reparos e substituições de componentes; porém, vale ressaltar que devem haver evidências que o mau funcionamento teve origem em peças defeituosas. Dessa forma, o bom uso do equipamento deve ser priorizado, já que a maioria dos fabricantes não cobre danos por instalação incorreta ou mau uso do produto (FORMICA; KHAN; PECHT, 2017).

2.4. Considerações Finais

O ganho de eficiência que os atuais sistemas de geração fotovoltaica adquiriram torna a sua implantação muito mais atrativa, uma vez que diminuem, sensivelmente, o tempo de retorno do investimento.

Neste sentido, nota-se um enorme crescimento na qualidade e na eficiência desses equipamentos, o que torna cada vez mais atraente a instalação de geração fotovoltaica por parte dos consumidores de energia elétrica de baixa tensão.

3. INCREMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

3.1. Consideração Iniciais

Neste capítulo analisou-se o incremento verificado da geração distribuída nas redes de distribuição, em especial, nas redes de distribuição da Santa Maria.

O objetivo principal é estudar o crescimento verificado, buscando encontrar os parâmetros desse crescimento e, por consequência, prever o crescimento futuro.

3.2. Crescimento da Geração Distribuída

A Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, de 6 de dezembro de 2018, disponibilizada no âmbito da Audiência Pública nº 001/2019, instaurada para obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório - AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuídas (Resolução Normativa nº 482/2012), disponibilizou em seu anexo intitulado “Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuídas – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL” que:

“Em termos de potência instalada, a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos projetados pela ANEEL em suas projeções mais otimistas. Verifica-se, da Figura 1, que os 500 MW de potência instalada esperados para o final de 2019 foram atingidos mais de um ano antes da data esperada.



Figura 1 – Evolução da potência instalada – micro e minigeração.

No caso específico da Santa Maria, que distribui energia para 11 municípios do noroeste do Espírito Santo, não é diferente do que ocorre no restante do país. Na tabela 1 e figuras 4, 5

e 6, mostradas a seguir, apresenta-se a evolução da entrada de geração distribuída nas redes da Concessionária, mostrando:

- A quantidade de conexões;
- A potência instalada;
- A potência média instalada por conexão de mini e microgeração.

Tabela 1 - Conexões de microgeração por ano na Santa Maria (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

Conexões de Microgeração Distribuída por Ano			
Ano	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Potência Instalada Média (kW)
2.015	1	0,50	0,50
2.016	268	220,38	0,82
2.017	25	164,93	6,60
2.018	69	603,05	8,74
2.019	235	2.569,93	10,94
2.020	299	4.613,02	15,43
2.021	498	5.505,29	11,05
Total	1.395,00	13.677,10	9,80

(2021 até o mês de outubro)

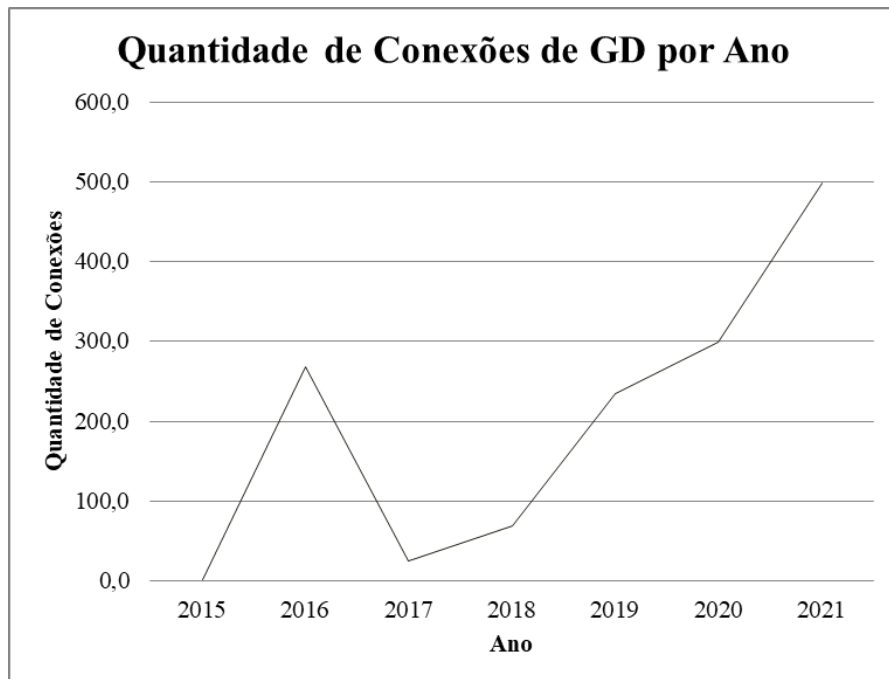


Figura 4 - Quantidade anual de conexão de unidades consumidoras de microgeração distribuída fotovoltaica (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

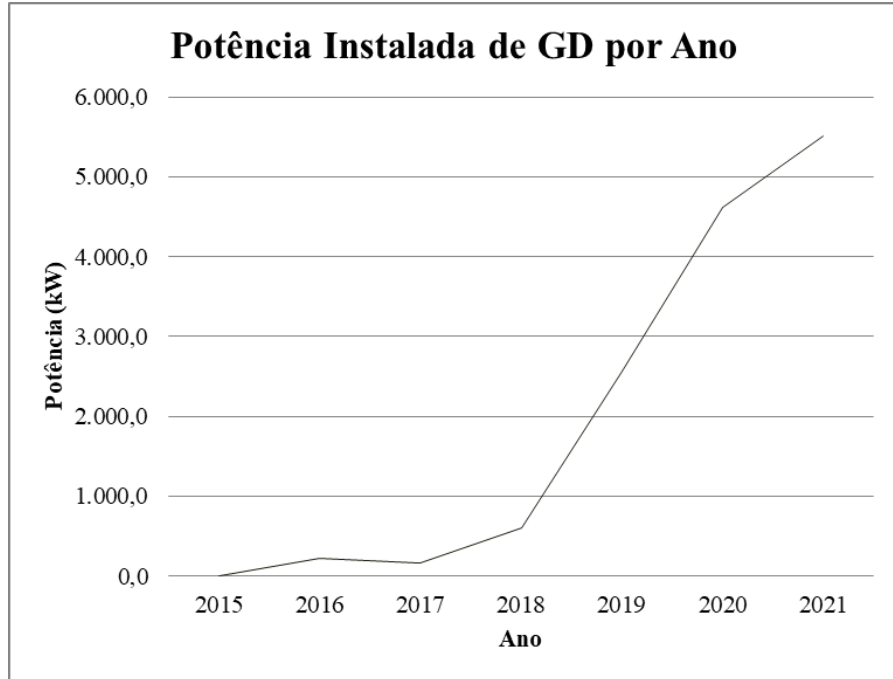


Figura 5 - Quantidade anual de conexão de microgeração distribuída fotovoltaica, em kW (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

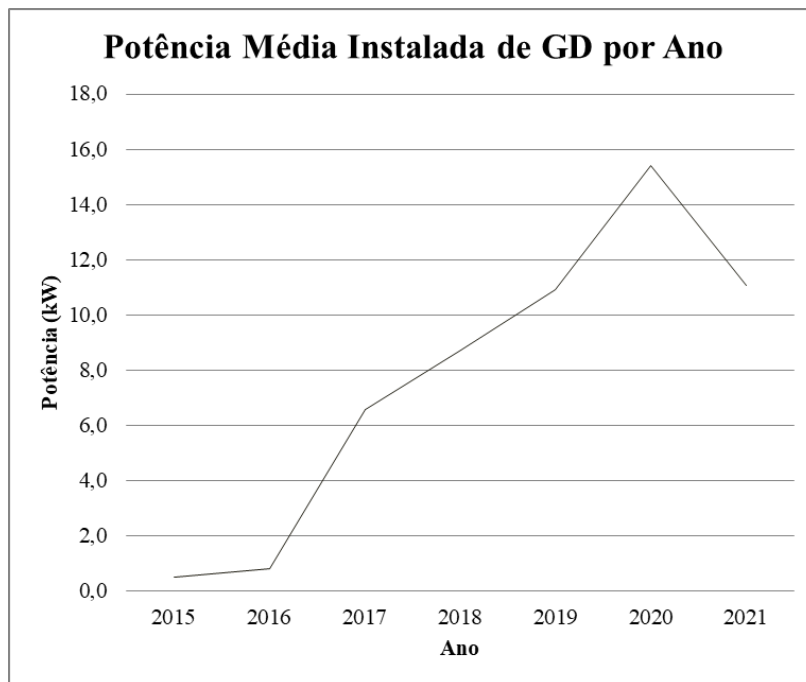


Figura 6 - Potência média instalada de microgeração distribuída fotovoltaica (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

Outra análise interessante decorre da localização dessas instalações. Percebe-se que o investimento em geração distribuída é feito pela população com maior poder aquisitivo. Dessa maneira, em especial para unidades consumidoras residenciais, existe uma concentração de geração em locais com população de maior renda, como se observa na figura 7.

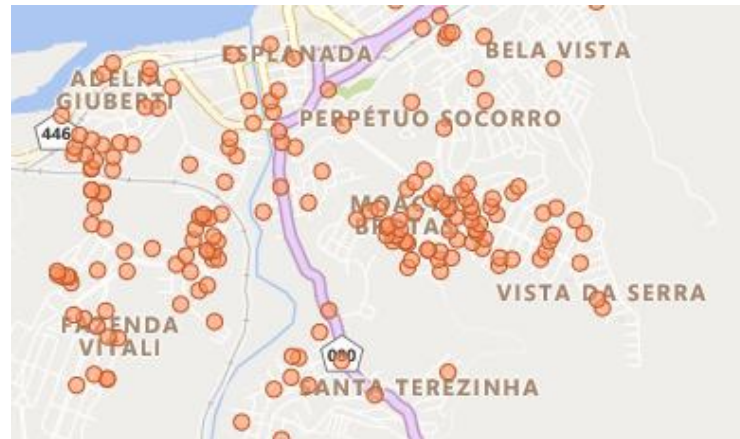


Figura 7 - Localização das unidades de microgeração distribuída fotovoltaica em bairros nobres de Colatina/ES (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

Na figura 8, mostra-se a relação entre a potência instalada de geração fotovoltaica e a potência nominal dos transformadores de distribuição na área de concessão da Santa Maria.

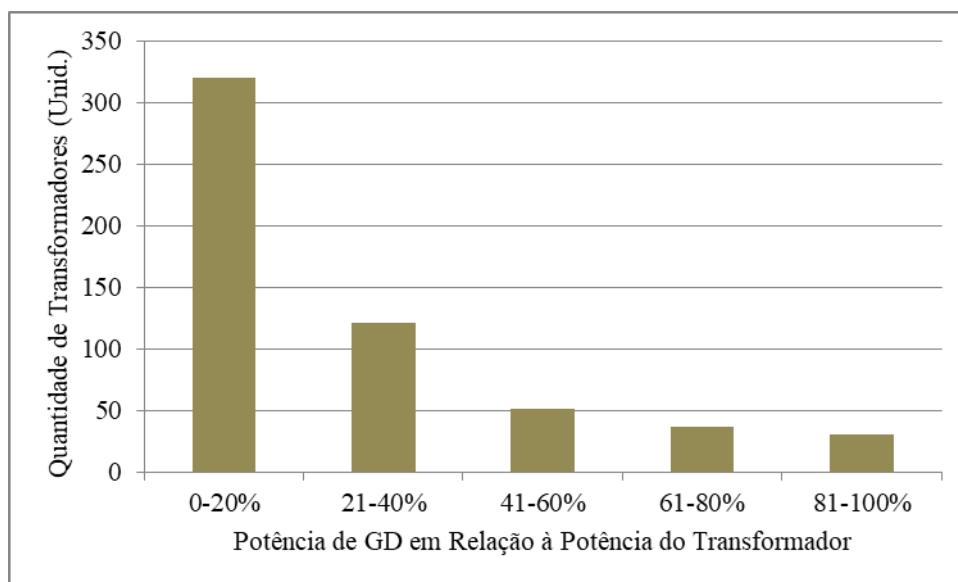


Figura 8 - Potência instalada de GFV em Relação à Potência Nominal dos Transformadores – Unidades (Fonte: Autor)

Cumprir esclarecer que o salto de conexões verificadas no ano de 2016 é resultado do Programa de Eficiência Energética (PEE), desenvolvido pela Santa Maria. Tendo por público-alvo o consumidor residencial baixa renda, a distribuidora instalou 250 *kits* de sistemas fotovoltaicos no município de Colatina, ES.

Os sistemas de geração fotovoltaica instalados (figura 9), compostos por duas placas de 250 Wpico/cada e um microinversor de 500 W, mostraram-se promissores, com uma geração mensal média de 68 kWh/mês, correspondente a mais de 47% do consumo médio mensal de uma unidade consumidora residencial baixa renda.



Figura 9 - Programa de Eficiência Energética (PEE) com a instalação de geração fotovoltaica em unidades consumidoras baixa renda (Fonte SANTA MARIA, 2016).

Excluindo-se as conexões do PEE, nota-se, na tabela 2 e figuras 10, 11 e 12, a crescente inserção de microgeração distribuída nas redes da Santa Maria.

Tabela 2 - Conexões de microgeração por ano – Sem PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

Conexões de Microgeração Distribuída por Ano			
Ano	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Potência Instalada Média (kW)
2015	1	0,5	0,50
2016	18	95,38	5,30
2017	25	164,93	6,60
2018	69	603,05	8,74
2019	235	2569,93	10,94
2020	299	4613,02	15,43
Total	647	8046,81	12,44

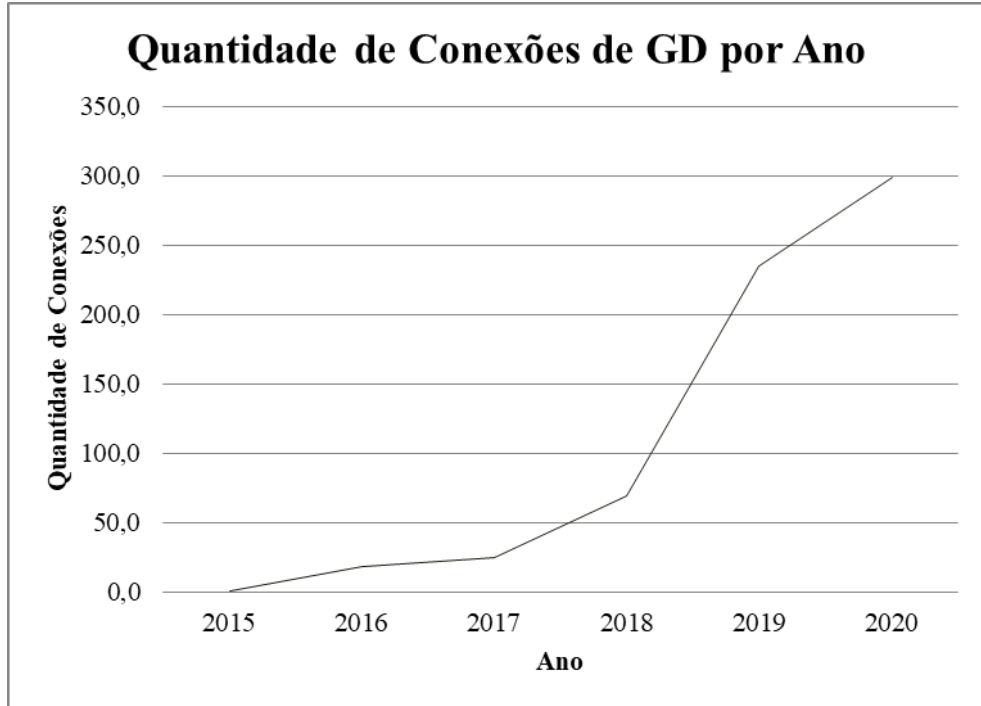


Figura 10 - Quantidade anual de conexão de unidades consumidoras de microgeração distribuída fotovoltaica excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).



Figura 11 - Quantidade anual de conexão de microgeração distribuída fotovoltaica, em kWp, excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

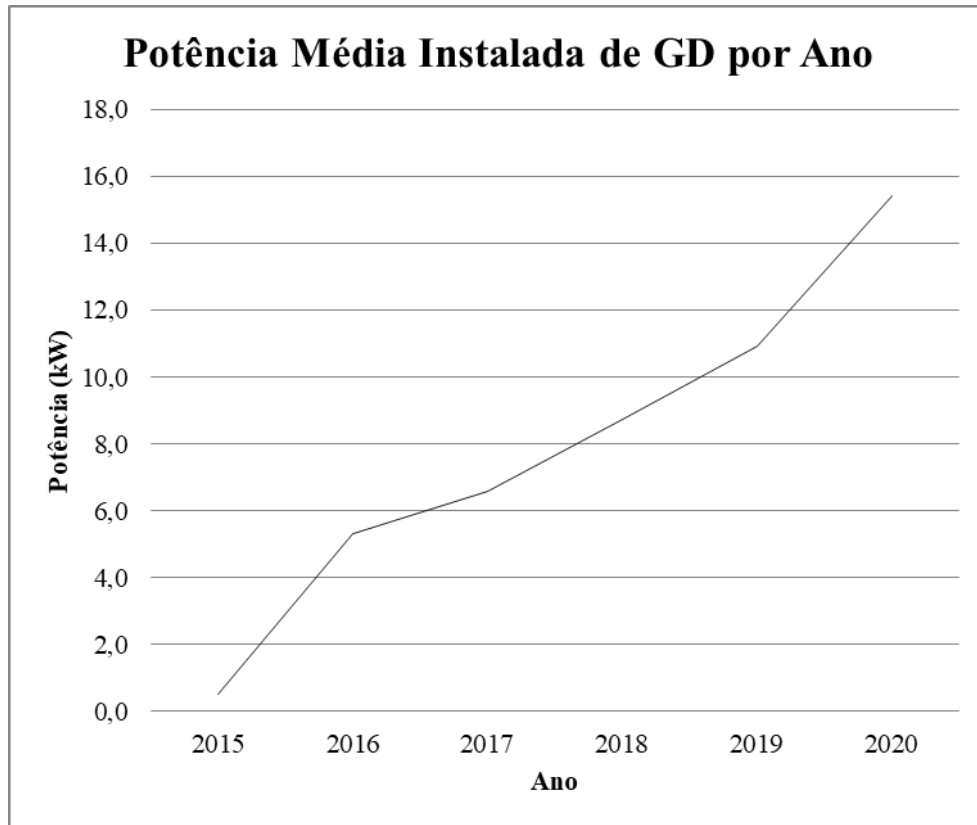


Figura 12 - Potência média instalada de microgeração distribuída fotovoltaica, excetuando-se o PEE (Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021).

O total instalado de microgeração fotovoltaica na área de concessão da Santa Maria está em 13.677,10 kWp e, somente na primeira quinzena do mês de abril de 2021, foram recebidas 29 solicitações de viabilidade técnica para a instalação de sistemas de geração local.

Como se vê das informações mostradas acima, existe um crescimento exponencial na instalação da geração distribuída na Santa Maria, mostrado na figura 13.

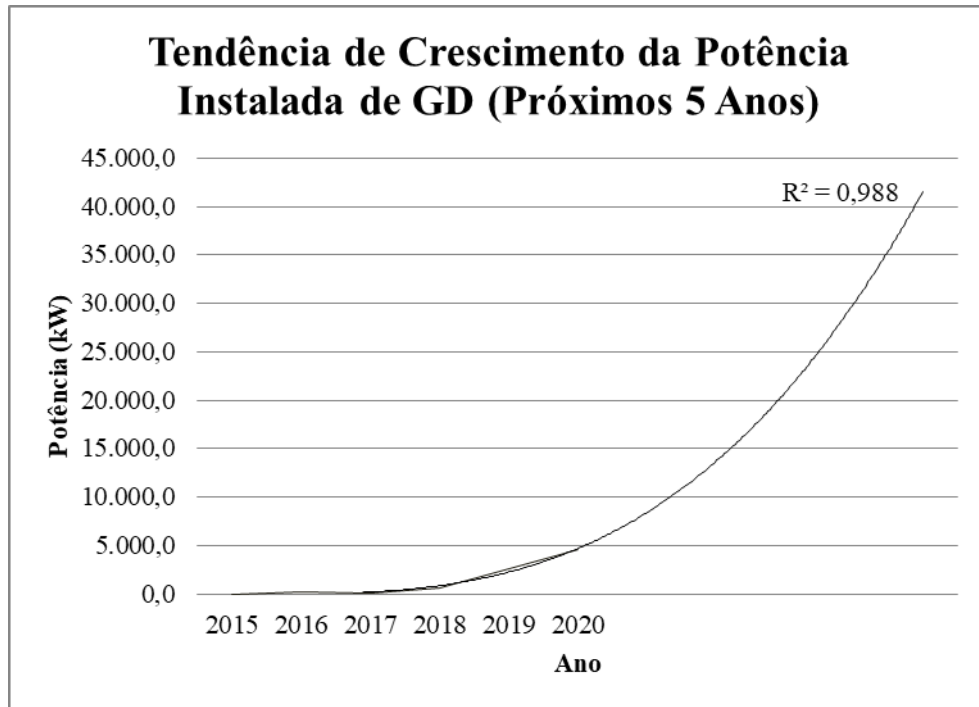


Figura 13 - Projeção de crescimento da GFV na área de concessão da Santa Maria (Fonte: SANTA MARIA, 2021).

3.3.Considerações Finais

O crescimento das conexões de MMGD nas redes de distribuição da Santa Maria, verificado até agora, corrobora com a expectativa de um aumento exponencial a curto prazo.

Com as perspectivas de aumento mostradas na figura 13, torna-se premente estudar os impactos nas redes de distribuição, não só do ponto de vista elétrico, como também os impactos financeiros aos demais consumidores.

4. PERCEPÇÕES ACERCA DO EFEITO DA GERAÇÃO PARA AUTOCONSUMO REMOTO

4.1. Considerações iniciais

Este capítulo aborda a figura da geração remota, que é a utilização da energia gerada em uma unidade consumidora com GFV para compensar o consumo de outra, e como ela impacta a rede de distribuição de energia elétrica, uma vez que, geralmente, trata-se de uma grande potência instalada de MMGD.

4.2. Análise da Geração para Autoconsumo Remoto

É comum, em muitos municípios brasileiros, a ocupação adensada dos centros das cidades, em especial por prédios e pontos comerciais, como também é comum tais edificações possuírem mais de um proprietário.

Nesse contexto, uma empresa que tenha um alto consumo de energia elétrica e queira compensar este consumo por meio da instalação de GFV pode fazer isto com o autoconsumo remoto quando não tem espaço para instalação de um sistema próximo ao local de consumo. Soma-se a isso, o fato de que o custo de implantação por kilowatt-pico (kWp) instalado é significativamente reduzido com o aumento da potência instalada de GFV (GREENER, 2019).

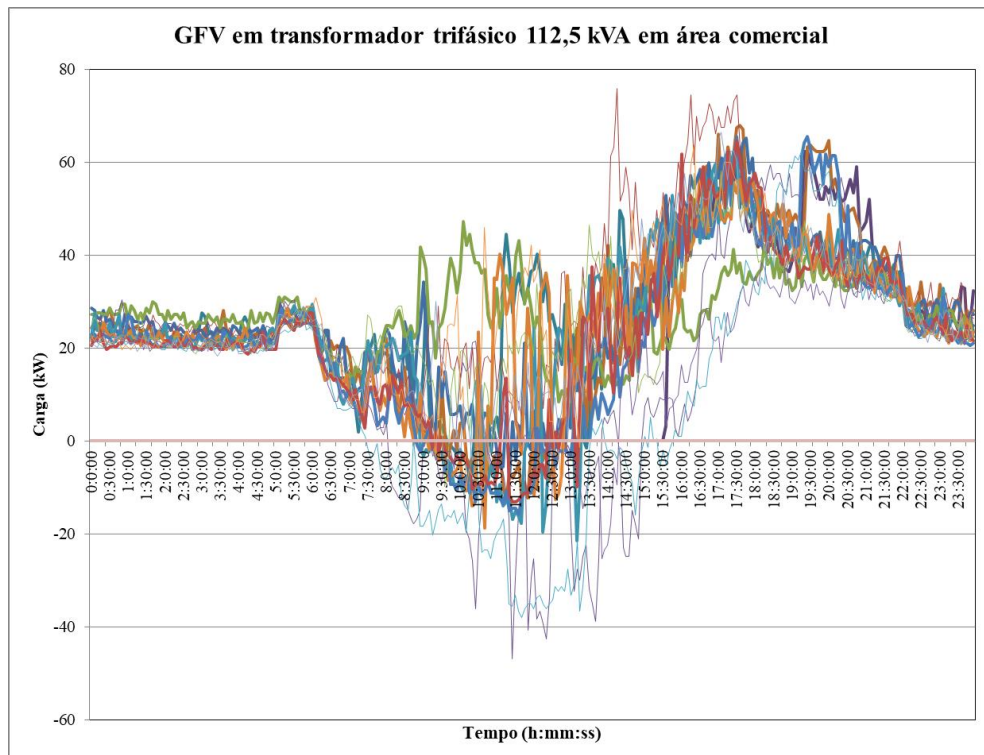
O item VII do artigo 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 482 (ANEEL, 2012), define autoconsumo remoto como aquele caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filial, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão, nas quais a energia excedente será compensada.

Logo, existirá uma tendência de instalação de plantas maiores para GFV, afim de utilizar o excedente de energia em outra unidade consumidora.

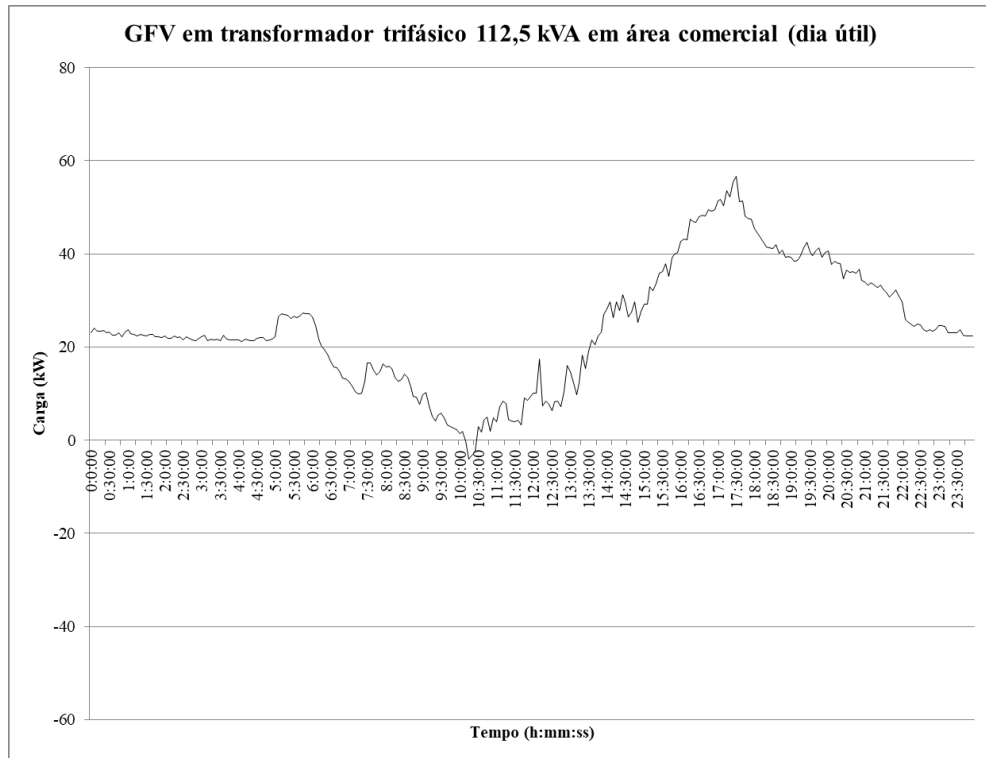
Para se exemplificar a conexão de GFV na rede de distribuição para a utilização remota mediu-se, durante o mesmo período, o secundário de três transformadores de distribuição, utilizando-se medidores *EasyTRAFO* I503, fabricados pela MGE Medições Elétricas Ltda.

As figuras 14, 15 e 16 mostram o efeito da geração fotovoltaica no transformador de distribuição, considerando:

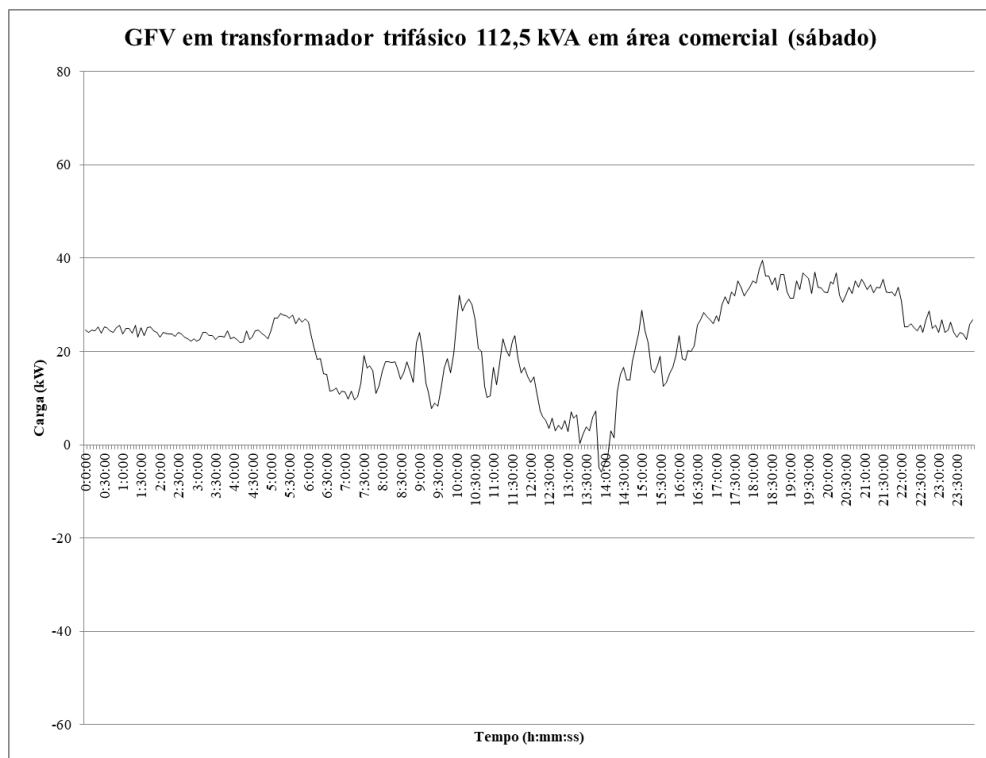
- Transformador trifásico em área comercial, potência nominal de 112,5 kVA, com grande geração para compensação remota;
- Transformador trifásico em área residencial I, potência nominal de 75 kVA, com grande geração para compensação remota;
- Transformador trifásico em área residencial II, potência nominal de 75 kVA, sem grande geração para compensação remota.



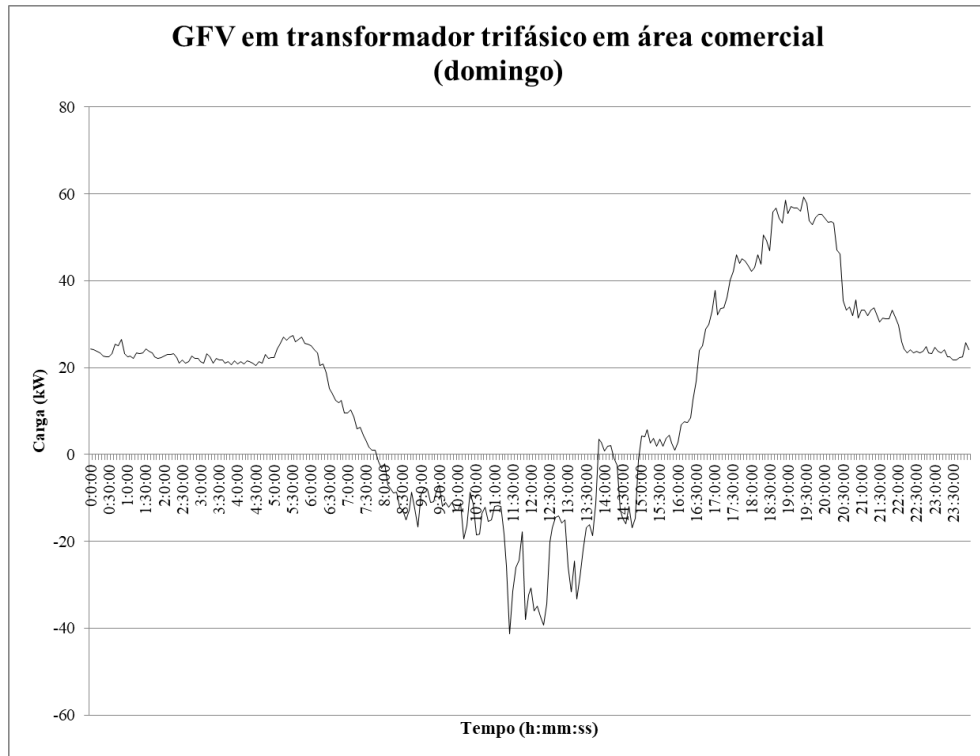
(a) Medição geral



(b) Média de dias úteis



(c) Média de sábado

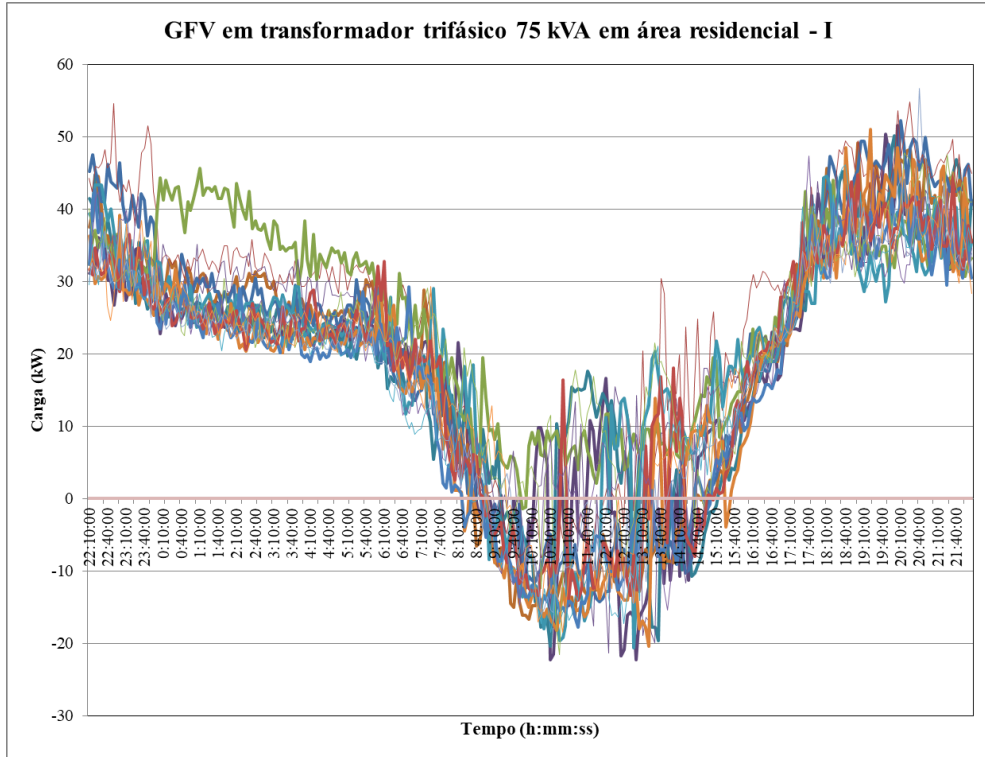


(d) Média de domingo

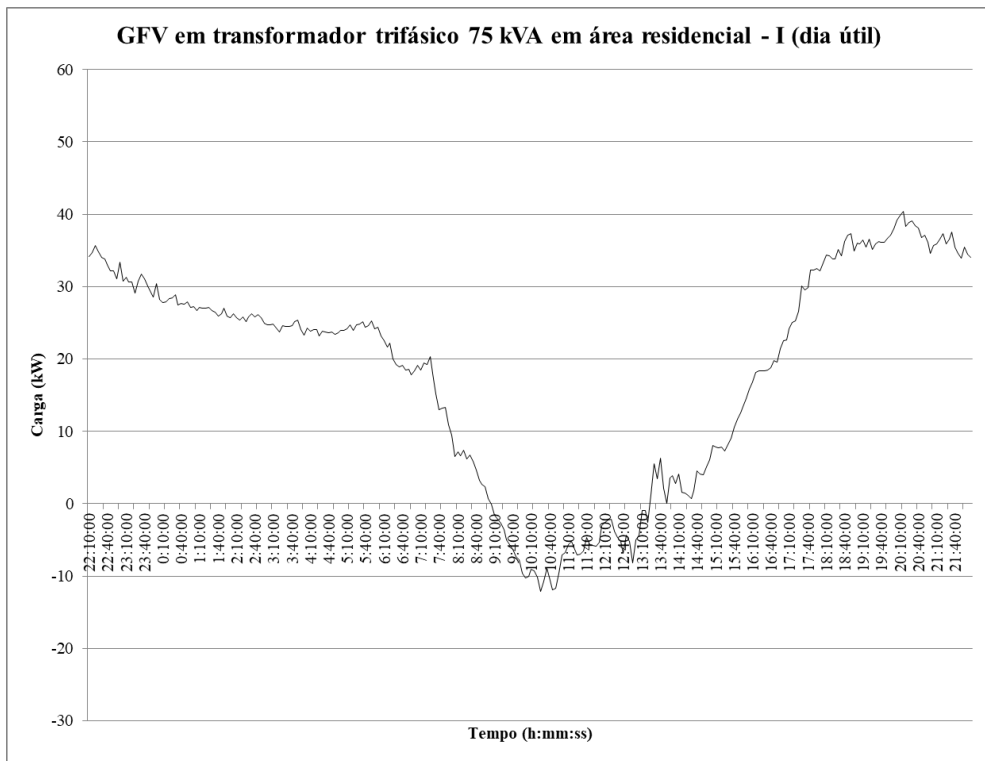
Figura 14 - Medição de transformador de distribuição em área comercial.

O transformador de distribuição mostrado na figura 14 atende uma área com prevalência de unidades consumidoras comerciais, tem potência nominal de 112,5 kVA e atende a 80 consumidores, dos quais dois possuem um total de 69 kWp de GFV instalada. Na figura 14 observa-se que a injeção da geração fotovoltaica contribui para a redução do carregamento da carga diurna desta rede de distribuição de baixa tensão (BT). A carga máxima das redes em áreas predominantemente comerciais normalmente ocorre entre 8hs e 18hs. Mesmo em dias que o comércio tradicionalmente não funciona, aos domingos, por exemplo - representados pela curva (d) - apesar de haver uma reversão do fluxo no transformador de distribuição, a GFV é benéfica à rede.

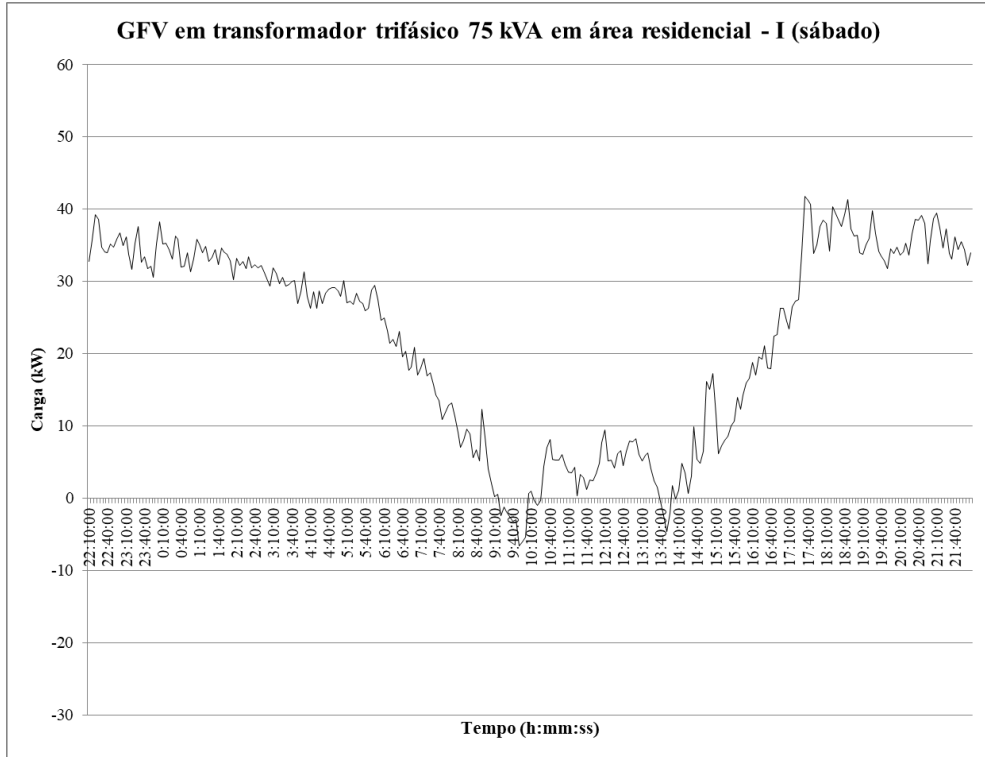
Ademais, depreende-se que existe muita possibilidade de aumento da geração instalada nas unidades consumidoras, o que levaria a um aumento de carga das redes de distribuição (substituição de transformadores e condutores) para receber esse excesso de GFV, aumento de carga esse, representado pela execução de obras de ampliação do sistema de distribuição de energia elétrica.



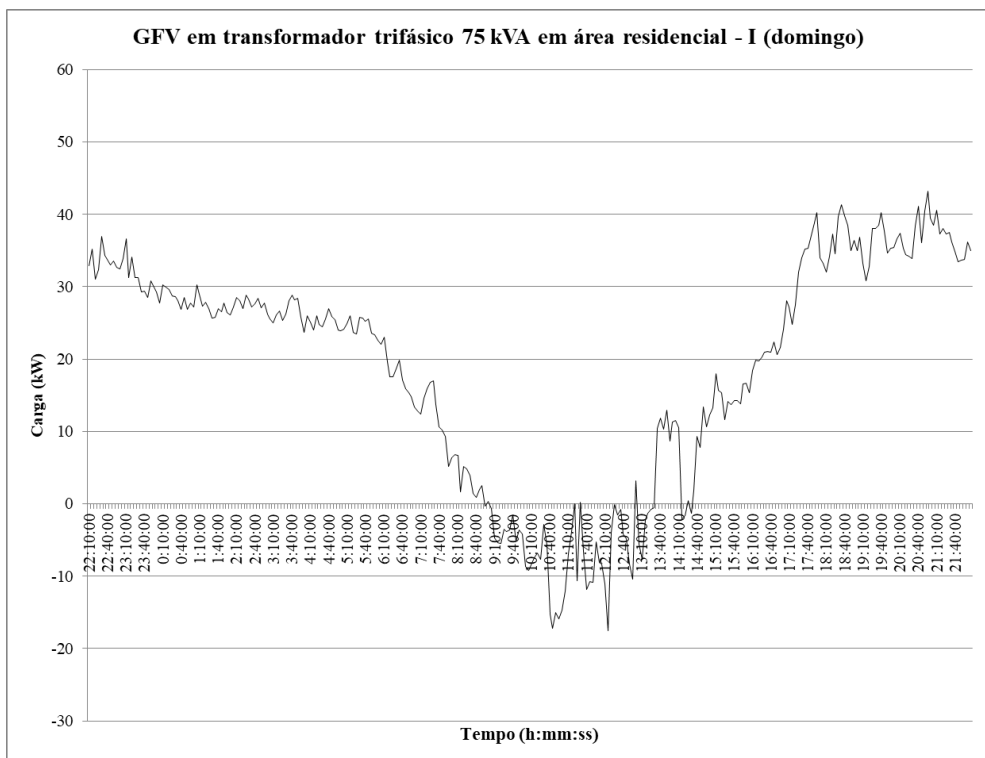
(a) Medição geral



(b) Média de dias úteis



(c) Média de sábado



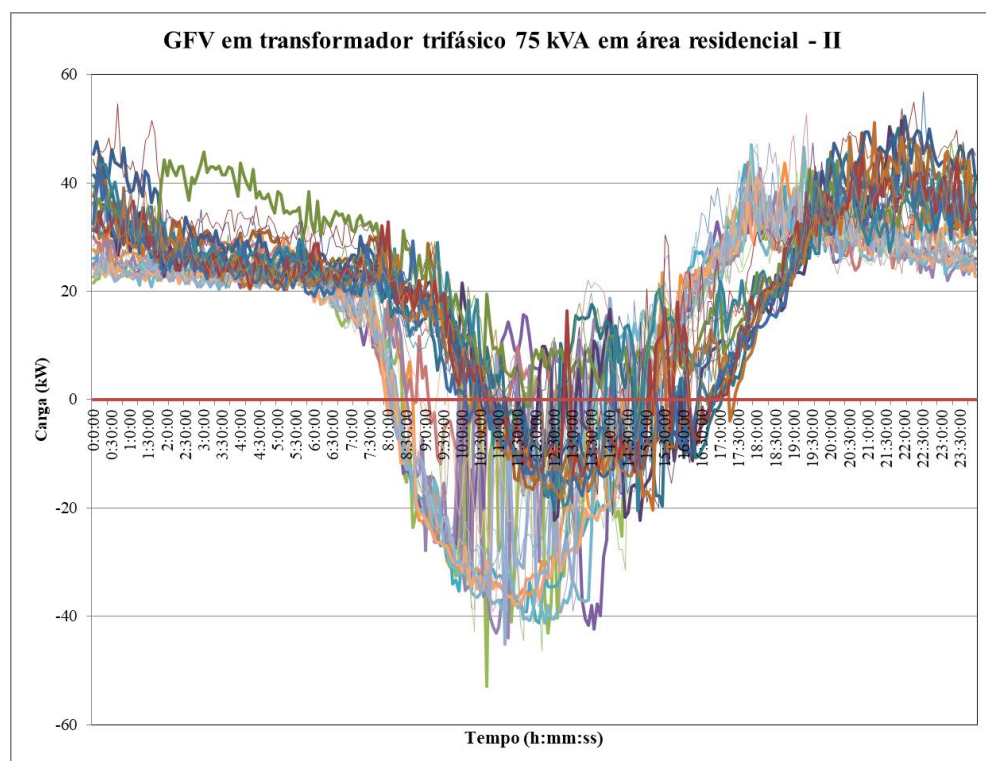
(d) Média de domingo

Figura 15 - Medição no secundário do transformador de distribuição em área residencial (I).

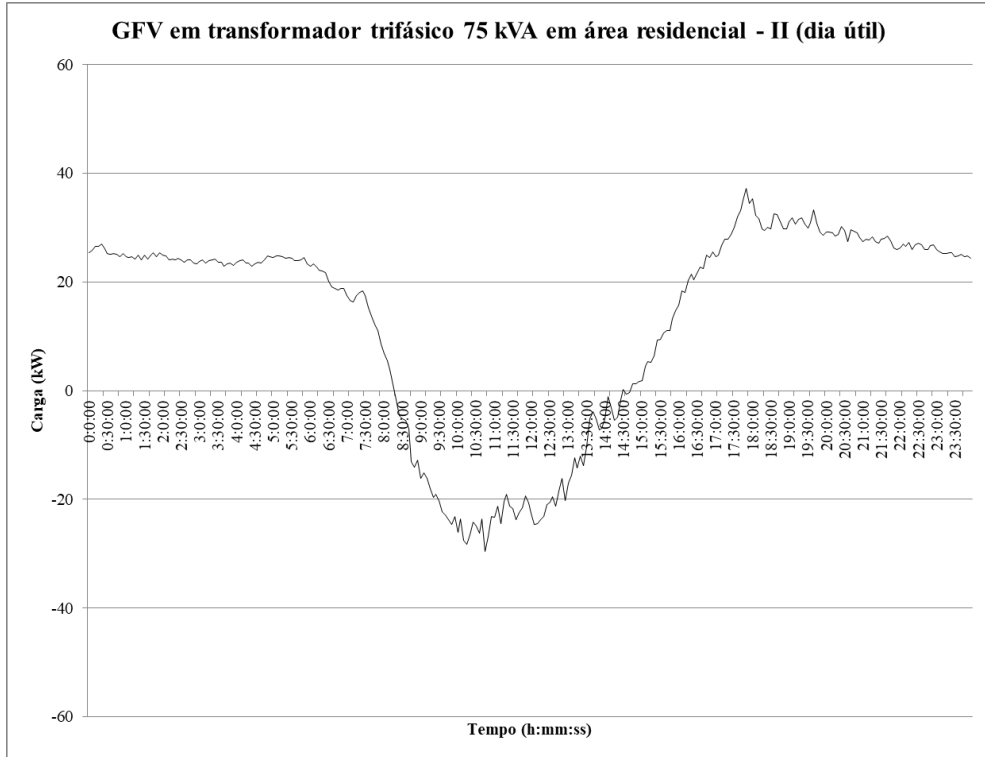
O transformador de distribuição mostrado na figura 15 atende uma área com prevalência de unidades consumidoras residenciais, porém, com unidades comerciais com alto consumo. Tem potência nominal de 75 kVA e atende a 31 consumidores, sendo que, desses, seis possuem geração fotovoltaica instalada, que somam 72 kWp.

Na figura 15 vê-se que, por ser uma área considerada mista (residencial e comercial), a injeção da geração fotovoltaica também contribui para a redução do carregamento da rede de distribuição de baixa tensão (BT). Mesmo em dias que o comércio tradicionalmente não funciona, aos domingos, por exemplo - representados pela curva (d) - apesar de haver uma reversão do fluxo no transformador de distribuição, a GFV é benéfica à rede.

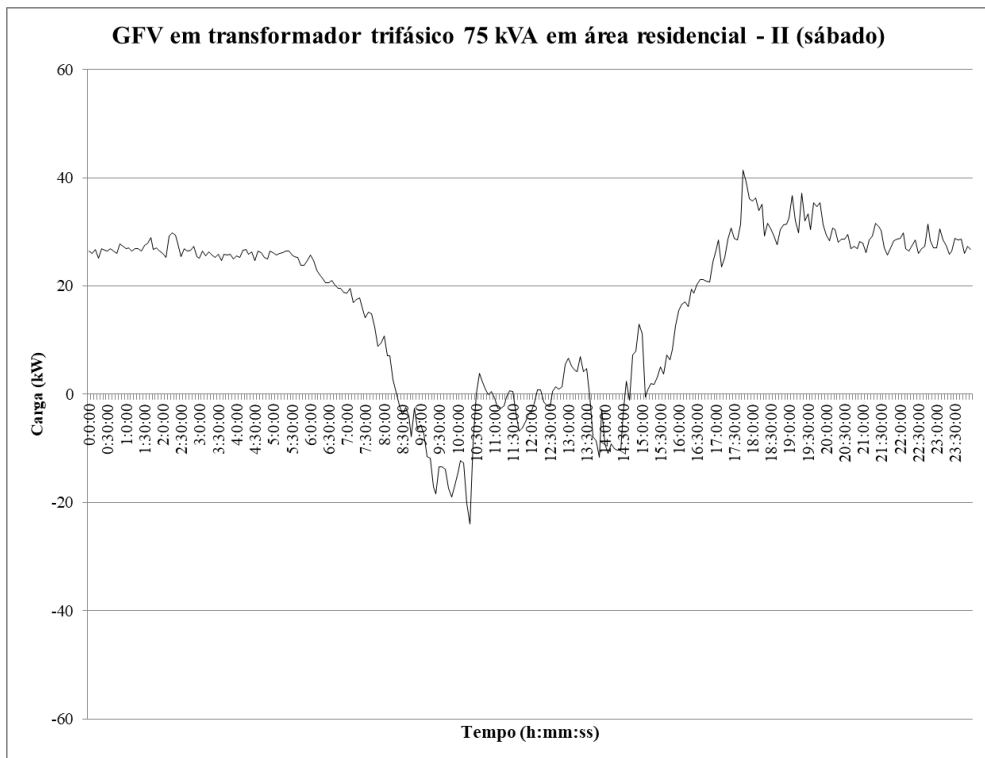
Ademais, depreende-se que existe muita possibilidade de aumento da geração instalada nas unidades consumidoras, o que levaria a uma a um aumento de carga das redes de distribuição (substituição de transformadores e condutores) para receber esse excesso de GFV.



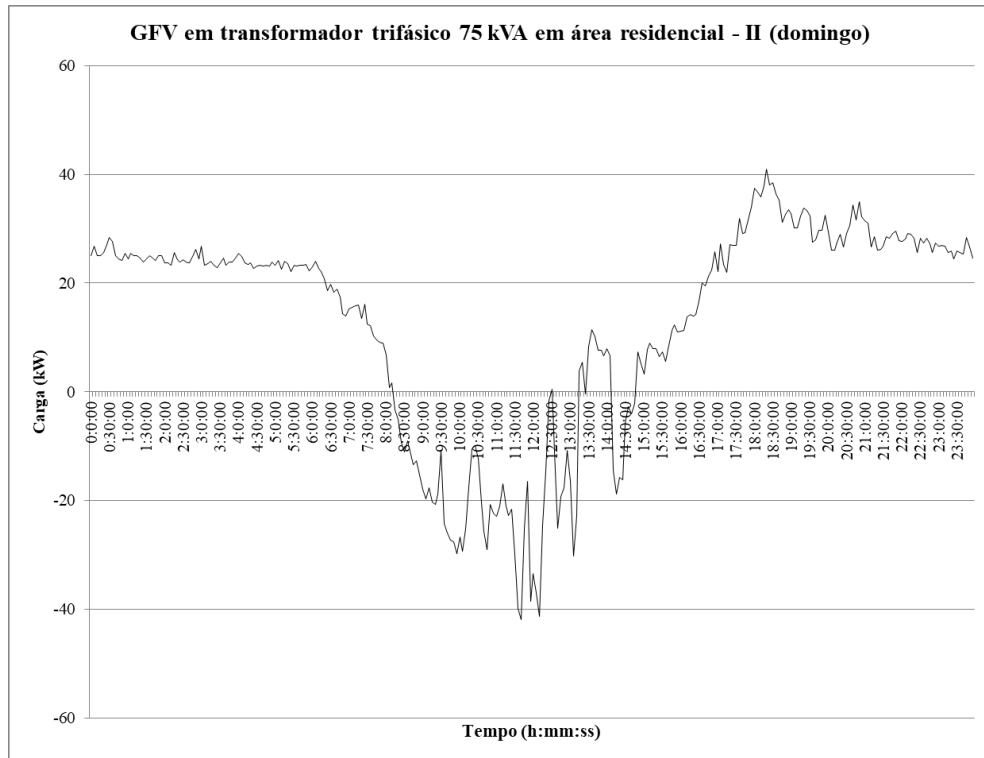
(a) Medição geral



(b) Média de dias úteis



(c) Média de sábado



(d) Média de domingo

Figura 16 - Medição no secundário do transformador de distribuição em área residencial (II).

O transformador de distribuição mostrado na figura 16 tem potência nominal de 75 kVA, atende uma área tipicamente residencial com 44 consumidores, sendo que, desses, sete possuem geração fotovoltaica instalada, que somam 62 kWp, ou seja, 1,41 kWp, em média, por consumidor.

Neste caso, observa-se que, por ser uma área residencial, a injeção da geração fotovoltaica contribui para a redução do carregamento da rede de distribuição de baixa tensão (BT). Mesmo em dias que o comércio tradicionalmente não funciona, aos domingos, por exemplo - representados pela curva (d) - apesar de haver uma reversão do fluxo no transformador de distribuição, a GFV é benéfica à rede.

4.3. Considerações Finais

É inevitável que haja uma tendência de instalação de plantas de geração fotovoltaica com maior potência instalada para o autoconsumo remoto. Como consequência, haverá o incremento da geração instalada em unidades consumidoras com essa finalidade, o que levaria a um aumento de carga das redes de distribuição (substituição de transformadores e condutores) para receber esse excesso de GFV.

5. CONTEXTO E CONCEITO DA ANÁLISE DE INVESTIMENTO NA VISÃO DO CONSUMIDOR

Em Soares et. Al. (2015), as decisões sobre um investimento podem ser sintetizadas em três grupos:

- Decisões de investimento que estão relacionadas à aplicação de recursos escassos a usos múltiplos e concorrentes entre si
- Decisões de financiamento que giram à volta da questão de como obter os meios financeiros para financiar os projetos de investimento
- Decisões sobre o retorno esperado do investimento

Tal avaliação trata-se da determinação do valor do dinheiro no tempo que, segundo Pereira et Al (2010), refere-se a um princípio financeiro básico que é simples de enunciar: “uma unidade monetária disponível hoje vale mais do que uma unidade monetária disponível amanhã. Intuitivo: uma unidade disponível hoje pode ser investida e começar a render juros no imediato” (PEREIRA, 2010).

Em outras palavras, para que se invista agora, com retorno do dinheiro no futuro, espera-se, para isso, um prêmio ou recompensa.

Um projeto deve ser avaliado a partir de princípios e técnicas necessários para a tomada de decisões sobre alternativas de investimentos e o retorno esperado pelo investidor, que nesse caso é o consumidor de energia elétrica.

Geralmente, essas técnicas são aplicadas para a tomada de decisão de longo prazo e se analisa quais componentes são cruciais para essa tomada de decisão. Por exemplo, no investimento em instalação de geração distribuída avalia-se o valor da fatura da energia elétrica e o investimento em geração distribuída.

Ao analisar um projeto de investimento é de extrema importância, para a tomada de decisão, saber o quanto se pretende investir e qual o tempo de retorno desse investimento.

Existem alguns métodos de análise de investimento que norteiam a tomada de decisão para um novo projeto. Dentre os métodos utilizados, o *payback* simples (equação 1) é o que representa, de forma mais simplificada, a análise de viabilidade de um investimento, ou seja, o prazo necessário para que o valor atual dos reembolsos (retorno de capital) se iguale ao desembolso com o investimento efetuado, visando à restituição do capital aplicado

(REBELATTO, 2004). Para calcular o retorno do investimento inicial em um determinado período (anos, meses, semanas etc.), somam-se os valores dos fluxos de caixa projetados ou apurados, período a período, até que essa soma coincida ao valor inicialmente investido. A equação (1) traz a formulação utilizada para o cálculo do *payback*.

$$\textit{payback} = \frac{I_0}{L} \quad (1)$$

Onde:

payback = tempo de retorno do investimento (em períodos)

I_0 = investimento inicial (em unidades monetárias)

L = retorno no período (unidades monetárias)

O *payback* simples apresenta como desvantagem não considerar o valor do capital no tempo, além de não considerar o valor do fluxo de caixa após o período do *payback*.

Outro método é o *payback* descontado. Adicionalmente ao *payback* simples, ele utiliza uma taxa de desconto a ser aplicada a cada período dos fluxos de caixa. Essa taxa representa o mínimo que um investidor pretende ganhar ao realizar um investimento ou o máximo que uma empresa pretende pagar quando realiza um financiamento (Taxa Mínima de Atratividade - TMA). Apesar de resolver o problema do *payback* simples no que tange ao valor do dinheiro no tempo, o método do *payback* descontado, mostrado na tabela 3, apresenta a desvantagem de não considerar o valor do fluxo de caixa após o período do *payback*.

Tabela 3 - Exemplo de *payback* descontado

Exemplo de <i>Payback</i> Descontado						
Período	0	1	2	3	...	n
Investimento	I_0	I_0	I_1	I_2	...	I_n
Retorno Resultado	0	LD_1	LD_2	LD_3	...	LD_n
Fluxo Descontado	I_0	$I_1 = I_0 - LD_1$	$I_2 = I_1 - LD_2$	$I_3 = I_2 - LD_3$...	$I_n = I_{n-1} - LD_n$

A equação (2) traz a formulação utilizada para o cálculo do *payback* descontado:

$$LD_n = \frac{L_n}{(1 + TMA)^n} \quad (2)$$

Onde:

LD_n = retorno descontado no período (unidades monetárias);

L_n = retorno no período (unidades monetárias);

TMA = Taxa Mínima de Atratividade (%);

I_n = investimento descontado (em unidades monetárias);

n = período .

O método mais conhecido e utilizado em uma análise de investimento é o VPL – Valor Presente Líquido. O método consiste em trazer para a data zero, ou seja, no momento do investimento, todos os fluxos de caixa de um projeto e somá-los ao valor do investimento inicial, utilizando a TMA do projeto. Esse método supre as desvantagens do *payback* simples e descontado, porém apresenta a desvantagem de não considerar o tempo de duração e a escala do projeto.

$$VPL = I_0 + \frac{L_1}{(1 + TMA)^1} + \frac{L_2}{(1 + TMA)^2} + \frac{L_3}{(1 + TMA)^3} + \dots + \frac{L_n}{(1 + TMA)^n} \quad (3.a)$$

Ou

$$VPL = I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{L_j}{(1 + TMA)^j} \quad (3.b)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido (unidades monetárias);

I_0 = investimento inicial (em unidades monetárias);

L_n = retorno no período (unidades monetárias);

TMA = Taxa Mínima de Atratividade (%);

n = período.

Complementarmente, pode-se utilizar nas análises a Taxa Interna de Retorno do Investimento (TIR) - que, quando aplicada, igualam-se as entradas de caixa ao valor a ser

investido em um projeto. Logo, é a taxa que zera o VPL de um investimento. Dentre as vantagens desse método está o fato de que ele considera o valor do dinheiro no tempo, além de ser fácil comparar investimentos ao levar em conta a escala e a vida útil dos projetos, devido ao seu caráter relativo e não absoluto, como ocorre no VPL. No entanto, também apresenta desvantagens por pressupor a reversão dos valores à própria TIR que resulta em taxas subestimadas ou superestimadas, podendo haver múltiplas taxas de retorno e levar ao equívoco na tomada de decisão, se utilizado isoladamente.

De qualquer maneira, a decisão de investimento ou não em GD passa pela percepção do consumidor sobre o preço da energia, o chamado “tempo de pagamento”, e, até mesmo, aquilo que não se mensura: a utilização de energia “100% limpa”.

6. METODOLOGIA

6.1. Considerações Iniciais

Durante as apresentações do workshop internacional para Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Brasileiro, a CEMIG Distribuição (CEMIG) apresentou o trabalho “Mini Micro GD e Uso da Rede”, fruto do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que analisa o impacto da geração distribuída (GD) nas redes de distribuição.

O trabalho mostrou, entre outros, os impactos das transferências dos custos entre consumidores de uma mesma área de concessão (subsídio cruzado) e os impactos nas redes de distribuição de energia elétrica com a conexão crescente de microgeração distribuída fotovoltaica.

No projeto P&D da Santa Maria, intitulado “Projeto de Aperfeiçoamento da Estrutura das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil”, a metodologia utilizada pela CEMIG-ESCHER (CEMIG-ESCHER, 2019) está sendo aplicada para prever o efeito da inserção da GD nas redes de distribuição da concessionária.

No projeto de P&D de tarifação da mini e microgeração distribuída da CEMIG (CEMIG-ESCHER, 2019), cujos resultados deram origem às apresentações do workshop mencionado, foram utilizados os dados da campanha de medidas realizada por ocasião da revisão tarifária periódica para inferir os impactos que a geração distribuída pode trazer às diversas redes de baixa tensão da distribuidora.

O desafio de estudar o impacto nas redes da distribuidora da inserção de geração distribuída é que esse depende de dois aspectos igualmente importantes do processo de implantação dessas unidades: não só é necessário conhecer o volume total de capacidade instalada que poder-se-á ter nos próximos anos, mas também se deve tentar estimar como essa capacidade de geração distribuir-se-á dentro das redes do sistema.

Para abarcar esses dois aspectos do trabalho, a metodologia se utiliza da combinação de duas abordagens distintas do fenômeno: foi utilizado um modelo de análise de difusão tecnologia – o Modelo de Bass – para estimar a capacidade agregada de GFV a ser incorporada às redes da distribuidora. Paralelamente, para se estimar como essa capacidade se distribuirá entre as redes de diferentes tipos, foi feita uma avaliação da atratividade do investimento para a amostra de clientes da campanha de medidas da distribuidora, coletada no processo de revisão tarifária.

Por fim, obteve-se a capacidade de geração adicionada a cada tipo de rede da distribuidora, associando cada cliente da amostra a um tipo de rede, por meio da probabilidade de associação, parâmetro calculado nos processos de revisão tarifária.

O resultado obtido é uma estimativa da capacidade média de geração adicionada a cada tipo de rede de baixa e média tensão da distribuidora.

Os passos da metodologia podem ser vistos, esquematicamente, na figura 17.



Figura 17 - Passos da metodologia aplicada no estudo

6.2. Análise Custo Benefício para os Consumidores

Um dos fatores determinantes da quantidade de geração distribuída a ser incorporada nas redes da distribuidora é a sua atratividade para os clientes da área de concessão, já que são esses que decidirão pela instalação dos sistemas em suas unidades. Para que se possa estimar quais clientes optarão primeiro pela instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é primordial conhecer a viabilidade econômica desses sistemas para cada tipo de cliente.

Para isso, utilizou-se as informações sobre os 1.108 clientes da amostra obtida na campanha de medidas da Santa Maria. De posse dessas informações, dimensionou-se um sistema fotovoltaico que atendesse cada uma dessas unidades e fez-se uma análise custo benefício para cada uma delas.

Como tarifa de aplicação dos clientes sem microgeração foi considerada a tarifa vigente da Santa Maria entre setembro de 2020 e agosto de 2021. Embora isso possa impactar o ritmo

de implantação da microgeração, não foi feita uma projeção dessa tarifa, que foi considerada constante ao longo do horizonte do estudo. Para a tarifa a ser aplicada aos clientes que optam pela MMGD, foi considerada uma hipótese de tarifação explicitada mais adiante, já que não há, atualmente, uma definição clara sobre esse ponto por parte da ANEEL.

Comparando os custos da instalação do sistema fotovoltaico com os custos atuais e futuros a serem faturados de cada cliente, obteve-se uma estimativa do *payback* e da taxa interna de retorno (TIR) do investimento para cada unidade individual e, agregando essas informações, para os clientes das diversas faixas e classes de consumo de baixa tensão.

6.2.1. Utilização da Tipologia de Carga

Conforme determina o Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição do PRODIST (Procedimentos de Distribuição), a campanha de medição deve ser realizada a cada revisão tarifária periódica das distribuidoras de energia elétrica.

As informações a respeito dos clientes da amostra de baixa tensão disponibilizadas na campanha de medidas são: a identificação do cliente, o subgrupo tarifário, a classe e faixa de consumo, as curvas de carga representativas do cliente (dia útil, sábado e domingo), além do tipo característico ao qual cada cliente pertence. Além dessas informações, utilizou-se ainda o número de fases da ligação de cada cliente da amostra, que foi obtida junto à distribuidora.

Além dessas informações da campanha de medidas, as distribuidoras devem encaminhar à ANEEL as tipologias de clientes e redes, ajustadas ao mercado de energia, que representem a totalidade das unidades consumidoras, dos demais acessantes, das redes e dos pontos de injeção, bem como os dados das medições que originaram as referidas tipologias.

Essas tipologias são agrupamentos de clientes (ou redes) de uma amostra de acordo com o seu comportamento diário. São obtidas com as curvas de carga diárias (dia útil representativo) de todos os clientes da amostra, que através de análise de agrupamento (métodos *K-Means* ou *C-Means* e Nuvens Dinâmicas) são somadas para determinar os comportamentos mais representativos (tipos) de clientes e de redes.

Uma vez de posse dos tipos característicos de clientes e de redes, estes são comparados e obtém-se, por meio de análise de otimização, uma probabilidade de associação entre clientes e redes da amostra. Esta probabilidade de associação (π) fornece o percentual de energia de cada tipo de consumidor que provém de cada uma das redes típicas.

Esse é um elemento crucial para a análise deste trabalho, pois fornecerá de qual(is) tipo(s) de rede vem a energia consumida por cada unidade de microgeração local e, portanto, em quais redes que a injeção de sua geração terá impacto.

Assim, por meio da tipologia de carga, reflexo da campanha de medidas das unidades consumidoras, é possível extrapolar a influência da entrada dos potenciais consumidores de geração distribuída fotovoltaica para o universo de consumidores da distribuidora e, com isso, dimensionar os impactos elétricos e econômicos de sua conexão.

6.2.2. Dimensionamento da GFV

Com as informações da amostra de clientes de baixa tensão da campanha de medidas e uma configuração básica de sistema fotovoltaico, a ser descrita mais adiante, consegue-se dimensionar, para cada cliente da amostra, um sistema de geração fotovoltaica que atenda à média do consumo anual de cada cliente.

Para isso, é necessário definir algumas premissas para o sistema de geração fotovoltaica. Utilizando-se da curva de geração solar definida na figura 18 e com as informações das condições climáticas dos municípios da área de concessão da Santa Maria, pode-se obter a curva média de geração de uma instalação com geração distribuída fotovoltaica, conectada à rede de baixa tensão da distribuidora, para cada uma das curvas de cliente da amostra definida anteriormente para a campanha de medidas.

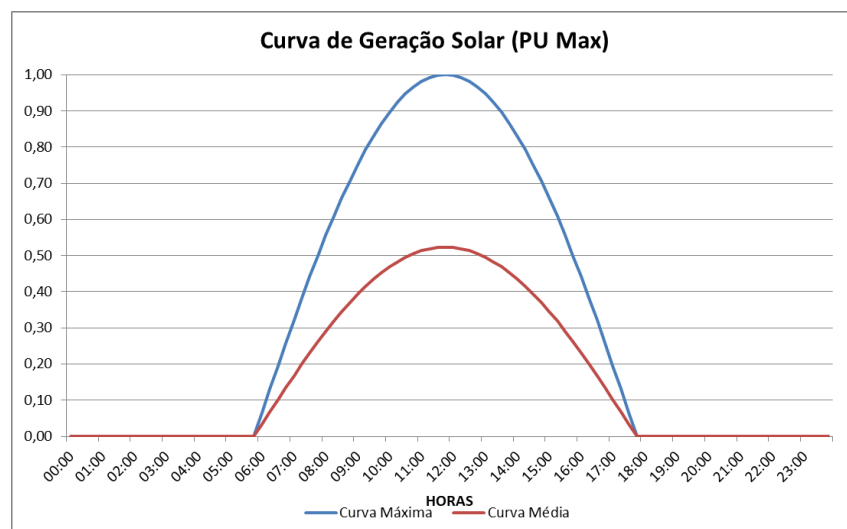


Figura 18 - Curva de geração fotovoltaica.

6.2.3. Custo da Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica

A configuração da instalação de GFV utilizada foi similar àquela do estudo da CEMIG (CEMIG, 2019), já que não difere dos custos apurados na área de concessão da Santa Maria, dada a proximidade das áreas de concessões. Assim, foram utilizados os mesmos custos de equipamentos de geração fotovoltaica apresentados pela distribuidora mineira. No entanto, foram utilizadas as informações de irradiação solar disponíveis para a cidade de Colatina, sede da Santa Maria, no site do CRESESB (CRESESB-CEPEL, 2019).

Os custos para as instalações GFV obtidos, para diferentes portes de consumo mensal, estão mostrados na tabela 4. Na área de concessão da Santa Maria, o limite de capacidade para enquadramento como microgeração atende, como pode ser visto na tabela 4, a um consumo mensal de pouco mais de 9.000 kWh.

Tabela 4 - Custo da instalação de geração distribuída fotovoltaica

Custo da Instalação de Geração Fotovoltaica									
Consumo Mensal Total (kWh)	GFV Instalado (kWp)	m ² Placa	Módulos R\$	Inversor R\$	Instalação e outros R\$	O&M Annual R\$	Investimento Total R\$	Custo Solar R\$/MWh	Custo Total R\$/Wp
200	1,65	10,38	3.020,00	4.353,00	2.335,00	194,00	9.708,00	667,36	5,90
400	3,29	20,76	6.040,00	6.799,00	4.671,00	350,00	17.510,00	601,84	5,32
600	4,94	31,14	9.060,00	8.825,00	7.006,00	498,00	24.892,00	570,38	5,04
800	6,58	41,52	12.080,00	10.620,00	9.342,00	641,00	32.042,00	550,66	4,87
1.000	8,23	51,90	15.100,00	12.259,00	11.677,00	781,00	39.037,00	536,70	4,74
1.500	12,34	77,85	22.650,00	15.913,00	17.516,00	1.122,00	56.080,00	514,01	4,54
2.000	16,46	103,80	30.200,00	19.149,00	23.355,00	1.454,00	72.704,00	499,79	4,42
3.000	24,68	155,70	45.300,00	24.857,00	35.032,00	2.104,00	105.189,00	482,07	4,26
5.000	41,14	259,50	75.501,00	34.529,00	58.387,00	3.368,00	168.416,00	463,10	4,09
7.000	57,59	363,29	105.701,00	42.875,00	81.741,00	4.606,00	230.317,00	452,36	4,00
9.000	74,05	467,09	135.901,00	50.400,00	105.096,00	5.828,00	291.397,00	445,14	3,94

Para projetar os custos de implementação de uma usina de geração fotovoltaica foi utilizada a projeção do custo médio de componentes fotovoltaicos no mercado internacional para 2030 e 2050 feitas pela *International Renewable Energy Agency - IRENA* (IRENA, 2019 p. 29), que prevê uma queda de cerca de 50% no custo desses componentes até 2030, com base no preço de 2019, ano do estudo. Na Figura 19 são mostrados os custos projetados para uma instalação de 4 kWp, aplicando uma trajetória entre os custos atuais com a redução, em R\$x1000/kWp, estimada pela IRENA.

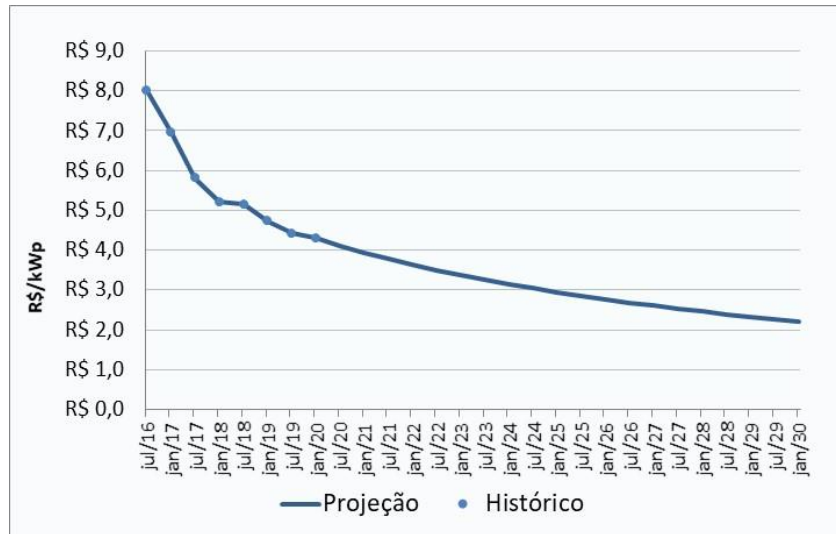


Figura 19 - Trajetória do custo em R\$/kWp de uma instalação de 4 kWp.

6.2.4. Tarifas

A tarifação dos clientes mini e microgeradores está em discussão em várias instâncias. Em 2018, a ANEEL abriu uma consulta pública para discutir alterações nas regras de faturamento desses clientes, o que já estava previsto desde a última modificação promovida, em 2015, na Resolução 482 de 2012. Nessa consulta pública, a agência expôs o forte aumento do número de unidades instaladas, assim como o crescente montante de subsídios a serem arcados pelos clientes sem geração distribuída, caso o modelo de geração vigente continue a ser aplicado. Embora se tenha feito diversas propostas para a tarifação desses clientes, a discussão iniciada pela ANEEL não chegou a um resultado definitivo.

Está em tramitação no Congresso Nacional, desde 2019, o projeto de lei (PL) 5.829/2019, que estabelece um novo marco regulatório para a mini e microgeração distribuída no país. Esse projeto foi aprovado na Câmara dos Deputados e foi enviado ao Senado Federal, dando continuidade à sua tramitação. Nesse PL, também não se vislumbra uma resposta definitiva sobre qual será a tarifa a ser paga pelos clientes MMGD no futuro, já que o projeto ainda precisa tramitar no Senado e, além disso, mesmo se o projeto não for alterado, a decisão sobre a quantificação dos benefícios da geração distribuída que deverão ser considerados na tarifa, além do próprio cálculo dessa tarifa, será delegada à ANEEL, que deverá realizar nova audiência para discutir esses pontos da nova legislação.

Para este trabalho, decidiu-se, então, adotar como tarifa para os clientes de geração distribuída, o modelo que foi recomendado no trabalho apresentado pela CEMIG (CEMIG,

2019) e, que se espera que sejam, ao menos parcialmente, adotadas pela ANEEL no futuro. Essas recomendações se resumem nos seguintes pontos:

- O sistema tarifário deve ser tratado como um todo, integrado e coerente, distinguindo a tarifação do usuário carga e do usuário gerador de acordo com o impacto que ambos estes tipos de usuários causam nas redes;
- O consumidor com geração distribuída, em especial a fotovoltaica, não é um usuário comum, é mais complexo, é também um gerador (chamado de “prossumidor”) e deve ser tratado como tal (dois usuários em um);
- É um usuário que pode trazer economia de investimento nas redes de alta e média tensão (AT e MT) e redução de perdas, como também, dependendo do seu porte e ponto de conexão, altos custos adicionais de investimento e operação, devidos à geração injetada na rede;
- Portanto, é preciso estabelecer o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição, denominada de TUSD Fio B, para imediatamente eliminar as perdas da distribuidora sem alterar muito o *payback* médio para esses usuários;
- No médio prazo, deve-se cobrar do chamado prossumidor a TUSD Fio A;
- Deve-se, por algum tempo, permitir o não pagamento da TUSD Encargos, coerente com a tarifação dos autoprodutores de energia, pois os prossumidores se encaixam nessa modalidade e, se houver alteração nesse pagamento, deve valer para todos;
- Ao longo dos anos, com a redução natural dos custos dessas fontes, deve-se reduzir os subsídios também da Parcela A;
- Em princípio, os prossumidores não devem pagar TUSD Perdas Técnicas, pois supostamente reduzem as perdas de energia nas redes de alta tensão e na rede básica (durante o dia).

Em resumo, a melhor alternativa tarifária é a aplicação de uma tarifa em R\$/MWh com diferenciação horária (Tarifa Branca) para o consumidor e, também, uma tarifa em R\$/kW para o gerador, conforme a capacidade da geração instalada ou sua demanda injetada.

Nos estudos realizados aqui, foram consideradas duas hipóteses de tarifação: a primeira considera as regras atuais, nas quais o cliente paga somente o consumo mínimo e, na segunda, foi considerada a proposta tarifária apresentada pela CEMIG (CEMIG, 2019), com cobrança da modalidade tarifária Branca sobre o consumo compensado, sem cobrança das componentes TUSD Perdas Técnicas e PROINFA, e da tarifa em R\$/kW sobre a demanda máxima injetada,

calculada, por equivalência, com a metade do custo de uso do sistema de distribuição de baixa tensão no posto fora de ponta.

6.3. Modelo de Bass

O modelo de difusão tecnológica adotado neste trabalho é de Bass, conforme exposto em (BASS, 1969) e (BASS, KRISHNAN, & JAIN, 1994) e com algumas implementações que são detalhadas em (GUIDOLIN & MORTARINO, 2009), de maneira similar ao que foi feito pela ANEEL nos relatórios de Análise de Impacto Regulatório (AIR) em suas consultas e audiências públicas que tratam do assunto (ANEEL, 2015) (ANEEL, 2017) (ANEEL, 2018). A metodologia utilizada pela ANEEL se baseou no trabalho de Konzen (KONZEN, 2014) e do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (DENHOLM, MARGOLIS, & DRURY, 2009).

Esse método é utilizado para prever a adoção de novas tecnologias no mercado, estimando, dentro de um determinado universo de consumidores (Mercado Potencial), o percentual de adotantes ao longo do tempo, de forma a modelar a inserção gradual da nova tecnologia.

O método utiliza dois parâmetros, o de inovação e de imitação, que simulam duas formas em que os consumidores estão propensos a adotar a nova tecnologia: um primeiro grupo está aberto à adoção por iniciativa própria (parâmetro p de inovação, modelado como percentual constante do mercado potencial) e um segundo grupo será influenciado por outros consumidores, já adeptos da nova tecnologia (parâmetro q , de imitação, modelado como percentual dos consumidores que já utilizam a inovação pesquisada).

Na prática, a aplicação do modelo é dividida em duas partes: determina-se um mercado potencial para a nova tecnologia e em seguida estima-se os parâmetros da função de inovação dada pelo modelo de Bass, com base no histórico de adoção até o momento.

Em especial, no caso da inserção de clientes MMGD no mercado de uma distribuidora de energia elétrica, determina-se o mercado potencial de clientes como sendo aquelas unidades em que é possível instalar uma unidade de GFV (disponibilidade de espaço para a instalação, excluindo-se os apartamentos e habitações coletivas) e da posse dos imóveis (excluindo-se imóveis de aluguel, nos quais se considera pouco provável que se faça esse tipo de investimento de longo prazo).

A influência da atratividade do investimento sobre a escolha de adoção de uma nova tecnologia é modelada a partir de um parâmetro chamado de sensibilidade ao *payback*. A sensibilidade ao *payback* (SPB) estima a parcela do mercado potencial total mais propensa à adoção da nova tecnologia pela atratividade financeira do negócio.

De posse das informações de mercado potencial para cada estrato de clientes do mercado da distribuidora, a estimativa dos parâmetros do modelo de Bass é feita utilizando o histórico de clientes com instalações de geração fotovoltaica em cada um desses estratos, de acordo com informações fornecidas pela ANEEL ou a partir de dados da própria distribuidora.

Neste trabalho foram realizadas duas modificações em relação à metodologia utilizada pela ANEEL: utilizou-se uma estratificação mais detalhada do mercado da distribuidora, separando esse nos subgrupos tarifários (B1- Residencial, B2 – Rural e B3 – Comercial, Industrial e Outros) e, dentro desses subgrupos, em duas faixas de capacidade de geração, separando as unidades menores das maiores.

Esse detalhamento permite que as dinâmicas diversas de inserção observadas nessas subpopulações sejam capturadas pelo modelo, o que possibilita diferenciar a inserção de grupos que têm impactos diferentes sobre o comportamento das redes. A estratificação do mercado potencial por subgrupo permite que se modele em maior detalhe e se diferencie a adoção da geração fotovoltaica por clientes conectados em redes urbanas (B1 e B3) e rurais (B2). Enquanto isso, a diferenciação das instalações pelo porte, distingue dois grupos de consumidores em cada classe, com dinâmica de inserção divergente e cujo impacto nas redes é diferente, já que a adoção de instalações de maior porte pode trazer mais rapidamente impactos relevantes sobre o comportamento das redes de baixa tensão.

A outra modificação foi a utilização das informações trimestrais de inserção de clientes mini e microgeradores ao invés dos dados anuais utilizados por Konzen (KONZEN, 2014) e pela ANEEL (ANEEL, 2018). Essa opção permitiu o aumento do número de pontos no histórico, melhorando a convergência do modelo e permitindo observar tendências em períodos menores que o anual, como por exemplo, o efeito da pandemia da COVID-19, em 2020, sobre o número de adotantes.

6.3.1. Mercado Potencial

O mercado potencial é definido como a parte do mercado total que poderá adotar a nova tecnologia. No caso da geração distribuída fotovoltaica local, são as unidades consumidoras que estariam dispostas a instalar esse tipo de sistema. A ANEEL (ANEEL, 2018) adotou

como critério para seus estudos, o número de casas no Brasil com renda familiar superior a cinco salários mínimos.

De fato, a definição do mercado potencial deve levar em consideração dois aspectos das unidades consumidoras: o aspecto econômico, determinando para quais unidades uma geração fotovoltaica (GFV) pode ter retorno financeiro em termos de diminuição do custo com energia elétrica - na estimativa da ANEEL (ANEEL, 2018), o aspecto econômico foi contemplado pelo estrato de renda das unidades – e, em segundo lugar, deve ser levado em consideração que nem todas as unidades para as quais o sistema é viável economicamente, possuem condições práticas para adotá-lo. Por exemplo, apartamentos ou casas alugadas, em que o inquilino tem interesse em gastar com um investimento de longo prazo e o proprietário fica desestimulado em instalar um sistema que abaterá custos da conta de energia do inquilino. Por causa disto, a ANEEL considerou somente as casas e não apartamentos.

Neste trabalho, considerou-se que haverá alternativas de financiamento dos investimentos em GFV que irão atender a necessidade dos clientes. Além disso, considerou-se que a separação da projeção por faixa de demanda, atribuindo uma dinâmica distinta de inserção aos clientes de porte diferente, capta satisfatoriamente a maior dificuldade de investimento das unidades menores, refletida na adesão histórica mais tímida e sendo modelada pelo parâmetro da sensibilidade ao *payback* (SPB), conforme se verá adiante.

Para considerar as limitações práticas das unidades consumidoras, utilizou-se dados oriundos da pesquisa de posse e hábitos de consumo da revisão tarifária periódica de 2016 da Santa Maria, para estimar o percentual de casas em cada faixa de consumo dos clientes residenciais. O resultado dessa estimativa está mostrado na tabela 5.

Tabela 5 - Percentual de casas entre as unidades consumidoras residenciais da Santa Maria e percentual de unidades consideradas aptas a instalar GFV.

Unidades Residenciais		
Faixa	% de Casas	% Unidades Aptas
< 100 kWh	86,00%	51,17%
101 a 220 kWh	91,00%	54,15%
221 a 500 kWh	76,00%	45,22%
501 a 1000 kWh	70,00%	41,65%
> 1000 kWh	82,00%	48,79%
Média		49,21%

O percentual de unidades próprias (contra as alugadas) foi estimado em 72%, tomando-se como base a média do IBGE para o estado do Espírito Santo.

Por fim, foi aplicado um percentual de 85% que considera outros possíveis fatores impeditores para instalação do sistema, tais como telhado inadequado, sombreamentos etc.

Chegou-se, portanto, a um percentual médio de unidades consumidoras residenciais aptas à instalação de GFV de 49%, mostrado na tabela 5. Como não há informações para realizar a estimativa, mesmo que grosseira, para as unidades consumidoras comerciais e industriais, aplicou-se o mesmo valor médio obtido para a classe residencial para essas outras classes.

Para os clientes da classe rural, foi estimado que 80% das unidades estão aptas a receber este tipo de instalação de geração distribuída.

A estratificação do mercado potencial adotada reflete as diferentes classes e faixas de consumo para as quais foi feita uma projeção separada e está apresentada na tabela 6:

Tabela 6 - Estratificação do mercado potencial de MMGD da Santa Maria.

Estratos de clientes MMGD para projeção com modelo de Bass				
Tipo MMGD	Grupo	Subgrupo	Faixa de Potência	Geração mensal
Geração Local	A	-	-	-
	B	B1 - Residencial	$\leq 1,5$ kWp	≤ 220 kWh
			$> 1,5$ kWp	> 220 kWh
	B	B2 - Rural	$\leq 2,2$ kWp	≤ 300 kWh
			$> 2,2$ kWp	> 300 kWh
			B3 - Comercial, Industrial, Serviço Público	$\leq 3,7$ kWp
$> 3,7$ kWp	> 500 kWh			
Geração Remota	A	-	-	-
	B	-	-	-

6.3.2. Sensibilidade ao *Payback*

Nem todas as unidades onde é possível instalar uma GFV e para as quais a análise custo-benefício é positiva, irão adotar o sistema. No entanto, é evidente que, quanto mais financeiramente vantajosa a nova tecnologia se apresenta, mais unidades irão optar por sua adoção. Para modelar a fração de mercado que adotará a nova tecnologia, utilizou-se uma função de sensibilidade ao *payback*, conforme dada pelo estudo do NREL (DENHOLM, MARGOLIS, & DRURY, 2009) e utilizada por Konzen (KONZEN, 2014) e pela ANEEL (ANEEL, 2018).

De acordo com Konzen (2014), o mercado potencial final será uma função do mercado potencial e do *payback*, conforme representado pela equação (4):

$$M_f = M \cdot e^{(-SPB \times \text{payback})} \quad (4)$$

Onde:

M_f = Mercado Potencial Final

M = Mercado Potencial

SPB = Sensibilidade ao *Payback*

A sensibilidade ao *payback* pode variar de acordo com o mercado a depender da propensão dos clientes a qualquer tipo de investimento de longo prazo e das condições de financiamento disponíveis. Assim, um mesmo *payback* pode se refletir em um percentual distinto de adoção em mercados diferentes. Por isto, optou-se neste trabalho por não adotar um valor fixo, mas de incluir esta variável entre aquelas a serem estimadas juntamente com os parâmetros da equação de Bass.

6.3.3. Parâmetros do Modelo de Bass

O modelo de Bass (BASS, A NEW PRODUCT GROWTH FOR MODEL CONSUMER DURABLES, 1969) é dado por uma função $f(T)$, que descreve a probabilidade de adoção do novo produto ou tecnologia no momento T com base na estimativa de dois parâmetros que devem ser estimados a partir de dados históricos ou adotando-se valores utilizados em estudos similares, quando não há histórico suficiente para sua estimativa. São os parâmetros de inovação (p) e imitação (q).

O parâmetro de inovação (ou influência externa) determina o número de adotantes iniciais da nova tecnologia e, por isso, pode ser visto como uma estimativa do tempo que leva até a tecnologia ser “popularizada”. O coeficiente de imitação (ou influência interna) determina a velocidade e intensidade que o processo de disseminação da tecnologia irá durar depois da fase de inovação.

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):

$$\frac{f(T)}{[1 - F(T)]} = p + qF(T) \quad (5)$$

Tomando-se $F(0) = 0$, encontra-se a forma fechada seguinte para a função de distribuição acumulada:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q)T}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}} \quad (6)$$

A função densidade é então:

$$f(T) = \frac{\frac{(p+q)^2}{p}e^{-(p+q)T}}{\left(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)T}\right)^2} \quad (7)$$

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 equação 7. (BASS, KRISHNAN, & JAIN, WHY THE BASS MODEL FITS WITHOUT DECISION VARIABLES, 1994, P. 3).

O Modelo de Bass Generalizado – MBG foi concebido como a forma de modelar perturbações da curva em S devidas às estratégias e esforços de *marketing* e 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 tem função de distribuição acumulada dada por:

$$F(T) = \frac{1 - e^{-(p+q)\int_0^T x(\tau)d\tau}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)\int_0^T x(\tau)d\tau}} \quad (8)$$

A densidade de probabilidade é dada por:

$$f(T) = x(T) \frac{\frac{(p+q)^2}{p}e^{-(p+q)\int_0^T x(\tau)d\tau}}{\left(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)\int_0^T x(\tau)d\tau}\right)^2} \quad (9)$$

Há várias funções que podem ser utilizadas para modelar impactos de diversas naturezas, em Guidolin & Mortarino (GUIDOLIN & MORTARINO, 2009), se optou por utilizar uma perturbação com função exponencial, com efeito drástico e forte, que logo decai com o tempo, dada pela equação 10. Utilizou-se essa função de modo a captar, no histórico de inserção da Santa Maria, a influência do projeto piloto de geração fotovoltaica em unidades residenciais

de baixa renda, de 2016 e o impacto negativo do número de instalações nas unidades maiores do subgrupo B1 e naquelas dos subgrupos B2 e B3.

O parâmetro c desta função representa a força do efeito, o parâmetro a o tempo de início do efeito e b a sua duração.

$$x(T) = 1 + ce^{b(T-a)}I_{T \geq a} \quad (10)$$

6.4. Projeção da GD por Cliente da Amostra

Na seção anterior, foi definida a estimativa do volume total de inserção através do modelo de Bass para cada um dos estratos de mercado. No entanto, para que se possa distinguir em quais redes da distribuidora essa geração deve ser inserida, é necessário saber, a princípio, quais clientes irão adotar a microgeração e em qual momento.

Para chegar a esse resultado, aplicou-se à demanda total de geração associada a cada cliente da amostra os mesmos percentuais de inserção obtidos com o modelo de Bass generalizado para cada estrato em que o cliente é classificado, mas multiplicando esses resultados pela fração de mercado calculada com o *payback* individual de cada cliente da amostra. Conforme mostrado anteriormente, a fração de mercado (fmm) é modelada de acordo com a equação 11, no qual SPB é a Sensibilidade ao Payback, parâmetro estimado 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 alternativas tarifárias a serem aplicadas.

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (11)$$

O resultado para a soma da capacidade agregada em cada trimestre da projeção de cada estrato diverge ligeiramente do resultado global calculado com o modelo de Bass, pois esse último é calculado com o tempo de *payback* médio de cada estrato e a distribuição desses valores dentro do estrato não é simétrica em torno da média. Por isso, foi necessário ajustar a capacidade agregada de GFV de todos os clientes individuais em cada estrato para que coincidissem com o total do modelo.

6.5. Impacto nas redes de distribuição

Uma vez calculada a capacidade total de microgeração em cada cliente da amostra, soma-se a capacidade agregada em cada tipo característico da tipologia de consumidores. Associando esse resultado à probabilidade de associação entre clientes e redes de cada nível da campanha de medidas, obtém-se o impacto nos diferentes tipos característicos de redes de baixa e média tensão para todos os anos do horizonte de projeção.

A probabilidade de associação (π), que é equivalente à parcela de energia de cada cliente tipo p que transita por cada uma das redes $i = 1, 2, \dots, n$ do nível k , é dada pelo produto dos fatores α e β da seguinte maneira:

$$\pi_{p,j}^k = \frac{\alpha_j^k \times \beta_{p,j}^k}{\sum_{j=1}^n \alpha_j^k \times \beta_{p,j}^k} \quad (12)$$

Onde:

$\pi_{p,j}^k$ = probabilidade de associação do cliente tipo p à rede tipo j do nível k ;

α_j^k = participação da rede tipo j na energia que transita no nível k ;

$\beta_{p,j}^k$ = parte da energia que transita na rede tipo j do nível k , destinada ao atendimento de determinado consumidor tipo p ;

n = número total de redes tipo no nível k

Combinando a potência de geração fotovoltaica acrescida em cada cliente da amostra com a probabilidade de associação, obtém-se o impacto provocado pela MMGD adicionada aos m clientes da amostra pertencentes ao tipo p em cada rede j tipo k :

$$C_{p,j,t}^k = \pi_{p,j}^k \times \sum_{i=1}^m Pot_{it} \quad (13)$$

Onde:

$C_{p,j,t}^k$ = capacidade acrescida na rede do tipo j no trimestre t devido à inserção de GFV nos clientes da amostra pertencentes ao tipo p ;

$\pi_{p,j}^k$ = probabilidade de associação do cliente tipo p à rede tipo j do nível k ;

Pot_{it} = é a capacidade instalada, em kWp, de cada cliente i a amostra em cada ano t ;

m = número total de clientes na amostra pertencentes ao tipo p .

Somando-se a potência adicionada pelos clientes de todos os clientes tipo da baixa tensão, se terá a capacidade total de GFV atendida pela rede do tipo j .

Assim, como no dimensionamento de sistemas GFV, considerou-se que o efeito máximo da inserção nas redes seja 10% menor que a capacidade total instalada, por haver uma redução de desempenho dos módulos devido a sombreamentos, deposição de sujeira e outras contingências. Dessa maneira, para se obter a demanda efetivamente reduzida nas redes (por consumo interno ou injeção), os fatores $C_{p,j,t}^k$ são multiplicados por 0,90, que é a razão de performance utilizada no dimensionamento dos sistemas GFV.

A metodologia descrita fornece uma estimativa da inserção de microgeração local em cada rede tipo, considerando que a instalação desses sistemas tem atratividade diversa para cada cliente, dependendo da classe e faixa à qual pertence, do seu comportamento de consumo e da tarifa aplicada.

Os resultados assim obtidos, não são replicáveis para a geração remota. Há duas considerações a se fazer nesse caso. Em primeiro lugar, observou-se no histórico de inserção de clientes com microgeração que a maior parte dos clientes de geração remota é de um número pequeno de unidades pertencente a uma mesma pessoa física ou jurídica (autoconsumo remoto), que reúnem até 5 unidades, com uma usina fotovoltaica instalada em uma delas. A segunda observação é que, no caso em que se cria uma unidade consumidora nova somente para abrigar a usina geradora, com compensação em outras unidades existentes, não há como prever onde a nova usina ficará localizada.

Considerando esses dois aspectos da geração remota e não havendo melhor forma de fazê-lo, optou-se por alocar a capacidade nova desse tipo de geração de forma proporcional à capacidade de geração local.

7. APLICAÇÃO AO MERCADO E ÀS REDES DA SANTA MARIA

7.1. Campanha de Medidas da Santa Maria

Na campanha de medidas, a caracterização do comportamento de carga dos clientes de baixa tensão (BT) é feita por amostragem, já que não há medições disponíveis de todos os clientes e, mesmo se houvesse, a quantidade de dados a serem tratados seria demasiadamente grande. Os clientes de baixa tensão são, portanto, representados por curvas típicas, resultado do agrupamento de curvas de clientes individuais desta amostra.

Para ESCHER (2021), a definição de uma boa amostra é fundamental para o sucesso da campanha. Vale ressaltar que o dado que será analisado é a curva de carga dos consumidores e redes (transformações e injeção), ou seja, a potência demandada em intervalos de integração de 15 minutos. Portanto, nesse caso, a variável de interesse das medições da amostra é o vetor de 96 demandas que definem a curva diária.

Uma amostra é composta por uma parte da população sobre a qual as variáveis de interesse vão ser observadas e analisadas. O conhecimento adquirido com a amostra é transferido para a população (processo inferencial). O método empregado para as tipologias de carga é o estimador do tipo razão.

Segundo Costa (2013), a amostragem é uma das áreas da estatística mais utilizada, pois, para realizar um trabalho de qualidade é preciso que os dados sejam coletados com cuidado para que as estimativas obtidas tenham boa precisão. Em alguns casos, não é possível estimar o total populacional de uma variável diretamente. Dessa maneira, é necessário utilizar uma variável auxiliar para a estimação.

Em estudos de caracterização da carga, uma boa tática para buscar a representatividade da amostra é fazer uma estratificação da população pelas variáveis que explicam o comportamento da potência demandada pelos consumidores. As variáveis que mais influenciam a demanda por energia elétrica são: porte de consumo ou demanda, classe de consumo, atividade econômica ou processo produtivo, equipamentos elétricos utilizados, temperatura, pluviometria, dentre outros.

Na campanha de medidas da Santa Maria, utilizou-se as classes e faixas de consumo, além das atividades econômicas para os subgrupos B2 e B3 e o número de fases das ligações. A

união do processo aleatório com a estratificação permite a estimativa de subpopulações, assim como da população total, e leva a uma precisão melhor das estimativas (BOLFARINE e BUSSAB, 2005, p. 93). A alocação proporcional (ou representativa) força que os consumidores dos segmentos determinados estejam presentes na amostra independente do processo aleatório de seleção.

No caso do setor elétrico, a estratificação também tem a função de conhecer como o comportamento dos usuários varia com o porte deles e fornecer informações para análise de implantação de novas modalidades tarifárias, análise de viabilidade de inserção de novas tecnologias, dentre outras.

O tamanho da amostra está relacionado a um segundo ponto importante que é o erro amostral. A precisão do estudo é inversamente proporcional ao erro amostral. A estatística básica para medir o erro amostral é o desvio padrão da variável de interesse da amostra.

Nos estudos de caracterização da carga, ao se conhecer a dispersão da variável de interesse, ou seja, da potência demandada, e admitindo-se uma determinada probabilidade de erro, pode-se calcular o tamanho da amostra.

A ANEEL, no Módulo 2 do PRODIST, define o nível de erro aceitável para cada estrato da amostra:

“5.1 A definição das amostras por estrato deve obedecer à equação a seguir. O nível de erro aceitável da amostra de cada estratificação deverá ser no máximo 20%, com nível de confiança de 95%”.

O tamanho da amostra depende do número de clientes ou redes, do erro amostral e fundamentalmente da dispersão da variável em estudo, a potência. Isto é, do grau de variabilidade da forma das curvas de carga dos clientes ou redes. A fórmula é a seguinte:

$$n = \frac{1,96^2 \left(\frac{CV}{R}\right)^2}{1 + \frac{1,96^2}{N} \left(\frac{CV}{R}\right)^2} \quad (14)$$

Onde:

CV = Coeficiente de variação médio

R = Erro amostral

N = Tamanho da população

n = Amostra

Na campanha de medidas da Revisão Tarifária Periódica de 2021 da Santa Maria, as amostras obtidas para as classes e faixas de consumo de baixa tensão estão na tabela 7. Foram, ao todo, 1.143 medições de clientes de baixa tensão. O subgrupo tarifário B3 foi subdividido nas classes de consumo industrial, serviço público de água, esgoto e saneamento, além da classe comercial junto com os outros. Uma particularidade da campanha da Santa Maria foi o tratamento dado às unidades de irrigação da classe rural. Como esse mercado é muito importante na distribuidora e tem comportamento de carga muito peculiar, com uso maior na madrugada, ele foi tratado separadamente das demais unidades da classe rural.

Tabela 7 - Informações de mercado e amostra da campanha de medidas da Santa Maria em 2021 (Fonte: ESCHER, 2021).

Informações de Mercado e Amostra da Campanha ELFSM 2021					
Classe	Faixa	Código da Faixa	Mercado (MWh)	Total de Unidades Consumidoras	Medições da Amostra
Residencial	< 100 kWh	FX1	14.926	21.556	100
Residencial	101 a 220 kWh	FX2	51.436	28.010	116
Residencial	221 a 500 kWh	FX3	46.534	12.547	51
Residencial	501 a 1000 kWh	FX4	12.564	1.587	44
Residencial	> 1000 kWh	FX5	4.742	243	15
RESIDENCIAL			130.202	63.943	326
Comercial	< 500 kWh	FX1	12.090	6.278	103
Comercial	501 a 2000 kWh	FX2	25.931	2.245	55
Comercial	2001 a 5000 kW	FX3	18.395	511	46
Comercial	> 5000 kWh	FX4	17.287	169	26
COMERCIAL			73.703	9.203	230
Industrial	< 1000 kWh	FX1	2.321	1.557	98
Industrial	1001 a 3000 kWh	FX2	3.369	168	45
Industrial	3001 a 7000 kW	FX3	3.534	72	28
Industrial	> 7000 kWh	FX4	5.244	31	13
INDUSTRIAL			14.468	1.828	184
Serviço Público	< 2000 kWh	FX1	530	78	42
Serviço Público	2001 a 5000 kWh	FX2	968	26	15
Serviço Público	5001 a 10000 kW	FX3	583	7	6
Serviço Público	> 10000 kWh	FX4	679	4	3
SERVIÇO PÚBLICO			2.760	115	66
Rural	< 300 kWh	FX1	28.967	16.285	93
Rural	301 a 1000 kWh	FX2	36.745	5.799	76
Rural	1001 a 5000 kW	FX3	27.649	1.214	36
Rural	> 5000 kWh	FX4	10.126	95	13
RURAL			103.487	23.393	218
Irrigante	< 300 kWh	FX1	1.921	1.340	4
Irrigante	301 a 1000 kWh	FX2	12.917	1.655	21
Irrigante	1001 a 5000 kW	FX3	52.876	2.033	56
Irrigante	> 5000 kWh	FX4	20.641	205	38
IRRIGANTE			88.355	5.233	119
TOTAL			412.975	103.715	1.143

De cada uma destas medições foi escolhido um dia útil, um sábado e um domingo típicos, conforme pode ser visto no exemplo da figura 20, para representar o consumidor nos estudos realizados. É com essas curvas que foi desenvolvido, também, a avaliação custo benefício para determinar os potenciais clientes de microgeração, como se verá a seguir.



Figura 20 - Exemplo das curvas de carga representativas (dia útil - U, sábado -S e domingo - D), por unidade da média, de um cliente BT residencial extraída da campanha de medidas da Santa Maria.

As curvas diárias dos clientes individuais são agrupadas de modo a se formarem tipos característicos de usuários. Na figura 21 vê-se dois exemplos à direita as diferentes curvas individuais, com comportamento similar, que formaram o tipo 5 e o tipo 15 da faixa 1 (consumo mensal <100 kWh) da classe residencial.

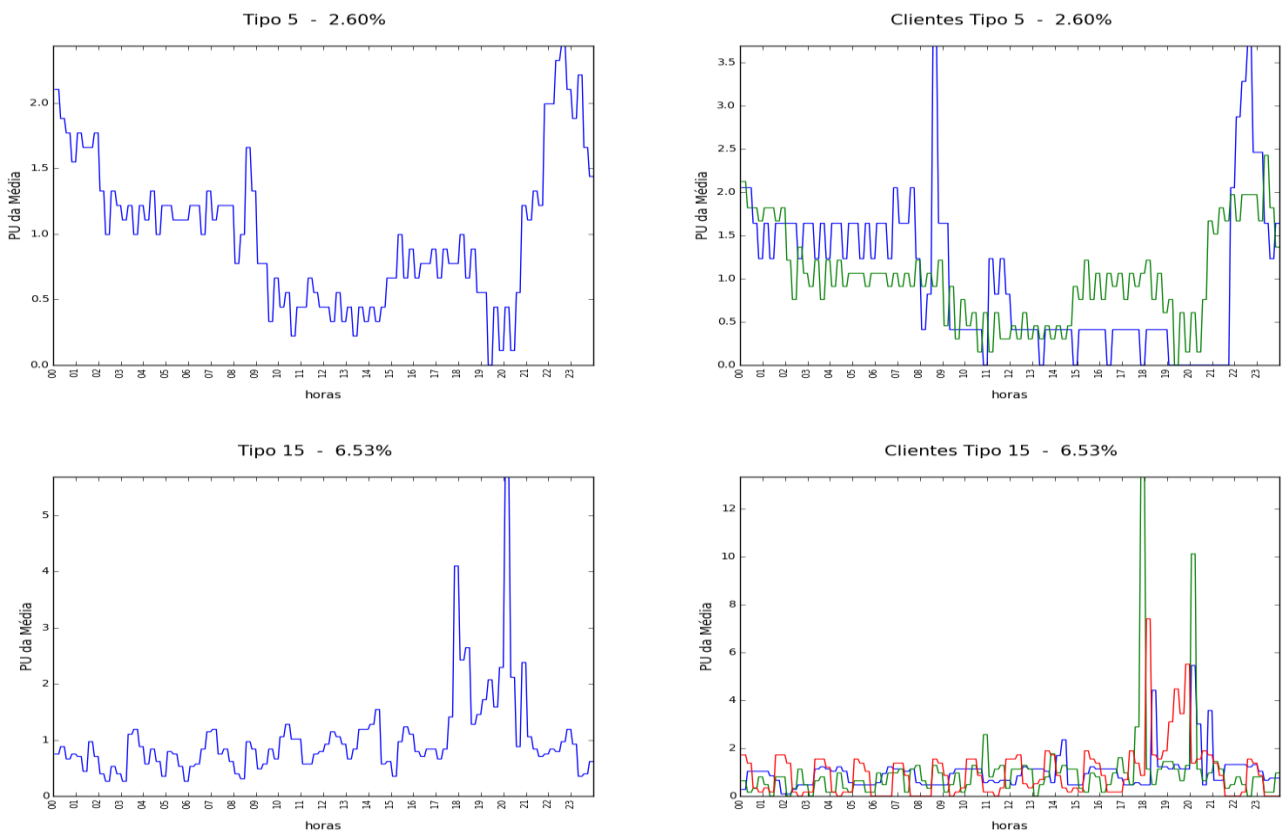


Figura 21 - Exemplo de tipologia de carga – clientes residenciais

Esses tipos são, por sua vez, são somados para formarem as curvas totais das faixas de consumo e as curvas totais das classes de consumo. Na figura 22 estão as curvas das 5 faixas de consumo da classe Residencial de Baixa Tensão, que somadas formam a curva total da Classe Residencial.

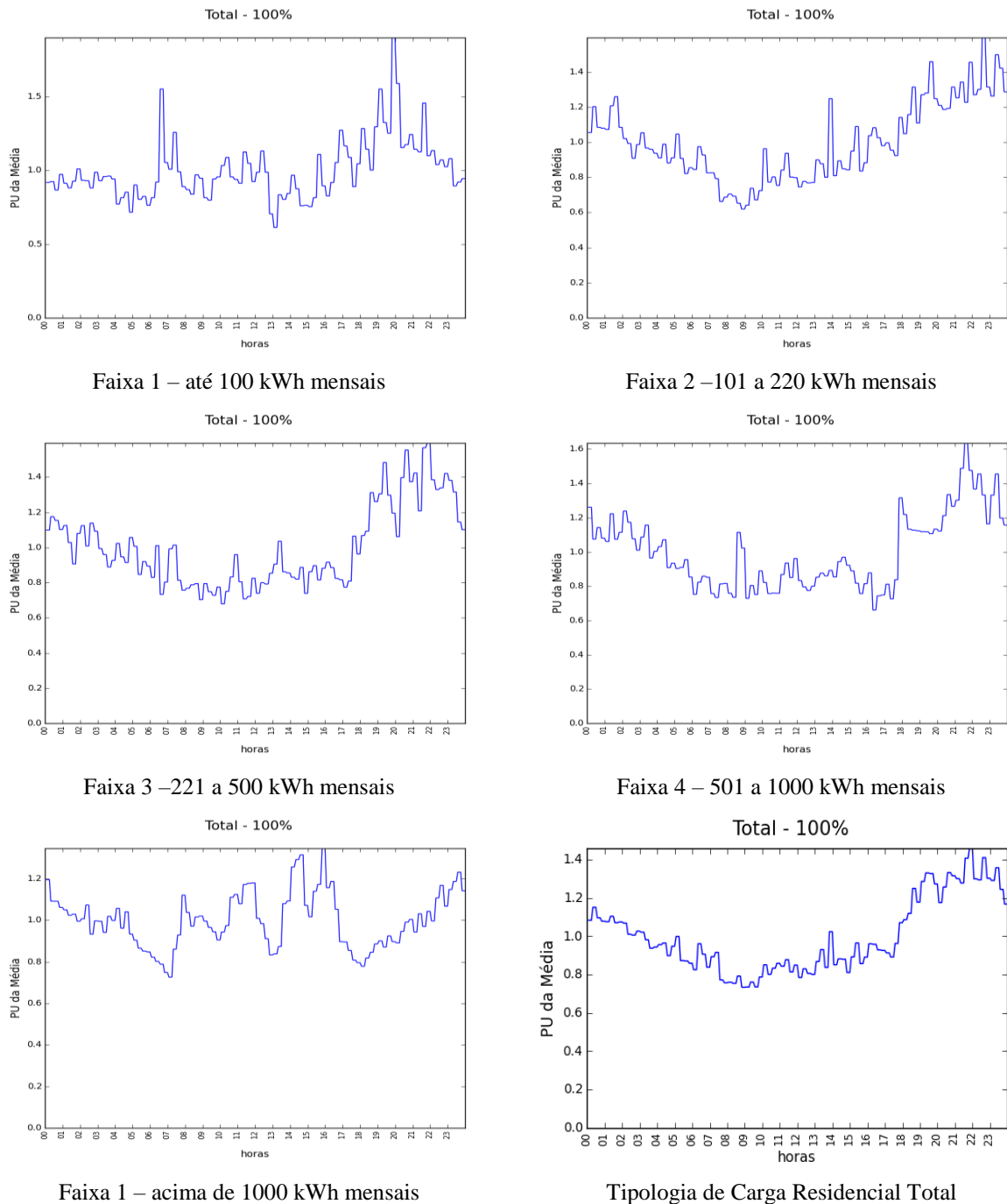


Figura 22 - Exemplo de tipologia de carga total e por faixa

O mesmo procedimento é feito para os transformadores de média para baixa tensão, que são separados em transformadores urbanos e rurais. No caso das transformações, no entanto, não há estratificação da amostra por faixas de consumo, mas é feito um sorteio proporcional

ao número de transformadores por faixa de potência. Na campanha ELFSM de 2021 a amostra de transformadores foi de 75 medições de transformadores urbanos e 75 transformadores rurais. A curva agregada das transformações urbanas e rurais são mostradas na figura 23.

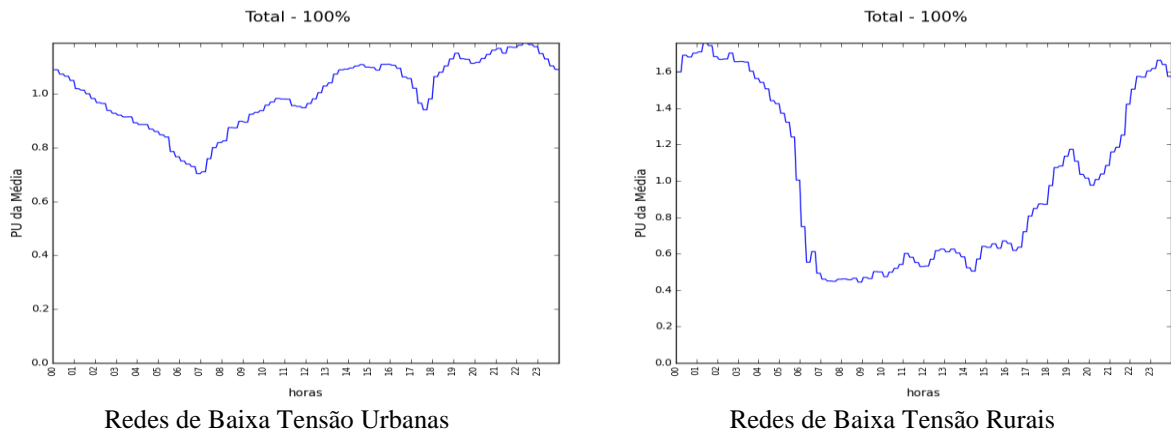


Figura 23 - Tipologia das redes de baixa tensão urbanas e rurais

A primeira constatação a ser feita é a respeito da presença maciça de irrigação nas redes rurais. É fácil perceber que a entrada de geração fotovoltaica nestas redes dificilmente acarretaria em algum alívio de carga. Apesar de ser possível haver algumas redes com carga maior durante o dia, porém serão a minoria.

A carga de irrigação é extremamente alta de madrugada pelo fato desses clientes terem uma tarifa com 73% de desconto para este horário. Assim, o que é possível vislumbrar é uma eventual flexibilização do horário de irrigação e o incentivo para que esta atividade, no futuro, passe a ocorrer no mesmo horário em que eventuais injeções por parte de geradores fotovoltaicos.

No caso das redes urbanas, por outro lado, não há como se chegar a um veredito sobre os possíveis benefícios da GFV para alívio das redes de distribuição. A demanda máxima da curva agregada de redes de baixa tensão ocorre tanto à tarde quanto à noite, o que torna a avaliação mais difícil.

É preciso ter em mente que essa curva de carga não corresponde necessariamente a nenhuma curva real de transformações de média para baixa tensão. Isso ocorre por dois motivos: por ser uma curva agregada, possui diversidade maior do que as curvas de transformadores individuais. Em segundo lugar, a curva é uma composição de transformadores com comportamentos de carga totalmente distintos. Como será visto adiante, há entre os transformadores da Santa Maria muitos que atendem áreas com carga

predominantemente comercial (carga diurna maior) e outros que atendem áreas residenciais, com carga noturna superior à diurna.

7.2. Análise do Custo Benefício para os Consumidores da Santa Maria

A análise do custo benefício para todos os clientes da amostra foi realizada por meio do cálculo do tempo de retorno do investimento (*payback* simples) da instalação de uma unidade de geração fotovoltaica local. Esse cálculo foi feito para todos os anos do período de projeção (de 2022 a 2030), considerando a variação de custos da instalação de GFV projetadas conforme metodologia apresentada na seção anterior.

As hipóteses de tarifação consideradas foram, além da atual (faturamento pela taxa mínima), a cobrança de uma tarifa convencional sobre a energia compensada dos clientes (tarifa convencional) e de uma tarifa com diferenciação horária (tarifa branca) sobre o consumo compensado, aliada à cobrança de uma tarifa, em R\$/kW, sobre a demanda máxima injetada na rede para o faturamento da parte da injeção dos clientes microgeradores.

Os resultados para os clientes individuais foram agregados para as faixas de consumo, as classes e subgrupos tarifários da baixa tensão. Os resultados para o ano de 2022 estão nas tabelas 8 e 9.

Percebe-se que há uma tendência clara dos empreendimentos de maior porte em todas as faixas terem um *payback* menor. Isso acontece, principalmente, por causa dos custos com o inversor que é decrescente de acordo com sua capacidade e da mão de obra, que possui um custo decrescente em R\$/kWp.

As faixas maiores, principalmente das classes do B3 – comercial, industrial e serviço público, apresentam, já no primeiro ano da projeção, um valor de *payback* muito baixo, chegando a 2,6 anos na maior faixa de consumo da classe comercial. A média para todo o subgrupo B3, nas regras de tarifação atual, é de 3,9 anos.

Já entre os clientes da classe residencial, nota-se uma diferença mais acentuada entre os valores de *payback* das faixas de menor consumo para os clientes maiores. Entre os clientes com consumo mensal menor que 100 kWh, o *payback* médio, no cenário atual de tarifação, é de 10,8 anos.

A aplicação das opções de tarifa propostas aumenta o *payback* proporcionalmente mais entre os clientes maiores. Isso se deve ao fato de que, nesses cenários de faturamento, os

clientes passam a pagar uma TUSD Fio proporcional ao seu consumo compensado. A diferença do *payback* com e sem cobrança da tarifa de geração na baixa tensão – TUSDg é de apenas alguns meses, sendo maior entre os clientes de maior porte, principalmente os da classe comercial.

Tabela 8 - Retorno do Investimento em GFV - 2022 (Fonte: Autor).

Payback Simples – 2022 (Anos)				
Classe	Faixa	Taxa Mínima	Tarifa Convencional	Tarifa Branca + TUSD G em R\$/kW
Residencial	< 100 kWh	13,7	11,5	11,8
	101 a 220 kWh	6,7	7,2	7,5
	221 a 500 kWh	5,0	6,1	6,4
	501 a 1000 kWh	4,2	5,2	5,4
	> 1000 kWh	3,3	4,4	4,5
	Residencial	6,4	7,0	7,2
Comercial	< 500 kWh	7,7	9,7	10,5
	501 a 2000 kWh	3,9	4,7	5,3
	2001 a 5000 kW	3,1	3,8	4,1
	> 5000 kWh	2,6	3,3	3,6
	Comercial	4,2	5,3	5,8
Industrial	< 1000 kWh	10,0	8,4	10,1
	1001 a 3000 kWh	4,1	4,8	5,1
	3001 a 7000 kW	3,1	3,8	4,1
	> 7000 kWh	2,6	3,3	3,5
	Industrial	5,4	5,4	6,0
Serviço Público	< 2000 kWh	7,4	12,9	13,7
	2001 a 5000 kWh	3,8	4,8	5,2
	5001 a 10000 kW	3,1	4,0	4,4
	> 10000 kWh	2,7	3,6	3,8
	Serviço Público	4,1	5,9	6,4
Rural	< 300 kWh	7,1	13,8	15,6
	301 a 1000 kWh	4,9	7,5	8,1
	1001 a 5000 kW	3,6	5,6	6,0
	> 5000 kWh	2,7	4,1	4,5
	Rural	4,6	7,8	8,6
	Média Geral	5,3	7,0	7,5
	B3	4,4	5,3	5,8

Já para os clientes com consumo menor que 100 kWh mensais da classe residencial, as opções de tarifação propostas apresentam *payback* menor que a regra de tarifação atual. Isso ocorre porque, nessas modalidades, não se considerou a fórmula do consumo mínimo para faturamento dos custos comerciais da distribuidora, como acontece no faturamento atual, mas uma taxa mínima fixa para todos os clientes da distribuidora. Assim, esses clientes não

precisam comprar a parte do seu consumo atrelada ao consumo mínimo da distribuidora, mas podem usar energia gerada na usina instalada para cobrir esse consumo.

Tabela 9 – Retorno do Investimento em GFV - 2022 (Fonte: Autor).

TIR média dos clientes de Baixa Tensão – 2022 (%)				
Classe	Faixa	Taxa Mínima	Tarifa Convencional	Tarifa Branca + TUSD G em R\$/kW
Residencial	< 100 kWh	4,8%	5,4%	4,8%
	101 a 220 kWh	12,0%	9,8%	9,2%
	221 a 350 kWh	17,5%	13,8%	13,1%
	351 a 500 kWh	22,1%	17,7%	16,9%
	501 a 1000 kWh	28,5%	22,3%	21,9%
	Residencial	14,7%	12,0%	11,3%
Comercial	< 500 kWh	13,2%	11,7%	10,6%
	501 a 2000 kWh	24,0%	20,2%	18,5%
	2001 a 5000 kW	31,0%	26,5%	24,9%
	> 5000 kWh	36,7%	30,9%	28,6%
	Comercial	25,9%	22,1%	20,4%
Industrial	< 1000 kWh	11,0%	13,4%	12,2%
	1001 a 3000 kWh	22,6%	19,6%	18,5%
	3001 a 7000 kW	30,6%	26,3%	24,7%
	> 7000 kWh	36,9%	31,4%	29,6%
	Industrial	23,5%	21,4%	20,1%
Serviço Público	< 2000 kWh	11,7%	13,9%	13,5%
	2001 a 5000 kWh	24,4%	19,9%	18,1%
	5001 a 10000 kW	30,9%	25,1%	23,3%
	> 10000 kWh	36,0%	28,4%	27,0%
	Serviço Público	25,8%	21,7%	20,3%
Rural	< 300 kWh	12,4%	5,6%	4,4%
	301 a 1000 kWh	19,1%	11,2%	10,3%
	1001 a 5000 kW	27,0%	17,5%	16,4%
	> 5000 kWh	36,0%	25,5%	23,8%
	Rural	22,4%	13,9%	12,8%
	Média Geral	20,1%	14,8%	13,7%
	B3	27,1%	23,0%	21,3%

O cálculo do *payback*, para o mesmo estrato de consumo, em 2030, tem uma redução significativa, explicada pela redução no custos dos equipamentos e está apresentado na tabela 10.

Tabela 10 – Retorno do Investimento em GFV - 2030 (Fonte: Autor).

Payback Simples – 2030 (Anos)				
Classe	Faixa	Taxa Mínima	Tarifa Convencional	Tarifa Branca + TUSD G em R\$/kW
Residencial	< 100 kWh	7,1	7,0	7,2
	101 a 220 kWh	4,0	4,3	4,5
	221 a 500 kWh	3,0	3,7	3,8
	501 a 1000 kWh	2,5	3,2	3,3
	> 1000 kWh	2,0	2,7	2,7
	Residencial		3,8	4,2
Comercial	< 500 kWh	4,1	6,4	6,9
	501 a 2000 kWh	2,4	2,9	3,2
	2001 a 5000 kW	1,9	2,3	2,5
	> 5000 kWh	1,6	2,0	2,2
	Comercial		2,5	3,3
Industrial	< 1000 kWh	4,1	5,0	6,8
	1001 a 3000 kWh	2,4	2,9	3,1
	3001 a 7000 kW	1,9	2,3	2,5
	> 7000 kWh	1,6	2,0	2,1
	Industrial		2,6	3,2
Serviço Público	< 2000 kWh	2,8	7,6	8,0
	2001 a 5000 kWh	2,3	2,9	3,1
	5001 a 10000 kW	1,9	2,4	2,7
	> 10000 kWh	1,6	2,2	2,3
	Serviço Público		2,2	3,6
Rural	< 300 kWh	3,2	8,3	9,4
	301 a 1000 kWh	2,9	4,5	4,8
	1001 a 5000 kW	2,2	3,4	3,6
	> 5000 kWh	1,6	2,5	2,7
	Rural		2,6	4,7
	Média Geral	3,0	4,2	4,6
	B3	2,5	3,3	3,7

Tabela 11 – Retorno do Investimento em GFV - 2030 (Fonte: Autor).

TIR média dos clientes de Baixa Tensão – 2030				
Classe	Faixa	Taxa Mínima	Tarifa Convencional	Tarifa Branca + TUSD G em R\$/kW
Residencial	< 100 kWh	15,5%	14,1%	13,1%
	101 a 220 kWh	23,5%	20,2%	19,3%
	221 a 350 kWh	31,6%	26,0%	24,9%
	351 a 500 kWh	38,5%	31,6%	30,4%
	501 a 1000 kWh	48,3%	38,6%	37,9%
	Residencial	27,8%	23,3%	22,3%
Comercial	< 500 kWh	25,7%	23,7%	21,9%
	501 a 2000 kWh	44,8%	38,4%	35,6%
	2001 a 5000 kW	58,9%	50,8%	47,6%
	> 5000 kWh	70,4%	61,3%	57,3%
	Comercial	49,2%	42,8%	39,9%
Industrial	< 1000 kWh	30,8%	28,1%	26,5%
	1001 a 3000 kWh	51,6%	44,8%	42,2%
	3001 a 7000 kW	63,6%	54,8%	52,5%
	> 7000 kWh	74,0%	64,6%	61,3%
	Industrial	52,1%	45,6%	43,3%
Serviço Público	< 2000 kWh	39,6%	34,2%	32,3%
	2001 a 5000 kWh	57,5%	46,6%	43,5%
	5001 a 10000 kW	66,2%	55,6%	52,2%
	> 10000 kWh	80,4%	66,2%	61,1%
	Serviço Público	60,4%	50,1%	46,9%
Rural	< 300 kWh	24,4%	15,0%	13,6%
	301 a 1000 kWh	34,0%	22,0%	20,7%
	1001 a 5000 kW	45,9%	31,1%	29,5%
	> 5000 kWh	60,0%	43,2%	40,5%
	Rural	39,2%	26,2%	24,6%
	Média Geral	37,1%	28,6%	27,0%
	B3	52,3%	45,4%	42,4%

7.3. Aplicação do Modelo de Bass

A projeção agregada da inserção de clientes mini e microgeradores foi feita utilizando o modelo de Bass aplicado separadamente aos mercados dos subgrupos B1, B2 e B3 e para o grupo A no caso da geração local e, ainda para toda a geração remota dos grupos A e B.

Os parâmetros do modelo de Bass e a sensibilidade ao *payback* de cada estrato foram obtidos através de uma regressão não linear a partir do histórico de inserção de clientes e do *payback* médio no programa R, utilizando a função *nlsLM* do pacote *minpack*, para solução de

regressão não linear através do algoritmo Levenberg-Marquardt (ELZHOV, MULLEN, SPIESS, & BOLKER, S.D.).

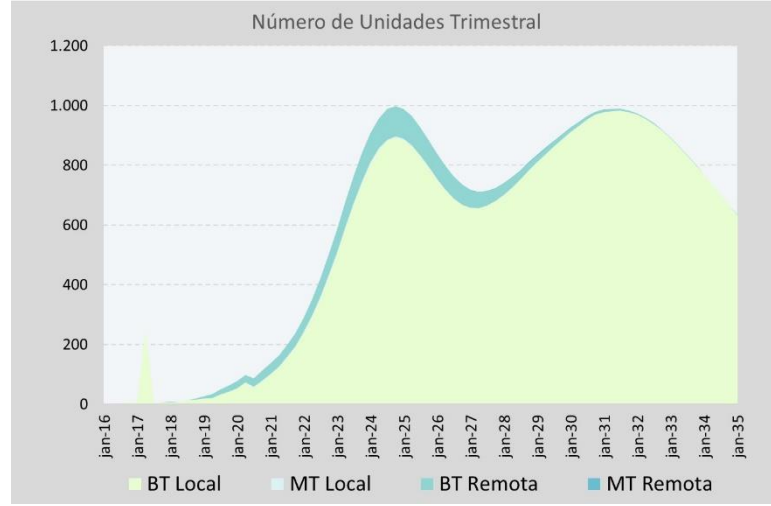
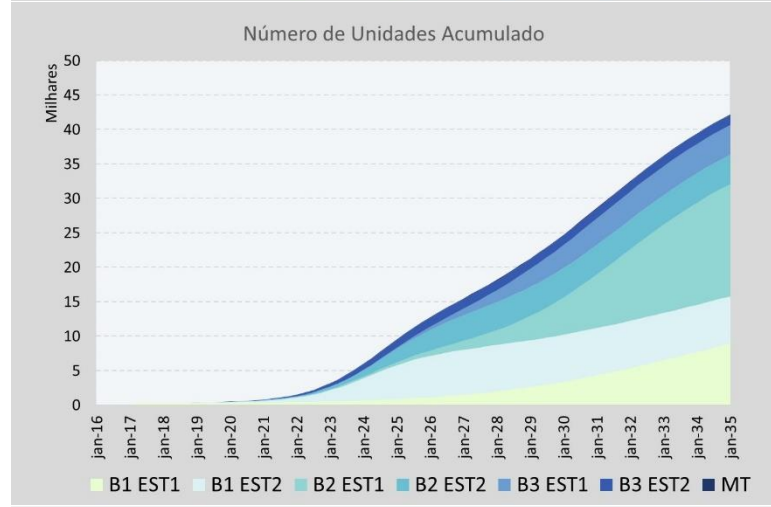
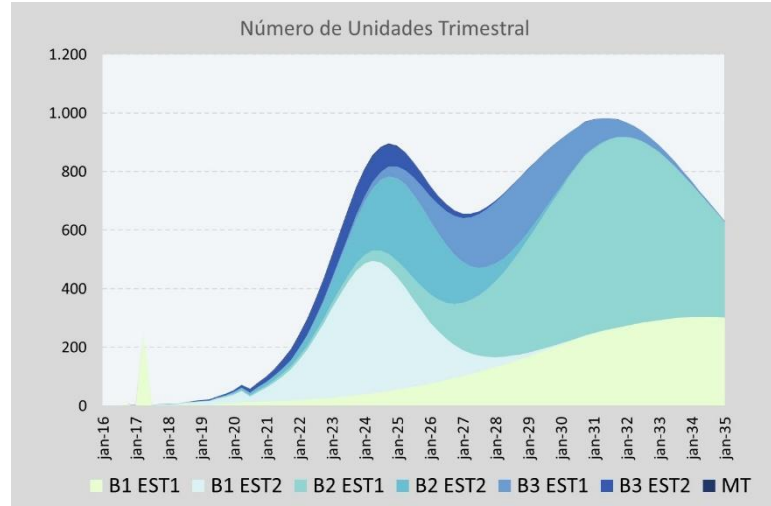
Os dados utilizados têm periodicidade trimestral e os resultados anuais apresentados se referem à situação no último trimestre do referido ano. A seguir são apresentados os resultados agregados de número de clientes, capacidade instalada e energia gerada, além dos resultados para a geração local dos subgrupos B1, B2 e B3, separados em dois estratos de potência.

A aplicação do modelo de Bass resultou em uma previsão de inserção do total de 46 mil clientes de mini e microgeração até o ano de 2035. Em termos do número de ligações desse tipo, há maior concentração nas classes Residencial e Rural, com um total de cerca de 38 mil clientes com geração local, seguido do Subgrupo B3, com quase 6 mil clientes. Estima-se que sejam conectadas próximo de 2,5 mil usinas de geração remota na baixa e 56 na média tensão.

A tabela 12 e a figura 24 mostram o resultado da projeção do número de unidades consumidoras com GFV até 2035.

Tabela 12 – Projeção de crescimento do número de consumidores com GFV - unidades (Fonte: Autor).

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	1	0	0	1	0	0	0	1
2015	1	2	0	0	3	0	0	0	3
2016	10	4	1	0	15	0	0	0	15
2017	270	8	2	0	279	0	0	0	280
2018	299	16	7	0	322	3	0	3	325
2019	383	30	22	0	436	59	0	59	495
2020	550	76	67	5	699	171	0	171	870
2021	918	168	174	17	1.277	326	0	326	1.604
2022	1.784	381	408	37	2.611	559	1	560	3.171
2023	3.377	909	787	61	5.134	902	2	904	6.038
2024	5.317	1.960	1.222	80	8.580	1.305	4	1.309	9.888
2025	6.849	3.364	1.656	91	11.960	1.683	8	1.691	13.651
2026	7.827	4.676	2.187	97	14.787	1.978	14	1.992	16.779
2027	8.538	5.880	2.927	99	17.445	2.177	23	2.200	19.644
2028	9.219	7.275	3.812	100	20.406	2.301	32	2.333	22.739
2029	9.987	9.103	4.611	101	23.801	2.374	41	2.415	26.216
2030	10.894	11.412	5.160	101	27.566	2.416	47	2.463	30.029
2031	11.926	13.988	5.469	101	31.485	2.438	51	2.490	33.974
2032	13.053	16.483	5.625	101	35.262	2.450	54	2.504	37.766
2033	14.243	18.606	5.698	101	38.649	2.457	55	2.512	41.161
2034	15.456	20.227	5.733	101	41.517	2.460	56	2.516	44.033
2035	16.650	21.368	5.748	101	43.867	2.462	56	2.518	46.385



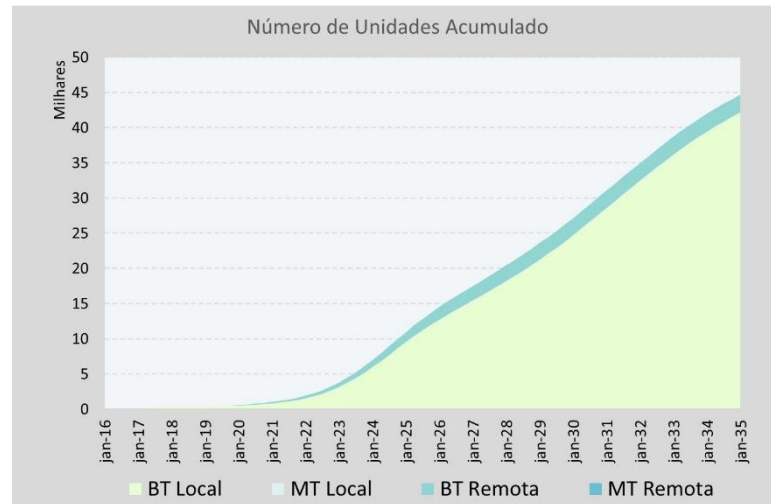


Figura 24 - Projeção de crescimento do número de consumidores com GFV – unidades (Fonte: Autor).

A projeção da capacidade instalada de geração fotovoltaica distribuída foi feita a partir da estimativa do número de consumidores, aplicando-se uma capacidade média estimada para as novas unidades. Para encontrar essa capacidade média, verificou-se no estudo de custo-benefício da GFV dos clientes da amostra qual é a capacidade média das instalações de GFV em cada estrato da projeção.

Verifica-se no histórico de inserção dos clientes MMGD que há uma tendência dos clientes de maior porte optarem pela instalação de geração distribuída antes dos clientes menores, devido à maior atratividade econômica das instalações maiores e, também, pela maior facilidade de investimento. Por isso, assumiu-se que o patamar atual de capacidade média das instalações em cada estrato deve decrescer gradualmente. Com esta premissa e conhecendo a capacidade média através do estudo anterior, foi possível obter uma tendência de decréscimo do porte de instalações ao longo do horizonte de estudo.

Assim, os resultados da capacidade instalada de geração fotovoltaica distribuída divergem daqueles obtidos com o número de clientes à medida que a capacidade instalada média em cada estrato de clientes diverge. Assim, na baixa tensão os clientes dos subgrupos B2 e B3, de maior porte que os residenciais, tendem a ter instalações de maior capacidade, também.

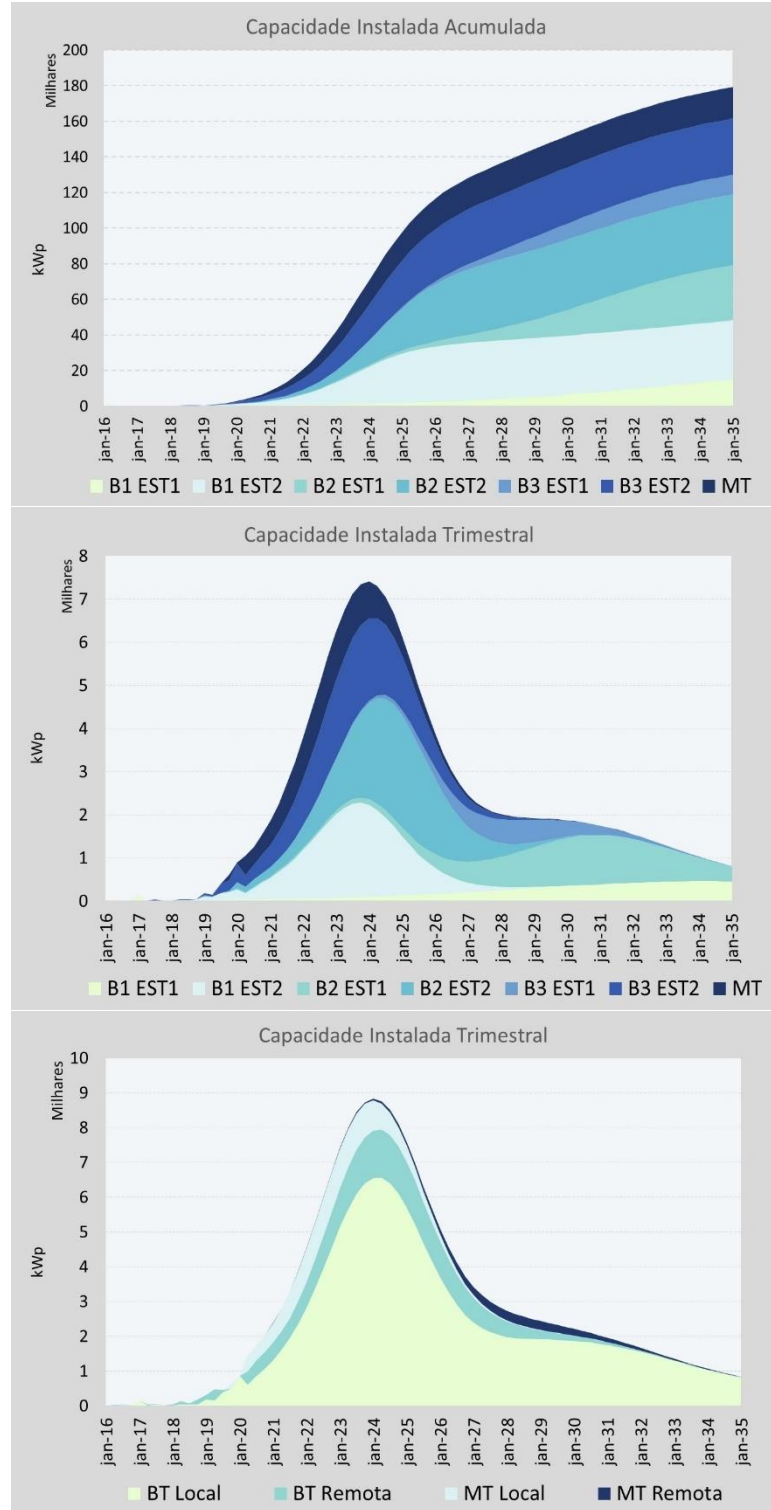
A tabela 13 e a figura 25 mostram o resultado da projeção da potência instalada, em MWp, até 2035.

Tabela 13 – Projeção de crescimento da potência instalada de GFV – MWp (Fonte: Autor).

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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2013	0,0	0,0	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	0,0	0,0
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
2017	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,3
2018	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,4	0,0	0,4	0,8
2019	0,9	0,1	0,6	0,1	1,7	0,9	0,0	0,9	2,6
2020	2,1	0,8	2,1	1,5	6,5	2,2	0,0	2,2	8,7
2021	5,1	2,1	4,9	4,3	16,5	3,9	0,0	4,0	20,5
2022	11,1	5,3	10,5	8,5	35,4	6,3	0,1	6,4	41,7
2023	19,8	12,0	18,3	12,8	62,8	9,1	0,2	9,3	72,1
2024	27,8	22,5	25,3	15,6	91,3	11,7	0,4	12,1	103,4
2025	32,6	32,8	30,0	17,0	112,4	13,7	0,7	14,5	126,9
2026	35,1	39,8	33,1	17,5	125,5	15,1	1,3	16,4	141,9
2027	36,6	44,4	35,7	17,7	134,5	16,0	2,0	18,0	152,5
2028	37,9	48,5	38,2	17,8	142,3	16,6	2,8	19,3	161,7
2029	39,2	52,7	40,1	17,8	150,0	16,9	3,4	20,3	170,2
2030	40,7	57,4	41,4	17,8	157,3	17,1	3,9	20,9	178,2
2031	42,3	61,8	42,1	17,8	164,0	17,2	4,2	21,3	185,4
2032	44,1	65,6	42,4	17,8	169,9	17,2	4,3	21,5	191,4
2033	45,9	68,4	42,5	17,8	174,6	17,3	4,4	21,7	196,3
2034	47,7	70,3	42,6	17,8	178,4	17,3	4,5	21,7	200,2
2035	49,5	71,5	42,6	17,8	181,5	17,3	4,5	21,8	203,2

A maior diferença em relação à projeção com o número de consumidores está, evidentemente, nos clientes de média tensão, que têm porte muito superior aos clientes da baixa. Estima-se que ao final do período de projeção, cerca de 11% do total da capacidade instalada de geração local esteja na média tensão, dos quais 9% são de geração local.

A entrada dos clientes de maior porte até o ano de 2027 provoca um ritmo de inserção de capacidade instalada bastante alto. Embora depois desse período ainda haverá uma grande quantidade de clientes que irão aderir à mini e microgeração, estes provocarão um impacto menor nas redes da distribuidora.



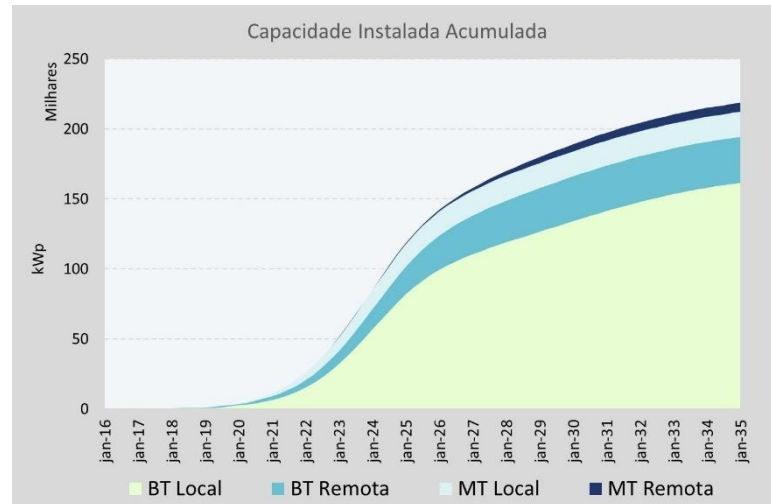


Figura 25 - Projeção de crescimento da potência instalada de GFV – MWp (Fonte: Autor).

Projeta-se que a energia gerada pelas usinas fotovoltaicas da mini e microgeração deve chegar a 334 GWh em 2035, com 298 GWh de geração local, com forte participação dos clientes rurais, que deverão gerar 118 GWh anuais nas suas usinas.

A tabela 14 mostra o resultado da projeção da energia anual gerada, em MWh, até 2035.

Tabela 14 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – MWh (Fonte: Autor).

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	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2018	1	0	0	0	1	1	0	1	1
2019	1	0	1	0	3	1	0	1	4
2020	3	1	3	2	11	4	0	4	14
2021	8	4	8	7	27	6	0	7	34
2022	18	9	17	14	58	10	0	11	69
2023	33	20	30	21	103	15	0	15	119
2024	46	37	42	26	150	19	1	20	170
2025	54	54	49	28	185	23	1	24	209
2026	58	66	54	29	206	25	2	27	233
2027	60	73	59	29	221	26	3	30	251
2028	62	80	63	29	234	27	5	32	266
2029	65	87	66	29	247	28	6	33	280
2030	67	94	68	29	259	28	6	34	293
2031	70	102	69	29	270	28	7	35	305
2032	72	108	70	29	279	28	7	35	315
2033	75	112	70	29	287	28	7	36	323
2034	78	116	70	29	293	28	7	36	329
2035	81	118	70	29	298	28	7	36	334

Em relação ao mercado da empresa, esse montante representa 46% da energia da média e baixa tensão, já que o mercado total projetado para a empresa no ano de 2035 é de 775 GWh, conforme demonstra a tabela 15, abaixo.

Tabela 15 – Projeção de crescimento do percentual de energia gerada sobre o mercado (Fonte: Autor).

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%	0,0%	0%	0%
2017	0%	0%	0%	0%	0,1%	0%	0%
2018	0%	0%	0%	0%	0,1%	0%	0%
2019	1%	0%	1%	0%	0,5%	1%	1%
2020	2%	1%	5%	2%	2,1%	3%	3%
2021	6%	2%	11%	6%	5,3%	7%	7%
2022	12%	5%	22%	11%	11,0%	14%	13%
2023	21%	11%	38%	16%	19,1%	24%	22%
2024	29%	20%	52%	19%	27,0%	34%	31%
2025	33%	29%	60%	20%	32,4%	41%	37%
2026	34%	34%	65%	21%	35,2%	45%	40%
2027	35%	36%	69%	21%	36,8%	48%	42%
2028	35%	38%	72%	20%	37,9%	49%	43%
2029	36%	40%	74%	20%	38,9%	50%	44%
2030	36%	42%	74%	19%	39,7%	51%	45%
2031	37%	44%	74%	19%	40,3%	52%	46%
2032	37%	45%	73%	19%	40,7%	53%	46%
2033	38%	45%	72%	18%	40,7%	52%	46%
2034	38%	45%	70%	18%	40,5%	52%	45%
2035	39%	44%	69%	18%	40,1%	51%	45%

7.4. Impacto na Receita da Distribuidora

Conforme discutido na seção anterior, a modalidade de tarifação atual dos clientes de geração distribuída incentivada, principalmente, os maiores clientes a adotarem a microgeração e inibe os clientes de menor consumo.

O incentivo para os clientes maiores acontece porque esses ficam isentos de pagar pela maior parte do uso da rede, juntamente com os demais encargos e compra de energia. Assim, por exemplo, um cliente trifásico (consumo mínimo de 100 kWh) com consumo mensal de 2.000 kWh passará a pagar à distribuidora somente o consumo mínimo de 100 kWh e tem, portanto, uma redução de fatura perto de 95%. Na proposta da CEMIG (CEMIG, 2019), por outro lado, o cliente pagará pelo uso da rede de distribuição sobre todo o consumo não simultâneo (consumo injetado na rede), obtendo assim uma redução de fatura menor.

Por outro lado, o cliente com consumo mensal de 200 kWh, bifásico (consumo mínimo de 50 kWh), consegue, atualmente, substituir somente 75% do seu consumo pela GFV, já que terá arcar com o consumo equivalente à 50 kWh atrelado ao consumo mínimo. Na proposta da CEMIG, esse consumidor poderá gerar os 200 kWh que consome e pagará TUSD sobre o consumo não simultâneo (compensado). Dependendo do custo do sistema de GFV, isso poderá viabilizar a instalação da microgeração.

Outro fator importante é que, na alternativa proposta pela CEMIG, as distribuidoras terão prejuízo significativamente menor, mesmo sem que se eleve muito o *payback* dos investimentos. Atualmente, a redução média de pagamento pelo uso das redes de distribuição, na Alternativa 0 (atualmente empregada), é de 85%, enquanto na proposta da CEMIG (CEMIG, 2019), essa redução fica próxima dos 23%. Na proposta da CEMIG, ainda, a redução é mais equitativa, com reduções próximas entre os clientes das diferentes faixas de consumo. Na alternativa atualmente aplicada (fatura mínima), essas diferenças são maiores.

Da maneira em que está formulado o faturamento da MMGD, a redução de fatura dos clientes causa um forte impacto na tarifa dos demais consumidores, assim como para a distribuidora. Esse impacto acontece de diversas formas:

- 1) A redução de pagamento de uso da rede que não encontra contrapartida em redução ou postergação de investimentos será arcada inicialmente pela distribuidora e, nas revisões subsequentes à adesão de cada cliente, será repassada à fatura dos demais consumidores na forma de um aumento de tarifa de uso do sistema de distribuição.
- 2) Os encargos e o pagamento de uso da rede básica, que são componentes aos quais se aplica neutralidade tarifária, são repassados aos demais clientes no processo tarifário posterior à adoção de MMGD de cada cliente. Na maioria dos casos (com exceção do PROINFA), a opção do cliente pela MMGD não irá reduzir o montante total de encargos a serem pagos pelos clientes da distribuidora e, dessa forma, o seu pagamento será alocado aos demais clientes, sem nenhum prejuízo para a distribuidora.
- 3) Sem a tarifação pelo uso da rede da parcela da geração – da mesma forma que acontece na média e alta tensão, assim como na rede básica –, todo o custo de uso da rede de distribuição continuará a ser alocado à carga. Se, no médio e longo prazo, no entanto, surgir um custo de expansão das redes de média e baixa tensão devido à geração, um volume cada vez menor de carga terá que arcar com os custos de toda a rede, o que irá onerar muito mais os clientes sem GD.

Por isso, é essencial que se promova uma tarifação que cobre de todos os clientes que utilizam da rede de distribuição uma tarifa a mais próxima possível dos seus custos.

A tabela 16 mostra que a manutenção das regras atuais de tarifação causaria uma perda de receita para a ELFSM de R\$ 122 milhões até 2035, com volumes maiores de perda nos anos que precedem as revisões tarifárias, já que o efeito de não pagamento da TUSD Fio se acumula entre revisões e é repassado para os demais clientes nesses processos tarifários

Tabela 16 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – tarifação atual ou fatura mínima (Fonte: Autor).

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
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	2	0	0	0	2	6	0	6	8
2017	33	1	-1	0	32	18	0	19	51
2018	51	1	7	0	59	95	1	97	156
2019	120	7	21	17	165	127	2	129	293
2020	849	57	180	188	1.274	515	7	523	1.797
2021	1.509	178	524	542	2.753	1.130	16	1.147	3.900
2022	2.293	494	1.779	1.073	5.639	2.101	35	2.137	7.776
2023	1.842	808	1.777	1.602	6.029	3.480	75	3.555	9.584
2024	4.317	2.450	4.117	354	11.238	1.530	78	1.608	12.846
2025	6.448	4.831	6.154	528	17.960	2.917	219	3.137	21.097
2026	7.684	7.037	7.485	599	22.804	3.960	443	4.403	27.207
2027	637	1.466	894	625	3.622	4.648	735	5.383	9.005
2028	1.044	2.444	1.668	634	5.789	5.065	1.042	6.108	11.897
2029	1.399	3.297	2.382	3	7.080	243	263	506	7.586
2030	1.768	4.194	2.936	4	8.903	381	451	832	9.735
Total	29.995	27.265	29.922	6.168	93.350	26.217	3.370	29.587	122.937

A adoção de uma tarifa na modalidade branca sobre o consumo compensado (tabela 17), aliada à tarifação da parte geradora dos clientes, na forma de uma tarifa em R\$/kW sobre a demanda máxima de injeção, reduziria esse prejuízo para próximo de R\$ 35 milhões. Como se verá na seção 7.5, no caso da Santa Maria, uma pequena parte dessa redução de receita terá contrapartida na redução de investimentos.

Tabela 17 – Projeção de crescimento da energia gerada anual pela GFV – proposta CEMIG (Fonte: Autor).

Ano	Geração na própria UC				Total Local	MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A		BT	AT	Total Remota	
2012				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	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	1	0	0	0	1	0	0	0	1
2017	5	0	0	0	5	0	0	0	5
2018	10	0	4	0	15	0	0	0	15
2019	41	2	11	0	54	0	0	0	54
2020	363	18	87	0	468	0	0	0	468
2021	643	52	252	0	947	0	0	0	947
2022	973	152	931	0	2.055	0	0	0	2.055
2023	790	261	934	0	1.985	0	0	0	1.985
2024	1.845	771	2.164	0	4.780	0	0	0	4.780
2025	2.741	1.472	3.235	0	7.448	0	0	0	7.448
2026	3.250	2.072	3.932	0	9.255	0	0	0	9.255
2027	252	354	463	0	1.069	0	0	0	1.069
2028	404	546	857	0	1.807	0	0	0	1.807
2029	531	673	1.217	0	2.422	0	0	0	2.422
2030	659	778	1.497	0	2.934	0	0	0	2.934
Total	12.508	7.152	15.584	0	35.244	0	0	0	35.244

7.5. Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria

O potencial de impacto da inserção de geração distribuída depende da quantidade ou grau de inserção nas redes de distribuição. Se, por um lado, a GD pode causar uma redução da demanda máxima de rede de distribuição, nos casos em que a demanda máxima da rede de distribuição não coincida com a geração fotovoltaica, esta não é alterada, ou seja, os custos incorridos com a expansão da rede para atendimento à carga máxima não se alteram.

No caso da inserção mais intensa nas redes de distribuição ou na hipótese de concentração de geração distribuída local, pode ser que investimentos deverão ser realizados para atender a essa geração.

A seguir são apresentadas as previsões de como as redes de distribuição irão alterar o seu comportamento à medida que uma quantidade maior de geração fotovoltaica seja inserida. São analisados os dois extremos, no ano de 2021, com presença ainda tímida da GFV e na previsão para 2030, com entrada forte dessa geração.

Uma importante ressalva deve ser feita: muito do comportamento das redes irá depender de como o mercado da Santa Maria irá evoluir ao longo dos anos. Por exemplo, verificou-se em um período recente grandes alterações no comportamento da carga da distribuidora por causa da entrada cada vez mais expressiva de clientes de irrigação.

No entanto, neste trabalho somente foi considerado um crescimento no montante total do mercado sem estimativa de alteração no comportamento dos consumidores além da adoção de geração distribuída.

7.5.1. Impacto nas redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2021

O impacto previsto nas redes de baixa tensão urbanas da Santa Maria dezembro de 2021 considera a entrada nessas redes de cerca de 12 MWp. No entanto, como a tipologia dessas redes foi feita com as curvas de carga coletadas em outubro de 2020, quando já havia cerca de 5 MWp de microgeração conectada, foi modelado somente o impacto de 7 MWp adicionais.

A previsão feita com informações consolidadas até o primeiro trimestre de 2021 é de se chegar a um total de 1.604 clientes mini e microgeradores conectados na Santa Maria ao final do ano de 2021, com um total de 16,5 MWp de geração local e 4 MWp de geração remota, como se demonstra na tabela 18.

Tabela 18 - Projeção geração distribuída (2021).

	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
Clientes	918	168	174	17	1.277	326	0	326	1.604
Capacidade	5,1	2,1	4,9	4,3	16,5	3,9	0,0	4,0	20,5
Energia Gerada	8,4	3,5	8,1	7,1	27,1	6,5	0,1	6,6	33,7

À primeira vista, pode parecer que redução de carga diurna na curva agregada (total) das redes urbanas de baixa tensão não surtirá efeito na diminuição da demanda máxima, já que a demanda máxima noturna permanece alterada.

A figura 26 mostra o impacto no total das redes típicas de distribuição da Santa Maria em 2021. A linha contínua é a carga atual, a linha pontilhada mostra a redução da carga nessas redes em dias nublados e a linha tracejada a redução em dias ensolarados.

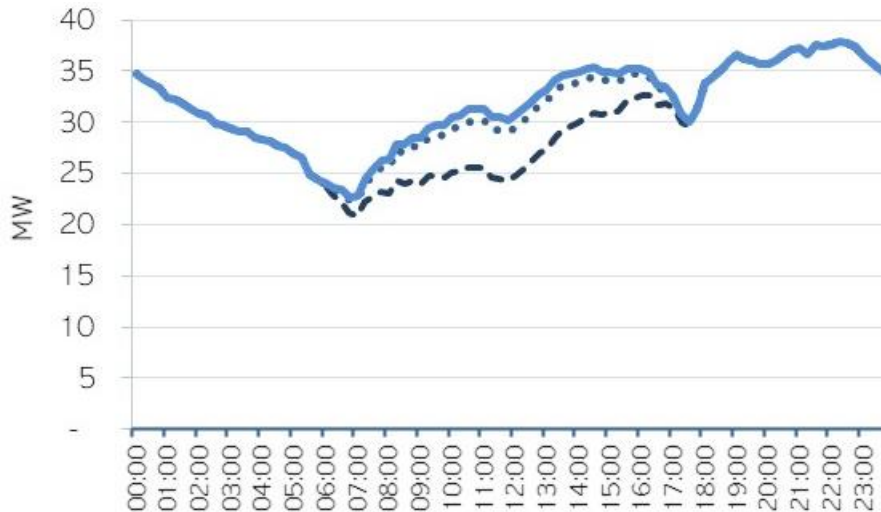


Figura 26 - Impacto no total das redes típicas de distribuição da Santa Maria em 2021

No entanto, quando se analisa o impacto da geração nos diversos tipos de rede, a introdução da GFV pode trazer um alívio para alguns tipos de rede que têm demanda máxima no período fora de ponta, como os tipos 1, 2, 8, 12, 13, 14 e 15. No entanto, muitas redes da Santa Maria têm carga maior à noite, principalmente aquelas com maior proporção de clientes residenciais. Ao todo, 68,19% da energia entregue na baixa tensão urbana transita em redes com demanda máxima no período fora de ponta, 10,7% nas redes com demanda máxima na ponta e 15,27% no intermediário (tabela 19).

Tabela 19 - Energia nas redes da Santa Maria (2021)

Energia em Redes com demanda Máxima em cada posto			
	Ponta	Intermediário	Fora Ponta
Condição Atual	10,70%	15,27%	68,19%
Geração FV Máxima	11,68%	16,25%	66,23%
Geração FV Mínima	10,70%	15,27%	68,19%

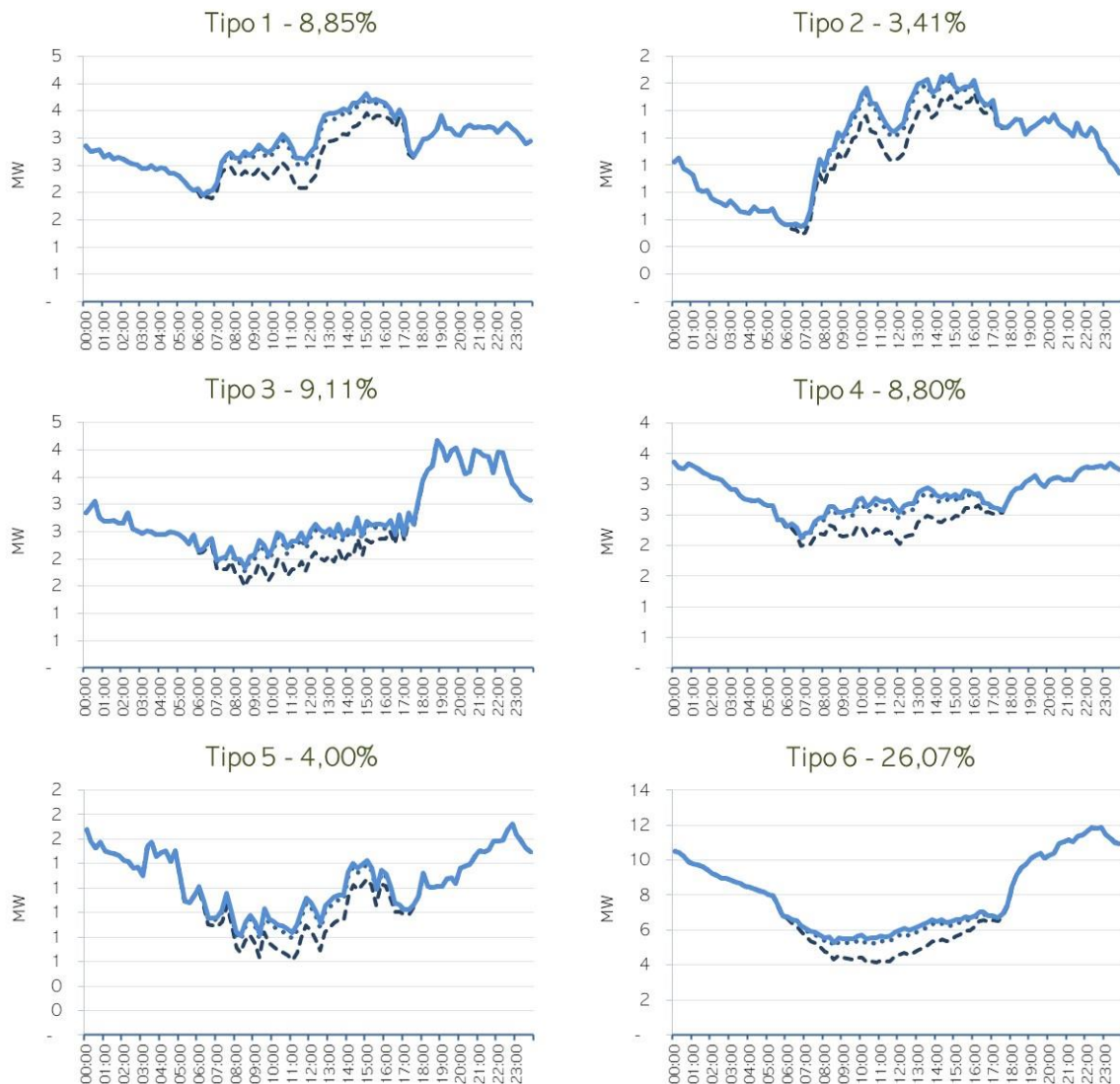
O alívio de demanda nas redes depende da coincidência da geração com os dias de carga máxima destas redes (linha contínua). Por isso, ao se dimensionar estes sistemas, somente uma fração da geração total pode ser considerada na diminuição da demanda máxima dos sistemas.

Assim, apesar da demanda máxima das redes ter o potencial de cair em 1,25 MW nos dias de maior geração solar, a previsão de alívio nas redes passível de ser contemplado como redução de investimento é somente de uma parcela da geração total, somando 0,26 MW no total das redes, considerando o nível mínimo de geração das unidades solares. A tabela 20 mostra projeção da redução, em MW e em percentual, da carga máxima com a injeção de GFV nas redes da Santa Maria.

Tabela 20 - Redução da demanda máxima (2021).

Redução da Demanda Máxima			
	DMAX MW	Redução MW	Redução %
Condição Atual	48	0,00	0,00%
Geração FV Máxima	46	1,25	2,63%
Geração FV Mínima	47	0,26	0,54%

A figura 27 mostra o impacto nas redes urbanas de distribuição da Santa Maria em 2021. A linha contínua é a carga atual, a linha pontilhada mostra a redução da carga nessas redes em dias nublados e a linha tracejada a redução em dias ensolarados.



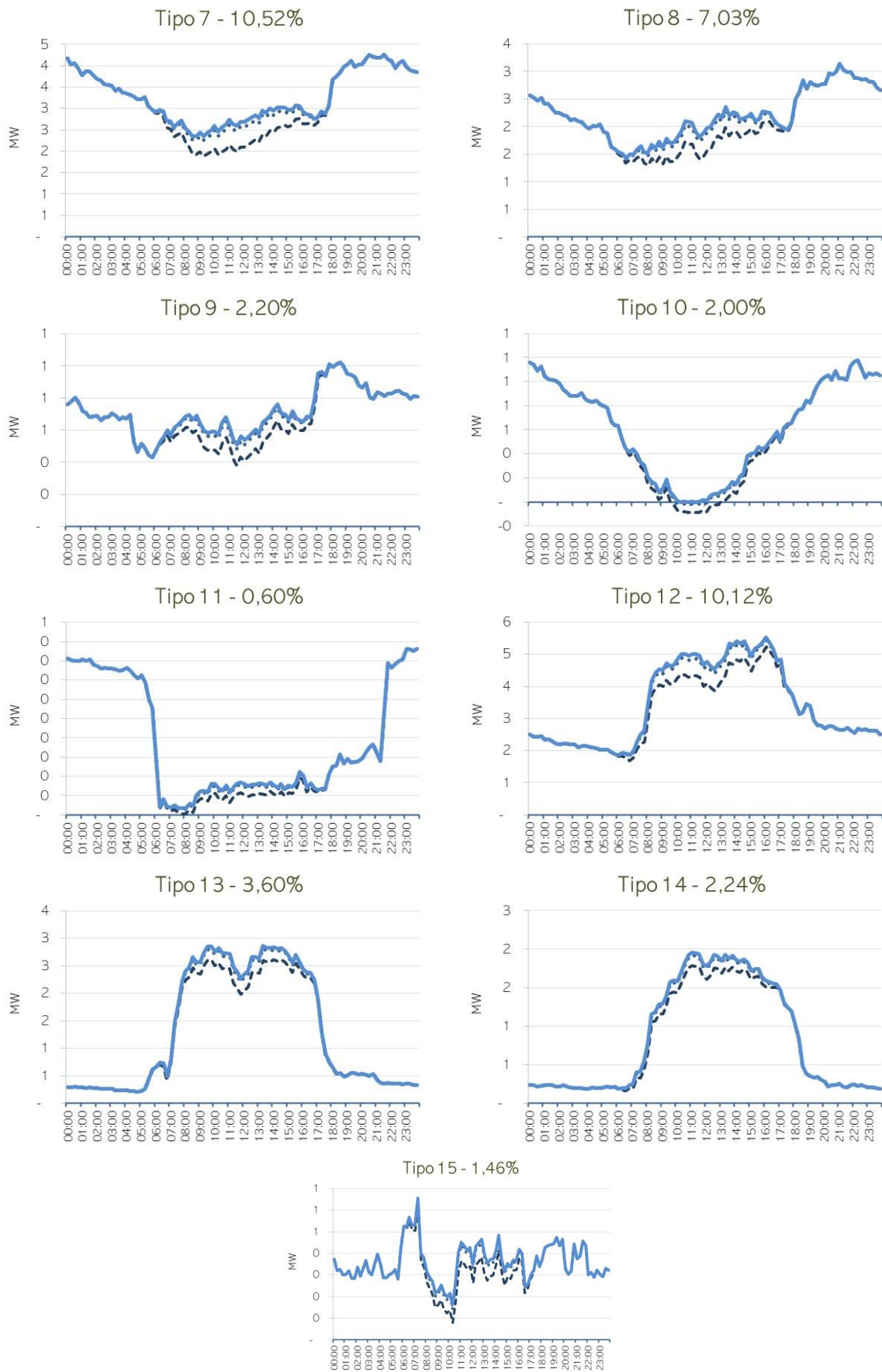


Figura 27 - Impacto nas redes urbanas de distribuição da Santa Maria em 2021

7.5.2. Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2025

A situação das redes ao final de 2025, mostrada na tabela 21, véspera da próxima revisão tarifária periódica da Santa Maria, já será bastante diferente da atual, com inserção considerável de geração distribuída e impactos fortes em diversas redes do sistema. A previsão aponta para uma entrada de cerca de 127 MWp de potência de geração fotovoltaica, dos quais entre 60 e 70 MWp estariam conectados às redes de baixa tensão urbanas, de clientes dos subgrupos B1 e B3 nas modalidades de geração local e remota.

Tabela 21 - Geração distribuída local (2025).

	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
Clientes	6.849	3.364	1.656	91	11.960	1.683	8	1.691	13.651
Capacidade	32,6	32,8	30,0	17,0	112,4	13,7	0,7	14,5	126,9
Energia Gerada	53,7	54,0	49,3	27,9	184,9	22,6	1,2	23,8	208,7

Esse volume de geração será suficiente para inverter o fluxo agregado das redes nos momentos de maior geração, de modo que baixa tensão urbana passará a exportar energia para a média tensão nesses momentos, como se vê na figura 28.

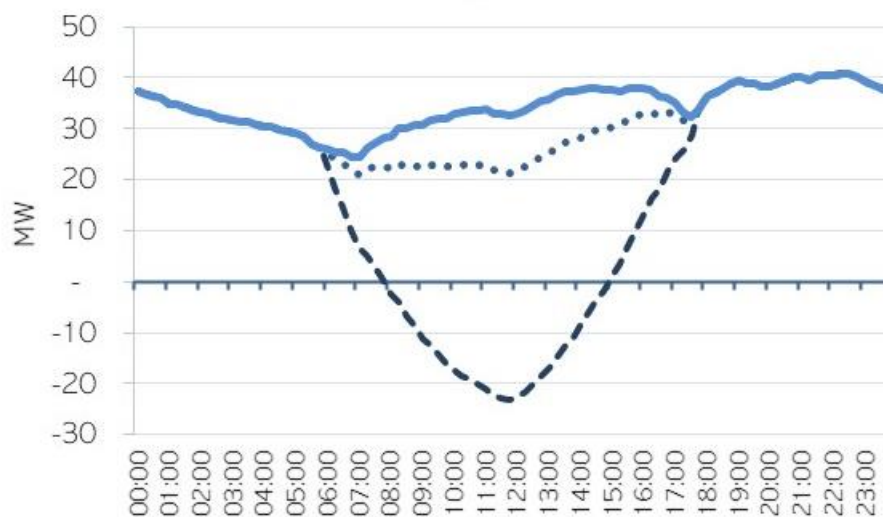


Figura 28 - Impacto no total das redes típicas de distribuição da Santa Maria em 2025

Com a queda expressiva da demanda diurna das redes, a proporção da energia dos clientes de baixa tensão que transita em redes com demanda máxima cai expressivamente nos dias com maior geração fotovoltaica, de 68% para 48%. Nos dias nublados, esse percentual fica próximo de 61%, como se demonstra na tabela 22.

Tabela 22 - Energia nas redes da Santa Maria (2025)

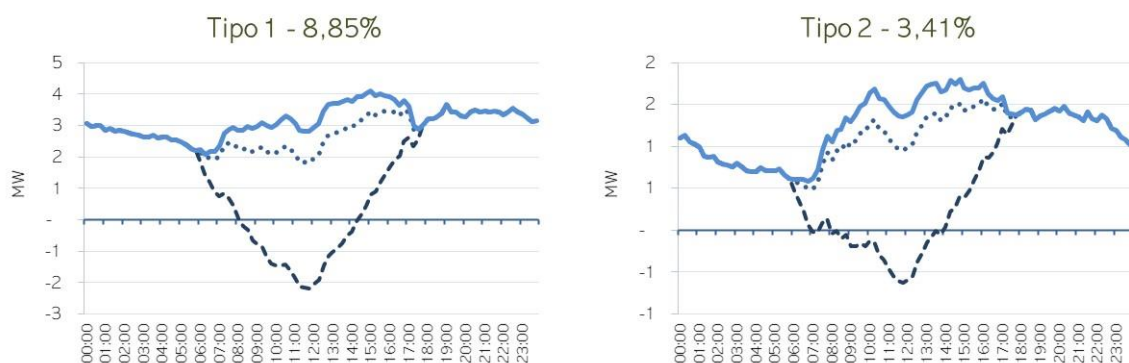
Energia em Redes com demanda Máxima em cada posto			
	Ponta	Intermediário	Fora Ponta
Condição Atual	10,70%	15,27%	68,19%
Geração FV Máxima	25,42%	21,08%	47,66%
Geração FV Mínima	15,12%	18,34%	60,70%

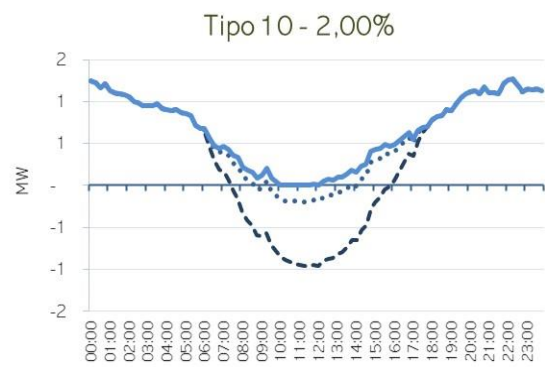
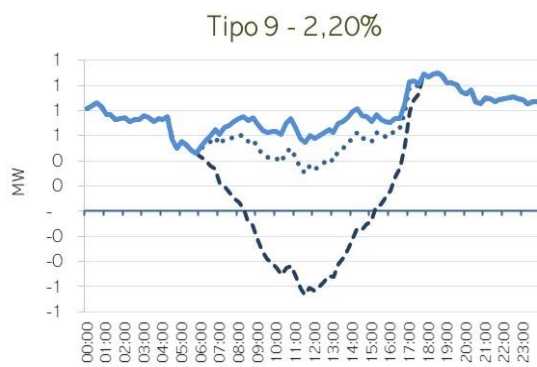
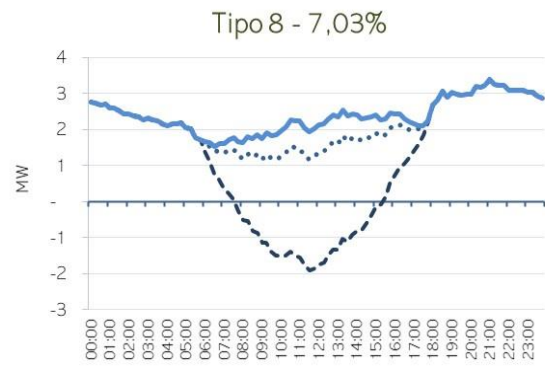
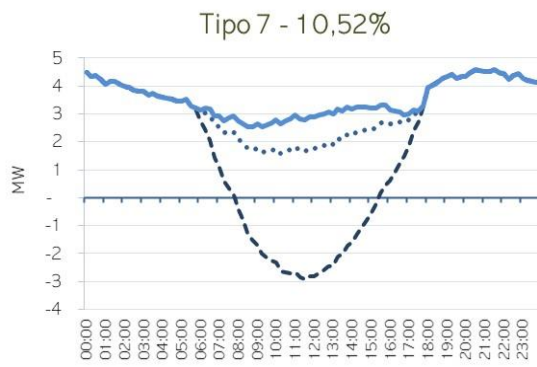
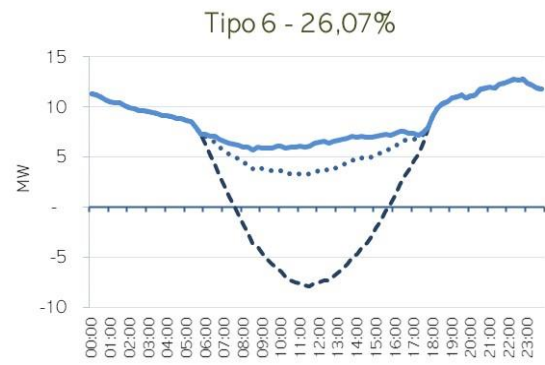
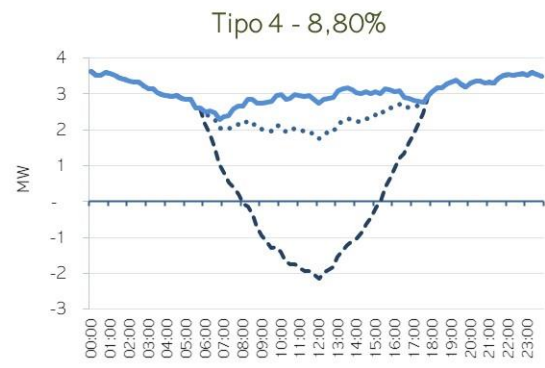
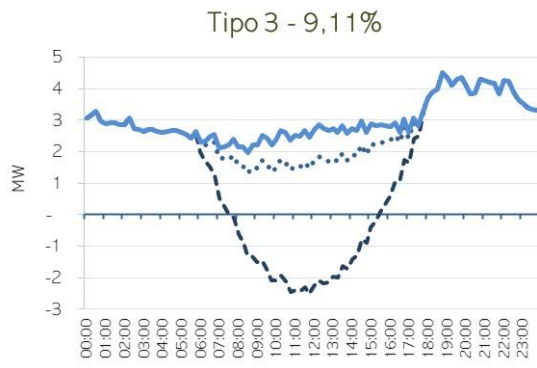
A redução da demanda (tabela 23) nas redes com demanda máxima coincidente com a geração é de 3,75%, nos momentos de baixa geração solar.

Tabela 23 - Redução da demanda máxima (2025).

Redução da Demanda Máxima			
	DMAX MW	Redução MW	Redução %
Condição Atual	51	0,00	0,00%
Geração FV Máxima	46	4,93	9,61%
Geração FV Mínima	49	1,93	3,75%

Por outro lado, em alguns tipos de rede, a inversão média da demanda dos transformadores começa a ficar próximo da demanda máxima do fluxo direto, como se vê na figura 29. É importante notar que, dentro de cada tipo de rede, haverá transformadores individuais com inversão de fluxo maior e outros com inversão de fluxo menor e, naqueles com maior demanda reversa, em alguns casos essa demanda poderá ultrapassar a demanda máxima da carga, passando a ser a variável determinante do custo de expansão. Neste trabalho, no entanto, não foi possível quantificar esse fenômeno que representaria um custo de expansão devido ao aumento da geração distribuída nas redes de baixa tensão.





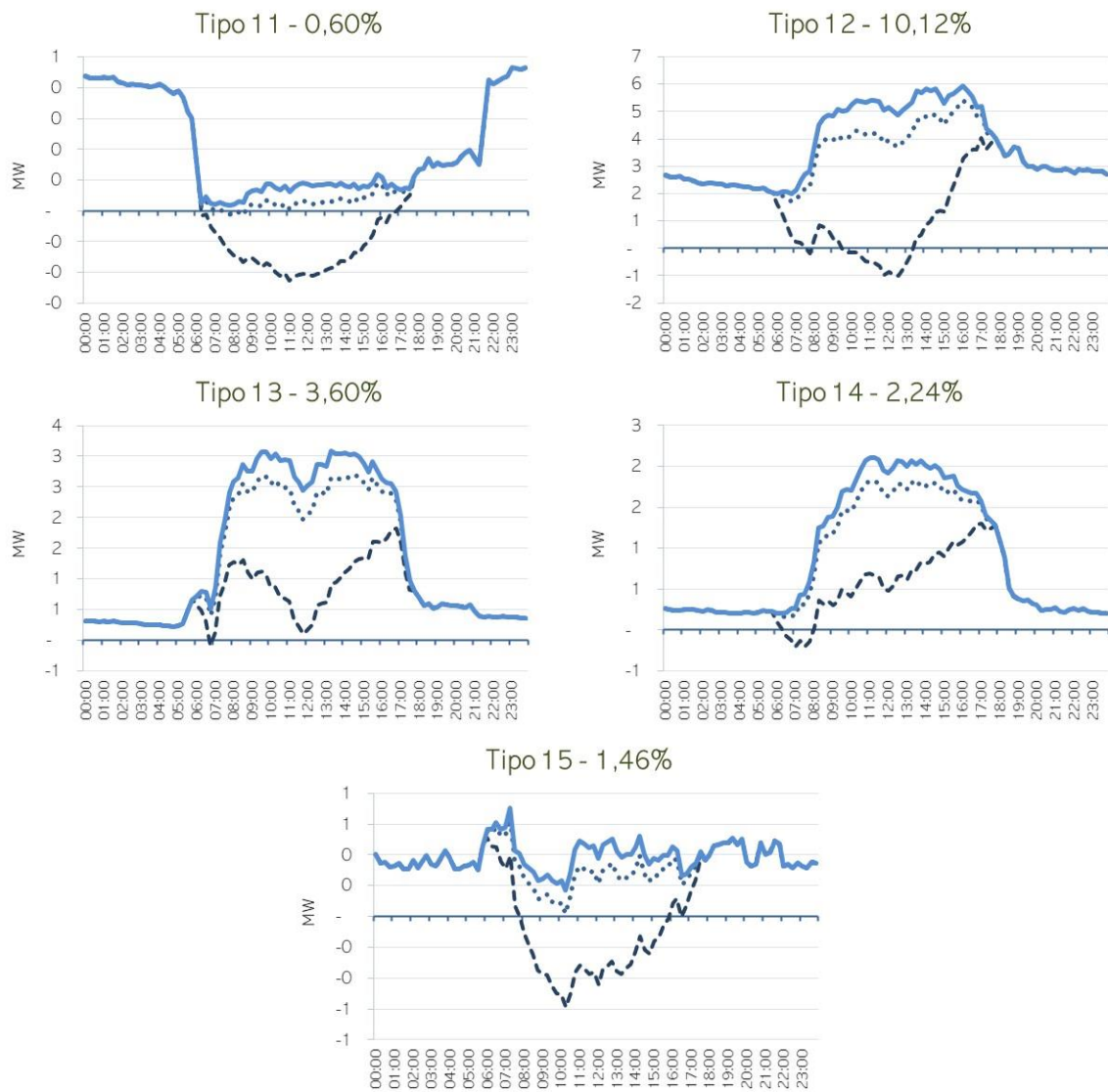


Figura 29 - Impacto nas redes urbanas de distribuição da Santa Maria em 2021

7.5.3. Impacto nas Redes de Baixa Tensão da Santa Maria em 2030

Em 2030, o impacto da geração distribuída nas redes da ELFSM é muito similar ao já visto para o ano de 2025, mostrando uma alteração menos drástica do comportamento se comparado ao que se dá no período entre 2021 e 2025. A capacidade total inserida nas redes BT urbanas aumenta de cerca de 65 MWp para próximo de 100 MWp. A previsão está mostrada na tabela 24, abaixo.

Tabela 24 - Geração distribuída (2030).

	Geração na própria UC					MMGD Remota			Total
	B1	B2	B3	Grupo A	Total Local	BT	AT	Total Remota	
Cientes	10.894	11.412	5.160	101	27.566	2.416	47	2.463	30.029
Capacidade	40,7	57,4	41,4	17,8	157,3	17,1	3,9	20,9	178,2
Energia Gerada	67,0	94,4	68,1	29,3	258,7	28,1	6,4	34,4	293,2

Nos dias de maior geração, a demanda reversa total (linha tracejada mostrada na figura 30) nas redes de baixa tensão urbanas passaria a se aproximar da demanda máxima da carga, de cerca de 45 MW.

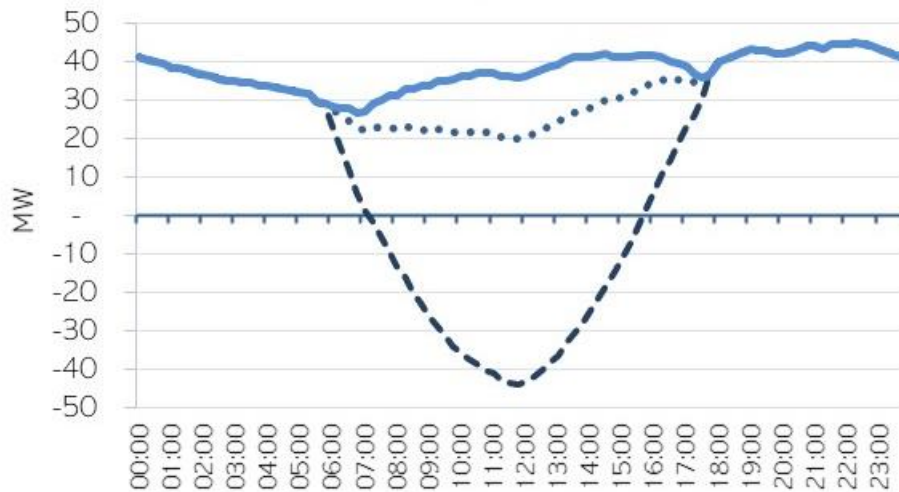


Figura 30 - Impacto nas redes de distribuição da Santa Maria em 2030

Há pouca alteração no posto em que acontece a demanda máxima das redes, se comparado com o ano de 2025, como mostrado na tabela 25.

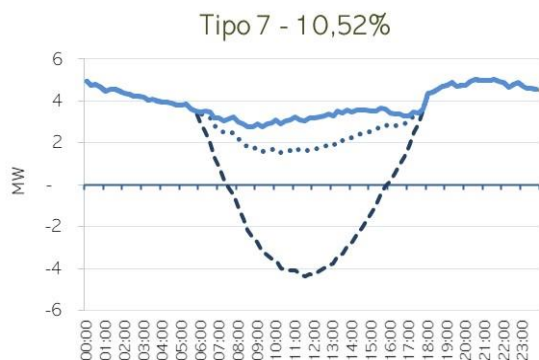
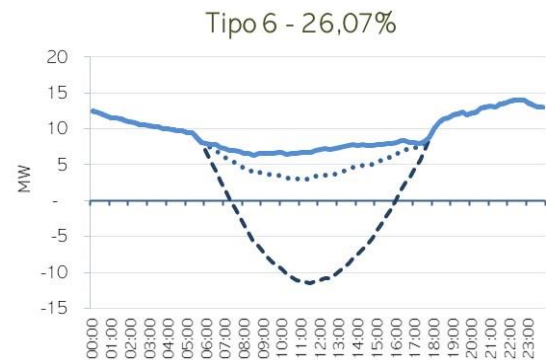
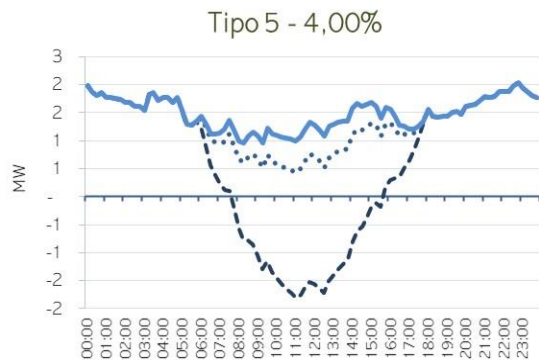
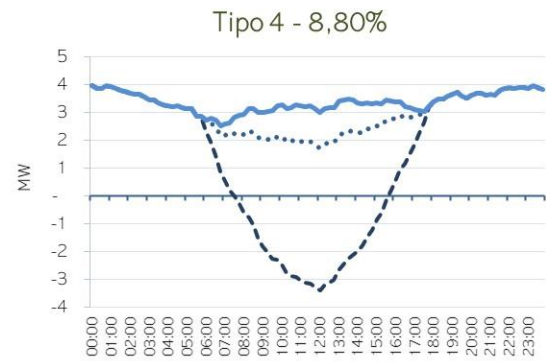
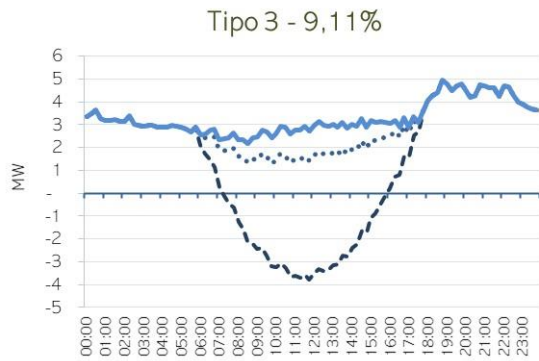
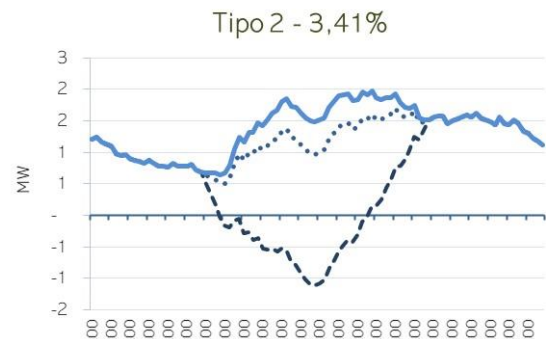
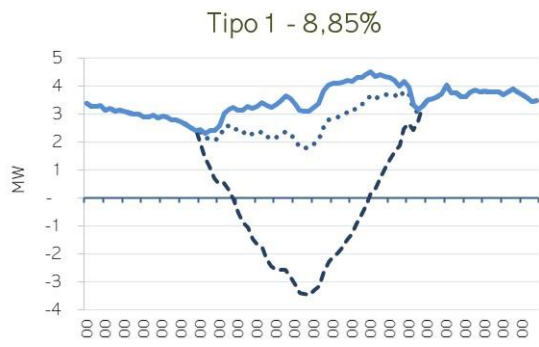
Tabela 25 - Energia nas redes da Santa Maria (2030)

Energia em Redes com demanda Máxima em cada posto			
	Ponta	Intermediário	Fora Ponta
Condição Atual	10,70%	15,27%	74,03%
Geração FV Máxima	31,23%	19,31%	49,46%
Geração FV Mínima	17,45%	16,12%	66,42%

O percentual de redução da demanda das redes com máxima diurna aumenta ligeiramente para 4,28%, como se observa na tabela 26 e na figura 31.

Tabela 26 - Redução da demanda máxima (2030).

	Redução da Demanda Máxima		
	DMAX MW	Redução MW	Redução %
Condição Atual	56	0,00	0,00%
Geração FV Máxima	51	5,58	9,89%
Geração FV Mínima	54	2,41	4,28%



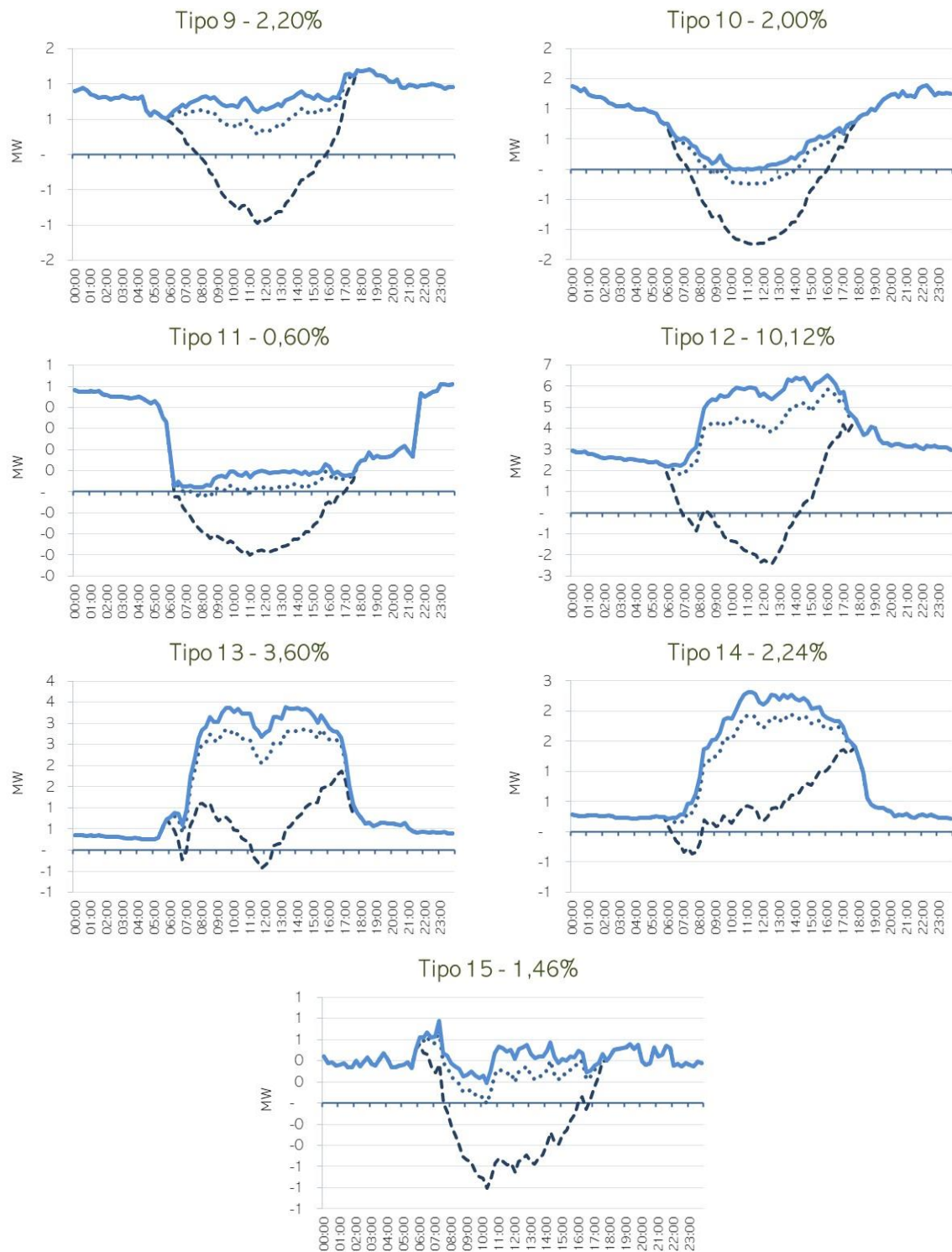


Figura 31 - Impacto nas redes de distribuição da Santa Maria em 2030

8. CONCLUSÕES

O estudo mostrou que será crescente o número de unidades consumidores com geração distribuída e, em face disto, suas consequências devem ser melhor estudadas, pois se mostram relevantes quando aplicadas às redes de distribuição reais.

A proposta do trabalho foi apresentar os impactos da crescente inserção de microgeração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica, tanto do ponto de vista dos impactos nas cargas, quanto do ponto de vista dos custos incorridos.

É relevante o estudo de outras alternativas de faturamento, como àquela proposta pela CEMIG e que torna mais justa a divisão dos custos da mini e microgeração distribuída e que, também devem considerar seus benefícios e seus malefícios às redes de distribuição.

Impactos na carga

- O alívio ou sobrecarga da rede de distribuição dependerá do local onde a GFV é inserida;
- Dadas suas características de geração, a GFV não reduzirá a carga máxima das redes como um todo, porém, pode reduzir a carga máxima das redes onde a carga coincide com a geração;
- É uma fonte intermitente, logo, o alívio ou a sobrecarga da rede é de pouca previsão.

Impactos no custo

- A transferência de custos, conhecida como subsidio cruzado, entre a população de maior e menor poder aquisitivo;
- Aumento dos custos incorridos na expansão das redes de distribuição de energia, este também transferido às tarifas de energia elétrica;
- Perdas de receita das distribuidoras de energia elétrica que somente serão repassadas nos processos de revisão tarifária periódica.

Na carga, seu impacto deve ser previsto e, para tanto, pode-se lançar mão dos sistemas geo-referenciados que, atualmente, têm capacidade de antever tais impactos nas redes de distribuição, em especial, as redes urbanas. Propõem-se, portanto, um avanço nos estudos para a implantação de fluxo de potência que considere a GD nas unidades consumidoras.

O custo da rede também é pouco avaliado e, assim, propõem-se avançar nos custos devido à esses impactos na tarifa de energia elétrica.

No que tange às tarifas a serem aplicadas aos consumidores com geração distribuída, a tarifação atualmente mais justa, tanto do ponto de vista da distribuidora, quanto do ponto de vista dos demais consumidores que não possuem GFV, é aquela proposta pela CEMIG, pois não trará oneração excessiva nem tampouco ao chamado prossumidor, uma vez que esse, sabidamente com maior capacidade de investimento, encontra-se nas maiores faixas de consumo de energia elétrica.

Por fim, este estudo mostrou a necessidade de se aprofundar nos estudos sobre a inserção de GFV nas redes de distribuição de energia elétrica, de modo a mitigar tanto seus impactos sobre essas redes, quanto a transferência dos subsídios dados aos consumidores com mini e microgeração distribuída.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V: Análise de Impacto Regulatório.** Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 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, 2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL.** Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V: Análise de Impacto Regulatório.** Disponível em < http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5 >. Acesso: 01/04/2019

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica n° 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.** Disponível em < http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42678&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp >. Acesso: 01/04/2019

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.** Disponível em <

http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5 >. Acesso: 01/04/2019

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso: 01/04/2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revisão das Regras Aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018/SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42675&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp >. Acesso: 01/04/2019

ALMEIDA, P. C. A. **Projeto da Central de Geração Fotovoltaica de Armazém Materiais de Construção Ltda**. 2021.

ARAÚJO, F. O. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica para Instalações Fotovoltaicas para Consumidores do Grupo B**. Tese de Mestrado, Universidade federal do Mato Grosso do Sul, 2017.

CEMIG. **Mini e Micro GD e o Uso da Rede**. Workshop Internacional para Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Brasileiro. Brasília, 2019. Disponível em < https://docs.wixstatic.com/ugd/053812_97ba52bfd26b483daf095f422f5442a4.pdf>. Acesso: 16/04/2019.

CEMIG-ESCHER. **Modelo Regulatório adequado para implantação da mini e micro geração distribuída com preservação da receita requerida da distribuidora e em benefício da sociedade.** Desenvolvimento do projeto de P&D, 2019.

CEPEL-CRESESB. **Potencial Solar: SunData v 3.0.** Disponível em <
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso: 16/04/2019

DENHOLM, P., MARGOLIS, R., & DRURY, E. **The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results.** Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory. 2009.

ELFSM-ESCHER. **Aperfeiçoamento da Estrutura das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil.** Desenvolvimento do projeto de P&D. 2019.

ESCHER. **Campanha de Medidas e Tipologia da Carga das Redes e Consumidores da ELFSM.** Escher Consultoria e Engenharia Ltda. 2021.

FERREIRA, M. J. G. **Inserção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.** Dissertação (Mestrado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993. DOI:10.11606/D.86.1993.tde-05122011-141720. Acesso: 08/05/2021

GREENER. **Estudo Estratégico do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída.** Enova Solar Energia LTDA. 2019.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projetos e Instalações.** União Europeia: ALTENER, 2004.

GUIDOLIN, M., & MORTARINO, C. **Cross-country diffusion of photovoltaic systems: modelling choices and forecasts for national adoption patterns.** Padua, Italia: Department of Statistical Science of the University of Padua. 2007.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos.** Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007.

KONZEN, G. **Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: Uma Simulação via Modelo de Bass**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Energia e Ambiente da USP). 2014.

NUNES, O. J. de M. **Estudo da viabilidade da eletrificação alternativa de uma unidade de consumo residencial de fortaleza - CE a partir de um sistema fotovoltaico**. Monografia (Licenciatura em Física) - Universidade Estadual do Ceará - UECE, Ceará. 2011.

OLIVEIRA, S. H. F. **Geração distribuída de eletricidade: Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no estado de São Paulo**, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2002.

Anexo: Resultados do Modelo de Bass por Subgrupo

Subgrupo B1 - Residencial



Estrato 1: Consumidores com instalação de microgeração local de até 1,6 kWp.

Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,929603	0,0537864	0,95742
P	0,00180005	0,0318896	0,0564463	0,955317
Q	0,0774023	1,31527	0,058849	0,953417

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,179734	0,280427	0,64093	0,526132
P	0,000363559	0,00198882	0,182801	0,856107
Q	0,26878	0,224548	1,19699	0,240105
b	-112,026	64,4701	-1,73764	0,0918912
c	370,395	760,832	0,486828	0,629698



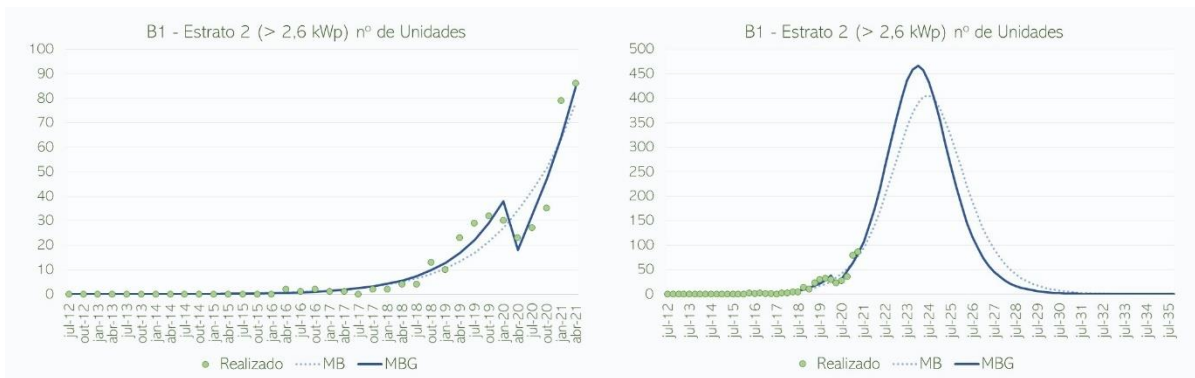
Estrato 2: Consumidores com instalação de microgeração local maior que 1,6 kWp.

Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,30159585	0,16578477	0,86930822
P	1,57E-05	2,70E-05	0,58307799	0,56368858
Q	0,90523518	0,08307022	10,897229	1,24E-12

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,25113821	0,19909356	8,43E-01
P	7,06488E-06	1,33785E-05	0,52807913	0,60108765
Q	1,0534495	0,13720751	7,6777832	9,44E-09
b	-1,704233	0,74431397	-2,2896695	2,88E-02
c	-0,63553889	0,086704672	-7,3299268	2,46926E-08



Subgrupo B2 - Rural



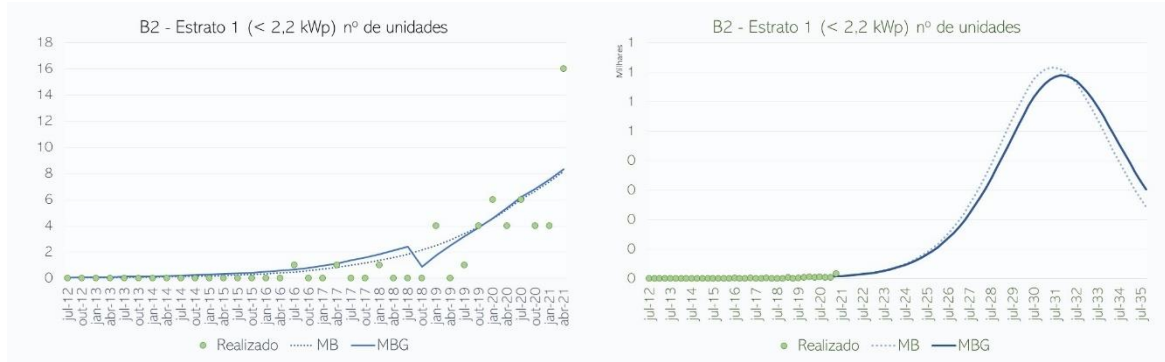
Estrato 1: Consumidores com instalação de microgeração local de até 2,2 kWp.

Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,053195	0,939938	0,353879
P	2,17E-05	2,62E-05	0,828657	0,413078
Q	0,534473	0,169921	3,14541	0,00343656

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,0629748	0,793969	0,433062
P	3,39E-05	3,93E-05	0,861833	0,395192
Q	0,506818	0,194898	2,60042	0,0139762
b	-1,98853	4,39469	-0,452484	0,653973
c	-0,68635	0,690114	-0,994547	0,327418



Estrato 2: Consumidores com instalação de microgeração local acima de 2,2 kWp.

Modelo de Bass - MB

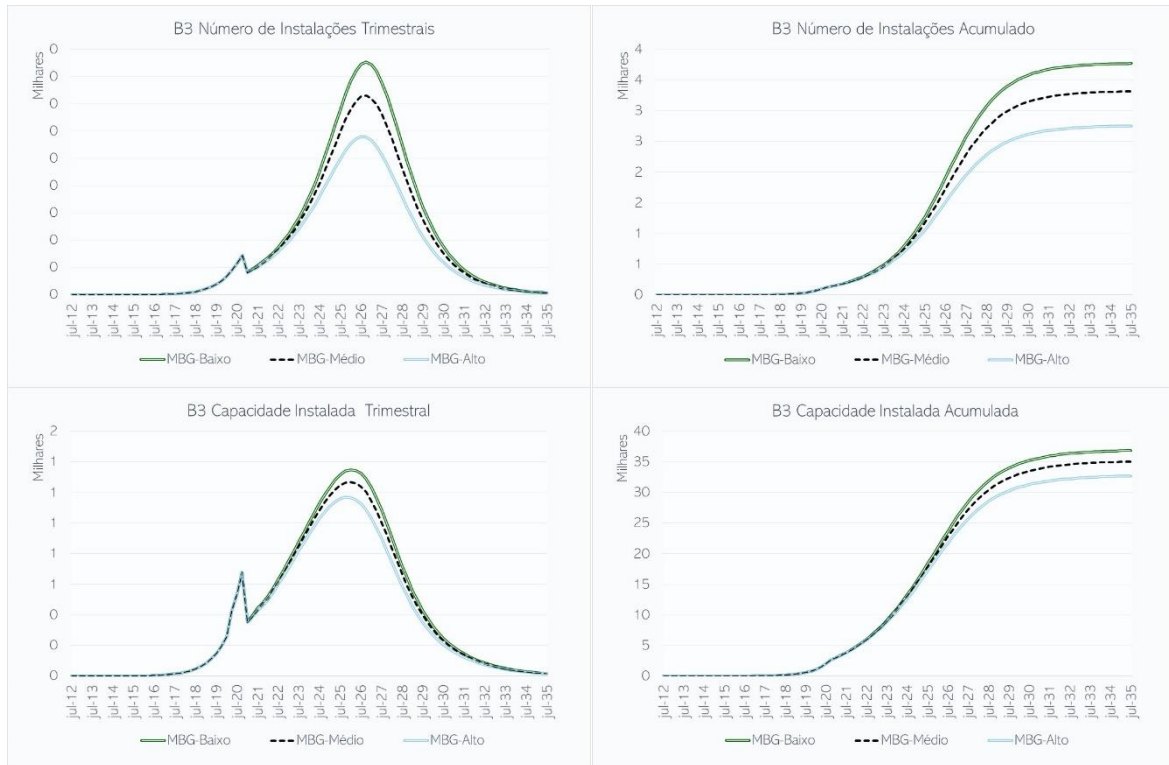
	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,167652	0,104558	1,60343	0,118091
P	1,25E-06	1,28E-06	0,977189	0,335378
Q	1,08145	0,168773	6,40768	2,56E-07

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,181316	0,168248	1,07767	0,289237
P	9,16E-08	3,28E-07	0,279217	0,781875
Q	1,5	0,460902	3,25449	0,00268344
b	-0,346272	0,693567	-0,499262	0,62101
c	-0,45828	0,163881	-2,79641	0,0086691



Subgrupo B3 – Comercial, Industrial, Serviço Público e Outros



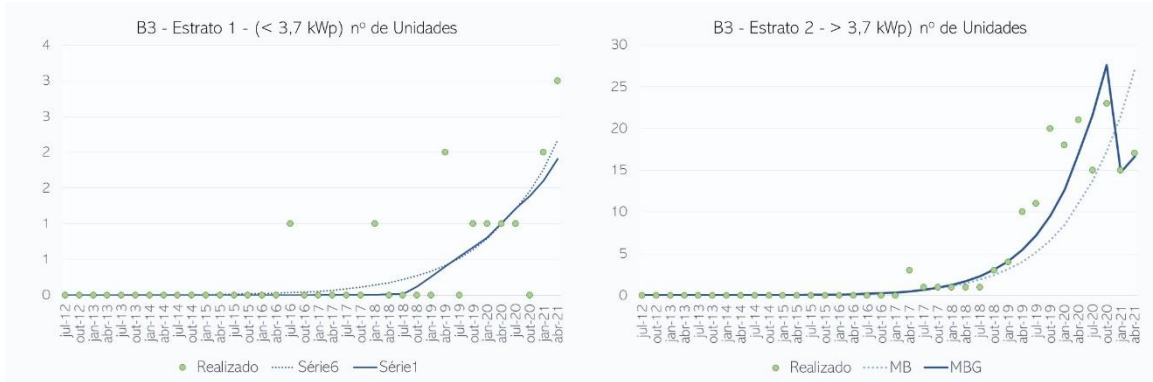
Estrato 1: Consumidores com instalação de microgeração local de até 3,6 kWp.

Modelo de Bass - MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	1,23176	0,0405923	0,967858
P	1,84E-06	2,76E-05	0,0668153	0,94712
Q	0,814402	0,749145	1,08711	0,284636

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,188463	9,21905	0,0204428	0,983817
P	2,73E-07	2,90E-05	0,00942267	0,99254
Q	0,888296	3,8176	0,232685	0,817488
b	-1,99254	4,9385	-0,403471	0,689285
c	5	28,99	0,172473	0,864152



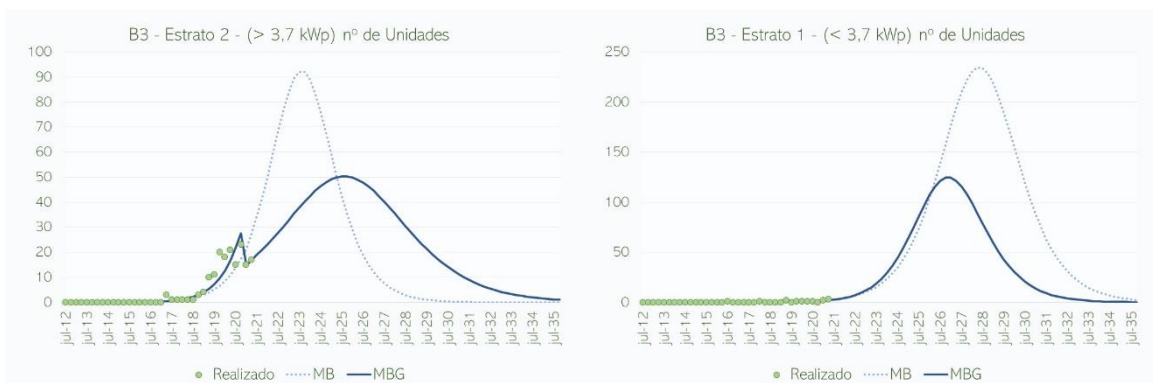
Estrato 2: Consumidores com instalação de microgeração local acima de 3,6 kWp.

Modelo de Bass - MB

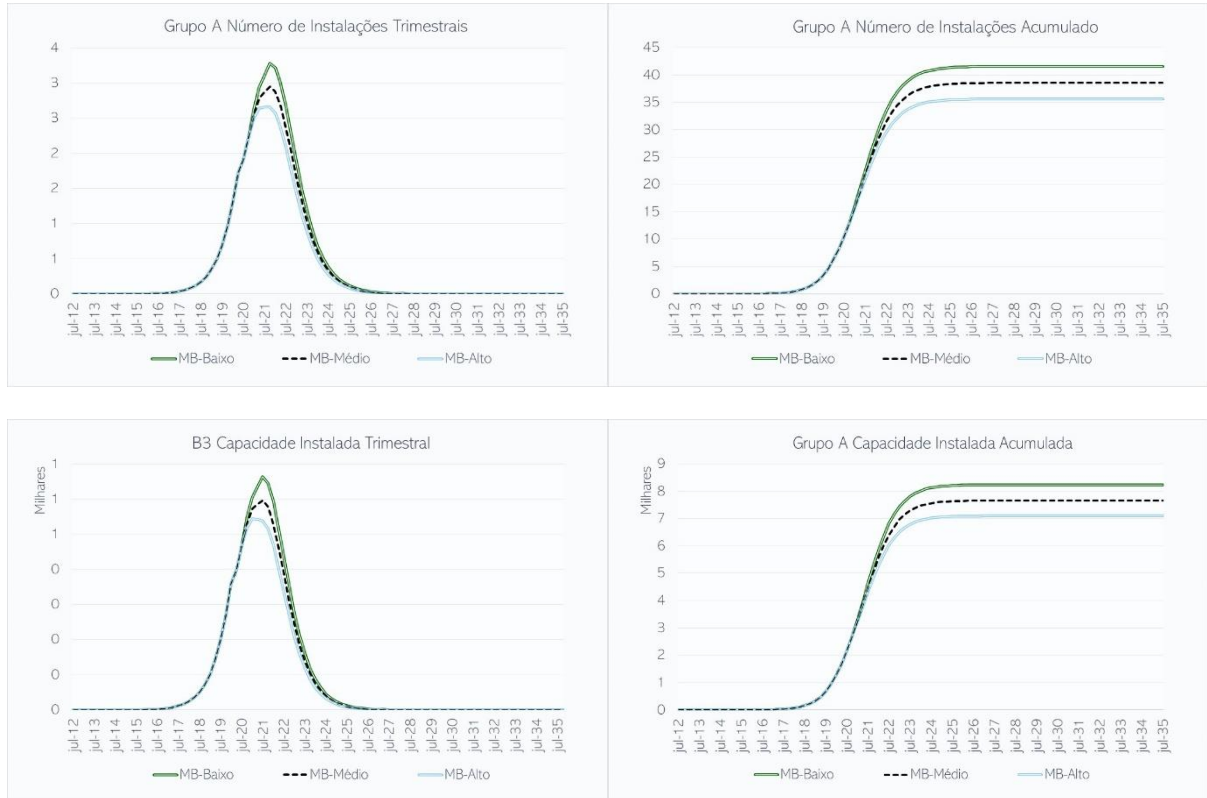
	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	1,02472	0,0487937	0,961369
P	1,18E-05	5,46E-05	0,217143	0,829395
Q	1,00522	0,186997	5,37561	5,59E-06

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,674323	0,0741484	0,941354
P	5,86E-06	1,82E-05	0,322636	0,74907
Q	1,14993	0,147819	7,77933	7,15E-09
b	-0,0090764	0,755211	-0,0120184	0,990486
c	-0,577664	0,107271	-5,38511	6,48E-06



Geração Local na Média Tensão



Modelo de Bass – MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,290437	0,16404	1,77053	0,0856055
P	6,53E-06	2,60E-05	0,251201	0,80317
Q	1,33762	0,590871	2,26381	0,0300811

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,05	0,930063	0,0537598	0,957461
P	1,07E-06	2,10E-06	0,509176	0,614123
Q	0,915429	0,775116	1,18102	0,246298
b	-9,15659	2,61757	-3,49813	0,00139978
c	38,4936	38,2688	1,00588	0,322021



Geração Remota



Estrato 1: Consumidores com instalação de microgeração remota na Baixa Tensão.

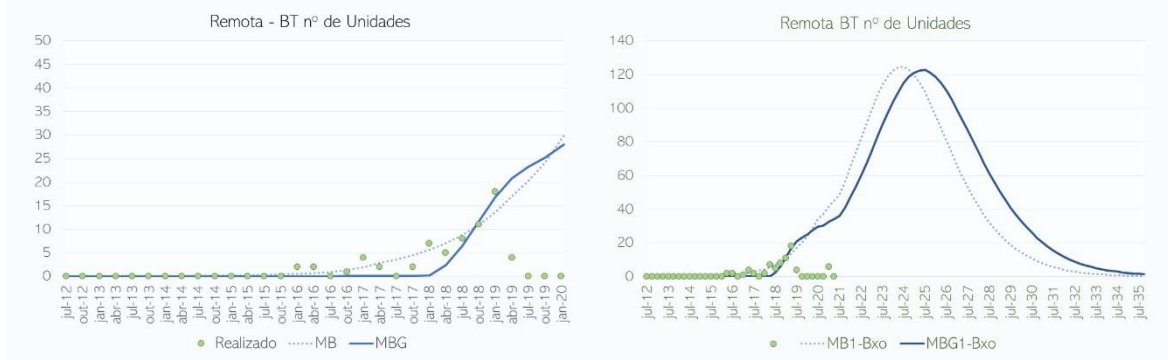
Modelo de Bass – MB

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,3	0,262927	1,141	0,263204
P	0,000295379	0,000597967	0,493972	0,625047
Q	0,669399	0,107654	6,21805	8,77E-07

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,3	0,993304	0,302022	0,764949
P	1,44E-05	6,18E-05	0,232874	0,817615

Q	0,585343	0,291337	2,00916	0,0546144
b	-1,74109	1,02249	-1,70279	0,100094
c	10	3,32461	3,00787	0,00563584



Estrato 2: Consumidores com instalação de microgeração remota na Média Tensão.**Modelo de Bass – MB**

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,3	0,262927	1,141	0,263204
P	0,00002	0,000597967	0,493972	0,625047
Q	0,669399	0,107654	6,21805	8,77E-07

Modelo de Bass Generalizado - MBG

	Estimativa	Desvio	Valor t	Pr(< t)
SPB	0,3	0,262927	1,141	0,263204
P	0,00002	0,000597967	0,493972	0,625047
Q	0,669399	0,107654	6,21805	8,77E-07
b	-1	39,0247	0,0329288	0,973993
c	1	0,627258	-0,0998132	0,921289

