

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**ANDRÉ IKEDA CANTÃO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA ATRAVÉS DE SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO:  
ESTUDO DE CASO NA CELESC DISTRIBUIÇÃO**

**FLORIANÓPOLIS, 2022.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**ANDRÉ IKEDA CANTÃO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA ATRAVÉS DE SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO:  
ESTUDO DE CASO NA CELESC DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Bruno Scortegagna Dupczak, Dr. Eng.

Coorientador: Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

**FLORIANÓPOLIS, 2022.**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Cantão, André Ikeda

**Análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica através de Simulações de Monte Carlo: estudo de caso na Celesc Distribuição / André Ikeda Cantão; orientação de Bruno Scortegagna Dupczak; coorientação de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto.** - Florianópolis, SC, 2022.  
96 p.

Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Geração distribuída. 2. Energia fotovoltaica.
  3. Qualidade de energia elétrica. 4. Método de Monte Carlo.
- I. Scortegagna Dupczak, Bruno. II. Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso . III. Instituto Federal de Santa Catarina. IV. Análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica através de Simulações de Monte Carlo.

# **ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA ATRAVÉS DE SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO: ESTUDO DE CASO NA CELESC DISTRIBUIÇÃO**

**ANDRÉ IKEDA CANTÃO**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 02 de março, 2022.

Banca Examinadora:

---

Prof. Bruno Scortegagna Dupczak, Dr. Eng.  
Instituto Federal de Santa Catarina

---

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.  
Instituto Federal de Santa Catarina

---

Prof. Márcio Silveira Ortmann, Dr. Eng.  
Instituto Federal de Santa Catarina

---

André Leonardo König, Me. Eng.  
Celesc Distribuição

---

Prof. Ênio Valmor Kassick, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Santa Catarina

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais por me ensinarem os valores do estudo e aprimoramento constante.

Às equipes da Divisão de Pré-Operação do Sistema Elétrico e da Divisão de Geração Distribuída por estarem ao meu lado vivenciando a dificuldade de análise da geração distribuída que foi a grande motivação dessa pesquisa.

Ao meu orientador Dr. Bruno Scortegagna Dupczak e ao meu co-orientador Dr. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto por todas as reuniões e conversas que ajudaram a direcionar o trabalho executado.

Finalmente, à minha esposa Julia, que está sempre ao meu lado. Obrigado por ter me convencido a iniciar, incentivado a continuar e ajudado a encerrar essa pesquisa.

## RESUMO

Os constantes incentivos à geração distribuída (GD) fazem com que o número de geradores aumente a cada dia no mundo todo, inclusive no Brasil. Essa inserção de geração próxima à carga afeta o sistema de distribuição em aspectos que ainda estão em estudo. No Brasil, o serviço de distribuição de energia elétrica é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e através dessa regulação, as distribuidoras são obrigadas a se adequar a uma série de critérios. Do lado da distribuidora, o não cumprimento dos critérios exigidos resulta em punições que podem incluir multas e até mesmo a perda da concessão. Já do lado do cliente esses fatores podem significar a perda ou funcionamento incorreto de equipamentos ligados à rede. Porém, o estudo dos impactos da geração fotovoltaica não é simples já que fatores como a temperatura ambiente, a irradiação e a potência nominal do gerador influenciam na potência gerada. Somado a isso, a própria carga do alimentador possui característica estocástica. Tendo isso em vista, nesse estudo foi proposto um cálculo de limite de inserção de geração fotovoltaica através da análise dos impactos causados na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. Foram utilizados como parâmetros para a análise desses impactos a energia injetada, as perdas técnicas e os níveis de tensão. Os estudos foram elaborados em 4 alimentadores reais da Celesc Distribuição, concessionária localizada no sul do Brasil com mais de três milhões de unidades consumidoras. Um programa computacional foi criado com a utilização do MATLAB para controlar os fluxos de potência que foram executados no OpenDSS. Além disso, diferentes combinações de potência e localização das gerações fotovoltaicas foram sorteadas e analisadas em conjunto através do Método de Monte Carlo. Ao final, os parâmetros são analisados perante critérios técnicos para que se defina um limite de inserção de geração fotovoltaica em cada alimentador de estudo.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Energia fotovoltaica. Qualidade de energia elétrica. Método de Monte Carlo.

## ABSTRACT

The quantity of distributed generation rises day after day around the world, including in Brazil. Installation of generators near the load can affect the distribution systems in ways that are still being studied. In Brazil, the electrical energy distribution service is regulated by the National Agency of Electrical Energy (ANEEL). Through that regulation, utilities are obligated to comply with certain parameters. From the utility's perspective, the noncompliance with these parameters could lead to a fine or even the loss of the concession. From the consumer's perspective, it could lead to the damage or malfunctioning of the equipment connected to the network. Nonetheless, the study of the impacts caused by the distributed generation is not simple. Factors such as the temperature, irradiance and the nominal power of the generator influence the amount of power generated. In addition, the load itself has stochastic features. With that in mind, in this study, the maximum photovoltaic hosting capacity of a feeder was calculated considering its impacts on the power quality of the feeder. The amount of energy needed on the feeder, the technical losses and the voltage were used as parameters to measure those impacts. Studies were conducted using four feeders from Celesc Distribuição, a power distribution utility from the south of Brazil, with more than three million consumers. A computational program was developed using the MATLAB program, which would then control the OpenDSS program to run the power flow. Furthermore, different combinations of power potency and placement of photovoltaic units are drawn and analyzed through a Monte Carlo Method. Finally, the proposed parameters are compared to technical criteria with the purpose of defining the hosting capacity of each feeder.

**Keywords:** Distributed generation. Photovoltaic energy. Power quality. Monte Carlo Method.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Quantidade de novas conexões de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil .....	15
Figura 2 - Sistema simplificado .....	23
Figura 3 - Visualização gráfica da Equação (3).....	24
Figura 4 - Diagrama de blocos do sistema fotovoltaico.....	30
Figura 5 - Curva da dependência da potência com a temperatura.....	31
Figura 6 - Participação de classes tarifárias por energia consumida (a) e por número de unidades consumidoras (b) .....	34
Figura 7 - Alimentadores estudados – APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d) .....	36
Figura 8 - Localização dos alimentadores .....	36
Figura 9 - Irradiância horária típica.....	40
Figura 10 – Geração fotovoltaica na rede da Celesc por faixa de potência nominal .....	42
Figura 11 - Fluxograma do algoritmo .....	51
Figura 12 - Exemplo de <i>boxplot</i> .....	52
Figura 13 - Exemplo de análise dos <i>boxplots</i> .....	53
Figura 14 - Energia anual injetada nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d) .....	55
Figura 15 - Perda percentual nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d).....	57
Figura 16 - Máxima tensão nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d).....	59
Figura 17 - Análise das regiões de extrapolação para os alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d) .....	60
Figura 18 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial dia útil .....	70
Figura 19 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial sábado.....	71
Figura 20 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial domingo.....	72
Figura 21 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial dia útil .....	73
Figura 22 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial sábado.....	74
Figura 23 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial domingo.....	76
Figura 24 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial dia útil .....	77
Figura 25 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial sábado.....	78
Figura 26 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial domingo.....	79
Figura 27 - Curvas de carga - Classe tarifária rural dia útil .....	80



Figura 28 - Curvas de carga - Classe tarifária rural sábado .....	81
Figura 29 - Curvas de carga - Classe tarifária rural domingo .....	83
Figura 30 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público dia útil.....	84
Figura 31 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público sábado .....	85
Figura 32 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público domingo .....	86
Figura 33 - Curvas de carga - Média tensão dia útil.....	87
Figura 34 - Curvas de carga - Média tensão sábado .....	89
Figura 35 - Curvas de carga - Média tensão domingo .....	90
Figura 36 - Curva de carga - Classe tarifária iluminação pública .....	91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Compensações pagas pela Celesc por violação dos níveis de tensão em regime permanente.....	16
Tabela 2 - Classificação de tensões de regime permanente.....	22
Tabela 3 - Participação de cada grupo por volume de energia .....	35
Tabela 4 - Dados dos alimentadores.....	37
Tabela 5 - Irradiação diária média de cada mês para o ano de 2019 na cidade de Florianópolis .....	40
Tabela 6 - Fatores de correção da potência em função da temperatura.....	44
Tabela 7 - Rendimento em função da potência de entrada.....	45
Tabela 8 - Limite pelas perdas considerando aumento em relação ao caso base ....	58
Tabela 9 - Limite pelas perdas considerando aumento em relação ao nível de inserção anterior .....	58
Tabela 10 - Quantidade de iterações com sobretensão por alimentador .....	61
Tabela 11 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial dia útil .....	70
Tabela 12 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial sábado.....	71
Tabela 13 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial domingo.....	72
Tabela 14 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial dia útil .....	73
Tabela 15 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial sábado.....	75
Tabela 16 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial domingo.....	76
Tabela 17 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial dia útil .....	77
Tabela 18 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial sábado .....	78
Tabela 19 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial domingo .....	79
Tabela 20 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural dia útil .....	80
Tabela 21 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural sábado .....	82
Tabela 22 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural domingo .....	83
Tabela 23 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público dia útil.....	84
Tabela 24 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público sábado ...	85
Tabela 25 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público domingo .....	86
Tabela 26 - Dados das curvas de carga - Média tensão dia útil.....	88
Tabela 27 - Dados das curvas de carga - Média tensão sábado .....	89
Tabela 28 - Dados das curvas de carga - Média tensão domingo .....	90
Tabela 29 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária iluminação pública .....	92
Tabela 30 - Temperaturas para dias úteis.....	94

Tabela 31 - Temperaturas para sábados .....	95
Tabela 32 - Temperaturas para domingos .....	96

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BDGD – Base de Dados Geográfica da Distribuidora

BT – Baixa Tensão

CIGRE – *International Council on Large Electric Systems*

CIREN – *International Conference on Electricity Distribution*

COM – *Component Object Model*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – *Electric Power Research Institute*

GD – Geração Distribuída

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

MT – Média Tensão

OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*

PC – *Power Conversion*

PD – *Power Delivery*

PPT – Percentual de Perdas Técnicas

UC – Unidade Consumidora

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>14</b>
<b>1.2</b>	<b>Definição do Problema</b> .....	<b>16</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>17</b>
1.3.1	Objetivo Geral .....	17
1.3.2	Objetivos Específicos .....	17
<b>1.4</b>	<b>Estrutura do trabalho</b> .....	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Geração distribuída</b> .....	<b>19</b>
2.1.1	Definição .....	19
2.1.2	Legislação brasileira .....	20
<b>2.2</b>	<b>Impactos da geração distribuída na rede de distribuição</b> .....	<b>21</b>
2.2.1	Perfil de tensão .....	21
2.2.2	Perdas elétricas .....	22
2.2.3	Proteção.....	25
<b>2.3</b>	<b>Limites de inserção de geração distribuída</b> .....	<b>25</b>
<b>2.4</b>	<b>Método de Monte Carlo</b> .....	<b>27</b>
<b>2.5</b>	<b>OpenDSS</b> .....	<b>28</b>
2.5.1	Modelagem do sistema no OpenDSS .....	29
2.5.1.1	<i>Linhas, transformadores e reguladores de tensão</i> .....	29
2.5.1.2	<i>Cargas</i> .....	30
2.5.1.3	<i>Sistemas Fotovoltaicos</i> .....	30
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b> .....	<b>33</b>
<b>3.1</b>	<b>Modelagem do sistema</b> .....	<b>33</b>
3.1.1	Definição dos alimentadores .....	33
3.1.2	Definição e modelagem das cargas .....	37
3.1.3	Condições operacionais .....	39
3.1.4	Definição dos parâmetros dos sistemas fotovoltaicos.....	41
3.1.4.1	<i>Tensão de atendimento</i> .....	41
3.1.4.2	<i>Método de definição da potência nominal das gerações fotovoltaicas</i> .....	42
3.1.4.3	<i>Nível de inserção</i> .....	45
<b>3.2</b>	<b>Figuras de mérito para análise dos resultados</b> .....	<b>46</b>
3.2.1	Energia injetada no alimentador.....	46
3.2.2	Percentual de perdas técnicas .....	46
3.2.3	Máxima tensão anual .....	47
<b>3.3</b>	<b>Simulações de Monte Carlo</b> .....	<b>47</b>
3.3.1	Variáveis .....	47
3.3.2	Convergência .....	48
<b>3.4</b>	<b>Fluxograma</b> .....	<b>50</b>
<b>3.5</b>	<b>Análise gráfica</b> .....	<b>52</b>
<b>3.6</b>	<b>Os limites de inserção em relação às normativas vigentes no Brasil</b> .....	<b>54</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>55</b>
<b>4.1</b>	<b>Energia injetada</b> .....	<b>55</b>
<b>4.2</b>	<b>Percentual de perdas técnicas</b> .....	<b>56</b>
<b>4.3</b>	<b>Tensão</b> .....	<b>59</b>

<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>62</b>
<b>5.1</b>	<b>Sugestões para trabalhos futuros</b> .....	<b>64</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>65</b>
	<b>APÊNDICE A - CURVAS DE CARGA</b> .....	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE B - DADOS DE TEMPERATURA</b> .....	<b>93</b>

## **1 INTRODUÇÃO**

O fornecimento de energia elétrica é um serviço essencial na vida das pessoas. No Brasil esse serviço é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, portanto, as distribuidoras de energia devem seguir uma série de critérios. Tais critérios visam não somente a manutenção da disponibilidade do serviço, mas também da qualidade.

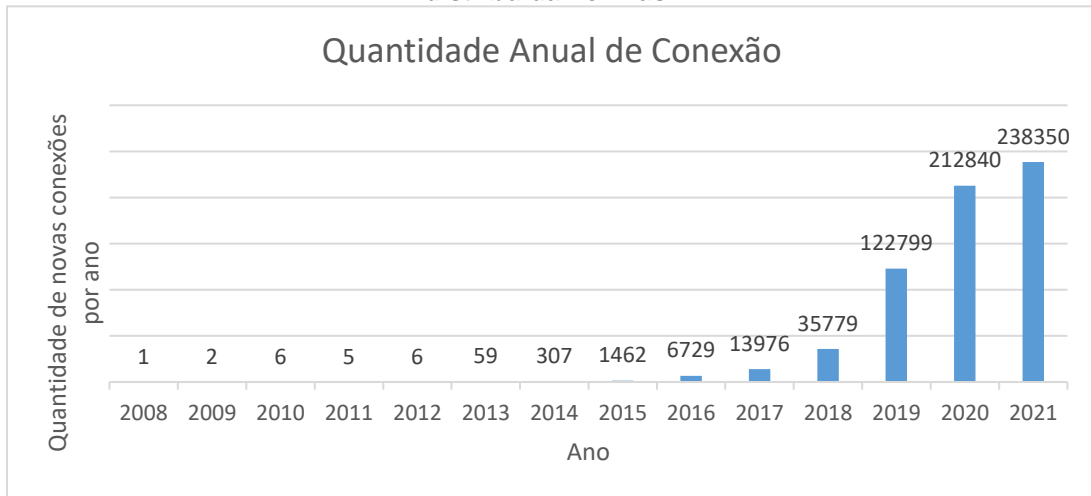
Em contrapartida, a inserção de geração distribuída (GD) causa impactos na rede de distribuição que podem afetar a qualidade do serviço prestado. Historicamente, os sistemas de distribuição convencionais são passivos e com fluxo unidirecional. Porém, a GD modifica esse cenário, o que dificulta a operação do sistema de diversas maneiras.

Com o número de unidades com geração crescendo a cada ano, distribuidoras do mundo todo buscam mitigar esses impactos, visando manter a qualidade no fornecimento de energia.

### **1.1 Justificativa**

Segundo a ANEEL (2021a), as primeiras unidades consumidoras (UCs) com geração distribuída do Brasil foram conectadas em 2008. Porém, foi a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL (2012) que o número de conexões anuais começou a aumentar significativamente, conforme pode ser observado na Figura 1.

**Figura 1 – Quantidade de novas conexões de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil**



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021a).

Pode-se observar pela Figura 1 que atualmente há mais de 600 mil unidades com geração distribuída no Brasil, totalizando uma potência instalada que ultrapassa 7,3 GW. A maior parte dessas usinas são fotovoltaicas, correspondendo a 99,9% das unidades e a 97,4% da potência instalada (ANEEL, 2021a).

De acordo com previsão feita pela ANEEL (2017), o número de consumidores residenciais ou comerciais com sistemas de microgeração vai passar de 880 mil no ano de 2024. Já em EPE (2020), a projeção para a capacidade instalada de mini e microgeração distribuída para o ano de 2030 fica entre 16,8 e 35,8 GW, dependendo das mudanças nas normas previstas para 2022.

Na rede da Celesc Distribuição, concessionária de energia do estado de Santa Catarina, é notada uma tendência para geradores pequenos, sendo 99% das unidades consumidoras com geração menor do que 75 kW e 56% abaixo de 5 kW (ANEEL, 2021a).

A inserção de geradores próximos à carga muda a dinâmica do sistema que inicialmente era planejado como tendo fluxo unidirecional. Além disso, os geradores podem causar impactos na rede, incluindo o aumento das perdas e a mudança no perfil de tensão.

No Brasil, a preocupação com os impactos causados pelas gerações é devida principalmente aos índices de qualidade exigidos pela ANEEL na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, a Tabela 1 apresenta os valores pagos pela Celesc como compensação por violação dos índices de tensão.



**Tabela 1 - Compensações pagas pela Celesc por violação dos níveis de tensão em regime permanente**

<b>Ano</b>	<b>Quantidade de compensações pagas</b>	<b>Valor de Compensações (R\$)</b>
2019	3667	229.342,15
2018	3931	192.498,77
2017	3208	160.743,85
2016	3669	155.480,30
2015	2342	94.576,56

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b).

Outro aspecto importante analisado são as perdas na distribuição. A redução nas perdas técnicas é importante tanto para a distribuidora de energia quanto para os consumidores. As perdas calculadas durante processo de revisão tarifária, até um limite regulatório, são contempladas nos custos com compra de energia. O que significa que uma parte das perdas é repassada aos consumidores na tarifa. Por outro lado, o custo da perda além desse limite é arcado pela distribuidora.

## **1.2 Definição do Problema**

A inserção de geração distribuída exerce impactos nos sistemas de distribuição que merecem ser analisados. Esses impactos podem ocorrer de diferentes formas, por exemplo na proteção, nos limites dos equipamentos e na energia demandada pelo alimentador. Do ponto de vista da qualidade de energia, os impactos envolvem mudanças no perfil de tensão e nas perdas técnicas.

Para as distribuidoras, o cálculo do limite de geração que pode ser inserido em um alimentador sem que haja comprometimento da qualidade de energia, tendo em vista as tensões em regime permanente e as perdas, é de suma importância para a operação e para o planejamento das redes de distribuição.

Quando se considera o planejamento das redes de distribuição, é importante salientar que esses estudos podem apresentar diversos cenários.

Diferentes posições dos geradores e potências podem exercer impactos diferentes no sistema. Além disso, a geração fotovoltaica possui dependência com a irradiação solar e a temperatura. Esses elementos podem variar consideravelmente ao longo do tempo, o que diminuiria a precisão de um estudo feito com valores fixos.

Por esses motivos, ao se estudar o impacto da geração, é interessante que sejam feitos vários estudos com diferentes dados de entrada. Esses dados de entrada podem por exemplo serem baseados nas probabilidades de ocorrência das variáveis em estudo. Ao final, pode ser feita uma análise dos resultados possíveis. Com isso se tem uma visão mais completa dos impactos na rede de distribuição.

Através dos impactos da geração distribuída, principalmente quando se consideram impactos sobre a qualidade de energia, pode-se tentar definir um limite para a inserção de geração fotovoltaica em um determinado alimentador. Se conhecido previamente esse limite, as análises de geração fotovoltaica que não o extrapolem podem ser feitas de maneira resumida. Ou seja, só seriam necessárias análises das gerações fotovoltaicas em um determinado alimentador quando o limite de inserção fotovoltaica fosse atingido ou estivesse próximo. Com isso a distribuidora conseguiria reduzir consideravelmente o tempo despendido nas análises de novas conexões.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral do trabalho é avaliar os impactos da geração distribuída fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica e através dessa análise definir um limite de inserção de geração fotovoltaica em alimentadores, reduzindo assim o tempo de análise de novas conexões.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos do estudo incluem:

- a) implementar um modelo computacional para análise de redes de distribuição com geração fotovoltaica;

- b) analisar os impactos da inserção de geração distribuída na energia injetada, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão da rede de distribuição;
- c) estudar e propor critérios que serão utilizados na definição dos limites de inserção de geração fotovoltaica;
- d) definir os limites de inserção de geração fotovoltaica;
- e) Aplicar e avaliar a metodologia proposta em sistemas reais da Celesc Distribuição.

#### **1.4 Estrutura do trabalho**

Esse trabalho está dividido em 5 capítulos.

No Capítulo 1 é feita uma introdução ao tema abordado de modo a apresentar a motivação para a elaboração do trabalho. Também são apresentados os objetivos do estudo.

O Capítulo 2 contextualiza a geração distribuída no cenário mundial e brasileiro. São apresentados os impactos causados pela geração nos sistemas de distribuição e como esses impactos limitam a quantidade de inserção possível. É também discutido o método de Monte Carlo e sua aplicabilidade no estudo em discussão. Por fim, é apresentado o programa OpenDSS utilizado nos problemas de fluxo de potência.

No Capítulo 3 é descrita a metodologia utilizada no estudo. São definidas as variáveis estudadas e as aproximações utilizadas. São também definidas as métricas que serão utilizadas de modo a valorar os resultados obtidos. Complementarmente, no Capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados obtidos

Ao final, no Capítulo 5 são apresentadas conclusões gerais do estudo e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo é discutida a definição de GD por diferentes países. Posteriormente é apresentada uma síntese da GD no Brasil, principalmente quanto a legislação. Após, é definido um quadro geral do atual estado dos estudos de impactos da GD nos sistemas de distribuição e, conseqüentemente, dos estudos do limite de sua inserção. Também, é explicado o método de Monte Carlo. Finalmente, é apresentado o programa OpenDSS, utilizado nos fluxos de potência estudados.

### 2.1 Geração distribuída

#### 2.1.1 Definição

Apesar de muito usado na literatura nacional e internacional, não há uma definição clara para o termo geração distribuída. Uma definição simples seria a de que a geração distribuída é uma geração elétrica de pequena escala próxima do consumidor, sendo inclusive comparada com o modelo utilizado nos primórdios da geração elétrica (PEPERMANS *et al.*, 2005).

Um questionário respondido por membros do CIRED mostrou como os países possuem diversas classificações, as quais levavam em conta diferentes aspectos, como o nível de tensão, a proximidade do consumidor, a fonte ser renovável ou o despacho não ser centralizado (CIRED, 1999). Essa mesma diversidade de classificações é vista quando se analisam as definições dadas por diferentes entidades como IEEE, CIGRE e EPRI (GONZÁLEZ-LONGATT; FORTOUL, 2005).

Segundo Rújula *et al.* (2005) a dificuldade de se obter uma definição comum se dá porque cada país possui diferentes práticas, experiências e objetivos.

No Brasil, pode-se destacar a definição dada pela EPE (2016) de que são “empreendimentos de geração, de qualquer porte, instalados para atendimento preponderante ao um consumidor final, podendo haver ou não a geração de excedentes elétricos exportáveis à rede.”

Ainda, ressalta-se a definição dada pela ANEEL.

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor. (ANEEL, 2020).

### 2.1.2 Legislação brasileira

Atualmente, a GD em unidades consumidoras no Brasil é regida pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a qual “Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.” (ANEEL, 2012). Por se tratarem de conexões em UC, as gerações estão submetidas também às condições gerais de fornecimento (ANEEL, 2021c). As geradoras são classificadas em microgeração (potência ativa nominal de geração menor ou igual a 75 kW) ou minigeração (potência ativa nominal de geração maior do que 75 kW e menor do que 5 MW).

No entanto, são esperadas mudanças na legislação, caracterizadas como um novo marco da GD no Brasil. As propostas estão descritas no Projeto de Lei nº 5.829/2019, aprovado pela Câmara dos Deputados em agosto de 2021. Como resultado de um extenso processo de negociação entre os agentes envolvidos, a versão aprovada apresenta as regras de consenso em que as principais alterações versam sobre os subsídios para essa modalidade. Também é apresentada uma transição entre o modelo atual e o futuro. O próximo passo para a entrada da Lei em vigor é a aprovação do Projeto de Lei pelo Senado.

Os procedimentos, critérios técnicos e requisitos do acesso aos sistemas de distribuição são definidos no Módulo 3 do PRODIST, sendo a seção 3.1 desse Módulo específica para o acesso de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2021d).

Somado a essas legislações, cada agente de distribuição possui normativa interna, como por exemplo, a I-432.0004 da Celesc (2018).

O sistema de compensação adotado no Brasil é conhecido como *net metering*. Este sistema se utiliza de medidores de energia bidirecionais capazes de

medir tanto o consumo quanto a injeção de energia de um consumidor. O consumidor pode então ter um desconto ou crédito na fatura de energia (BEDI; SINGH; SINGH, 2016).

No começo da micro e minigeração no Brasil o consumidor só podia utilizar os créditos gerados na própria UC de geração. Porém, em 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687 criando os sistemas de autoconsumo remoto, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada (ANEEL, 2015).

## **2.2 Impactos da geração distribuída na rede de distribuição**

Os sistemas de distribuição tradicionais são radiais e transportam a energia recebida das transmissoras até o consumidor final seguindo um fluxo unidirecional. A adição de geração distribuída nesse sistema pode afetar o fluxo de potência tornando-o bidirecional. Essa alteração do fluxo de potência no sistema é talvez o mais importante aspecto da inserção de geração distribuída, pois ela afeta o perfil de tensão, as perdas e até a configuração dos equipamentos na rede.

### **2.2.1 Perfil de tensão**

Nas redes de distribuição radiais a tensão diminui com a distância para o transformador, podendo em alguns casos inclusive se tornar menor do que o mínimo exigido (BEGOVIĆ *et al.*, 2001). Porém, a inserção de geração distribuída nas redes eleva os níveis de tensão. Isso acontece porque a geração precisa estar em uma tensão maior do que os nós ao seu redor para poder exportar energia, invertendo o fluxo de potência (MAHMUD; HOSSAIN; POTA, 2014).

Davda e Parekh (2012) estudaram a possibilidade de se corrigir o perfil de tensão de uma rede real localizada na Índia que apresentava subtensão. Através da correta seleção de potência e localização dos geradores, foi possível elevar a tensão mínima na rede de 0,83 pu para 0,95 pu. Porém, os valores de tensão podem ser elevados além dos limites permitidos, e isso pode ocorrer não somente pela quantidade de geração inserida, mas também, por exemplo, pela dispersão das unidades geradoras (MOURAD; MOHAMED, 2016; KHAN; KHAN, 2015).

Nappu, Arief e Bachtiar (2018) também apresentaram uma proposta de correção do perfil de tensão. Dessa vez o estudo foi feito na Indonésia em um alimentador que iria receber uma grande planta hidrelétrica com potencial apresentação de problemas na tensão.

No Brasil, os níveis de tensão em regime permanente adequados para o atendimento dos consumidores são definidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021e). A Tabela 2 mostra a classificação das tensões para consumidores ligados em média tensão (MT) e baixa tensão (BT).

**Tabela 2 - Classificação de tensões de regime permanente**

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>	<b>Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 2,3 kV (380/220)</b>
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$TL < 0,90TR \text{ ou } TL > 1,05TR$	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) /$ $(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

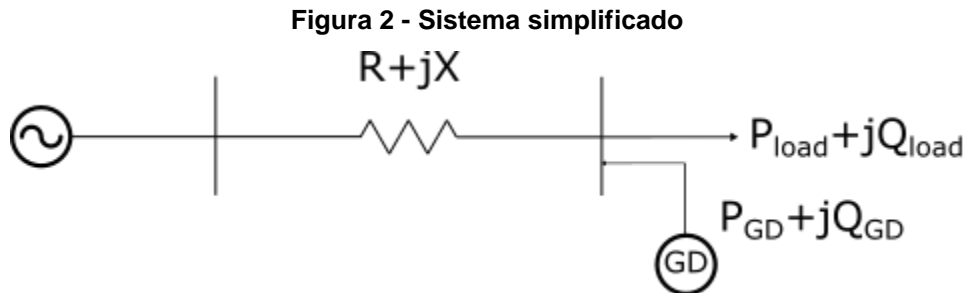
Fonte: Adaptado de ANEEL (2021e).

Outro problema que pode ocorrer é a variação brusca da tensão. No caso das gerações fotovoltaicas, a passagem de uma nuvem sobre a placa reduz a irradiância absorvida e conseqüentemente reduz a tensão da unidade geradora (MOURAD; MOHAMED, 2016).

### 2.2.2 Perdas elétricas

A perda ativa de potência nas linhas de distribuição depende do fluxo de potências, do perfil de tensões e da resistência das linhas. Através do sistema

simplificado da Figura 2 pode-se fazer uma análise do impacto que a inserção de geração distribuída causa nas perdas do sistema.



Fonte: Adaptado de Guo *et al.* (2015).

As Equações (1) e (2) mostram a perda ativa para o ramo do sistema proposto sem e com a geração distribuída, respectivamente (GUO *et al.*, 2015).

$$P_{loss}^{base} = \frac{P_{load}^2 + Q_{load}^2}{U^2} R \quad (1)$$

$$P_{loss}^{GD} = \frac{(P_{load} - P_{GD})^2 + (Q_{load} - Q_{GD})^2}{U^2} R \quad (2)$$

Em que:

$P_{loss}^{GD}$  = Perda ativa do sistema com a inserção de geração distribuída (W)

$P_{load}$  = Potência ativa da carga (W)

$P_{GD}$  = Potência ativa da geração (W)

$Q_{load}$  = Potência reativa da carga (VAr)

$Q_{GD}$  = Potência reativa da geração (VAr)

$U$  = Tensão da barra onde a geração é conectada (V)

$R$  = Resistência do ramo ( $\Omega$ )



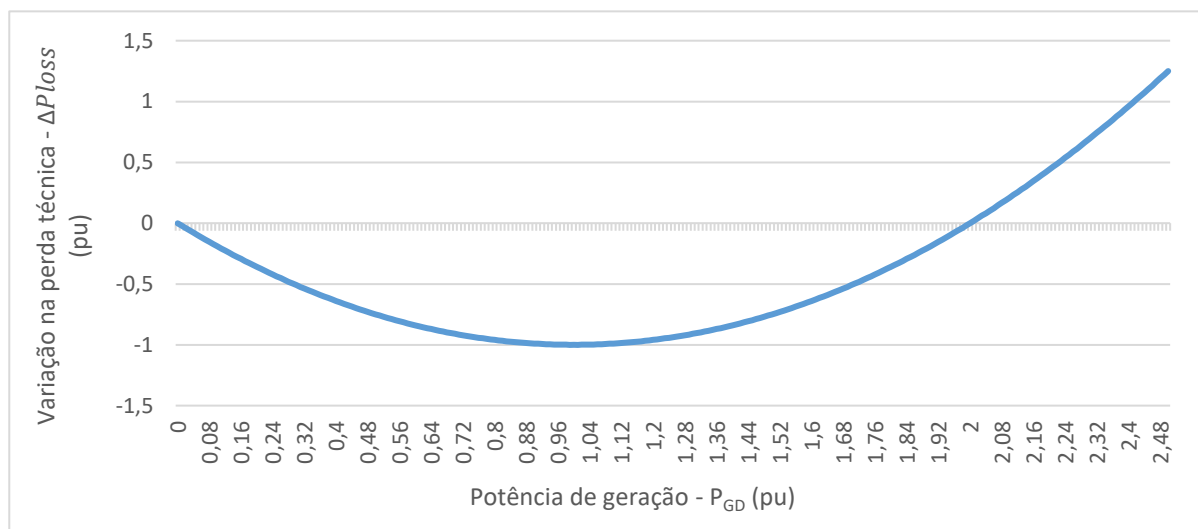
Subtraindo a Equação (1) da Equação (2), tem-se a variação da perda relativa à inserção da geração distribuída (GUO *et al.*, 2015).

$$\Delta P_{loss} = \frac{P_{GD}(P_{GD} - 2P_{load}) + Q_{GD}(Q_{GD} - 2Q_{load})}{U^2} R \quad (3)$$

A Equação (3) não pode ser utilizada diretamente na análise de sistemas para uma rede de distribuição pois os valores das potências e das tensões de um ponto dependem do fluxo de potência no resto do sistema, porém, “as características dos impactos da geração distribuída ainda são válidas” (GUO *et al.*, 2015, tradução nossa).

A Figura 3 apresenta uma forma gráfica da Equação (3), utilizando-se valores genéricos para as variáveis. Para a elaboração da Figura 3 foram definidas a potência ativa da carga, a resistência e a tensão como constantes e iguais a 1 pu, e as potências reativas como constantes e iguais a 0 pu. Por fim, a Figura 3 mostra os valores das perdas técnicas para valores de potência de geração pertencentes ao intervalo entre 0 e 2,5 pu.

**Figura 3 - Visualização gráfica da Equação (3)**



Fonte: Elaboração própria (2021).

Pode-se deduzir através da Figura 3 que a potência nominal da geração pode diminuir ou elevar as perdas, dependendo de sua magnitude e dos parâmetros do sistema.

### 2.2.3 Proteção

A inserção de geração distribuída nos alimentadores pode gerar dificuldades para a proteção do sistema. Os problemas de coordenação que podem ocorrer envolvem, falso *trip*, perda de seletividade e falha de detecção da sobrecorrente (MEDDEB *et al.*, 2018).

Segundo Tian *et al.* (2011) a posição relativa entre geração, proteção e falta influencia na perda da seletividade. Além disso, outros fatores como tipo de fonte da geração, modo de operação, tipo de conexão dos transformadores e do aterramento tem impacto na resposta do sistema de proteção (KENNEDY; CIUFO; AGALGAONKAR, 2016).

## 2.3 Limites de inserção de geração distribuída

Diversos estudos foram conduzidos na tentativa de se calcular um limite de inserção de geração distribuída, porém a comparação entre eles não é simples pois as definições utilizadas são diferentes e influenciam o resultado.

Ampofo, Otchere e Frimpong (2017) testaram a porcentagem de inserção de geração distribuída para manter as tensões em níveis aceitáveis e não exceder os limites térmicos dos cabos. Os resultados obtidos através de testes realizados em um sistema de 16 barras mostram que o limite foi maior quando a geração foi colocada perto da carga em comparação com uma geração longe do centro de carga, ou seja, a localização da geração distribuída tem grande impacto no nível aceitável de geração.

Morren e Haan (2009) calcularam a potência máxima de geração de uma usina que pode ser inserida no sistema tendo como fator limitante a variação de tensão causada. Além disso, são propostos três métodos para elevar o nível máximo permitido: absorção de reativo, aumento da corrente do inversor e diminuição da

potência ativa em momentos de pouca carga. O limite no estudo foi calculado em comparação à potência de curto-circuito do sistema.

Ambos os estudos apresentados anteriormente consideraram uma única usina, porém a distribuição da geração ao longo do alimentador também influencia no limite do sistema. Um estudo conduzido por Kordkheili *et al.* (2014) comparou os resultados entre três modelos de dispersão da geração: próxima ao transformador, no fim do alimentador e distribuída ao longo do alimentador. Os resultados mostraram que agregar a geração próxima ao transformador produz os maiores limites de inserção, seguido pelo método de distribuição da geração. Agregar a geração no fim do alimentador resultou nos menores limites. Os três métodos testados tiveram diferentes fatores limitantes. No caso da geração no início do alimentador o limite foi a capacidade do transformador, já para a geração no final do alimentador o limite foi atingido pela capacidade dos cabos e, por fim, a distribuição de geração teve como fator limitante o perfil de tensão.

Daud, Kadir e Gan (2015) pesquisaram o limite de injeção de geração distribuída considerando as perdas na rede. Para cada caso estudado foram calculadas as perdas de 1000 análises de fluxo diferentes, através do sorteio de diferentes níveis de inserção. Os autores propuseram como critério do limite os valores de inserção com perda que não excedessem o valor de 150% da menor perda obtida dentre os 1000 casos analisados. Já Seker, Gozel e Hocaoglu (2019) propuseram um método analítico para determinar a máxima injeção de geração distribuída que mantém a perda do sistema igual ou menor à perda sem geração.

Rahmani *et al.* (2017) apresentaram um método para o cálculo do limite considerando limites de harmônicas e a manutenção do esquema de proteção original.

Conclui-se que o estudo dos limites de inserção de geração distribuída na rede é abrangente, pois diferentes parâmetros limitantes podem ser utilizados. Além disso, os valores desses parâmetros podem variar por exemplo com a legislação local e com os métodos de operação da distribuidora responsável.

## 2.4 Método de Monte Carlo

Ainda no século XVIII, a primeira forma do Método de Monte Carlo foi proposta para tentar se resolver um famoso problema matemático chamado de Agulha de Buffon. Esse problema consistia em calcular a probabilidade de uma agulha, lançada sobre um plano marcado por linhas paralelas, cair cruzando uma das linhas. A solução matemática desse problema depende do ângulo da agulha no plano, o qual pode variar de 0 a  $\pi$ . Buffon então descobriu que poderia calcular o valor de  $\pi$  através de um número suficiente de lançamentos da agulha e da análise dos diversos resultados (LINS, 2004)

Ao longo dos anos, a utilização da repetição como método de definir a probabilidade de um evento foi utilizada em diversos casos. Há um exemplo clássico de cálculo do valor de  $\pi$  utilizando-se uma circunferência circunscrita a um quadrado. Tomando-se por exemplo o lado do quadrado como valor 2 e, portanto, o raio da circunferência com valor 1, tem-se que a área do quadrado é 4 e a área delimitada pela circunferência seria  $\pi$ . Tomando-se um ponto aleatório no quadrado, a chance dele estar dentro da circunferência é igual a proporção entre a área da circunferência e a área do quadrado, ou seja  $\pi/4$ . Conseqüentemente, se for feito um número suficiente de sorteios, a proporção entre os pontos internos à circunferência e o total de pontos é aproximadamente  $\pi/4$ .

No início da década de 40, o cientista Stanislaw Ulam, propôs a utilização de experimentos aleatórios para investigar a difusão do nêutrons no núcleo de armas nucleares (METROPOLIS, 1987). Por este estudo fazer parte de um projeto sigiloso, se fez necessário a escolha de um codinome para representá-lo. Surgiu então a primeira utilização da expressão Monte Carlo.

Portanto, as primeiras versões do Monte Carlo eram utilizadas na solução estatística de um sistema que possua tanto características probabilísticas quanto características determinísticas. Em um primeiro momento as variáveis probabilísticas são sorteadas aleatoriamente de acordo com suas probabilidades, essas variáveis escolhidas são então utilizadas no sistema determinístico obtendo-se o resultado de uma iteração. Esse processo é repetido quantas vezes for necessário até que a variação na distribuição dos resultados possa ser desconsiderada. Ao final, um estudo

estatístico pode ser realizado para se definir as características dos resultados obtidos (METROPOLIS; ULAM, 1949).

As versões atuais dos métodos de Monte Carlo evoluíram muito em relação à sua versão clássica. Alguns exemplos são o Monte Carlo Sequencial proposto inicialmente para estudos de restreamento e visão, e atualmente utilizado em diversas áreas de processamento de sinal (CAPPE; GODSILL; MOULINES, 2007), e a pesquisa em árvore de Monte Carlo, utilizada na área de inteligência artificial (BROWNE *et al.*, 2012).

Os métodos de Monte Carlo são utilizados em sistemas de distribuição devido à suas características probabilísticas. Dentre as características estudadas pode-se citar chance de falha (GOEL, 2000), condição de operação das gerações distribuídas (HEGAZY; SALAMA; CHIKHANI, 2003) e confiabilidade do sistema (HEYDT; GRAF, 2010). Mais especificamente, quando se trata de gerações fotovoltaicas, pode-se citar estudos com as probabilidades das condições climáticas (CONSTANTE-FLORES; ILLINDALA, 2019) e do posicionamento dos geradores (STECANELLA *et al.*, 2020).

## 2.5 OpenDSS

O *Open Distribution System Simulator* – OpenDSS é um programa de código aberto de simulação de circuitos elétricos no domínio da frequência. A ferramenta foi originalmente desenvolvida para a análise de conexão de geração distribuída, porém evoluiu para incluir diversas outras funcionalidades (EPRI, 2019).

A utilização do OpenDSS é feita principalmente através de linhas de comando. Adicionalmente o usuário pode utilizar uma interface gráfica na forma do programa OpenDSS-G.

O programa também conta com uma interface *Component Object Model* – COM. Isso significa que, além de todas as funcionalidades já implementadas, o usuário pode utilizar linguagens de programação para criar suas próprias funções ou modos de solução. Alguns dos programas e linguagens comumente utilizados incluem Mathworks Matlab, Python, C# e R (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

Dentre os usos do OpenDSS estão inclusos fluxo de potência, estudo de faltas e estudo de harmônicas. Segundo Dugan e Montenegro (2020) o fluxo de potência é o problema mais resolvido com o OpenDSS.

### 2.5.1 Modelagem do sistema no OpenDSS

Os elementos no OpenDSS são separados em transmissores de energia (*Power Delivery Elements – PD Elements*) e conversores de energia (*Power Conversion Elements – PC Elements*). A categoria de *PD Elements* inclui linhas e transformadores, já a categoria *PC Elements* inclui geradores e cargas.

#### 2.5.1.1 Linhas, transformadores e reguladores de tensão

O OpenDSS caracteriza as linhas de distribuição utilizando o modelo Pi com capacitâncias *shunt*. Para a definição das linhas no OpenDSS é utilizado o objeto *Line*, e opcionalmente também o objeto *Linecode*.

O Objeto *Linecode* é utilizado como uma biblioteca de linhas, e contém número de fases, frequência base e resistência e reatância por unidade de comprimento. O Objeto *Line* pode conter as mesmas informações do objeto *Linecode*, caso esse não seja utilizado, e ainda informações dos pontos de conexão das linhas e comprimento.

Os transformadores são caracterizados pelo objeto *Transformer*, sendo definidos o número de fases, número de enrolamentos, barras conectadas aos terminais, tipo de conexão de cada enrolamento, tensões e potências nominais, *taps* disponíveis e perda dada em porcentagem da carga.

Reguladores de tensão no OpenDSS são modelados através de um objeto *RegControl*, conectado a um enrolamento de um transformador. O objeto de controle de tensão ajusta a posição do *tap* do transformador de acordo com a tensão desejada. Para tanto são definidos o transformador a ser controlado, a tensão desejada e a bobina de conexão do transformador. As perdas nesse equipamento dependem dos dados do transformador associado.

### 2.5.1.2 Cargas

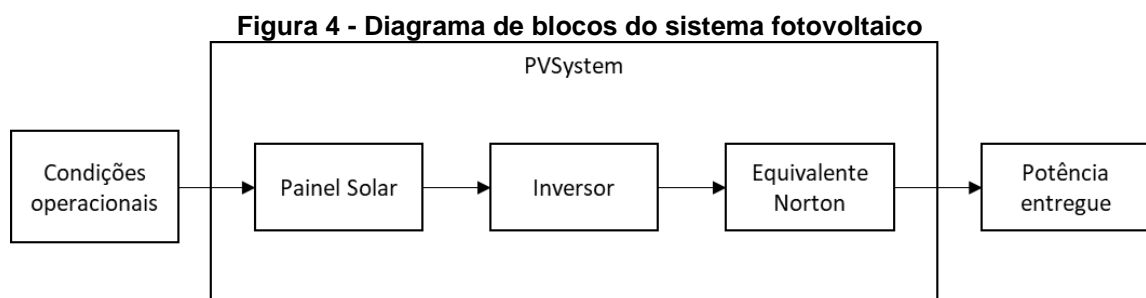
As cargas são descritas pelo objeto *Load*. A potência base da carga pode ser definida de três maneiras diferentes (DUGAN; MONTENEGRO, 2020):

- 1) Potência ativa e fator de potência;
- 2) Potência ativa e potência reativa;
- 3) Potência aparente e fator de potência.

A partir da potência base, pode-se definir outros parâmetros que vão modificá-la. Um dos parâmetros utilizados é a curva de carga, definida através do objeto *Loadshape*, que representa como a carga varia ao longo de um período. Outro parâmetro é o modelo estático da carga, o qual define as potências ativa e reativa como funções que dependem da tensão e da frequência (KUNDUR, 1994). Além disso, também são definidos o ponto de conexão, número de fases e tipo de conexão.

### 2.5.1.3 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos no OpenDSS são implementados através da função *PVSystem*. Para a definição dos sistemas fotovoltaicos são necessários dados do painel solar, do inversor e das condições operacionais. A Figura 4 apresenta um diagrama esquemático do modelo fotovoltaico implementado no OpenDSS.

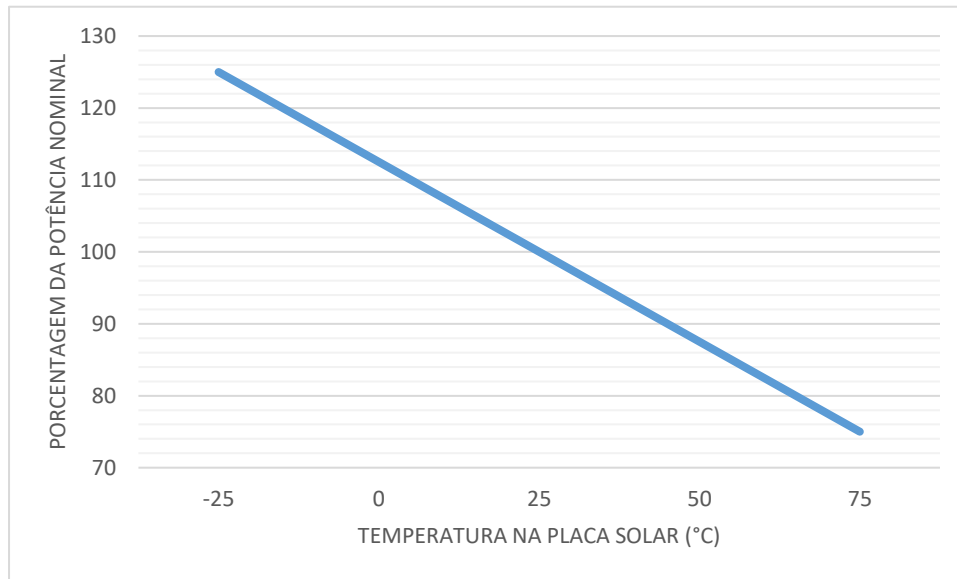


Fonte: Adaptado de Radatz *et al.* (2020).

Como dados do painel solar são definidas a potência ativa de pico e a curva de correção da potência pela temperatura. A potência ativa de pico é definida em kW, referente a uma irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup> e a uma temperatura escolhida. A curva de

correção da potência correlaciona temperaturas com potências em por unidade da potência ativa de pico. A Figura 5 mostra um exemplo de uma dessas curvas, apresentadas em *datasheet* de um sistema real (JINKO, 2020). Diferentes modelos de placa apresentam diferentes curvas de correção com a temperatura.

**Figura 5 - Curva da dependência da potência com a temperatura**



Fonte: Adaptado de Jinko (2020).

No OpenDSS a curva de correção é definida pelo objeto XYCurve. Ao se definir esse objeto são passados dois *arrays* para o programa, um de temperatura e um do fator de correção relativo. Além disso, o objeto XYCurve utiliza interpolação linear, e os pontos fora da curva definida são extrapolados utilizando os dois últimos pontos definidos (EPRI, 2013)

A potência entregue pela placa solar em kW é calculada pela Equação (4), conforme Radatz *et al.* (2020).

$$P(t) = pmpp * irradi_{base} * irradi(t) * PT(temperatura(t)) \quad (4)$$

Em que:

$pmpp$  = Potência nominal da placa solar para irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup> (kW)

$irradi_{base}$  = Irradiância base (kW/m<sup>2</sup>)

$irradi(t)$  = Valor da curva de irradiância no tempo t (pu)



$PT(temperatura(t))$  = Valor da curva de correção da potência pela temperatura no tempo t (pu)

No caso dos inversores, são definidos dados nominais como tensão, fator de potência, número de fases, tipo de conexão das fases e uma curva de rendimento em função da potência de entrada. A curva de rendimento é definida também pelo Objeto XYCurve, semelhante à curva de correção da potência pela temperatura. Além desses, há outros parâmetros que não são obrigatórios, mas podem ser definidos. Dentre esses parâmetros estão potência mínima para o inversor se ligar (*cutin*), potência mínima para o inversor se desligar (*coutout*) e potência reativa máxima.

Por fim, para condições operacionais são passados dados de irradiância e de temperatura na placa. Para a definição da irradiância no OpenDSS, é definida uma irradiância base em kW/m<sup>2</sup>, e uma curva de irradiância, que pode ser anual, diária ou outro espaço de tempo a ser definido. A curva de irradiância é definida através de um objeto *Loadshape*.

Dados de temperatura são inseridos no OpenDSS em °C através de uma curva de temperatura ao longo de um período. Essa curva é definida através de um objeto *Tshape*.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

Nesse capítulo é explicada a modelagem do sistema elétrico no OpenDSS. Após, são apresentadas as figuras de mérito que serão avaliadas. Por fim, é mostrado como as figuras de mérito são obtidas através do método de Monte Carlo.

#### 3.1 Modelagem do sistema

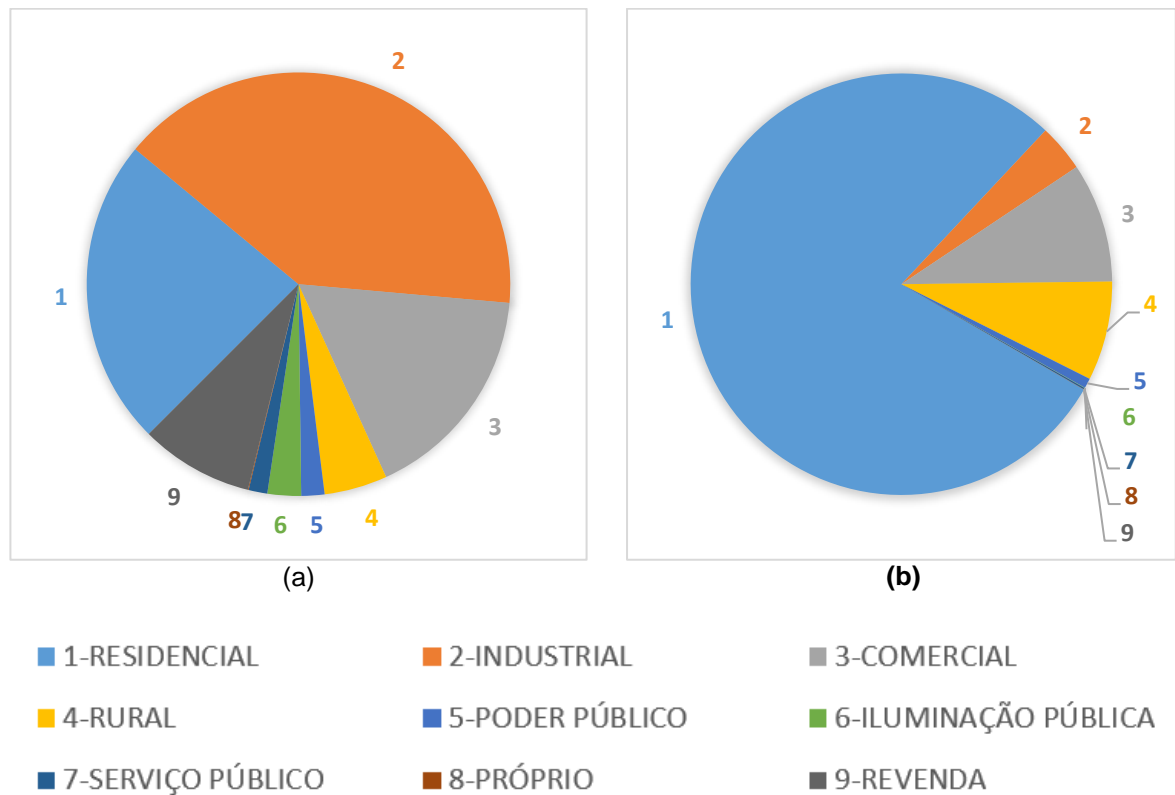
Os estudos objetivam representar o mais fielmente possível a realidade dos sistemas, por isso, foram utilizados dados reais sempre que disponíveis. Informações sobre a rede de distribuição, equipamentos, unidades consumidoras e consumo foram retiradas da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, que consiste em um conjunto de informações representando a rede real da distribuidora. Esses dados são encaminhados pela distribuidora para a ANEEL anualmente, obedecendo uma estrutura e um conteúdo pré-estabelecidos (ANEEL, 2021f).

##### 3.1.1 Definição dos alimentadores

Consumidores conectados nas redes de baixa tensão são classificados em oito classes tarifárias: Residencial, Industrial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio (ANEEL, 2021c). Para os dados da BDGD, é ainda acrescentado um grupo chamado Revenda, constituído pela energia enviada para outras distribuidoras (concessionárias e permissionárias).

As Figura 6 (a) e (b) mostram a distribuição das oito classes tarifárias com relação à energia consumida e ao número de unidades consumidoras, respectivamente. Todas as informações são referenciadas ao ano de 2019.

**Figura 6 - Participação de classes tarifárias por energia consumida (a) e por número de unidades consumidoras (b)**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Apesar de ser classificada com uma classe tarifária própria, a classe de revenda é composta por unidades consumidoras das outras classes. Porém, essa informação não faz parte da base de dados da Celesc, mas sim da base de dados da concessionária ou permissionária responsável. Por isso, na hora da escolha dos alimentadores, a análise não levou em conta essa classe.

Considerando as outras oito classes tarifárias, a partir das Figura 6 (a) e (b), pode-se notar que quatro classes tarifárias possuem predominância, tanto em energia consumida quanto em número de unidades consumidoras. Essas classes são: residencial, industrial, comercial e rural.

Para retratar essas classes tarifárias mais presentes nas redes da distribuidora, foram selecionados 4 alimentadores para os testes propostos nesse estudo. Esses alimentadores são o alimentador 2 da subestação Araquari Porto Grande (APG-02), o alimentador 12 da subestação Ilha Centro (ICO-12), o alimentador 5 da subestação Joinville Paranaguamirim (JPM-05) e o alimentador 3 da subestação São Joaquim (SJM-03).

A Tabela 3 mostra a porcentagem de energia consumida de cada classe tarifária em relação à energia total consumida nos alimentadores. Pode-se notar que o alimentador JPM-05 possui predominância de consumo da classe residencial (82%), o alimentador APG-02 possui a maior parte do consumo da classe industrial (63%), já o alimentador ICO-12 é composto principalmente por consumo na classe comercial (80%), e por fim, o alimentador SJM-03 tem a maior parte do consumo na classe rural (79%).

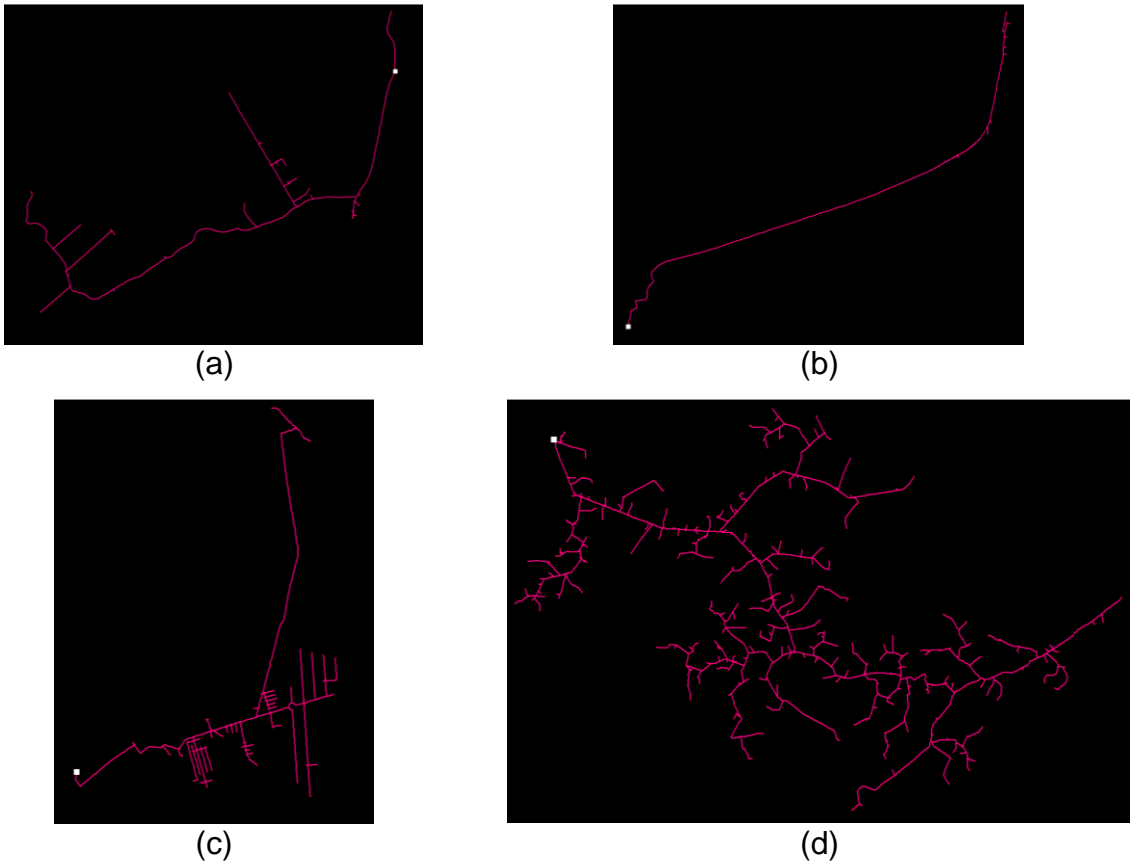
**Tabela 3 - Participação de cada grupo por volume de energia**

	APG-02	ICO-12	JPM-05	SJM-03
Residencial	14%	19%	<b>82%</b>	9%
Industrial	<b>63%</b>	0%	5%	1%
Comercial	21%	<b>80%</b>	7%	11%
Rural	1%	0%	0%	<b>79%</b>
Outros	1%	1%	6%	0%

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

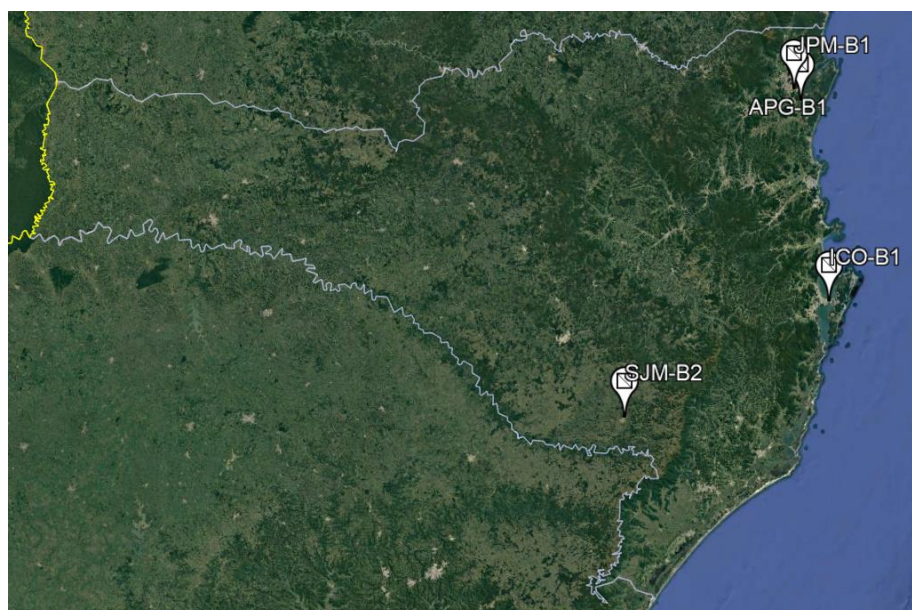
A Figura 7 apresenta os trechos de MT dos alimentadores utilizados no estudo, e a Figura 8 apresenta a localização das subestações de conexão dos alimentadores.

Figura 7 - Alimentadores estudados – APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d)



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2021).

Figura 8 - Localização dos alimentadores



Fonte: Adaptado de Google (2021).

Além de tentar representar diferentes classes tarifárias, os alimentadores também se diferenciam na quantidade de UC, na proporção entre consumidores de baixa tensão e média tensão, comprimento, quantidade de transformadores, demanda e tensão base. Essas características são apresentadas na Tabela 4.

**Tabela 4 - Dados dos alimentadores**

	APG-02	ICO-12	JPM-05	SJM-03
Quantidade de UC	4053	267	3542	865
Porcentagem de UC conectadas em MT	78%	72%	2%	13%
Porcentagem de UC conectadas em BT	22%	28%	98%	87%
Comprimento do alimentador MT (km)	20,5	3,4	16,1	239,7
Comprimento do tronco (km)	14,3	3,1	2,8	24,6
Quantidade de transformadores Celesc	194	9	57	346
Quantidade de transformadores Terceiros	5	4	3	15
Demanda máxima anual (MW)	2,7	1,2	2,6	0,4
Tensão Base MT (kV)	13,8	13,8	13,8	23

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

### 3.1.2 Definição e modelagem das cargas

A caracterização diária das cargas das distribuidoras é feita através de informações da campanha de medição. Essa campanha é feita a cada revisão tarifária periódica e sua metodologia é definida no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição (ANEEL, 2021g).

Na campanha de medição são analisados dados de consumo, obtidos ao longo de um período determinado, para as unidades consumidoras separadas por nível de tensão, potência demandada e classe tarifária.

Para os consumidores atendidos em média tensão são definidos dez grupos de curvas. Já os consumidores atendidos em baixa tensão são separados em

seis classes tarifárias (residencial, comercial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública). São definidos então uma única curva para iluminação pública, e dez grupos de curvas para as outras cinco classes. Os grupos de curvas incluem curvas diferentes para três tipos de dias, sendo dias úteis, sábados e domingos.

Nesse estudo são utilizadas as curvas de carga obtidas no processo de caracterização da carga da distribuidora, realizado durante a Revisão Tarifária Periódica de 2016 da Celesc Distribuição. Essas curvas, apresentadas no Apêndice A, são definidas a partir de um banco de medições amostrais e segregadas em tipologias através de modelos estatísticos, mais especificamente métodos de análise de agrupamentos. Tais métodos possuem justamente o objetivo de identificar perfis típicos a partir de uma amostra. Por fim, cada unidade consumidora é vinculada a uma tipologia de modo aleatório, desde que o total tenha uma representação adequada entre as curvas de carga típicas selecionadas.

A partir das curvas de carga e de informações de consumo mensal, é feito o cálculo da potência ativa base para cada mês do ano. Como as curvas de carga dos três diferentes tipos de dia possuem como valor máximo o 1 pu, o valor da potência ativa base é conseqüentemente o valor da demanda máxima da UC. Além disso, para a plena caracterização da carga considera o fator de potência de 0,92 (indutivo) para todas as unidades consumidoras, conforme orientado no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021h) para o cálculo de perdas na distribuição.

Finalmente, o modelo estático da carga utilizado é o modelo polinomial, também conhecido como modelo ZIP. O modelo ZIP recebe esse nome pois representa parcelas de impedância constante ( $Z$ ), corrente constante ( $I$ ) e potência constante ( $P$ ) (KUNDUR, 1994). As equações (5) e (6) apresentam os cálculos das potências ativa e reativa conforme o modelo polinomial.

$$P = P_0 \left[ p_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (5)$$

$$Q = Q_0 \left[ q_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (6)$$

Em que:

$P$  = Potência ativa para tensão  $V$  (W)

$Q$  = Potência reativa para tensão  $V$  (VAr)

$P_0$  = Potência ativa para tensão  $V_0$  (W)

$Q_0$  = Potência reativa para tensão  $V_0$  (VAr)

$p_1, p_2, p_3$  = Coeficientes que definem a proporção de cada componente da potência ativa

$q_1, q_2, q_3$  = Coeficientes que definem a proporção de cada componente da potência reativa

Conforme definido pela ANEEL (2021h), o modelo ZIP utilizado para as cargas conectadas tanto em média tensão como em baixa tensão é composto por 100% de impedância constante para a parcela reativa, e 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa. Ou seja:

$$p_1 = 0,5 \quad p_2 = 0 \quad p_3 = 0,5$$

$$q_1 = 1,0 \quad q_2 = 0 \quad q_3 = 0$$

### 3.1.3 Condições operacionais

Dados de irradiação diária média dos 12 meses do ano, referentes à cidade de Florianópolis, foram retirados do Atlas Brasileiro de Energia Solar e estão apresentados na Tabela 5.



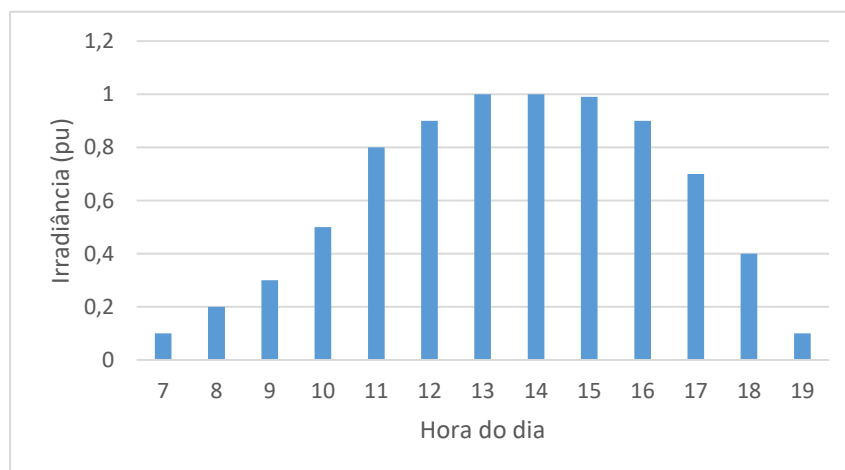
**Tabela 5 - Irradiação diária média de cada mês para o ano de 2019 na cidade de Florianópolis**

Mês	Irradiação diária média (kWh/m <sup>2</sup> .dia)
Janeiro	5,49
Fevereiro	5,33
Março	4,98
Abril	4,34
Maio	3,85
Junho	3,39
Julho	3,48
Agosto	4,03
Setembro	3,86
Outubro	4,34
Novembro	5,27
Dezembro	5,50

Fonte: Adaptado de Pereira *et al.* (2017).

Para calcular a irradiância base de cada mês, necessária para a Equação (4), é utilizada uma curva de irradiância horária típica conforme descrito por Radatz *et al.*, (2020) e apresentada na Figura 9. Os horários não apresentados na Figura 9 possuem irradiância 0.

**Figura 9 - Irradiância horária típica**



Fonte: Adaptado de Radatz *et al.* (2020).

Sabe-se que a irradiância é a densidade de potência da luz solar ( $W/m^2$ ), e que a irradiação é a densidade de energia da luz solar ( $Wh/m^2$ ). Portanto, a irradiância

base de cada mês pode ser calculada através dos dados da Tabela 5 e da Figura 9 conforme Equação (7).

$$G_{b,m} = \frac{H_m}{\sum_{t=0}^{23} G_{pu}(t) * \Delta t} \quad (7)$$

Em que:

$G_{b,m}$  = Irradiância base do mês m (kW/m<sup>2</sup>)

$H_m$  = Irradiação diária média do mês m (kWh/m<sup>2</sup>)

$G_{pu}(t)$  = Irradiância da hora t (pu)

$\Delta t$  = Intervalo de tempo de cada irradiância, igual a 1 (hora)

Outro dado necessário para a completa definição das condições operacionais é a temperatura. Para esse estudo foram utilizados os dados históricos conforme base de dados do INMET (2020).

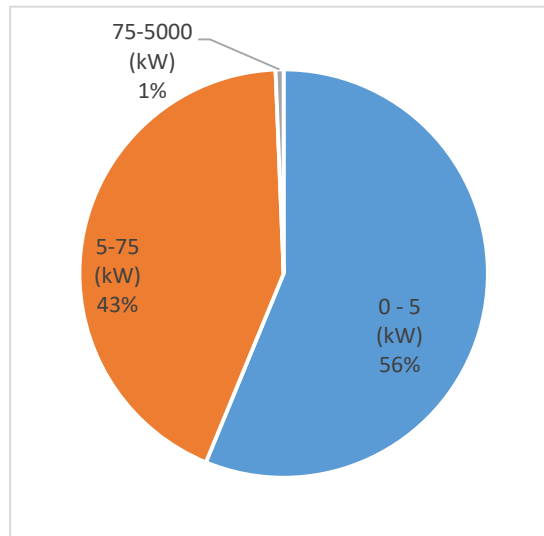
Os dados utilizados representam as médias das medições do ano de 2019. As médias são calculadas para os 3 tipos de dia e para os 12 meses do ano, totalizando 36 curvas de temperatura contendo valores horários. Os valores utilizados podem ser vistos no Apêndice B.

### 3.1.4 Definição dos parâmetros dos sistemas fotovoltaicos

#### 3.1.4.1 Tensão de atendimento

Conforme mostrado na Figura 10, os sistemas fotovoltaicos conectados na rede da Celesc Distribuição são compostos em sua grande maioria (99%) por geradores com potência ativa nominal menor do que 75 kW, classificados como microgeradores (ANEEL, 2021a).

**Figura 10 – Geração fotovoltaica na rede da Celesc por faixa de potência nominal**



Fonte: Adaptado de ANEEL (2020a).

De acordo com a ANEEL (2012), a carga instalada de uma unidade consumidora deve ser maior ou igual à potência instalada da geração. Além disso, também segundo a ANEEL (2021c), unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 75 kW são atendidas em tensão secundária. Conseqüentemente, a maior parte dos sistemas instalados na rede da Celesc Distribuição (98%) está conectada no sistema de baixa tensão (ANEEL, 2021a). Por isso, nesse estudo optou-se por considerar que os geradores são instalados apenas nos consumidores atendidos em baixa tensão. Conseqüentemente, as tensões nominais dos sistemas são definidas como 220 V fase-neutro para sistemas monofásicos e 380 V fase-fase para os sistemas bifásicos ou trifásicos.

#### 3.1.4.2 Método de definição da potência nominal das gerações fotovoltaicas

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em 4 classes diferentes, com relação ao sistema de compensação adotado. Essas classes são: Geração na própria UC, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

Dentre os sistemas classificados como microgeração conectados na rede da Celesc, os quais são objeto desse estudo, 84% utilizam o sistema de compensação

de geração na própria UC (ANEEL, 2021a). Nesse tipo de sistema, quando há mais energia injetada do que consumida, essa energia vira um crédito para ser utilizado na própria unidade consumidora. Por outro lado, quando há menos energia injetada do que consumida, o consumidor utiliza os créditos ou paga o excedente na fatura de energia. Consequentemente, tais regras fazem com que seja mais vantajoso economicamente se a geração e o consumo se igualarem ao longo do tempo. Tendo isso em vista, a potência de cada unidade de geração é definida a partir do conhecimento da energia consumida em cada UC.

A energia consumida por uma unidade consumidora é um dado constante da BDGD. Através da energia consumida mensal pode-se calcular a demanda média de cada UC. A demanda média é calculada pois esse valor é utilizado no OpenDSS.

A relação entre a energia consumida de uma UC e sua demanda média é dada pela Equação (8).

$$E_{cons} = D_{média} * t_{total} \quad (8)$$

Em que:

$E_{cons}$  = Energia consumida (kWh)

$D_{média}$  = Demanda média no período de estudo (kW)

$t_{total}$  = Tempo total do cálculo da energia (h)

Já a energia gerada depende de diversos fatores, como explicado anteriormente. Para a caracterização idealizada dos geradores, considera-se que a correção da potência pela temperatura seria de 1 pu, o rendimento seria de 100%, a temperatura seria de 25 °C e a irradiância base seria de 1 kW/m<sup>2</sup>. Esses valores de temperatura e irradiância são os mesmos utilizados na definição da potência nominal de um gerador. Consequentemente, o valor da energia gerada nesse caso depende da potência nominal do gerador e da irradiação.

Adaptando a Equação (4) com as simplificações propostas pode-se calcular a energia teórica gerada conforme Equação (9).

$$E_{gerada} = \sum_{t \in t_{estudo}} (p_{mpp} * irradi(t) * \Delta t) \quad (9)$$

Em que:

$pmpp$  = Potência nominal da placa solar para irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup> (kW)

$irrad(t)$  = Valor da curva de irradiância no tempo  $t$  (pu)

$\Delta t$  = Intervalo de cada medição de demanda, constante com valor 1 (h)

$t_{estudo}$  = Conjunto de todas as horas do período em estudo

Sabe-se que a potência nominal não varia com o tempo. Além disso, os intervalos de tempo considerados no estudo também não variam. Logo, a Equação (9) pode ser reescrita conforme Equação (10).

$$E_{gerada} = pmpp * \Delta t * \sum_{t \in t_{estudo}} irrad(t) \quad (10)$$

Igualando-se a energia consumida da Equação (8) com a energia teórica gerada da Equação (10) tem-se que a potência nominal do gerador deve ser calculada conforme Equação (11). A somatória das irradiâncias horárias em pu para um intervalo de um dia pode então ser calculada conforme valores da Figura 9, e é igual a 7,89 pu. O tempo total do cálculo de energia escolhido foi de um dia, ou 24 horas, e o tempo de cada medição de potência é o intervalo de uma hora. Por fim, a potência do gerador de cada unidade consumidora é calculada pela Equação (12).

$$D_{média} * t_{total} = pmpp * \Delta t * \sum_{t \in t_{estudo}} irrad(t) \quad (11)$$

$$pmpp = D_{média} * \frac{24}{7,89} \quad (12)$$

No cálculo dos fluxos de potência, essas potências base são modificadas pelos fatores de correção da potência em função da temperatura e pelos rendimentos em função da potência de entrada. A Tabela 6 e a Tabela 7 apresentam esses fatores, os quais foram definidos conforme exemplos do manual do OpenDSS (RADATZ *et al.*, 2020).

**Tabela 6 - Fatores de correção da potência em função da temperatura**

Temperatura (°C)	0	25	75	100
Fator de Correção	1,2	1	0,8	0,6

Fonte: Radatz *et al.* (2020).

**Tabela 7 - Rendimento em função da potência de entrada**

Potência de entrada (pu da potência base)	0,1	0,2	0,4	1,0
Rendimento	0,86	0,9	0,93	0,97

Fonte: Radatz *et al.* (2020).

Conforme explicitado no Capítulo 2.5.1.3 a interpolação entre os valores apresentados nas Tabelas Tabela 6 e Tabela 7 é feita de forma linear, e a extrapolação considera os dois últimos valores definidos.

O fator de potência utilizado para os inversores é unitário, ou seja, os geradores fotovoltaicos estudados somente injetam potência ativa. Nos estudos, o número de fases de cada sistema fotovoltaico é igual ao número de fases da unidade consumidora no qual ele foi instalado.

#### 3.1.4.3 Nível de inserção

Cada alimentador foi estudado para níveis de inserção de geração fotovoltaica variando de 0% a 100% com intervalos de 10%.

Para esse estudo, o nível de inserção foi definido conforme equação

$$N_{\%} = \frac{\sum_{i \in GerAlim} P_i}{D_{m\acute{a}x}} * 100 \quad (13)$$

Em que:

$N_{\%}$  = Nível de inserção de geração fotovoltaica (%)

$P_i$  = Potência nominal do gerador  $i$  (kW)

$GerAlim$  = Conjunto de todos os geradores do alimentador

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima anual do alimentador (kW)

## 3.2 Figuras de mérito para análise dos resultados

Após o cálculo do fluxo de potência são retirados dados de energia injetada no alimentador, perda técnica e perfil de tensão dos alimentadores.

### 3.2.1 Energia injetada no alimentador

A energia injetada global para o cálculo de perdas é definida pela ANEEL (2021h) como “energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição”.

Quando se utiliza o termo “energia injetada no alimentador,” esse montante refere-se à energia medida na entrada do alimentador, ou seja, é a energia necessária para suprir as cargas do alimentador, descontada a energia da geração interna ao alimentador. A análise desse montante é interessante pois ela é usada para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição.

As energias injetadas nos alimentadores são calculadas para cada mês e para cada tipo de dia, sendo considerado um período de 24 horas. É utilizada como energia injetada a somatória anual dos valores calculados.

### 3.2.2 Percentual de perdas técnicas

De acordo com ANEEL (2021h) as perdas técnicas correspondem “à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física”. Nesse estudo não estão sendo consideradas perdas não técnicas (furtos de energia). Além disso foram escolhidos alimentadores sem geração própria, e a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos são contabilizadas junto com o consumo da unidade consumidora. Consequentemente, a perda técnica pode ser calculada pela diferença entre a energia injetada no alimentador e a energia entregue aos consumidores.

As perdas técnicas são calculadas para cada mês e para cada tipo de dia, sendo considerado um período de 24 horas. É utilizada como perda técnica a somatória anual dos valores calculados. Além disso, as perdas são apresentadas

através do indicador de percentual de perdas técnicas (PPT) conforme ANEEL (2021h).

### 3.2.3 Máxima tensão anual

A tensão em regime permanente é a tensão obtida após a convergência do cálculo do fluxo de potência no alimentador. São armazenadas as tensões para cada nó, cada hora, cada tipo de dia e cada mês.

Para o cálculo do limite de inserção é então utilizada a maior tensão anual apresentada no alimentador, ou seja, a maior tensão considerando todos os nós, todas as horas, todos os tipos de dia e todos os meses.

## 3.3 Simulações de Monte Carlo

Conforme explicado na seção 2.4, para o método de Monte Carlo devem ser definidas as variáveis do sistema que serão caracterizadas como probabilísticas, e irão variar entre as iterações do modelo, e as variáveis consideradas determinísticas e serão definidas no início do estudo. Além disso é necessário definir o cálculo de convergência do modelo.

O método de Monte Carlo utilizado nesse estudo foi baseado no proposto por Stecanella *et al.* (2020). Para tal, diferentes arranjos de unidades de geração fotovoltaica são sorteados para cada iteração da simulação, até que uma determinada convergência seja atingida. Porém, os métodos de convergência e as figuras de mérito extraídas foram alterados, conforme apresentado nas seções a seguir.

### 3.3.1 Variáveis

O objetivo do estudo é calcular a chance de uma determinada potência total de geração instalada resultar em extrapolação de limites de qualidade de energia. Por isso, utilizou-se como fator que varia entre as iterações, os diferentes arranjos de geração ao longo do alimentador.

Diferentes arranjos de geração podem ser obtidos variando a potência das gerações e os locais de instalação. Porém, a potência do gerador é função do



consumo da unidade consumidora, e o local de instalação da geração é o próprio ponto de conexão da unidade consumidora. Portanto, para se obter diferentes arranjos, deve-se variar quais unidades consumidoras possuem geração instalada.

Essa seleção é feita através do sorteio de diferentes unidades consumidoras até que o nível de inserção em estudo seja atingido, conforme Equação (13). Considera-se para os sorteios que as unidades consumidoras possuem a mesma probabilidade de serem sorteadas.

Analisando-se a Equação (13), é importante salientar que as potências utilizadas no numerador são baseadas na demanda média dos consumidores conectados em baixa tensão, já o denominador é a demanda máxima de todos os consumidores, tanto de baixa tensão quanto de média tensão. Com isso, pode-se ter casos em que determinados níveis de inserção não são atingidos mesmo com a instalação de geração em todas as unidades consumidoras possíveis. Para contornar essa limitação, caso todos os consumidores tenham sido sorteados, e o nível de inserção do estudo não tenha sido atingido, são realizados sorteios adicionais nos quais uma unidade consumidora pode ter uma segunda geração alocada. Essa segunda sequência de sorteios segue o mesmo padrão da primeira.

Cabe ressaltar que essa estratégia proposta de alocação de uma segunda geração, faz com que as UCs escolhidas não respeitem mais o método proposto no capítulo 3.1.4.2. Ou seja, as UCs sorteadas nesses casos, possuem geração maior do que o necessário para compensar o consumo.

### 3.3.2 Convergência

Cada vez que o nível de inserção de geradores é atingido, e os fluxos de potência são solucionados, é considerada uma iteração no método de Monte Carlo. Várias iterações são feitas até que as convergências sejam atingidas nas 3 figuras de mérito analisadas (energia injetada, perdas e tensões) ou que seja atingido o limite de iterações definido.

No caso das energias injetadas, a cada nova iteração é calculada a média acumulada das energias de todas as iterações. A partir desse valor, é calculado o módulo da variação percentual da energia injetada, conforme Equação (14). Caso as

variações, de todos os meses e todos os tipos de dia, sejam menores ou iguais ao limite definido de 0,1% considera-se que a convergência foi alcançada.

$$\Delta_{\%}\overline{E_{inj}} = 100 * \left| \frac{(\overline{E_{inj,i}} - \overline{E_{inj,i-1}})}{\overline{E_{inj,i-1}}} \right| \quad (14)$$

Em que:

$\Delta_{\%}\overline{E_{inj}}$  = Variação das médias das energias injetadas (%)

$\overline{E_{inj,i}}$  = Média das energias injetadas até a iteração i (kWh)

$\overline{E_{inj,i-1}}$  = Média das energias injetadas até a iteração i-1 (kWh)

De maneira semelhante, para as perdas técnicas a convergência também é calculada através do módulo da variação percentual da média até a iteração atual com a média até a iteração anterior, conforme Equação (15).

$$\Delta_{\%}\overline{L_{inj}} = 100 * \left| \frac{(\overline{L_{inj,i}} - \overline{L_{inj,i-1}})}{\overline{L_{inj,i-1}}} \right| \quad (15)$$

Em que:

$\Delta_{\%}\overline{L_{inj}}$  = Variação das médias dos PPT (%)

$\overline{L_{inj,i}}$  = Média dos PPT até a iteração i (%)

$\overline{L_{inj,i-1}}$  = Média dos PPT até a iteração i-1 (%)

Também de modo similar ao caso das energias injetadas, a convergência das perdas técnicas é calculada para cada mês e para cada tipo de dia, e considera-se que foi alcançada quando a variação das médias é menor ou igual a 0,1%.

Finalmente, para as tensões, além dos meses e dos tipos de dia, as médias são feitas por hora e por nó do circuito. Ou seja, cada nó vai ter sua própria convergência analisada. As médias das tensões são apresentadas em pu, e a variação entre as médias é feita pela diferença, conforme Equação (16).

$$\Delta \overline{V_{inj}} = \left| \overline{V_{inj-l}} - \overline{V_{inj-l-1}} \right| \quad (16)$$

Em que:

$\Delta \overline{V_{inj}}$  = Variação das médias das tensões (pu)

$\overline{V_{inj-l}}$  = Média das tensões até a iteração i

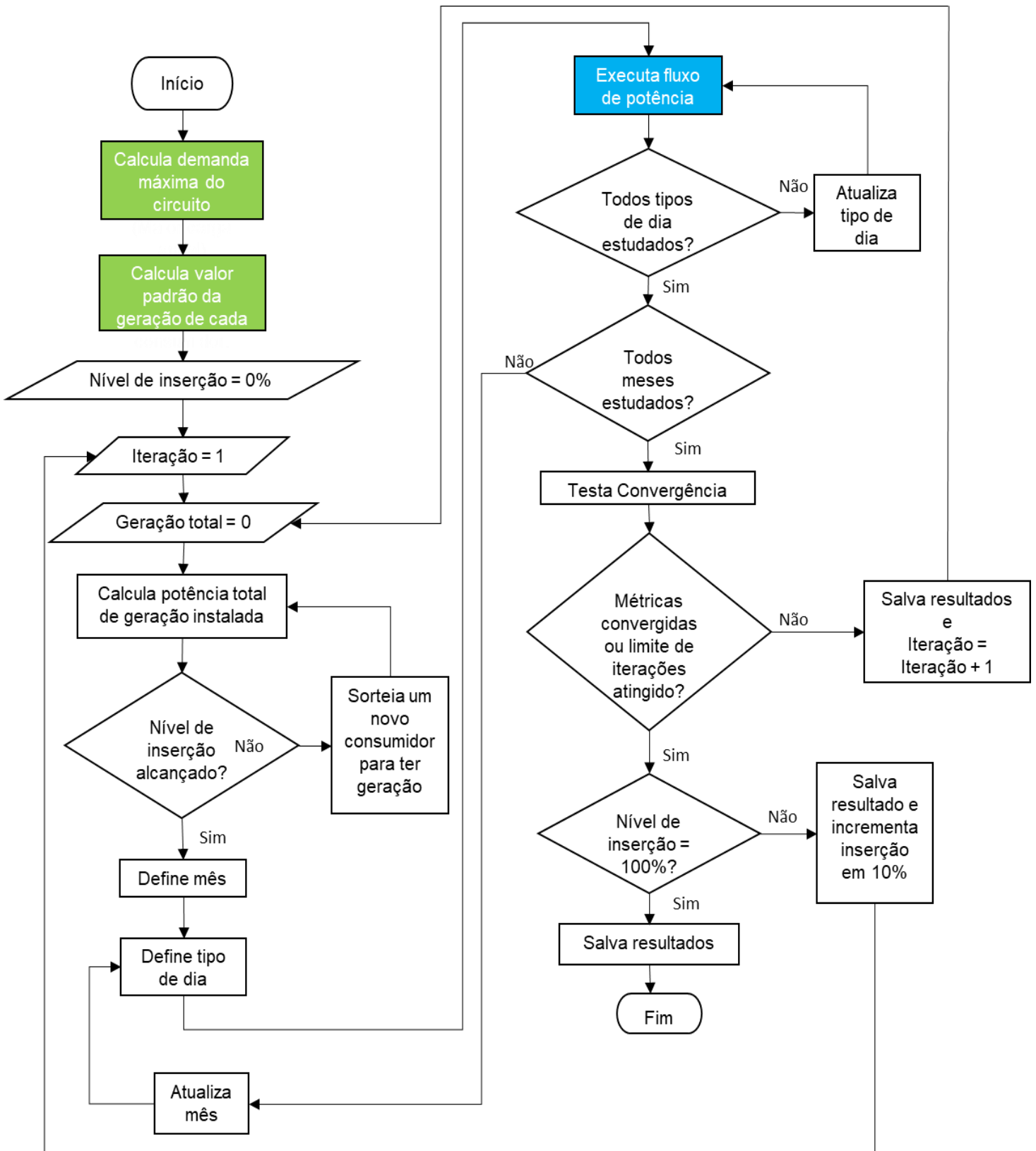
$\overline{V_{inj-l-1}}$  = Média das tensões até a iteração i-1

Para tensão em regime permanente, a convergência é alcançada quando essa variação entre as médias é menor do que 0,001.

### 3.4 Fluxograma

A Figura 11 apresenta o fluxograma utilizado para as simulações. As caixas em verde são dados previamente conhecidos e inseridos no programa, e a caixa em azul é realizada pelo *software* OpenDSS. As caixas em branco são realizadas pelo *software* MATLAB.

Figura 11 - Fluxograma do algoritmo

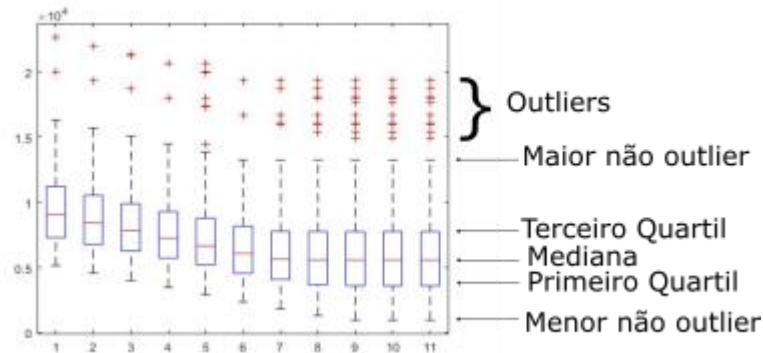


Fonte: Elaboração própria (2021).

### 3.5 Análise gráfica

Os dados obtidos em todas as iterações necessárias para as convergências das 3 figuras de mérito propostas são utilizados na análise. Para uma melhor visualização dos dados, os resultados são apresentados em um gráfico do tipo *boxplot*, conforme exemplo da Figura 12.

Figura 12 - Exemplo de *boxplot*



Fonte: Elaboração própria (2021).

Na Figura 12 o traço vermelho representa a mediana dos dados e os limites inferior e superior da caixa azul são o primeiro quartil e o terceiro quartil, respectivamente. Além disso, o tracejado preto se estende até os valores mais extremos não considerados *outliers*, e os valores considerados *outliers* são representados pelos símbolos “+” na cor vermelha.

Para a análise proposta nesse estudo, são considerados *outliers* os valores que satisfazem uma das Equações (17) ou (18). A definição dos outliers considerando uma vez e meia o intervalo interquartil foi proposta por Tukey (1977) e é largamente utilizada nos estudos estatísticos.

$$X < q_1 - 1,5 * (q_3 - q_1) \quad (17)$$

$$X > q_3 + 1,5 * (q_3 - q_1) \quad (18)$$

Em que:

$X$  = Valor em análise

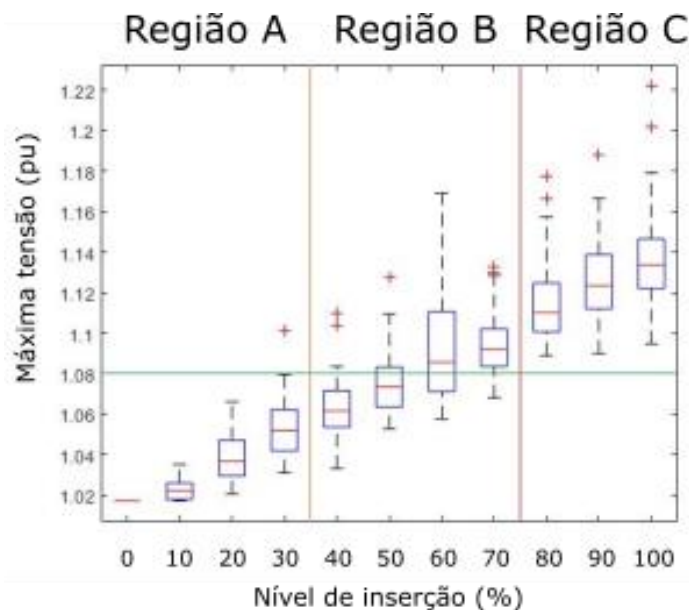
$q_1$  = Primeiro quartil

$q_3$  = Terceiro quartil

Os dados considerados *outliers* podem ser úteis, por exemplo, para o estudo dos critérios de convergência, porém, eles não são considerados nas definições dos limites e dos quartis do boxplot. Por isso, nas análises feitas para as definições dos limites esses dados serão desconsiderados.

Baseado na separação proposta por EPRI (2012) em estudo sobre inserção de geração fotovoltaica, nesse estudo os gráficos serão divididos em três regiões. A primeira região contém as inserções para as quais nenhuma iteração extrapolou o limite estudado, e será chamada de região A. A segunda região é de transição, e contém os níveis de inserção para os quais parte das iterações tiveram extrapolação, e será referenciada como região B. Por fim, a terceira região contém os níveis de inserção para os quais todas as iterações tiveram extrapolação do limite estudado, e será chamada de região C. Um exemplo dessas regiões pode ser visto na Figura 13.

**Figura 13 - Exemplo de análise dos *boxplots***



Fonte: Elaboração própria (2022).

No exemplo apresentado na Figura 13, o eixo horizontal apresenta diferentes níveis de inserção, e o eixo vertical apresenta o resultado de uma figura de mérito genérica. A linha horizontal de cor verde representa o limite para que essa figura de mérito genérica seja considerada extrapolada. A região A se encontra à esquerda da linha laranja, a região B se encontra entre as linhas laranja e vermelho, e a região C se encontra à direita da linha vermelha.

Além disso, pode-se obter uma aproximação da quantidade de casos com e sem extrapolação do limite em estudo, através da análise do cruzamento da linha horizontal do limite da figura de mérito com o gráfico do *boxplot*. Ou seja, caso a linha verde atravessasse o *boxplot* próximo a parte superior do retângulo azul (terceiro quartil), 25% dos casos estariam acima da linha do limite e, portanto, 25% dos casos extrapolariam o limite estudado. De forma similar, caso o cruzamento seja próximo à linha da mediana, 50% dos casos extrapolariam o limite, e se for próximo à parte inferior do retângulo azul (primeiro quartil) 75% dos casos extrapolariam o limite. Tem-se, portanto, no exemplo da Figura 13, uma porcentagem de quase 0% de iterações com extrapolação para o nível de inserção de 40%, aproximadamente 25% para o nível de inserção de 50%, 50% no nível de inserção 60% e 75% para o nível de inserção 70%.

### **3.6 Os limites de inserção em relação às normativas vigentes no Brasil**

Das três figuras de mérito propostas, apenas a tensão em regime permanente tem previsão em normativa de um valor limitante. A tensão de atendimento considerada adequada é definida no Módulo 8 do PRODIST, conforme ANEEL (2021d) e foi apresentada anteriormente na Tabela 2. Para essa figura de mérito fica claro que o limite de inserção seria o maior nível que não eleve as tensões do alimentador para patamares inadequados.

Para o caso das energias injetadas e percentual de perdas técnicas, será utilizado como limite um valor de inserção que faça com que a figura de mérito aumente em relação ao caso base. Ou seja, será considerado uma piora na distribuição caso haja um aumento na energia injetada e/ou no percentual de perdas técnicas quando comparados com o caso sem geração.

Adicionalmente, no caso das perdas, baseado nas características apresentadas na Equação (3) e na Figura 3, outro parâmetro que será testado para cálculo de limite será o ponto de inflexão da curva.

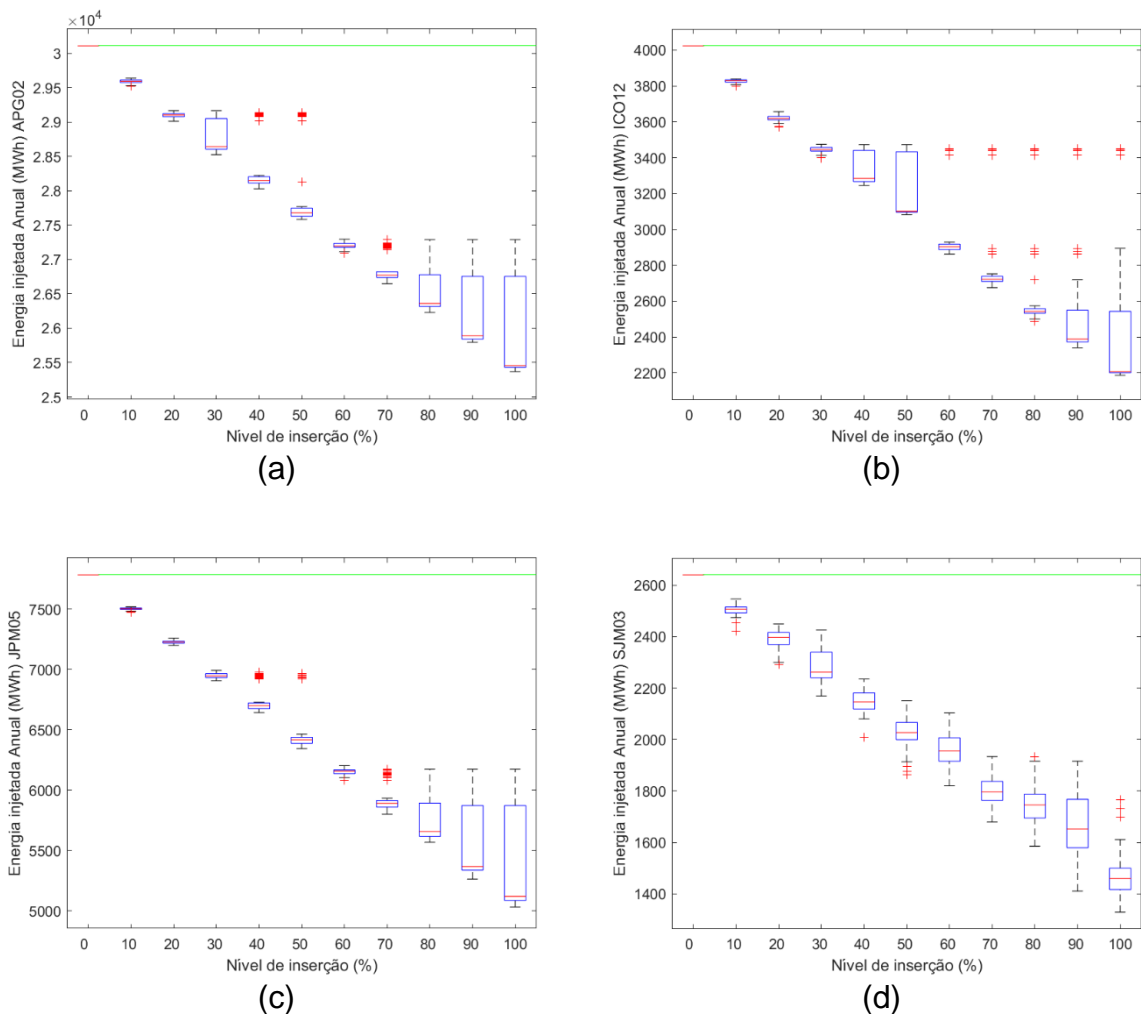
## 4 ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos nas análises utilizando os quatro alimentadores da Celesc Distribuição propostos. As análises são separadas nas três figuras de mérito estudadas, sendo elas energia injetada, percentual de perdas técnicas e nível de tensão. Ao final, os métodos para cálculo de limite propostos na Seção 3.6 são avaliados e validados ou descartados.

### 4.1 Energia injetada

A Figura 14 apresenta os resultados para as energias injetadas anuais dos quatro alimentadores avaliados no estudo.

**Figura 14 - Energia anual injetada nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d)**



Fonte: Elaboração própria (2021).



Nota-se, através da análise da Figura 14, um comportamento de redução da energia injetada com o aumento da inserção de geração fotovoltaica no alimentador. Esse comportamento é especialmente notado quando se analisam as médias ao longo das iterações, e condiz com o esperado pois a geração localizada nas UC tende a diminuir a carga percebida pela subestação da distribuidora.

Porém, é interessante destacar que esse comportamento é uma tendência, mas não ocorre em todas as iterações. Pode-se ver pelos gráficos apresentados que há iterações de inserções maiores com energia injetada superiores às de inserções menores. Esse fato comprova que a energia injetada anual depende do arranjo das gerações ao longo do alimentador.

Conclui-se que nenhum dos casos estudados apresentou extrapolação do limite conforme proposto na Seção 3.6, ou seja, nenhum dos alimentadores estudados teve a energia injetada nos casos com geração maior do que a energia injetada no caso base. Esse resultado condiz com o esperado devido ao método de definição das potências nominais dos geradores. Ou seja, é esperado que ao longo do ano a energia gerada pelas UFV se iguale ao consumo dos consumidores conectados em baixa tensão, porém na energia injetada anual ainda existem as parcelas referentes aos consumidores de média tensão e as perdas, e por isso

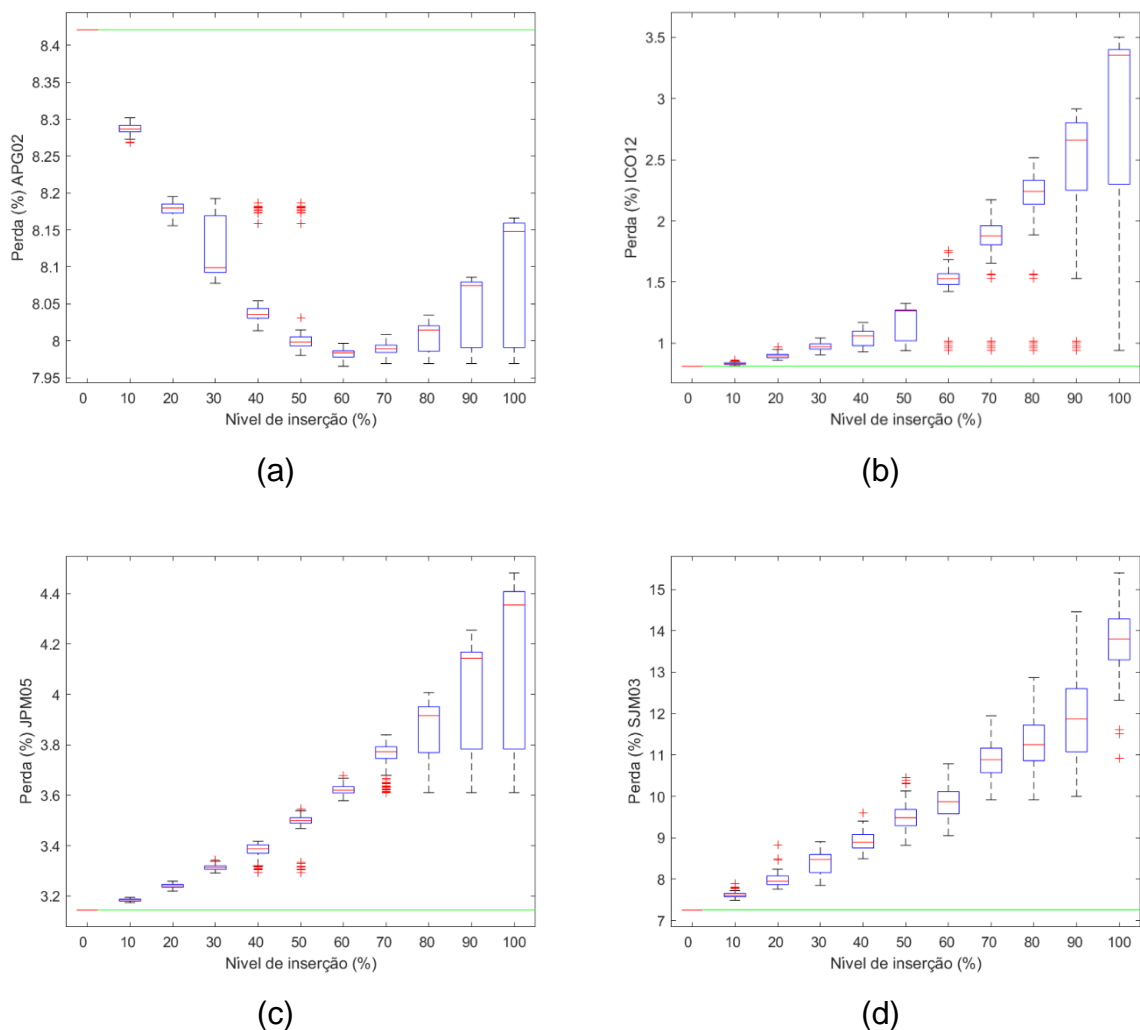
Portanto, quando considerados os quatro alimentadores estudados, essa figura de mérito não poderia ser utilizada como critério para o cálculo do limite de inserção pretendido.

Apesar disso, a análise dessa diminuição pode ser muito interessante para o planejamento dos sistemas, contribuindo assim para que ampliações nos alimentadores possam ser postergadas.

## **4.2 Percentual de perdas técnicas**

A Figura 15 mostra os percentuais de perdas técnicas para os alimentadores avaliados no estudo.

**Figura 15 - Perda percentual nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d)**



Fonte: Elaboração própria (2021).

Para os alimentadores analisados, apenas o APG-02 (Figura 15-a) apresentou um padrão semelhante ao indicado pela Equação (3), tendo como ponto de inflexão o nível de inserção de 60%. Os outros três alimentadores analisados já apresentaram aumento do PPT no primeiro nível de inserção. Esses resultados vão ao encontro do exposto no Capítulo 2.2.2, ou seja, a extrapolação da Equação (3) não se traduz diretamente quando consideramos a variação da carga e da geração ao longo do ano, além dos diferentes arranjos possíveis das gerações ao longo do alimentador.

O aumento do nível de inserção resulta em um aumento do percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada, porém, não necessariamente há um prejuízo da operação do sistema de distribuição, visto que as perdas técnicas

absolutas podem ter se reduzido. Esse fato indica uma possibilidade de aprofundamento dos estudos para se buscar uma definição do limite de inserção.

Uma análise do limite proposto na seção 3.6, de comparação do PPT com o caso base, é apresentada na Tabela 8.

**Tabela 8 - Limite pelas perdas considerando aumento em relação ao caso base**

Alimentador	APG-02	ICO-12	JPM-05	SJM-03
Nível de inserção limite (%)	Não atingido	<10	<10	<10

Fonte: Elaboração própria (2022).

Para esse primeiro critério proposto, o alimentador APG-02 teria limite maior do que 100%, já os outros três alimentadores teriam um limite menor do que 10%. Para esse segundo caso, como os níveis estudados variam de 10 em 10% o limite dos três alimentadores seria 0%. Conclui-se que esse primeiro critério proposto não obteve resultado condizente em nenhum dos alimentadores do estudo.

Já o segundo limite considerando perdas proposto na seção 3.6 considera o ponto de inflexão da curva de PPT. Ou seja, seriam aceitas novas fontes de geração até que o PPT começasse a aumentar novamente. Os limites para esse segundo critério são apresentados na Tabela 9.

**Tabela 9 - Limite pelas perdas considerando aumento em relação ao nível de inserção anterior**

Alimentador	APG-02	ICO-12	JPM-05	SJM-03
Nível de inserção limite (%)	60	0	0	0

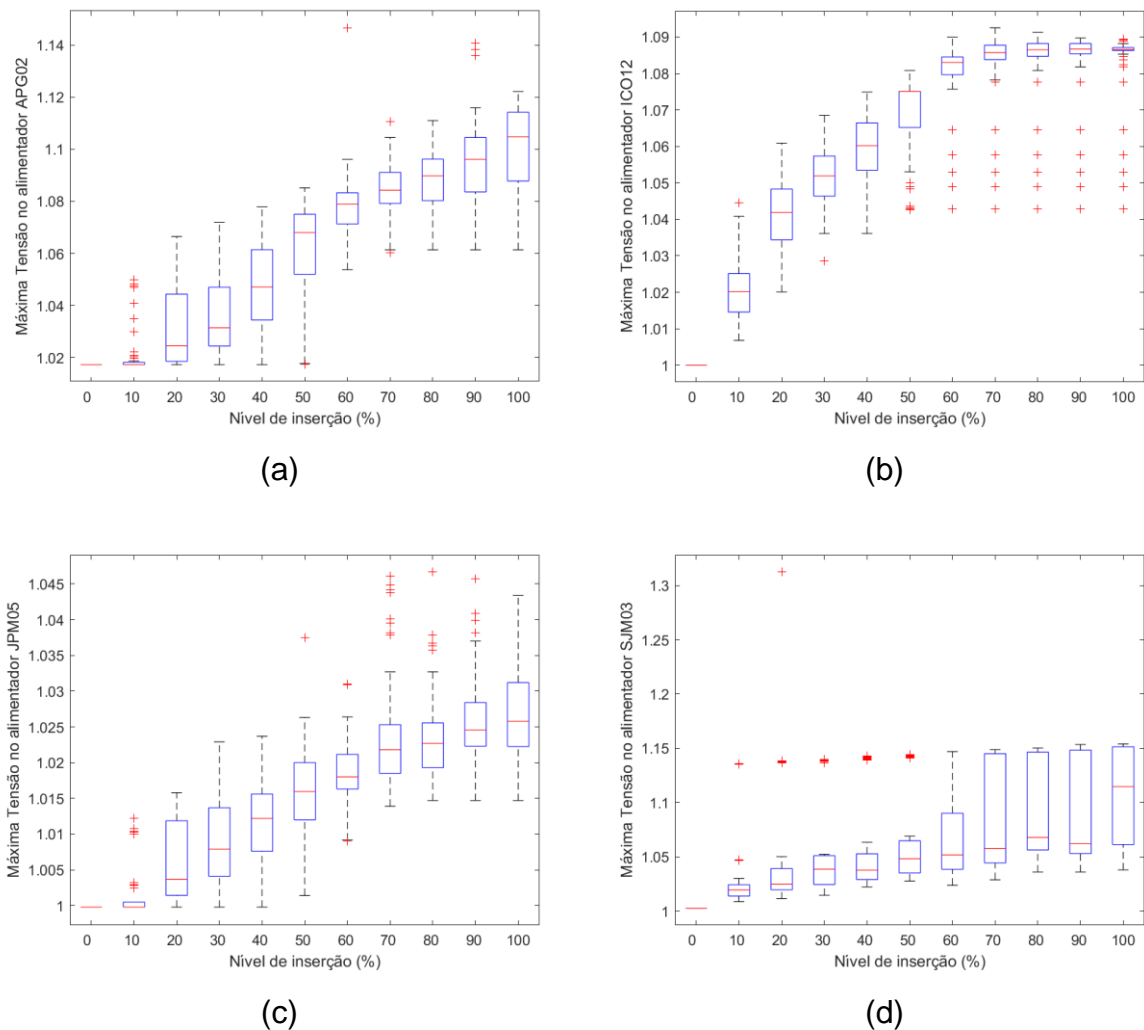
Fonte: Elaboração própria (2022).

Para esse segundo critério o limite de inserção do alimentador APG-02 seria de 60%. Já os outros três alimentadores, semelhante ao ocorrido no primeiro critério, teriam como limite 0% de inserção. Sendo assim, o critério do ponto de inflexão não obteve resultado coerente para ser utilizado como fator limitante nos quatro alimentadores estudados.

### 4.3 Tensão

A Figura 16 apresenta a maior tensão ocorrida durante o ano de simulação para cada uma das iterações realizadas para cada uma das inserções realizadas

Figura 16 - Máxima tensão nos alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d)



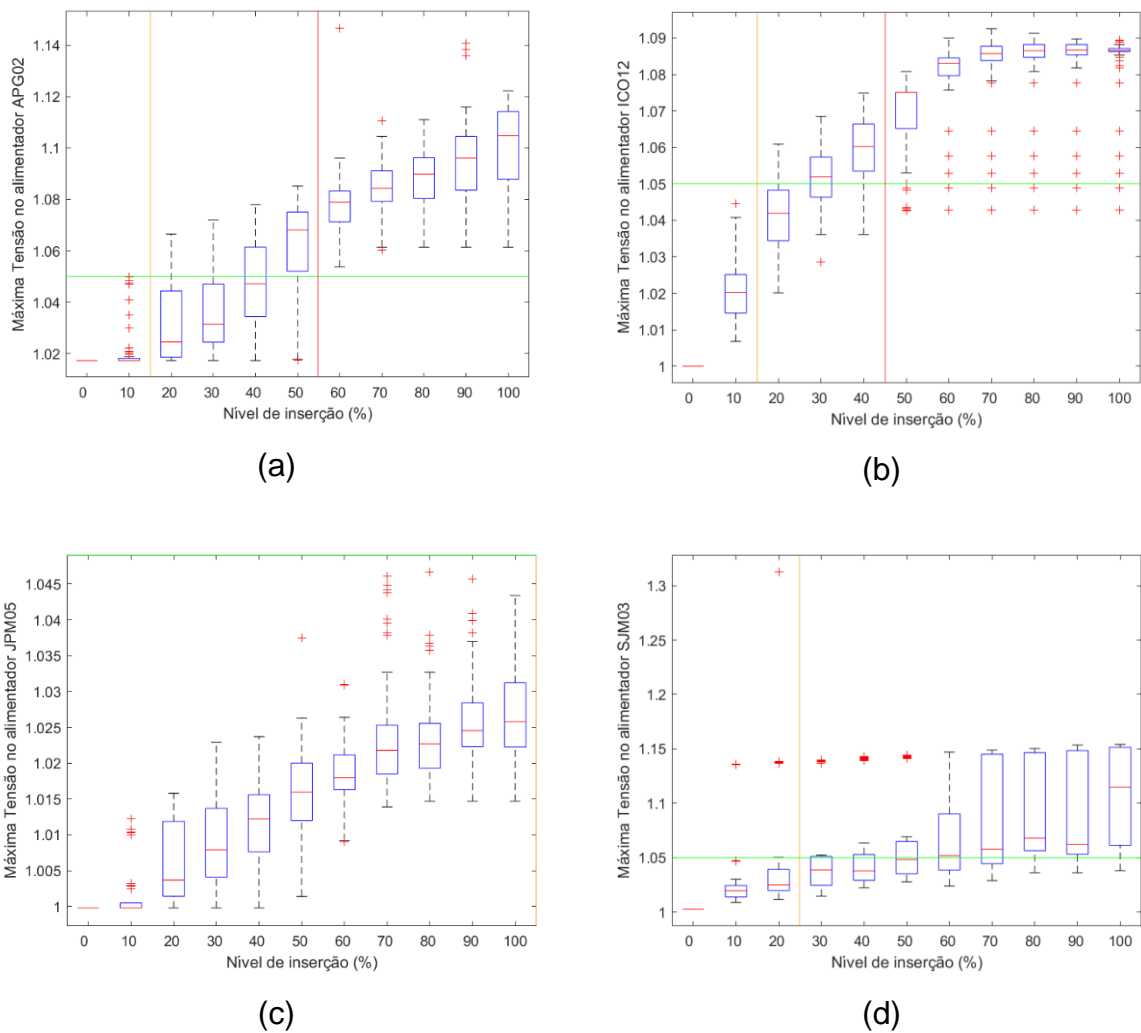
Fonte: Elaboração própria (2021).

Pode-se notar pelos gráficos apresentados na Figura 16 que, de forma semelhante às perdas, a máxima tensão anual do alimentador apresenta tendência de crescimento com o aumento da inserção de geração fotovoltaica.

Fazendo uma análise de cada alimentador, podemos definir os limites máximo e mínimo de inserção que extrapolam a tensão adequada. A seguir são apresentadas essas análises para cada alimentador. Ressalta-se que os valores *outliers* são desconsiderados. A Figura 17 apresenta essa análise das regiões de

extrapolação dos quatro alimentadores em estudo e a Tabela 10 apresenta a análise dos limites quanto aos quartis de extrapolação.

**Figura 17 - Análise das regiões de extrapolação para os alimentadores APG-02 (a), ICO-12 (b), JPM-05 (c) e SJM-03 (d)**



Fonte: Elaboração própria (2022).

**Tabela 10 - Quantidade de iterações com sobretensão por alimentador**

		Inserção (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Alimentadores	APG-02	0	25	25	50	75	100	100	100	100	100	100
	ICO-12	0	25	50	75	100	100	100	100	100	100	100
	JPM-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SJM-03	0	0	25	25	50	50	75	75	75	75	75

Fonte: Elaboração própria (2022).

Fica claro que os níveis de inserção localizados nas regiões A de acordo com a Figura 17 ou marcados com 0% na Tabela 10 são níveis seguros para o alimentador, quando se considera tensão de atendimento. Fazendo-se uma análise conservadora, o limite de inserção de geração fotovoltaica no alimentador corresponde ao maior nível de inserção na região A, marcados pela cor verde na Tabela 10. Esse nível de inserção garante que o alimentador não irá apresentar sobretensão, independentemente do arranjo sorteado.

Na prática, o que isso representaria para o agente responsável pela análise das conexões é que, até que o maior nível de inserção da região A fosse atingido nenhum estudo de sobretensão seria necessário.

Os diferentes limites de inserção obtidos sustentam a ideia de que a obtenção de um valor limite padrão para todos os alimentadores não se aplica na prática. Diversos fatores de cada alimentador, por exemplo a topologia e as características das cargas, podem afetar o resultado.

Cabe ressaltar que essa análise leva em conta a maior tensão do alimentador. Conseqüentemente, a classificação como arranjo que extrapola os limites independe da quantidade de nós com tensão inadequada.

## 5 CONCLUSÕES

Os níveis de inserção de geração fotovoltaica nas redes de distribuição aumentam a cada ano. No Brasil esse fato é comprovado pelos dados da ANEEL (2021a). Além disso, mudanças nas tarifações apresentadas pela Lei 14.300/2022 podem fazer com que a procura por novas instalações a curto e médio prazo seja ainda maior.

Essa instalação de geração nas redes de distribuidoras pode acarretar diversos impactos, tanto positivos como negativos, no atendimento aos consumidores. Por isso, distribuidoras de energia do mundo todo tentam estudar esses impactos em suas redes e conseqüentemente definir limites para a inserção de geração fotovoltaica.

Nesse estudo foram analisados os impactos da geração fotovoltaica na energia injetada, percentual de perdas técnicas e nos níveis de tensão de quatro alimentadores da Celesc Distribuição. Além da utilização de alimentadores reais da distribuidora, as cargas das unidades consumidoras, nível de irradiação solar e temperaturas também foram definidos através de valores reais.

As potências de geração foram definidas conforme o consumo da unidade consumidora sorteada, a fim de se equilibrar ao máximo geração e consumo ao longo do período anual de estudo. Para a alocação das gerações utilizou-se simulações de Monte Carlo, definindo-se assim diferentes arranjos possíveis, até que o nível de inserção desejado fosse atingido. Nesse estudo utilizou-se como nível de inserção a proporção entre a soma das potências nominais das gerações alocadas e a demanda máxima anual do alimentador. Ademais, os alimentadores foram estudados para 11 níveis de inserção, sendo eles de 0% a 100% com intervalo de 10% entre os níveis.

Os resultados de energia injetada, percentual de perdas técnicas e tensão em regime permanente foram analisados através de gráficos *boxplot*, e comparados com limites normatizados ou propostos nesse estudo.

Para a energia injetada, propôs-se como limite de inserção um nível que fizesse com que a energia injetada fosse maior do que o caso base. Porém, para os quatro alimentadores estudados a energia injetada no alimentador apenas diminuiu.

Sendo assim, nenhum dos alimentadores atingiu o limite de inserção pelo critério proposto.

Para o PPT, foi proposto comparar as perdas dos diferentes níveis de inserção com o caso base, de forma similar às energias injetadas. Além disso, foi também utilizado como critério o ponto de inflexão da curva. Pelo critério da comparação com o caso base, um dos alimentadores (APG-02) não atingiu limite, e os outros três alimentadores tiveram como limite 0% de inserção. Já para o critério do ponto de inflexão da curva um dos alimentadores (APG-02) teve como resultado 60% de inserção, e os outros três alimentadores tiveram novamente limite definido como 0%.

Portanto, para as primeiras duas figuras de mérito estudadas, os critérios sugeridos para cálculo do limite não apresentaram resultados condizentes nos quatro alimentadores utilizados. Apesar do limite não ser claramente definido em normativa, o seu estudo pode ser de grande valia, principalmente para o planejamento das redes.

Por fim, para o limite considerando as tensões em regime permanente, propôs-se como limite o maior de nível de inserção que ainda mantivesse todos os nós do alimentador em tensão considerada adequada conforme (ANEEL, 2021e). O estudo desse critério teve como resultados 10% para os alimentadores APG-02 e ICO-12, e 20% para o alimentador SJM-03. Já o alimentador JPM-05 não atingiu limite nesse critério.

Conclui-se que, dos métodos propostos e avaliados para o cálculo dos limites, o método baseado nos limites de tensão foi o que apresentou resultados coerentes para os quatro alimentadores estudados. A utilização desse método como forma de avaliação prévia dos limites de inserção diminui o tempo despendido pelas distribuidoras nas análises de novas ligações em sua rede, pois os estudos não seriam necessários até que se atingisse o nível de inserção que extrapolaria os limites. Considerando o alimentador APG-02 por exemplo, seria aceita uma inserção de 20% de geração, para então se fazer necessário o estudo das gerações seguintes.



## 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Primeiramente, é importante salientar que a utilização dos critérios baseados em energia injetada e em percentual de perdas técnicas não pode ser descartada apenas baseado no estudo de quatro alimentadores. Seria necessária a avaliação desses critérios em mais alimentadores para que se entenda seu real comportamento e aplicabilidade.

Nesse estudo os arranjos utilizados em diferentes níveis de inserção são independentes, ou seja, os arranjos utilizados, por exemplo, para uma inserção de 20% não levam em conta as gerações de 10%. Essa abordagem é interessante quando se quer encontrar o limite mínimo de inserção, porém não condiz com o que ocorreria na realidade. Na prática o que se espera é que a inserção em um alimentador aumente gradativamente e, conseqüentemente, os mesmos geradores que compunham os primeiros níveis de inserção, continuam ativos ao se atingir os maiores níveis. Isso influencia nas probabilidades de uma UC possuir geração. Enquanto nesse estudo considerou-se essa probabilidade uniforme, na prática algumas UCs teriam 100% de chance de terem geração, e as demais teriam uma distribuição uniforme. Seria interessante analisar a influência disso nas probabilidades dos maiores níveis de inserção, inclusive utilizando esse conhecimento para atualizar os estudos quando os limites de inserção fossem atingidos.

Além disso, a partir da aplicação da metodologia proposta em mais sistemas, pode-se fazer um estudo da influência dos parâmetros dos alimentadores nos limites encontrados. Caso se encontre uma correlação, pode-se utilizá-la no planejamento da melhoria da rede para comportar uma inserção maior. Também nesse tópico, seria interessante utilizar a metodologia proposta em alimentadores que já possuem geração instalada para verificar os limites calculados.

Por fim, nesse estudo as probabilidades de instalação de geração de todas as UCs foram consideradas iguais. Na prática isso pode não acontecer, fatores socioeconômicos, influência da vizinhança, espaço disponível para instalação, entre outros podem influenciar essa decisão. Sugere-se, portanto, fazer um estudo dos fatores que influenciam essa instalação para se utilizar probabilidades mais coerentes com a realidade.

## REFERÊNCIAS

AMPOFO, Desmond Okwabi; OTCHERE, Isaac Kofi; FRIMPONG, Emmanuel Asuming. An investigative study on penetration limits of distributed generation on distribution networks. *In: IEEE PES-IAS 2017, Accra. Proceedings - 2017 PowerAfrica Conference: Harnessing Energy, Information and Communications Technology (ICT) for Affordable Electrification of Africa, PowerAfrica 2017*. Accra: IEEE, 2017. p. 573–576.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/>. Acesso em: 24 set. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/>. Acesso em: 23 set. 2020.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. 2017. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica\\_0056\\_PROJEÇÕES+GD+2017/](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇÕES+GD+2017/). Acesso em: 23 set. 2020.

ANEEL. **Glossário**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/glossario>. Acesso em: 21 set. 2020.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2021a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 27 out. 2021.

ANEEL. **Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente**. 2021b. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores\\_de\\_conformidade\\_nivel\\_tensao/pesquisa.cfm?regiao=SU](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao/pesquisa.cfm?regiao=SU). Acesso em: 29 out. 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. 2021c. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 30 jan. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 2021d. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_2.pdf). Acesso em: 30 jan. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico**

**Nacional – PRODIST.** Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. 2021e. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_7.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf). Acesso em: 30 jan. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório. 2021f. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_9.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_9.pdf). Acesso em: 30 jan. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. 2021g. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_1.pdf). Acesso em: 30 jan. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição. 2021h. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956\\_2\\_6.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf). Acesso em: 30 jan. 2022.

BEDI, Harjeet Singh; SINGH, Nirbhowjap; SINGH, Mukesh. A technical review on solar-net metering. *In: IICPE 2016, Trivandrum. India International Conference on Power Electronics.* Trivandrum: IEEE, 2016.

BEGOVIĆ, M. *et al.* Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems. *In: HICSS 2001, Washington. Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences.* Washington: HICSS, 2001.

BROWNE, Cameron B. *et al.* A survey of Monte Carlo tree search methods. **IEEE Transactions on Computational Intelligence and AI in Games**, v. 4, n. 1, p. 1–43, 2012.

CAPPE, Olivier; GODSILL, Simon J.; MOULINES, Eric. An overview of existing methods and recent advances in sequential Monte Carlo. **Proceedings of the IEEE**, v. 95, n. 5, p. 899–924, 2007.

CELESC. **I-432.0004 - Requisitos para a conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição.** Estabelecer os requisitos mínimos necessários para a conexão de agentes classificados como micro ou minigeração de energia elétrica ao sistema da Celesc Distribuição, em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT). Florianópolis: 2018. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/conexao-de-centrais-geradoras>. Acesso em: 20 set. 2020.

CONSTANTE-FLORES, Gonzalo Esteban; ILLINDALA, Mahesh S. Data-driven probabilistic power flow analysis for a distribution system with renewable energy sources using Monte Carlo simulation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 55, n. 1, p. 174–181, 2019.

DAUD, Sa'Adah; KADIR, Aida Fazliana Abdul; GAN, Chin Kim. The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses. *In: SCORED 2015, Kuala Lumpur. 2015 IEEE Student Conference on Research and Development.* Kuala Lumpur: IEEE, 2015. p. 11–15.

DAVDA, Akash T.; PAREKH, Bhupendra R. System impact analysis of Renewable Distributed Generation on an existing Radial Distribution Network. *In: EPEC 2012, London (CA). 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. London (CA): IEEE, 2012. p. 128–132.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator OpenDSS** Electric Power Research Institute, Inc. Disponível em:  
<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/OpenDSSManual.pdf/download>. 2020. Acesso em: 21 set. 2020.

EPE. **Nota Técnica DEA 26/14**. Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023). 2016. Disponível em:  
[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA\\_26\\_Eficiencia\\_Energética\\_e\\_Geração\\_Distribuída\\_para\\_os\\_próximos\\_10\\_anos%5B1%5D.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA_26_Eficiencia_Energética_e_Geração_Distribuída_para_os_próximos_10_anos%5B1%5D.pdf). Acesso em: 21 set. 2020.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2020.

EPRI. Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV. **EPRI Technical Update 1026640**, p. 1–50, 2012.

EPRI. **XYCurve Object**. Disponível em:  
<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version7/Distrib/Doc/OpenDSS%20XYCurve%20Object.pdf>. 2013. Acesso em: 15 set. 2021.

EPRI. **Introduction to the OpenDSS**. Disponível em:  
<https://spinengenharia.com.br/wp-content/uploads/2019/01/Introduction-to-the-OpenDSS.pdf>. 2019. Acesso em: 9 dez. 2020.

GOEL, L. Monte Carlo simulation-based reliability studies of a distribution test system. **Electric Power Systems Research**, v. 54, n. 1, p. 55–65, 2000.

GONZÁLEZ-LONGATT, F.; FORTOUL, C. Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 03, p. 281–284, 2005.

GOOGLE. **GOOGLE EARTH PRO**. Disponível em: <http://earth.google.com/>. 2021. Acesso em: 07 out. 2021.

GUO, Yifei *et al.* Analysis of distributed generation effect on system losses in distribution network. *In: DRPT 2015, 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. IEEE, 2015. p. 1998–2002.

HEGAZY, Y. G.; SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y. Adequacy assessment of distributed generation systems using Monte Carlo simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 1, p. 48–52, 2003.

HEYDT, Gerald T.; GRAF, Torrey J. Distribution system reliability evaluation using enhanced samples in a Monte Carlo approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 4, p. 2006–2008, 2010.

INMET. **Dados Históricos Anuais**. 2020. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 4 dez. 2020.

JINKO. **Datasheet Cheetah HC 60M**. 2020. p. 2. Disponível em: [https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah\\_JKM325-345M-60H-\(V\)-A4-EN-F30.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah_JKM325-345M-60H-(V)-A4-EN-F30.pdf). Acesso em: 21 maio. 2021.

KENNEDY, Joel; CIUFO, Phil; AGALGAONKAR, Ashish. A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 1308–1317, 2016.

KHAN, Zmarrak Wali; KHAN, Sohail. Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile. *In: ICET 2015, Proceedings of 2015 International Conference on Emerging Technologies*. IEEE, 2015.

KORDKHEILI, Reza Ahmadi *et al.* Determining maximum photovoltaic penetration in a distribution grid considering grid operation limits. *In: IEEE PES GM 2014, Washington. IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Washington: IEEE, 2014. p. 1–5.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. 1. ed.: McGraw-Hill, 1994. *E-book*.

LINS, Lauro Didier. **Agulha de Buffon**. p. 1–6, 2004. Disponível em: <https://www.cin.ufpe.br/~ldl/buffon.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2022.

MAHMUD, M. A.; HOSSAIN, M. J.; POTA, H. R. Voltage variation on distribution networks with distributed generation: Worst case scenario. **IEEE Systems Journal**, v. 8, n. 4, p. 1096–1103, 2014.

MEDDEB, Asma *et al.* Impact of Distributed Generation on the Protection System in Tunisian Distribution Network. *In: IEEE SSD 2018, Hammamet. International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices*. Hammamet: IEEE, 2018. p. 514–520.

METROPOLIS, Nicholas. The Beginning of the Monte Carlo Method. **Los Alamos Science**, n. 15, p. 125–130, 1987.

METROPOLIS, Nicholas; ULAM, Stanislaw. The Monte Carlo Method. **Journal of the American Statistical Association**, v. 44, n. 247, p. 335–341, 1949.

MORREN, Johan; HAAN, Sjoerd W. H. de. Maximum Penetration Level of Distributed Generation Without Violating Voltage Limits. *In: CIRED SEMINAR 2009, Frankfurt. CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*. Frankfurt: CIRED, 2009.

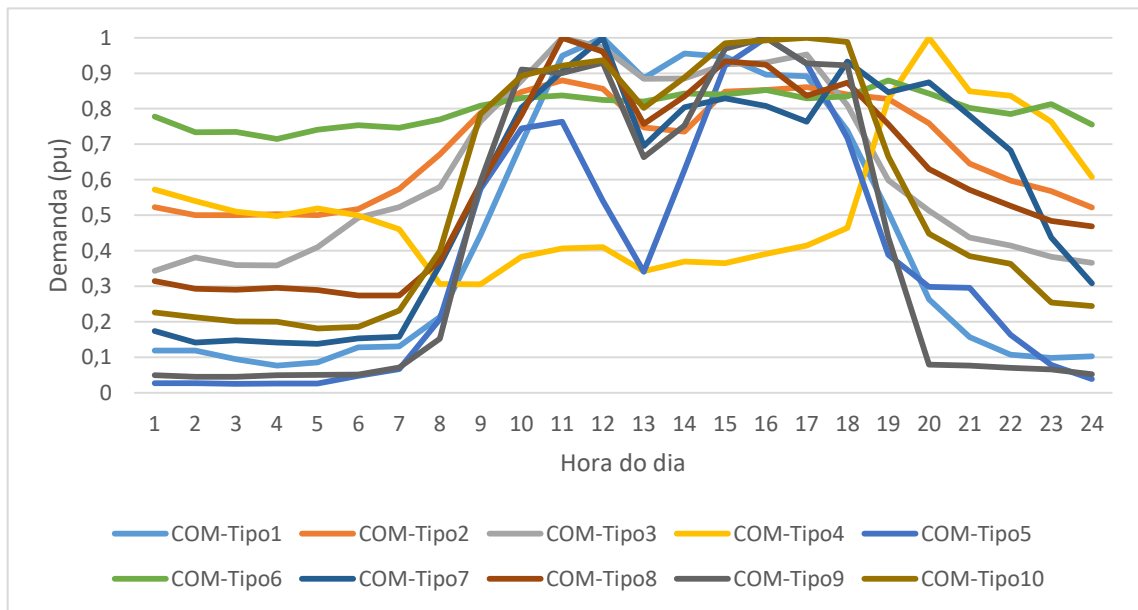
MOURAD, Naidji; MOHAMED, Boudour. Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks. *In: CODIT 2016, Malta. International Conference on Control, Decision and Information Technologies*. Malta: IEEE, 2016. p. 292–295.

- NAPPU, Muhammad Bachtiar; ARIEF, Ardiaty; BACHTIAR, Muhammad Imran. Strategic Placement of Capacitor and DG for Voltage Improvement after Large Penetration of Renewable Energy Power Plant: An Indonesian Study. *In: ICRERA 2018, Paris. 7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications*. Paris: IEEE, 2018. p. 627–631.
- PEPERMANS, Guido *et al.* Distributed generation: Definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.
- PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017.
- RADATZ, Paulo *et al.* **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models**. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>. Acesso em: 24 set. 2020.
- RAHMANI, Reza *et al.* Determining maximum penetration level of distributed generation sources in distribution network considering harmonic limits and maintain protection coordination scheme. *In: EPDC 2017, Semnan. 2017 Electrical Power Distribution Networks Conference*. Semnan: EPDC, 2017. p. 196–199.
- RÚJULA, A. A. B. *et al.* Definitions for distributed generation: A revision. **Renewable Energy and Power Quality Journal**, v. 1, n. 3, p. 340–343, 2005.
- SEKER, Ayse Aybike; GOZEL, Tuba; HOCAOGLU, Mehmet Hakan. An Analytic Approach to Determine Maximum Penetration Level of Distributed Generation Considering Power Loss. *In: MEPCON 2019, Cairo. 2018 20th International Middle East Power Systems Conference*. Cairo: MEPCON, 2019. p. 956–961.
- STECANELLA, Priscilla A. Jua *et al.* Statistical Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Penetration Impacts on a Utility Containing Hundreds of Feeders. **IEEE Access**, v. 8, p. 175009–175019, 2020.
- TIAN, Youwen *et al.* The analysis of distributed generation influence on feeder protection. *In: AIMSEC 2011, Zhengzhou. International Conference on Artificial Intelligence, Management Science and Electronic Commerce*. Zhengzhou: IEEE, 2011. p. 4404–4407.

## APÊNDICE A - CURVAS DE CARGA

Nas Figuras 18 a 20 podem ser encontradas as curvas de carga para a classe comercial em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 11 a 13 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 18 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

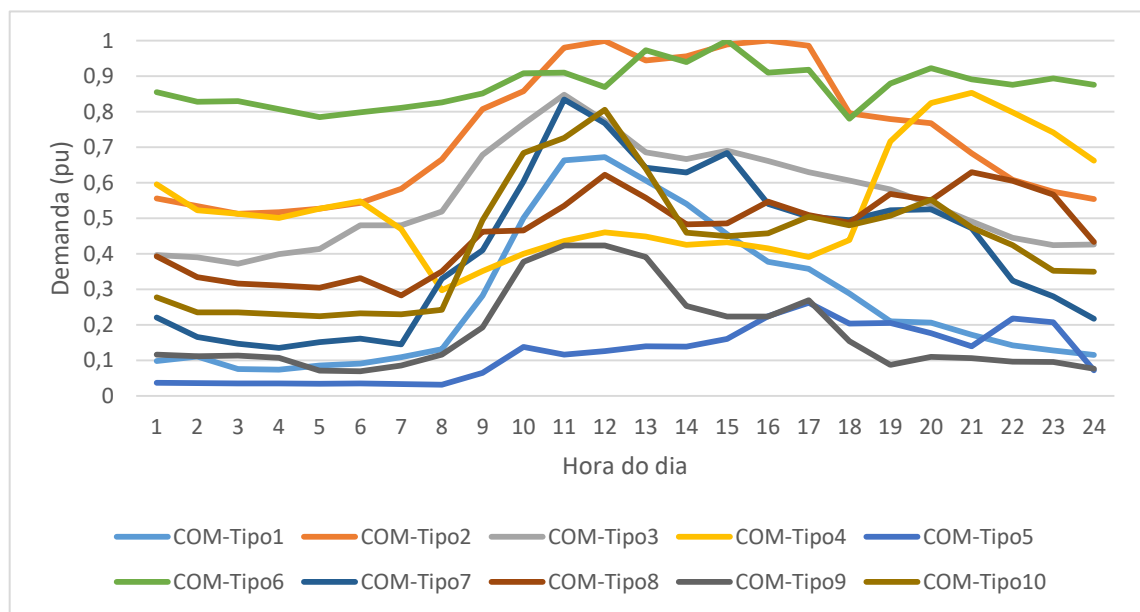
**Tabela 11 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial dia útil**

	COM-Tipo1	COM-Tipo2	COM-Tipo3	COM-Tipo4	COM-Tipo5	COM-Tipo6	COM-Tipo7	COM-Tipo8	COM-Tipo9	COM-Tipo10
0	0,1187	0,5224	0,3437	0,5727	0,0265	0,7775	0,174	0,3144	0,049	0,2265
1	0,1192	0,5004	0,3814	0,5403	0,0271	0,7337	0,1417	0,293	0,045	0,2122
2	0,0947	0,5001	0,3597	0,5098	0,0252	0,7344	0,1473	0,2899	0,0447	0,2009
3	0,0768	0,5026	0,3588	0,4975	0,0258	0,7149	0,1412	0,2955	0,049	0,2002
4	0,0852	0,5001	0,4104	0,5189	0,0256	0,7405	0,1381	0,2896	0,0506	0,181
5	0,1276	0,5177	0,4933	0,4994	0,0472	0,7535	0,1527	0,2736	0,0513	0,1856
6	0,1308	0,5742	0,5224	0,4604	0,0669	0,746	0,1576	0,274	0,0708	0,2318
7	0,2134	0,6717	0,5799	0,306	0,2069	0,77	0,36	0,3718	0,1518	0,3995
8	0,4446	0,7876	0,7646	0,3057	0,5738	0,8083	0,585	0,5895	0,5953	0,7848
9	0,7035	0,847	0,8789	0,3834	0,7441	0,8298	0,8031	0,7825	0,9103	0,8923
10	0,9489	0,8797	1	0,4063	0,7637	0,8371	0,9054	1	0,9007	0,9216
11	1	0,8562	0,9728	0,4099	0,5406	0,8247	1	0,9612	0,9291	0,9363
12	0,8863	0,7471	0,8843	0,3424	0,3403	0,8201	0,6951	0,7571	0,6632	0,8018
13	0,9553	0,7354	0,8853	0,3693	0,6271	0,8425	0,804	0,8345	0,7524	0,8881
14	0,9464	0,8484	0,9253	0,365	0,9223	0,8405	0,8297	0,9336	0,9693	0,9848

15	0,8959	0,8528	0,9299	0,3912	1	0,8526	0,8078	0,9236	1	0,9921
16	0,8915	0,8608	0,9532	0,4149	0,9265	0,8295	0,7633	0,8362	0,9274	1
17	0,7385	0,8405	0,8097	0,4642	0,7173	0,8343	0,9329	0,8738	0,9218	0,9882
18	0,508	0,8275	0,5987	0,8276	0,3881	0,8797	0,8461	0,7564	0,4369	0,665
19	0,2632	0,7593	0,5131	1	0,2979	0,8427	0,8741	0,63	0,0796	0,4482
20	0,1571	0,6456	0,4371	0,8492	0,2953	0,8022	0,7805	0,5717	0,0768	0,3852
21	0,1075	0,5978	0,4147	0,8367	0,1633	0,785	0,6822	0,5261	0,07	0,3633
22	0,0978	0,5676	0,3828	0,7638	0,0785	0,8128	0,437	0,4839	0,0652	0,2541
23	0,1029	0,5221	0,3662	0,6079	0,0385	0,7551	0,3085	0,4687	0,0518	0,2445

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 19 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial sábado**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 12 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial sábado**

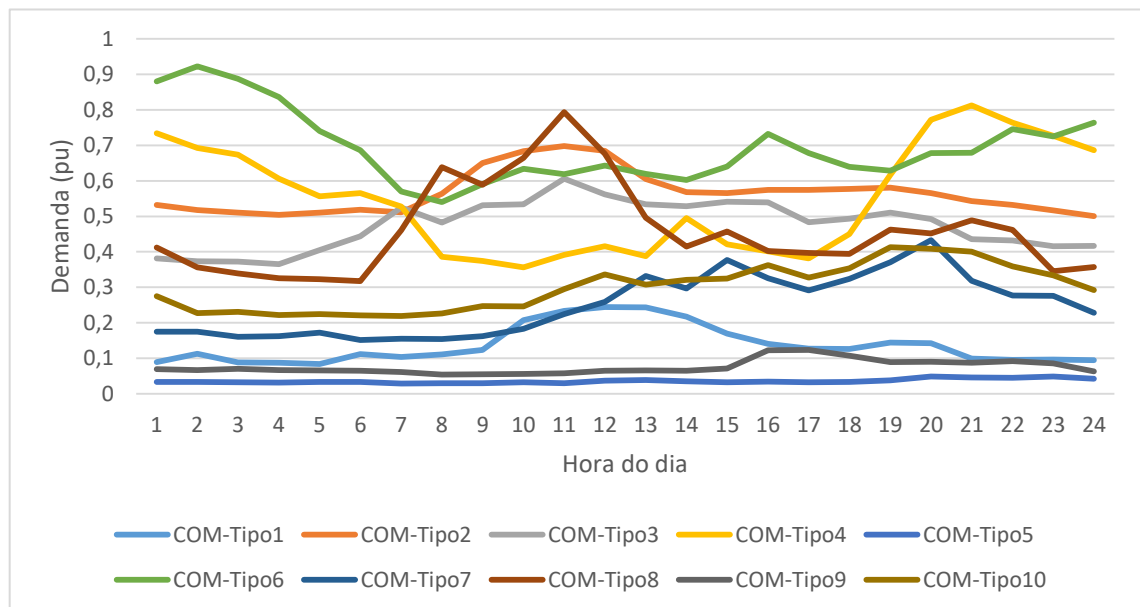
	COM-Tipo1	COM-Tipo2	COM-Tipo3	COM-Tipo4	COM-Tipo5	COM-Tipo6	COM-Tipo7	COM-Tipo8	COM-Tipo9	COM-Tipo10
0	0,0979	0,5559	0,3966	0,5953	0,0364	0,8549	0,2202	0,393	0,1158	0,2771
1	0,1107	0,5343	0,3897	0,523	0,0358	0,8282	0,1651	0,3341	0,1117	0,235
2	0,0757	0,5126	0,3724	0,5131	0,0352	0,8297	0,1465	0,3163	0,1129	0,2349
3	0,0735	0,5172	0,3994	0,5011	0,0344	0,8076	0,1345	0,3111	0,1069	0,2298
4	0,0855	0,5271	0,4137	0,527	0,0336	0,7847	0,151	0,3042	0,0713	0,2243
5	0,0904	0,5437	0,4804	0,5478	0,0349	0,7983	0,1609	0,331	0,0693	0,2323
6	0,1091	0,5826	0,4804	0,4692	0,0328	0,8107	0,1449	0,2825	0,0856	0,2295
7	0,1312	0,6661	0,5194	0,2975	0,031	0,8265	0,3298	0,3504	0,1159	0,2418
8	0,2818	0,8073	0,6783	0,3516	0,0648	0,8521	0,4099	0,4626	0,1927	0,4943
9	0,5007	0,8579	0,766	0,4004	0,1377	0,9089	0,6041	0,4655	0,3773	0,6843
10	0,6631	0,9809	0,8478	0,4364	0,1158	0,9106	0,8343	0,535	0,423	0,7265
11	0,6718	0,9995	0,7743	0,4607	0,1262	0,8697	0,7674	0,6227	0,4236	0,8055



12	0,6062	0,9442	0,6858	0,4486	0,1391	0,9732	0,6421	0,5576	0,3907	0,6396
13	0,5403	0,9559	0,6666	0,4248	0,1385	0,9399	0,6292	0,4829	0,2529	0,4599
14	0,4553	0,9893	0,6907	0,4321	0,1601	1	0,6839	0,4855	0,223	0,4493
15	0,3772	1	0,6614	0,4149	0,2237	0,9107	0,5406	0,5473	0,2234	0,4576
16	0,3578	0,9863	0,6303	0,3908	0,2624	0,9186	0,5043	0,5091	0,2692	0,5044
17	0,2881	0,7956	0,6065	0,4383	0,2038	0,7807	0,4946	0,487	0,1536	0,4804
18	0,2093	0,7798	0,5814	0,7162	0,2052	0,8792	0,5223	0,5682	0,0868	0,5071
19	0,2063	0,7674	0,5386	0,8242	0,176	0,923	0,5251	0,5508	0,1092	0,5521
20	0,172	0,683	0,4912	0,8537	0,139	0,891	0,4723	0,6301	0,106	0,4741
21	0,1423	0,6081	0,4447	0,7986	0,2177	0,8764	0,3242	0,6057	0,0962	0,4245
22	0,1274	0,5753	0,4247	0,7415	0,2072	0,8943	0,2804	0,567	0,0955	0,3526
23	0,1152	0,5538	0,4261	0,6622	0,0714	0,8763	0,217	0,4331	0,0763	0,3494

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 20 - Curvas de carga - Classe tarifária comercial domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 13 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária comercial domingo**

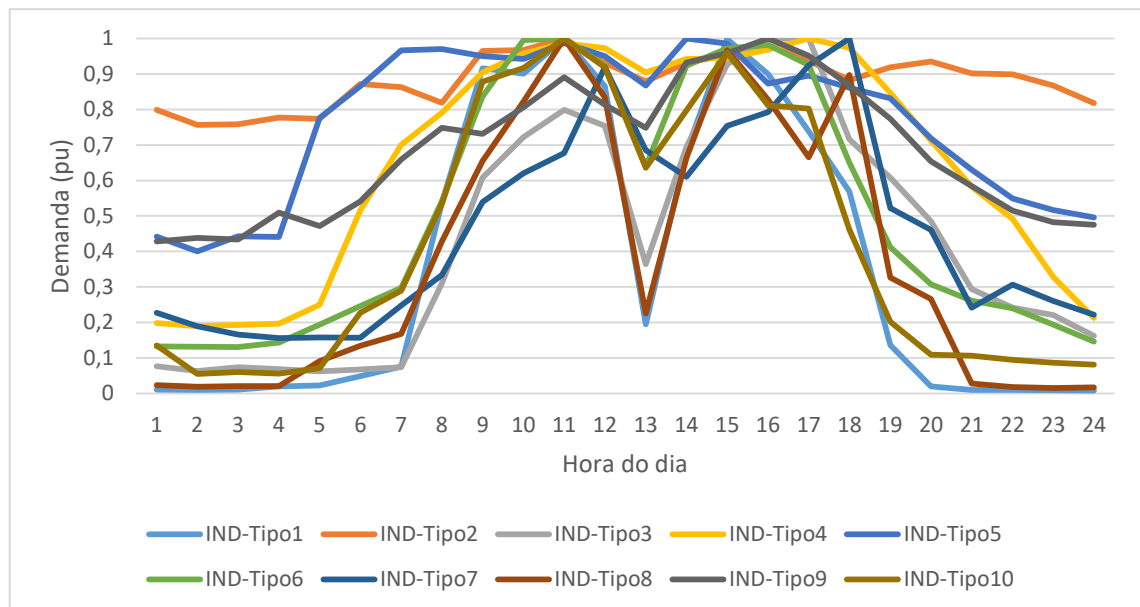
	COM-Tipo1	COM-Tipo2	COM-Tipo3	COM-Tipo4	COM-Tipo5	COM-Tipo6	COM-Tipo7	COM-Tipo8	COM-Tipo9	COM-Tipo10
0	0,0894	0,5316	0,3815	0,7337	0,0332	0,8798	0,1749	0,4124	0,0696	0,2747
1	0,1128	0,5175	0,3736	0,6927	0,0339	0,9221	0,1747	0,3563	0,0664	0,2276
2	0,0886	0,5101	0,3724	0,6734	0,0323	0,8877	0,1604	0,3387	0,0703	0,2313
3	0,0873	0,5044	0,3652	0,6063	0,0318	0,8357	0,1624	0,3252	0,0668	0,2221
4	0,0839	0,5107	0,4052	0,5561	0,0336	0,74	0,1723	0,3227	0,0658	0,2246
5	0,1118	0,5186	0,4437	0,565	0,0334	0,6862	0,1519	0,3178	0,0651	0,2214
6	0,1041	0,5116	0,5246	0,5271	0,0287	0,5698	0,1549	0,4605	0,0611	0,2189
7	0,1111	0,5636	0,4822	0,3856	0,0298	0,54	0,1542	0,6384	0,0544	0,2262
8	0,1232	0,6506	0,5315	0,3743	0,03	0,5906	0,1625	0,5888	0,0554	0,2475

9	0,2073	0,6831	0,5341	0,3566	0,0326	0,6337	0,1834	0,6647	0,0561	0,246
10	0,2335	0,698	0,6056	0,3912	0,0298	0,6186	0,2244	0,7935	0,0576	0,2951
11	0,244	0,6843	0,5617	0,4156	0,0368	0,6427	0,2585	0,6767	0,0654	0,3361
12	0,2438	0,6055	0,5339	0,3881	0,0392	0,6191	0,3317	0,4957	0,0662	0,3079
13	0,2177	0,5681	0,5282	0,4953	0,0351	0,6023	0,2964	0,4147	0,0646	0,3211
14	0,1698	0,5653	0,5414	0,421	0,0326	0,6404	0,3769	0,4568	0,071	0,3249
15	0,1406	0,5741	0,539	0,4015	0,0344	0,7322	0,3258	0,4019	0,1231	0,3624
16	0,1272	0,5748	0,4831	0,3812	0,0329	0,6777	0,2913	0,3968	0,1232	0,3274
17	0,1265	0,5773	0,4937	0,4504	0,0337	0,6395	0,3235	0,3941	0,1077	0,3539
18	0,144	0,5806	0,5106	0,6169	0,0384	0,6288	0,371	0,4626	0,0898	0,4128
19	0,1429	0,5656	0,4926	0,7721	0,0487	0,6782	0,4329	0,4516	0,0903	0,4081
20	0,0989	0,5428	0,4356	0,8127	0,0464	0,6793	0,3184	0,4892	0,0878	0,4005
21	0,0961	0,5324	0,4316	0,7639	0,0455	0,746	0,2767	0,4621	0,0923	0,3587
22	0,097	0,517	0,4155	0,7264	0,0486	0,725	0,2761	0,3455	0,0859	0,3337
23	0,0949	0,5007	0,4164	0,6861	0,0425	0,7639	0,2285	0,3569	0,0634	0,2919

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Nas Figuras 21 a 23 podem ser encontradas as curvas de carga para a classe industrial em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 14 a 16 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 21 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

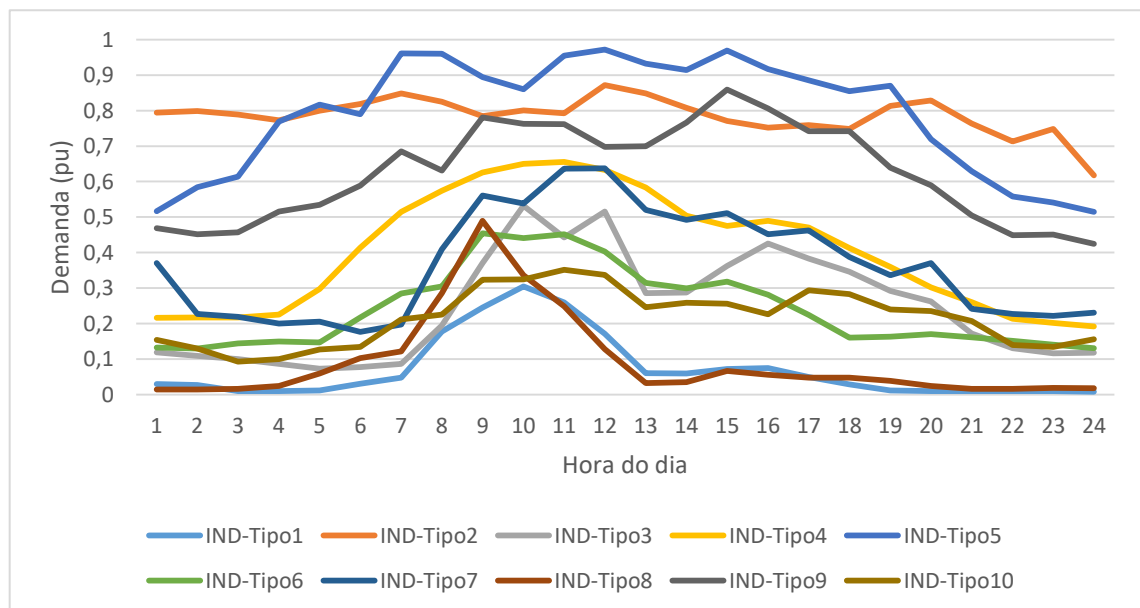
**Tabela 14 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial dia útil**

	IND-Tipo1	IND-Tipo2	IND-Tipo3	IND-Tipo4	IND-Tipo5	IND-Tipo6	IND-Tipo7	IND-Tipo8	IND-Tipo9	IND-Tipo10
0	0,0109	0,7989	0,0763	0,1985	0,4416	0,1327	0,227	0,0237	0,4286	0,1357

1	0,0098	0,7564	0,063	0,1896	0,4007	0,1321	0,189	0,0186	0,4386	0,0549
2	0,0109	0,7584	0,0741	0,1933	0,4423	0,1306	0,166	0,0207	0,4336	0,0601
3	0,0196	0,7774	0,0687	0,1967	0,441	0,1437	0,1557	0,0208	0,5099	0,0557
4	0,0222	0,7736	0,0624	0,2502	0,776	0,1943	0,1581	0,0912	0,4712	0,0714
5	0,0489	0,8719	0,0674	0,5159	0,8659	0,2464	0,157	0,1341	0,5409	0,2272
6	0,076	0,8626	0,0738	0,7004	0,967	0,2977	0,248	0,1679	0,6595	0,2894
7	0,5371	0,8191	0,3105	0,791	0,97	0,5421	0,3337	0,4279	0,7484	0,5342
8	0,9157	0,9645	0,6078	0,9045	0,9504	0,8366	0,5393	0,6542	0,7317	0,8784
9	0,9009	0,9677	0,7226	0,9578	0,9425	0,9958	0,6208	0,8219	0,8061	0,917
10	1	1	0,7987	0,9866	0,9869	1	0,6774	1	0,8905	0,9999
11	0,8654	0,9314	0,7539	0,973	0,9507	0,9227	0,9185	0,8338	0,8132	0,9191
12	0,1947	0,8791	0,3644	0,9041	0,8675	0,639	0,685	0,2254	0,7482	0,6355
13	0,6821	0,9307	0,6943	0,9421	0,9999	0,9236	0,61	0,6636	0,9326	0,7969
14	0,9977	0,9546	0,9273	0,945	0,9853	0,9718	0,7537	0,9664	0,9582	0,96
15	0,8995	0,9811	0,9989	0,9681	0,8732	0,9819	0,7924	0,8278	0,9999	0,8119
16	0,7386	0,9371	1	1	0,8953	0,9248	0,9241	0,6651	0,9508	0,8023
17	0,5689	0,8828	0,7155	0,9739	0,8609	0,6497	1	0,8974	0,8673	0,4614
18	0,1365	0,9187	0,6081	0,8466	0,8311	0,4118	0,5223	0,326	0,7738	0,202
19	0,0195	0,9348	0,4847	0,7123	0,7186	0,3079	0,4604	0,2663	0,6534	0,1094
20	0,0099	0,9016	0,2939	0,5829	0,6304	0,2611	0,2415	0,0284	0,5842	0,106
21	0,0098	0,8987	0,2421	0,4916	0,5494	0,2395	0,3063	0,0181	0,5148	0,0943
22	0,0092	0,8675	0,2206	0,3283	0,517	0,1935	0,2602	0,0152	0,4827	0,0866
23	0,0082	0,8179	0,1625	0,2126	0,496	0,1459	0,2222	0,0176	0,4752	0,081

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 22 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial sábado**



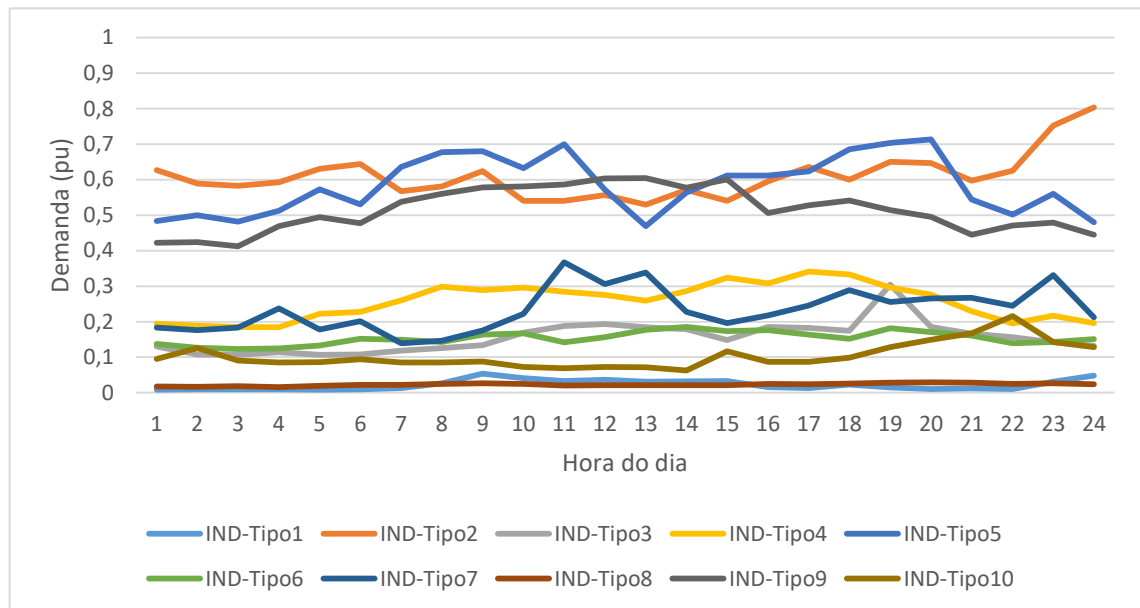
Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 15 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial sábado**

	IND-Tipo1	IND-Tipo2	IND-Tipo3	IND-Tipo4	IND-Tipo5	IND-Tipo6	IND-Tipo7	IND-Tipo8	IND-Tipo9	IND-Tipo10
0	0,03	0,7946	0,1192	0,2161	0,5163	0,1322	0,3705	0,014	0,4692	0,1541
1	0,0269	0,799	0,1088	0,2176	0,5846	0,1294	0,2268	0,0145	0,4514	0,1294
2	0,0103	0,7885	0,0999	0,2174	0,6143	0,1439	0,2193	0,016	0,4569	0,0929
3	0,0096	0,7728	0,0867	0,225	0,7691	0,1493	0,2003	0,0244	0,516	0,0999
4	0,0114	0,7998	0,0727	0,2976	0,8171	0,1467	0,2054	0,0592	0,5344	0,1274
5	0,0308	0,8185	0,0779	0,4135	0,7902	0,2169	0,1769	0,1025	0,5886	0,1346
6	0,0475	0,8488	0,0867	0,5144	0,961	0,2851	0,1978	0,1214	0,6854	0,2115
7	0,1772	0,8249	0,1951	0,5746	0,9606	0,3049	0,4094	0,2855	0,631	0,2256
8	0,2449	0,7841	0,3706	0,6259	0,8946	0,4542	0,5606	0,4895	0,7808	0,3234
9	0,3046	0,8008	0,532	0,6502	0,8605	0,441	0,5383	0,3359	0,7628	0,3246
10	0,2594	0,7928	0,4427	0,6558	0,9544	0,452	0,6361	0,2488	0,7616	0,3518
11	0,171	0,8721	0,5161	0,6328	0,9722	0,403	0,6374	0,1279	0,6979	0,3368
12	0,0608	0,8482	0,2858	0,5836	0,9323	0,3147	0,5203	0,0328	0,6997	0,2459
13	0,0598	0,8082	0,2874	0,504	0,9139	0,2994	0,4922	0,0348	0,7662	0,2589
14	0,0723	0,7707	0,362	0,4747	0,9694	0,3182	0,5111	0,067	0,8591	0,2558
15	0,0748	0,7516	0,4257	0,4894	0,9173	0,2812	0,4517	0,0562	0,8056	0,2261
16	0,0492	0,7595	0,3829	0,4706	0,8854	0,2246	0,4629	0,0477	0,7421	0,2943
17	0,0286	0,7483	0,3465	0,413	0,8546	0,1608	0,3874	0,048	0,7422	0,2829
18	0,012	0,8135	0,2919	0,3593	0,87	0,1632	0,3359	0,0391	0,639	0,2401
19	0,01	0,8285	0,2622	0,302	0,7192	0,1705	0,3709	0,0246	0,5897	0,2357
20	0,0102	0,7632	0,1721	0,2609	0,6295	0,1613	0,2417	0,0166	0,505	0,2072
21	0,0095	0,7134	0,131	0,2137	0,5577	0,1516	0,2274	0,0166	0,4491	0,1395
22	0,0102	0,7487	0,1161	0,2019	0,5412	0,1406	0,2217	0,0187	0,4503	0,1345
23	0,0082	0,6177	0,1178	0,1916	0,5151	0,1308	0,2311	0,0183	0,4245	0,156

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 23 - Curvas de Carga - Classe tarifária industrial domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 16 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária industrial domingo**

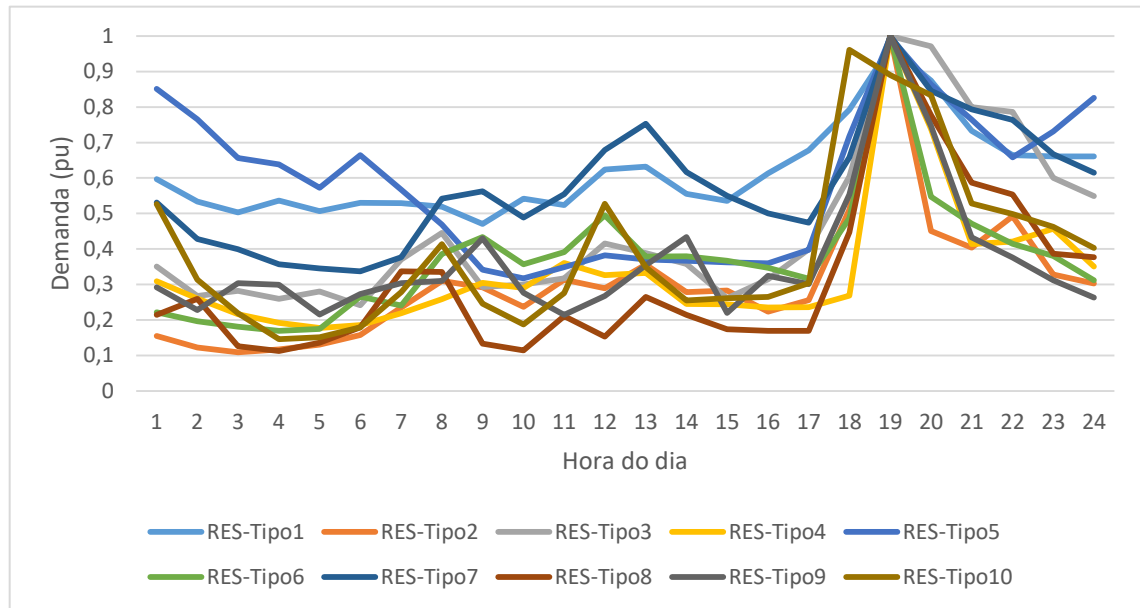
	IND-Tipo1	IND-Tipo2	IND-Tipo3	IND-Tipo4	IND-Tipo5	IND-Tipo6	IND-Tipo7	IND-Tipo8	IND-Tipo9	IND-Tipo10
0	0,0089	0,6266	0,1298	0,1944	0,4834	0,1371	0,1836	0,0172	0,4224	0,0948
1	0,0096	0,5889	0,1076	0,1886	0,4998	0,1265	0,1758	0,0163	0,4239	0,1253
2	0,0091	0,5824	0,1065	0,1848	0,4821	0,1232	0,1835	0,0182	0,4121	0,0902
3	0,0095	0,5925	0,1136	0,1841	0,5121	0,1245	0,2374	0,016	0,4694	0,0849
4	0,0084	0,6306	0,1069	0,222	0,5731	0,1325	0,1783	0,0195	0,4945	0,0864
5	0,0093	0,644	0,108	0,2275	0,5305	0,1518	0,2011	0,0222	0,4777	0,0941
6	0,0131	0,5677	0,1181	0,2597	0,6359	0,1491	0,1392	0,0222	0,5375	0,0852
7	0,0266	0,5814	0,1256	0,2984	0,6778	0,1429	0,1467	0,0246	0,5606	0,0849
8	0,0539	0,6238	0,1336	0,2889	0,6797	0,1634	0,1754	0,0261	0,5781	0,0882
9	0,0409	0,5408	0,169	0,2963	0,6323	0,167	0,2222	0,0244	0,5813	0,0722
10	0,0329	0,54	0,1883	0,2847	0,7002	0,142	0,3669	0,0202	0,5868	0,0691
11	0,0361	0,5565	0,1936	0,2756	0,5715	0,1559	0,3064	0,0208	0,6038	0,0725
12	0,0311	0,5293	0,1839	0,2593	0,4696	0,1771	0,3382	0,021	0,6046	0,0712
13	0,0322	0,571	0,1791	0,2862	0,5642	0,1851	0,2276	0,0214	0,5775	0,0625
14	0,0326	0,5401	0,1481	0,3242	0,6116	0,1731	0,1961	0,021	0,6011	0,1165
15	0,016	0,595	0,1849	0,3074	0,6119	0,1757	0,2178	0,0249	0,5063	0,0871
16	0,0133	0,636	0,1826	0,3415	0,6236	0,1637	0,2457	0,0234	0,5278	0,0872
17	0,0229	0,6001	0,1747	0,333	0,6856	0,1514	0,289	0,0256	0,5409	0,0984
18	0,0146	0,6502	0,3043	0,2965	0,7035	0,1813	0,2557	0,0285	0,5141	0,1288
19	0,0105	0,6468	0,1854	0,2763	0,7135	0,171	0,2656	0,0288	0,495	0,1487
20	0,0124	0,5968	0,1663	0,2292	0,5436	0,1611	0,2671	0,028	0,4446	0,1675
21	0,0103	0,6253	0,1561	0,1951	0,5016	0,1395	0,2447	0,0247	0,4711	0,2154
22	0,0307	0,7521	0,1421	0,2165	0,5605	0,1427	0,3316	0,0261	0,4791	0,1428

23	0,0478	0,8035	0,1321	0,1956	0,4801	0,1513	0,2125	0,024	0,445	0,1283
----	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-------	-------	--------

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Nas Figuras 24 a 26 podem ser encontradas as curvas de carga para a classe residencial em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 17 a 19 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 24 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

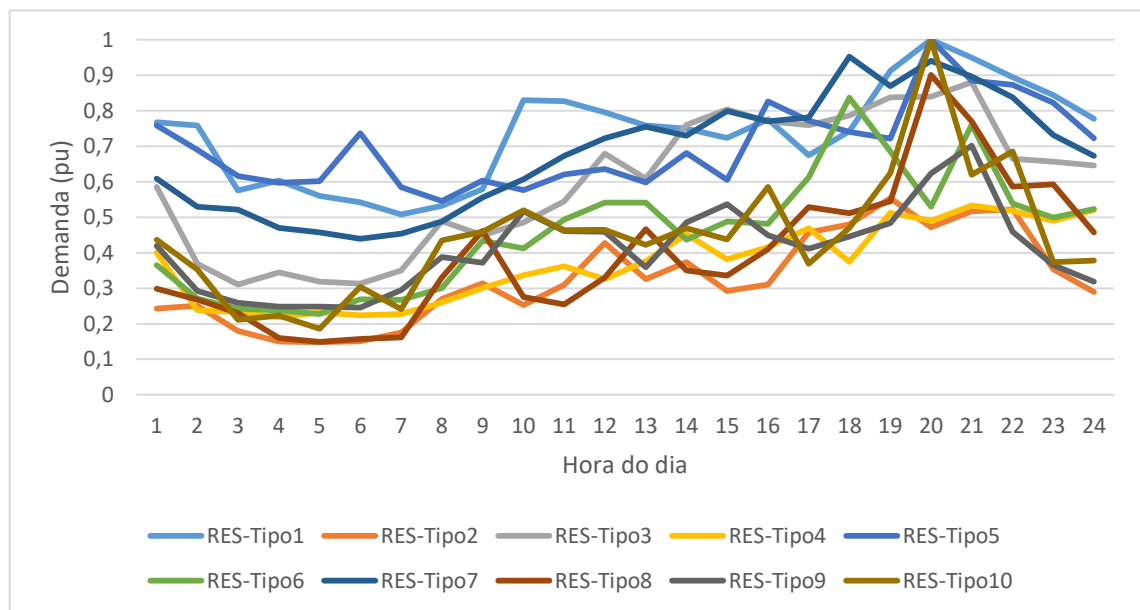
**Tabela 17 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial dia útil**

	RES-Tipo1	RES-Tipo2	RES-Tipo3	RES-Tipo4	RES-Tipo5	RES-Tipo6	RES-Tipo7	RES-Tipo8	RES-Tipo9	RES-Tipo10
0	0,5966	0,1554	0,3505	0,3093	0,851	0,2215	0,5311	0,2148	0,2924	0,5262
1	0,5341	0,1228	0,2673	0,2607	0,7655	0,1966	0,4285	0,2594	0,2283	0,3138
2	0,5026	0,1093	0,2825	0,2165	0,6559	0,1814	0,3997	0,126	0,3036	0,2188
3	0,5368	0,1168	0,2592	0,1921	0,6379	0,1694	0,3573	0,1126	0,2993	0,1456
4	0,5067	0,1306	0,2803	0,1774	0,572	0,1746	0,3454	0,1359	0,2153	0,1515
5	0,5297	0,1581	0,2414	0,1857	0,6648	0,2657	0,3368	0,1796	0,2727	0,1793
6	0,5293	0,2348	0,3705	0,2189	0,5666	0,2409	0,377	0,3375	0,3035	0,2789
7	0,5194	0,31	0,4456	0,2586	0,4689	0,3858	0,5422	0,3349	0,3105	0,4138
8	0,4708	0,2924	0,2926	0,3048	0,3418	0,4332	0,5622	0,133	0,4302	0,2463
9	0,5418	0,2372	0,2999	0,2898	0,317	0,3574	0,4883	0,1143	0,2766	0,1877
10	0,5236	0,3137	0,3172	0,3603	0,3489	0,3911	0,5547	0,2109	0,2141	0,2761
11	0,6235	0,2895	0,416	0,326	0,3824	0,4948	0,6788	0,153	0,2679	0,527
12	0,6315	0,3556	0,3888	0,3324	0,3703	0,3785	0,7532	0,2652	0,3538	0,3488
13	0,5552	0,2783	0,3582	0,2456	0,3667	0,3796	0,6168	0,2149	0,4339	0,2555
14	0,5353	0,2829	0,2612	0,2439	0,3622	0,3665	0,5503	0,1735	0,2196	0,2614
15	0,6129	0,2231	0,3146	0,2355	0,3593	0,3472	0,5006	0,1697	0,3245	0,2653

16	0,678	0,256	0,3994	0,2363	0,3971	0,3164	0,4742	0,1694	0,3011	0,3034
17	0,7922	0,5108	0,6038	0,2687	0,7179	0,4869	0,6583	0,4472	0,5538	0,9614
18	0,9679	1	1	1	0,9966	1	1	1	1	0,8898
19	0,8746	0,4505	0,9713	0,7386	0,8639	0,5476	0,8456	0,7773	0,7468	0,833
20	0,7327	0,4035	0,7997	0,4135	0,7641	0,4719	0,7929	0,5867	0,4323	0,528
21	0,6646	0,4923	0,7859	0,4211	0,6584	0,4149	0,7635	0,5539	0,3761	0,4988
22	0,661	0,328	0,6001	0,4574	0,7308	0,3802	0,6675	0,3868	0,3119	0,4624
23	0,6611	0,303	0,5487	0,351	0,8254	0,3118	0,6147	0,3765	0,2629	0,4025

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 25 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial sábado**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

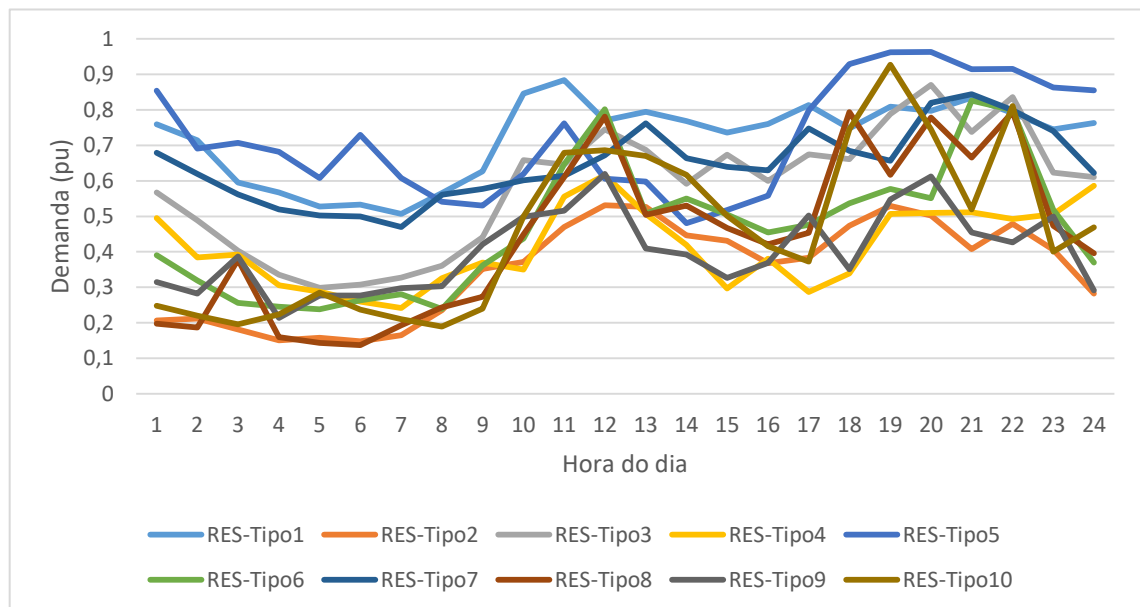
**Tabela 18 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial sábado**

	RES-Tipo1	RES-Tipo2	RES-Tipo3	RES-Tipo4	RES-Tipo5	RES-Tipo6	RES-Tipo7	RES-Tipo8	RES-Tipo9	RES-Tipo10
0	0,7679	0,2427	0,5852	0,4008	0,7582	0,3658	0,609	0,2991	0,4193	0,4371
1	0,7585	0,251	0,3688	0,2383	0,6899	0,2707	0,5293	0,2677	0,292	0,3525
2	0,5753	0,1793	0,3105	0,2328	0,6161	0,2425	0,5218	0,2299	0,2595	0,2112
3	0,6036	0,1499	0,3448	0,2185	0,5973	0,2373	0,4698	0,1599	0,2484	0,223
4	0,5604	0,1478	0,3182	0,2318	0,6015	0,2279	0,4574	0,1487	0,2486	0,1865
5	0,5419	0,1508	0,3134	0,2237	0,7372	0,2689	0,4391	0,1573	0,2458	0,3042
6	0,5077	0,1756	0,3499	0,2278	0,5849	0,2668	0,454	0,1616	0,295	0,2407
7	0,5325	0,2696	0,489	0,2597	0,5459	0,3003	0,4878	0,3303	0,3877	0,4346
8	0,5793	0,3143	0,4494	0,3002	0,6038	0,4341	0,556	0,4622	0,3721	0,4591
9	0,8301	0,2524	0,4852	0,3369	0,5765	0,4126	0,6072	0,2751	0,5172	0,5197
10	0,8271	0,3096	0,5449	0,3616	0,6204	0,4938	0,6732	0,2546	0,4606	0,4636
11	0,7954	0,4281	0,6788	0,3262	0,6356	0,541	0,7229	0,3299	0,4588	0,4643

12	0,7586	0,3257	0,6087	0,3761	0,5985	0,5413	0,7546	0,4668	0,3592	0,4226
13	0,75	0,374	0,7607	0,452	0,6806	0,4368	0,7298	0,3503	0,4851	0,4694
14	0,7234	0,2928	0,804	0,3814	0,605	0,4877	0,7993	0,3356	0,5367	0,4374
15	0,7753	0,3105	0,7701	0,416	0,8265	0,4817	0,77	0,4107	0,4491	0,5855
16	0,6748	0,4578	0,7597	0,4688	0,7719	0,6128	0,781	0,5288	0,4112	0,3694
17	0,7419	0,4796	0,7863	0,3742	0,7402	0,8373	0,9522	0,5114	0,4455	0,4697
18	0,9126	0,5541	0,8377	0,5128	0,7213	0,6857	0,8693	0,5453	0,4834	0,6245
19	1	0,4718	0,8393	0,4897	1	0,5292	0,9408	0,9012	0,6236	1
20	0,9497	0,5172	0,8799	0,5329	0,8847	0,7601	0,8963	0,7702	0,7018	0,6195
21	0,895	0,5227	0,6644	0,5174	0,8735	0,5382	0,8377	0,586	0,4594	0,6853
22	0,8441	0,354	0,6571	0,4901	0,8225	0,4989	0,7312	0,5927	0,3659	0,3736
23	0,7772	0,2898	0,6459	0,5208	0,7224	0,5237	0,6725	0,4578	0,3184	0,3781

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 26 - Curvas de carga - Classe tarifária residencial domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 19 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária residencial domingo**

	RES-Tipo1	RES-Tipo2	RES-Tipo3	RES-Tipo4	RES-Tipo5	RES-Tipo6	RES-Tipo7	RES-Tipo8	RES-Tipo9	RES-Tipo10
0	0,7595	0,207	0,5674	0,4952	0,8543	0,3909	0,6792	0,1978	0,3144	0,2478
1	0,7143	0,2118	0,4884	0,3845	0,6909	0,3191	0,6193	0,1871	0,2822	0,2197
2	0,5953	0,1809	0,4027	0,3921	0,7066	0,2566	0,5615	0,3778	0,3867	0,1958
3	0,5671	0,1505	0,3351	0,3056	0,6814	0,2451	0,5197	0,1597	0,2139	0,2241
4	0,5272	0,1582	0,2984	0,2879	0,6078	0,238	0,5023	0,1435	0,2771	0,2854
5	0,5331	0,1479	0,3071	0,2597	0,7298	0,2632	0,5	0,1374	0,277	0,2373
6	0,5067	0,1648	0,3278	0,2413	0,6077	0,2804	0,4695	0,193	0,2974	0,21
7	0,5656	0,235	0,3605	0,3259	0,5409	0,239	0,5611	0,2436	0,3033	0,1894
8	0,6266	0,3513	0,4406	0,3697	0,5305	0,3619	0,5771	0,2737	0,4211	0,2402

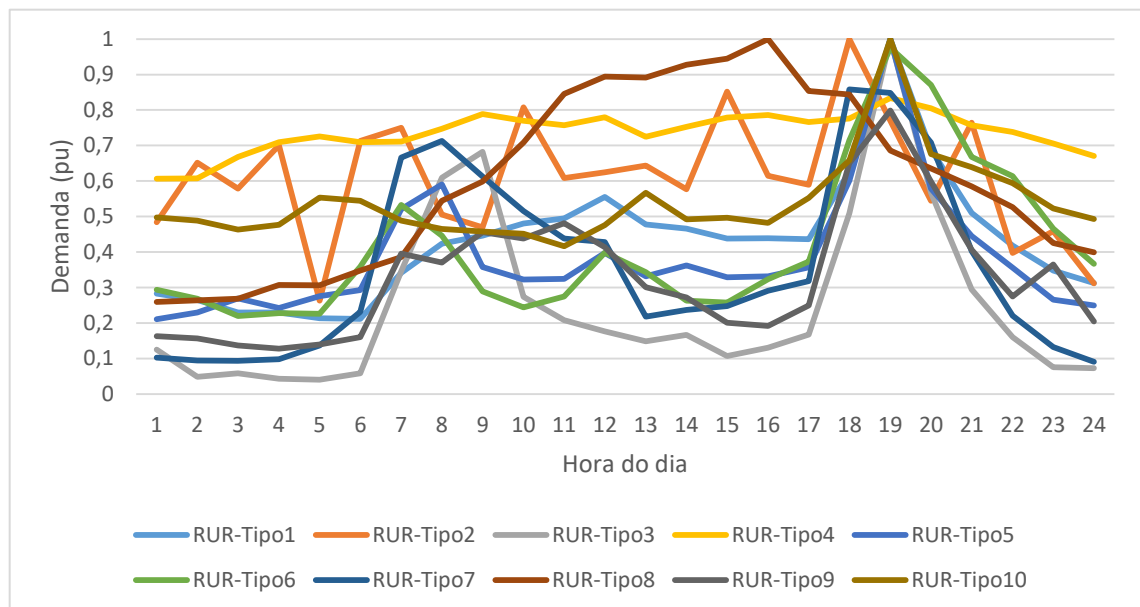


9	0,8459	0,3716	0,6586	0,3496	0,6193	0,4373	0,6018	0,4489	0,4983	0,4993
10	0,8835	0,4702	0,6455	0,5559	0,7623	0,6462	0,6138	0,6105	0,5162	0,679
11	0,7701	0,531	0,745	0,616	0,6061	0,802	0,6721	0,7805	0,6196	0,6863
12	0,7941	0,5269	0,6874	0,5072	0,5978	0,5081	0,7621	0,5038	0,4092	0,6697
13	0,7682	0,4464	0,592	0,4197	0,4811	0,55	0,6638	0,5298	0,3926	0,6167
14	0,736	0,4312	0,6734	0,297	0,5176	0,5046	0,639	0,4669	0,3265	0,5013
15	0,7599	0,3684	0,5999	0,3808	0,5586	0,4543	0,6298	0,4214	0,3686	0,4155
16	0,8131	0,3837	0,6746	0,2871	0,7979	0,4757	0,7475	0,4532	0,5027	0,3725
17	0,7474	0,4737	0,6607	0,339	0,9284	0,5367	0,6844	0,7933	0,3507	0,7446
18	0,8092	0,5293	0,788	0,5072	0,9622	0,5772	0,6563	0,6166	0,547	0,9267
19	0,7967	0,5023	0,87	0,5092	0,9626	0,5506	0,8198	0,7783	0,6119	0,7449
20	0,8338	0,4077	0,7375	0,5112	0,9144	0,8262	0,8441	0,6652	0,4546	0,5191
21	0,7909	0,4787	0,8358	0,4927	0,9148	0,7987	0,7986	0,7933	0,4268	0,8103
22	0,7444	0,4059	0,6234	0,5061	0,8632	0,5182	0,7405	0,4732	0,4996	0,4006
23	0,7627	0,2822	0,6105	0,5859	0,8552	0,3702	0,6223	0,3956	0,2912	0,469

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Nas Figuras 27 a 29 podem ser encontradas as curvas de carga para a classe rural em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 20 a 22 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 27 - Curvas de carga - Classe tarifária rural dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

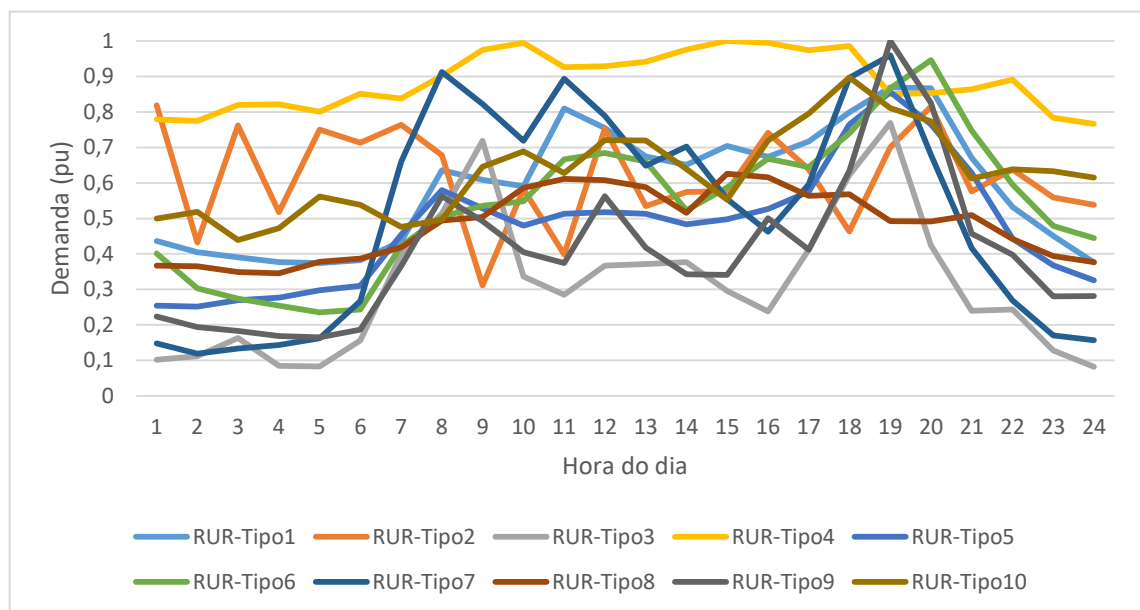
**Tabela 20 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural dia útil**

	RUR-Tipo1	RUR-Tipo2	RUR-Tipo3	RUR-Tipo4	RUR-Tipo5	RUR-Tipo6	RUR-Tipo7	RUR-Tipo8	RUR-Tipo9	RUR-Tipo10
--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------

0	0,2829	0,4835	0,1247	0,6065	0,2108	0,2941	0,1025	0,2592	0,1625	0,4971
1	0,2644	0,652	0,0483	0,607	0,2293	0,2682	0,0946	0,2641	0,1562	0,4887
2	0,2294	0,5785	0,0584	0,6678	0,2694	0,2194	0,0936	0,2684	0,1371	0,4632
3	0,2299	0,7007	0,0426	0,7094	0,2424	0,2281	0,0982	0,3074	0,1281	0,4769
4	0,2138	0,2627	0,0404	0,7251	0,2755	0,2259	0,1366	0,3063	0,1393	0,5532
5	0,2117	0,713	0,0583	0,7095	0,2924	0,3583	0,2311	0,3479	0,1601	0,5441
6	0,3413	0,7502	0,3458	0,7111	0,5209	0,5329	0,6664	0,3858	0,3955	0,4887
7	0,4237	0,5056	0,6093	0,7473	0,5907	0,4457	0,7126	0,5444	0,37	0,4653
8	0,4456	0,4699	0,6825	0,7889	0,3573	0,2893	0,6128	0,5988	0,4561	0,4574
9	0,4799	0,8074	0,274	0,7701	0,3222	0,2438	0,5151	0,708	0,4375	0,4514
10	0,4949	0,6079	0,2081	0,7568	0,3239	0,2746	0,438	0,8454	0,481	0,4159
11	0,5547	0,6243	0,1765	0,7792	0,3973	0,3983	0,4277	0,8938	0,4137	0,4759
12	0,4774	0,6431	0,1483	0,7245	0,3311	0,3433	0,2183	0,8915	0,3012	0,5666
13	0,4659	0,5771	0,1662	0,7522	0,3619	0,2631	0,237	0,9275	0,2722	0,4922
14	0,4379	0,852	0,1071	0,7791	0,3291	0,258	0,2475	0,9444	0,2005	0,4965
15	0,4391	0,6144	0,1301	0,7858	0,3311	0,3234	0,2908	1	0,1918	0,4817
16	0,4365	0,589	0,1675	0,7663	0,3568	0,3733	0,3176	0,8535	0,2499	0,552
17	0,6268	1	0,5094	0,7759	0,601	0,7144	0,8581	0,8433	0,6508	0,6581
18	1	0,7694	1	0,8338	1	0,9754	0,8483	0,6863	0,7984	1
19	0,6883	0,5446	0,5673	0,8052	0,5788	0,871	0,7084	0,6355	0,598	0,6762
20	0,5103	0,7639	0,2947	0,7571	0,445	0,6676	0,4026	0,5848	0,4066	0,6392
21	0,4178	0,3976	0,1606	0,7383	0,3559	0,6138	0,2203	0,5262	0,275	0,5943
22	0,3482	0,4585	0,0756	0,7058	0,2656	0,4658	0,1324	0,4249	0,3653	0,5228
23	0,3124	0,3121	0,0726	0,6707	0,2494	0,3667	0,0911	0,3992	0,2041	0,4926

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 28 - Curvas de carga - Classe tarifária rural sábado**



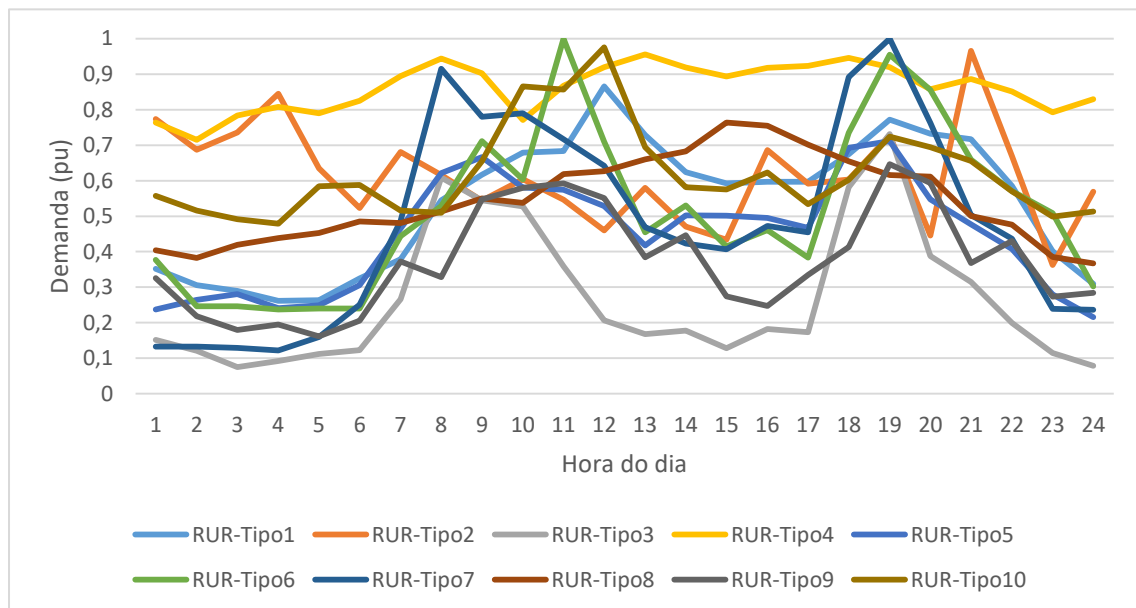
Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 21 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural sábado**

	RUR-Tipo1	RUR-Tipo2	RUR-Tipo3	RUR-Tipo4	RUR-Tipo5	RUR-Tipo6	RUR-Tipo7	RUR-Tipo8	RUR-Tipo9	RUR-Tipo10
0	0,4363	0,8192	0,1023	0,7794	0,2544	0,4013	0,1484	0,3667	0,2236	0,4994
1	0,4052	0,4319	0,1115	0,7746	0,2515	0,3033	0,1191	0,3648	0,194	0,5184
2	0,3907	0,7621	0,1636	0,8195	0,2695	0,2743	0,1332	0,349	0,1835	0,4392
3	0,3772	0,5172	0,0848	0,8216	0,277	0,2547	0,1436	0,3457	0,169	0,4721
4	0,3742	0,7504	0,0832	0,8009	0,2979	0,2357	0,1622	0,378	0,1651	0,5616
5	0,3823	0,7129	0,1564	0,8509	0,3106	0,2436	0,2673	0,387	0,187	0,5387
6	0,436	0,7637	0,3995	0,8381	0,4547	0,4228	0,6604	0,4184	0,3658	0,476
7	0,6359	0,6782	0,5136	0,9013	0,58	0,5047	0,9122	0,494	0,563	0,4972
8	0,6084	0,3116	0,7191	0,9745	0,528	0,5352	0,8228	0,5039	0,4922	0,6456
9	0,5905	0,5826	0,3363	0,9945	0,4797	0,5484	0,7185	0,5858	0,4047	0,6891
10	0,8098	0,3986	0,2849	0,9256	0,5134	0,6666	0,8932	0,6112	0,3743	0,6274
11	0,7551	0,7533	0,3673	0,9286	0,5174	0,6846	0,789	0,6076	0,563	0,7204
12	0,6743	0,5343	0,3716	0,9414	0,5128	0,6598	0,6485	0,5875	0,4177	0,7193
13	0,6508	0,5743	0,3773	0,9758	0,4832	0,5231	0,7027	0,5158	0,3428	0,6396
14	0,7045	0,5773	0,2954	1	0,4976	0,5866	0,5542	0,6254	0,3412	0,5532
15	0,6734	0,741	0,2381	0,9946	0,5265	0,6679	0,4624	0,6156	0,5007	0,7196
16	0,7172	0,6388	0,412	0,9737	0,5757	0,6444	0,5961	0,5638	0,4125	0,7949
17	0,7986	0,4632	0,6222	0,9856	0,7651	0,7396	0,8964	0,5684	0,6339	0,8973
18	0,8688	0,7007	0,7691	0,8504	0,856	0,8668	0,9598	0,4926	1	0,8109
19	0,8666	0,8148	0,4239	0,8528	0,7643	0,9458	0,6791	0,4913	0,8251	0,7735
20	0,6709	0,5761	0,2396	0,8641	0,6286	0,7479	0,4169	0,5095	0,4573	0,6127
21	0,5319	0,6371	0,2434	0,891	0,4426	0,5956	0,2692	0,4419	0,3976	0,6386
22	0,4512	0,5589	0,1282	0,7839	0,3679	0,4784	0,1704	0,3938	0,2808	0,6331
23	0,3761	0,5386	0,082	0,7667	0,326	0,445	0,1573	0,3772	0,2815	0,6146

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 29 - Curvas de carga - Classe tarifária rural domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 22 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária rural domingo**

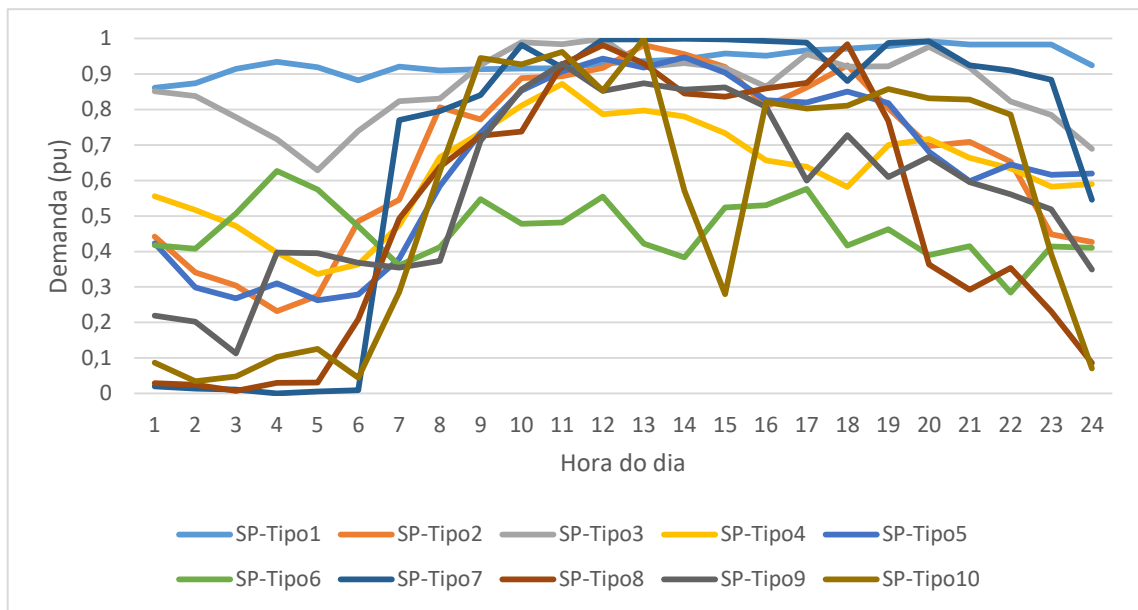
	RUR-Tipo1	RUR-Tipo2	RUR-Tipo3	RUR-Tipo4	RUR-Tipo5	RUR-Tipo6	RUR-Tipo7	RUR-Tipo8	RUR-Tipo9	RUR-Tipo10
0	0,3517	0,7738	0,152	0,7639	0,2376	0,3771	0,1326	0,4042	0,3253	0,5569
1	0,3054	0,6868	0,1212	0,7148	0,2647	0,2462	0,1324	0,3823	0,2184	0,5154
2	0,2892	0,736	0,075	0,7836	0,2806	0,2465	0,1287	0,4191	0,1791	0,4915
3	0,262	0,8448	0,0921	0,808	0,241	0,2374	0,1222	0,4379	0,1952	0,479
4	0,263	0,6348	0,1116	0,7898	0,2487	0,2402	0,16	0,4531	0,1612	0,5842
5	0,3246	0,5232	0,1224	0,8251	0,3059	0,2395	0,2507	0,4853	0,2058	0,588
6	0,3789	0,6812	0,266	0,8948	0,4655	0,4441	0,4872	0,4811	0,3721	0,5159
7	0,5449	0,6163	0,6091	0,9443	0,6216	0,5282	0,9151	0,5127	0,328	0,5099
8	0,6165	0,5438	0,5448	0,9025	0,6667	0,7115	0,78	0,5505	0,547	0,6544
9	0,6787	0,6046	0,5277	0,7707	0,5803	0,6033	0,7896	0,5377	0,5795	0,8655
10	0,6838	0,5468	0,3591	0,8678	0,5747	1	0,7166	0,619	0,5924	0,8566
11	0,8657	0,4601	0,2067	0,9201	0,5287	0,7097	0,6421	0,6267	0,551	0,9753
12	0,7286	0,5801	0,1676	0,9562	0,4179	0,4542	0,4687	0,6601	0,3841	0,6941
13	0,6242	0,4707	0,1774	0,9188	0,5024	0,5298	0,4226	0,6825	0,4462	0,5819
14	0,5921	0,4334	0,1277	0,8938	0,5015	0,4147	0,4063	0,7635	0,2746	0,5751
15	0,597	0,6861	0,1818	0,9181	0,4949	0,4612	0,4729	0,7544	0,247	0,623
16	0,5973	0,5917	0,1732	0,9231	0,4675	0,383	0,4543	0,7014	0,3349	0,5334
17	0,6743	0,6035	0,5819	0,9458	0,6927	0,735	0,8914	0,6544	0,4134	0,6027
18	0,7718	0,7276	0,7315	0,9199	0,7114	0,9549	1	0,6159	0,6468	0,7245
19	0,7319	0,4455	0,388	0,8574	0,5477	0,8559	0,7631	0,6114	0,5935	0,6945
20	0,7173	0,9658	0,3149	0,8862	0,4772	0,6593	0,5034	0,5003	0,3682	0,6552

21	0,5855	0,6693	0,1993	0,8516	0,4076	0,5709	0,4362	0,4761	0,4302	0,5699
22	0,4009	0,3626	0,1147	0,7925	0,2794	0,5085	0,2392	0,3853	0,2731	0,4988
23	0,309	0,5686	0,0781	0,8297	0,2152	0,3017	0,2362	0,3668	0,2843	0,5134

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Nas Figuras 30 a 32 podem ser encontradas as curvas de carga para a classe serviço público em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 23 a 25 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 30 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

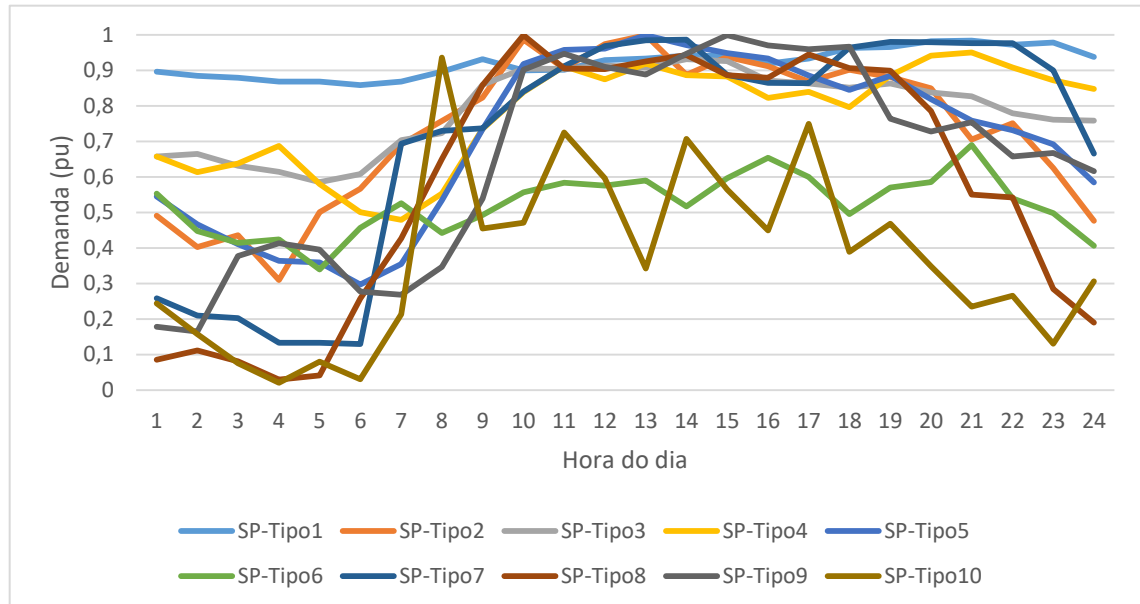
**Tabela 23 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público dia útil**

	SP-Tipo1	SP-Tipo2	SP-Tipo3	SP-Tipo4	SP-Tipo5	SP-Tipo6	SP-Tipo7	SP-Tipo8	SP-Tipo9	SP-Tipo10
0	0,861	0,442	0,8517	0,5554	0,4233	0,4181	0,0198	0,029	0,2194	0,0867
1	0,8737	0,341	0,8377	0,5172	0,2989	0,4074	0,0137	0,0247	0,202	0,0349
2	0,9143	0,3041	0,7785	0,4717	0,2681	0,5067	0,011	0,0071	0,1125	0,0484
3	0,9339	0,2319	0,716	0,3972	0,3108	0,6272	0,0006	0,03	0,3971	0,1027
4	0,9191	0,2754	0,6286	0,3368	0,2625	0,5741	0,006	0,0306	0,3951	0,1259
5	0,8816	0,4852	0,7397	0,3636	0,2786	0,4712	0,0094	0,2093	0,3677	0,044
6	0,9211	0,5459	0,823	0,4734	0,3798	0,3605	0,7706	0,4922	0,3546	0,2864
7	0,9098	0,8062	0,8302	0,6652	0,5846	0,4122	0,7952	0,6383	0,3732	0,6256
8	0,9131	0,7717	0,9256	0,7345	0,7345	0,5471	0,8403	0,7256	0,7114	0,9447
9	0,9153	0,8884	0,989	0,8111	0,8529	0,4784	0,9817	0,7376	0,8563	0,9275
10	0,9165	0,8938	0,9838	0,8721	0,9073	0,4821	0,9179	0,9269	0,9293	0,9625
11	0,9299	0,9175	0,9994	0,786	0,943	0,5548	0,9972	0,9811	0,8525	0,8535
12	0,9358	0,9809	0,9195	0,7972	0,9177	0,4225	0,9977	0,9301	0,8743	0,9988

13	0,9412	0,9561	0,9308	0,7803	0,9472	0,3836	0,999	0,8447	0,8561	0,5711
14	0,9577	0,9197	0,9175	0,7333	0,9035	0,5239	0,9974	0,8356	0,8623	0,2798
15	0,9514	0,8078	0,8642	0,6566	0,8262	0,5304	0,9927	0,8598	0,807	0,8203
16	0,967	0,8618	0,9556	0,6381	0,8197	0,5764	0,9887	0,8751	0,5996	0,8025
17	0,9714	0,9248	0,9206	0,5819	0,8502	0,4171	0,8799	0,9837	0,7276	0,8105
18	0,9783	0,8037	0,922	0,6997	0,8177	0,4625	0,9876	0,7675	0,6096	0,8579
19	0,9924	0,6973	0,9769	0,7173	0,681	0,3895	0,9917	0,3632	0,6665	0,8312
20	0,9828	0,7088	0,9182	0,6637	0,5981	0,4147	0,9242	0,2925	0,5956	0,828
21	0,9829	0,6527	0,8228	0,6339	0,6447	0,2839	0,9103	0,3536	0,561	0,7859
22	0,9833	0,4484	0,7842	0,583	0,6164	0,4138	0,8835	0,2307	0,5189	0,3923
23	0,9246	0,4265	0,6894	0,5897	0,62	0,4104	0,5457	0,0858	0,3495	0,0708

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 31 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público sábado**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

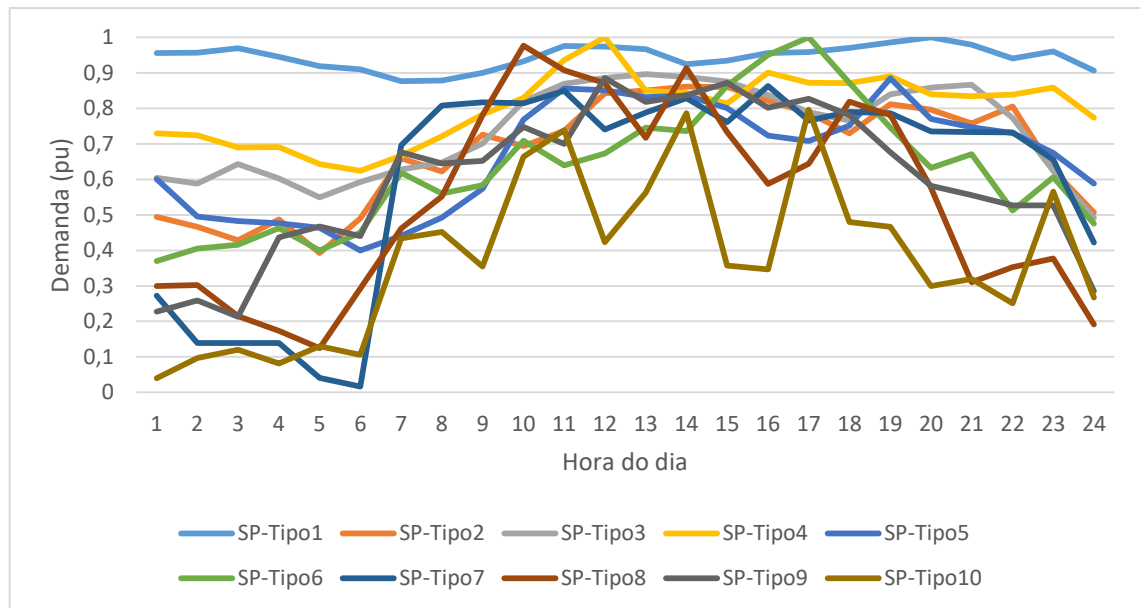
**Tabela 24 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público sábado**

	SP-Tipo1	SP-Tipo2	SP-Tipo3	SP-Tipo4	SP-Tipo5	SP-Tipo6	SP-Tipo7	SP-Tipo8	SP-Tipo9	SP-Tipo10
0	0,8967	0,4911	0,6574	0,6581	0,5447	0,5529	0,2586	0,0849	0,1784	0,2443
1	0,8854	0,4024	0,6652	0,6136	0,4666	0,4478	0,2098	0,1112	0,1648	0,1578
2	0,8796	0,4364	0,632	0,6379	0,4105	0,4142	0,2023	0,0805	0,3776	0,0757
3	0,8687	0,3096	0,6146	0,6878	0,3638	0,4247	0,1331	0,029	0,4138	0,0207
4	0,8685	0,5011	0,5857	0,5799	0,359	0,3394	0,133	0,0408	0,395	0,0795
5	0,8593	0,5668	0,6079	0,5005	0,2968	0,457	0,1295	0,2574	0,2775	0,0307
6	0,8688	0,6925	0,7037	0,4792	0,3551	0,5266	0,6941	0,4268	0,2687	0,2129
7	0,8967	0,7582	0,724	0,5529	0,5339	0,4421	0,7298	0,6509	0,3469	0,936
8	0,9321	0,824	0,8598	0,7352	0,7341	0,4931	0,737	0,8592	0,5385	0,4548

9	0,9002	0,9869	0,9053	0,8392	0,9182	0,5568	0,8412	0,9995	0,9023	0,4715
10	0,9022	0,9061	0,9045	0,9125	0,9582	0,5835	0,9118	0,9062	0,9476	0,7258
11	0,9291	0,9739	0,9136	0,875	0,9618	0,576	0,9691	0,9039	0,9105	0,5963
12	0,9335	0,9997	0,9085	0,9197	0,9996	0,5903	0,9851	0,9252	0,8886	0,3422
13	0,9418	0,8874	0,9323	0,8872	0,9717	0,5175	0,987	0,9435	0,9473	0,7075
14	0,9411	0,9381	0,9265	0,8834	0,949	0,5965	0,8881	0,8865	0,9993	0,5648
15	0,9191	0,9118	0,8711	0,8227	0,9334	0,6543	0,8654	0,8798	0,9709	0,4491
16	0,9335	0,8684	0,863	0,8395	0,8855	0,6001	0,8639	0,945	0,96	0,7495
17	0,9637	0,902	0,8516	0,7965	0,8457	0,4954	0,9647	0,9071	0,9671	0,3887
18	0,9666	0,8815	0,8636	0,8859	0,8846	0,57	0,9803	0,8998	0,7643	0,4683
19	0,9823	0,8501	0,8381	0,9422	0,8189	0,5857	0,98	0,7862	0,728	0,3486
20	0,9846	0,706	0,827	0,9508	0,7588	0,6902	0,9773	0,5502	0,7544	0,2354
21	0,9723	0,7513	0,7795	0,9083	0,7316	0,5398	0,9773	0,5428	0,6582	0,2659
22	0,9788	0,6254	0,7619	0,8721	0,6919	0,4986	0,9005	0,2848	0,6676	0,1306
23	0,9379	0,477	0,7591	0,8476	0,5845	0,4066	0,6661	0,1896	0,6164	0,3059

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 32 - Curvas de carga - Classe tarifária serviço público domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 25 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária serviço público domingo**

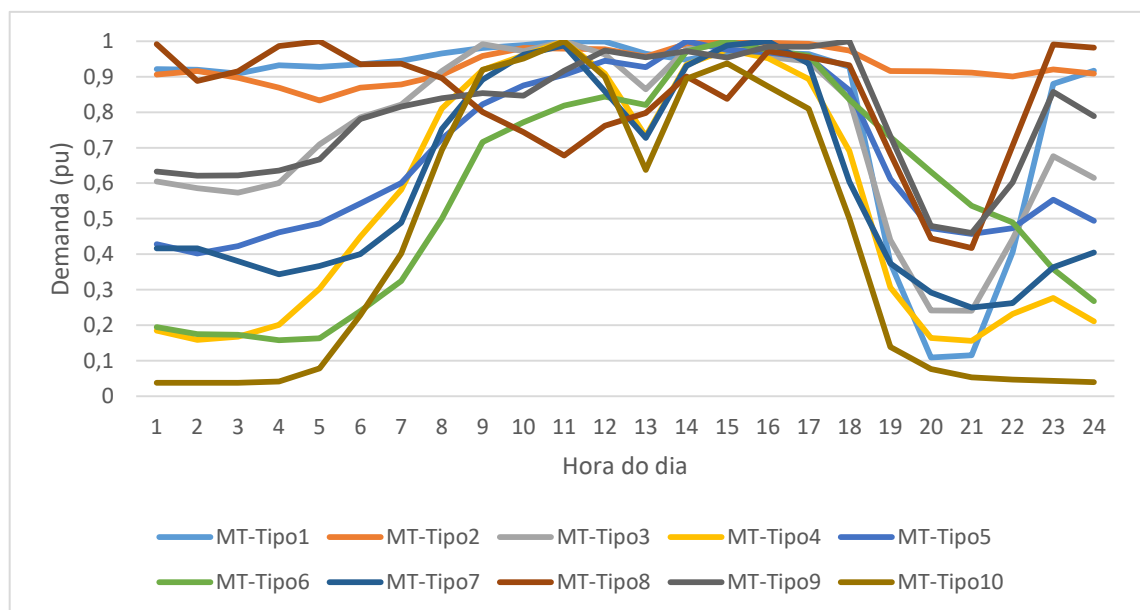
	SP-Tipo1	SP-Tipo2	SP-Tipo3	SP-Tipo4	SP-Tipo5	SP-Tipo6	SP-Tipo7	SP-Tipo8	SP-Tipo9	SP-Tipo10
0	0,956	0,4944	0,6047	0,7295	0,6008	0,3695	0,2725	0,3	0,2271	0,0397
1	0,9572	0,4662	0,5883	0,7244	0,4956	0,4049	0,1394	0,3023	0,2593	0,0966
2	0,9695	0,4285	0,6434	0,6896	0,483	0,4158	0,1393	0,2146	0,2132	0,1204
3	0,945	0,4873	0,6027	0,6909	0,4761	0,4629	0,1394	0,1734	0,4363	0,0817

4	0,9189	0,3928	0,5492	0,6435	0,4639	0,3993	0,0405	0,1246	0,4671	0,1303
5	0,91	0,4895	0,5929	0,6244	0,4	0,4501	0,0166	0,2921	0,4403	0,1055
6	0,8768	0,6593	0,6282	0,6669	0,4408	0,6184	0,6964	0,4616	0,6764	0,4343
7	0,8786	0,6227	0,6474	0,7214	0,4927	0,5598	0,8083	0,5521	0,6446	0,4519
8	0,9003	0,7256	0,7006	0,7829	0,5736	0,5832	0,8167	0,7814	0,6519	0,3547
9	0,9321	0,6935	0,8194	0,8296	0,7683	0,7086	0,8143	0,9763	0,7476	0,6642
10	0,9754	0,7373	0,8696	0,9362	0,8555	0,6394	0,8493	0,9071	0,6996	0,7388
11	0,9742	0,8427	0,8859	0,9999	0,8516	0,6732	0,7405	0,8709	0,8859	0,423
12	0,9668	0,8508	0,8965	0,8495	0,8316	0,7458	0,7881	0,7174	0,818	0,5625
13	0,9242	0,8613	0,8882	0,8429	0,8356	0,7359	0,8291	0,9138	0,8369	0,7866
14	0,9347	0,8601	0,8756	0,8137	0,801	0,8643	0,7609	0,7336	0,872	0,3569
15	0,9563	0,8218	0,8382	0,901	0,723	0,9504	0,863	0,5874	0,8018	0,3466
16	0,9585	0,787	0,7889	0,8723	0,7081	0,9999	0,7659	0,6437	0,827	0,7961
17	0,9701	0,7299	0,7653	0,8715	0,7513	0,8722	0,7899	0,8188	0,7806	0,4801
18	0,9859	0,8115	0,8395	0,8905	0,8848	0,7463	0,7864	0,7807	0,676	0,4662
19	1	0,7968	0,8582	0,8394	0,7704	0,6325	0,735	0,576	0,5815	0,2994
20	0,9798	0,7576	0,8669	0,834	0,7465	0,6712	0,7329	0,3101	0,5552	0,3193
21	0,9402	0,805	0,7729	0,8387	0,7303	0,5125	0,7327	0,3525	0,5266	0,2505
22	0,9604	0,6261	0,6244	0,8586	0,6747	0,6057	0,6559	0,3775	0,5264	0,5657
23	0,9064	0,507	0,4919	0,7742	0,5877	0,4752	0,4221	0,1916	0,2851	0,2672

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Nas Figuras 33 a 35 podem ser encontradas as curvas de carga para a média tensão em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. Já nas Tabelas 26 a 28 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessas.

**Figura 33 - Curvas de carga - Média tensão dia útil**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

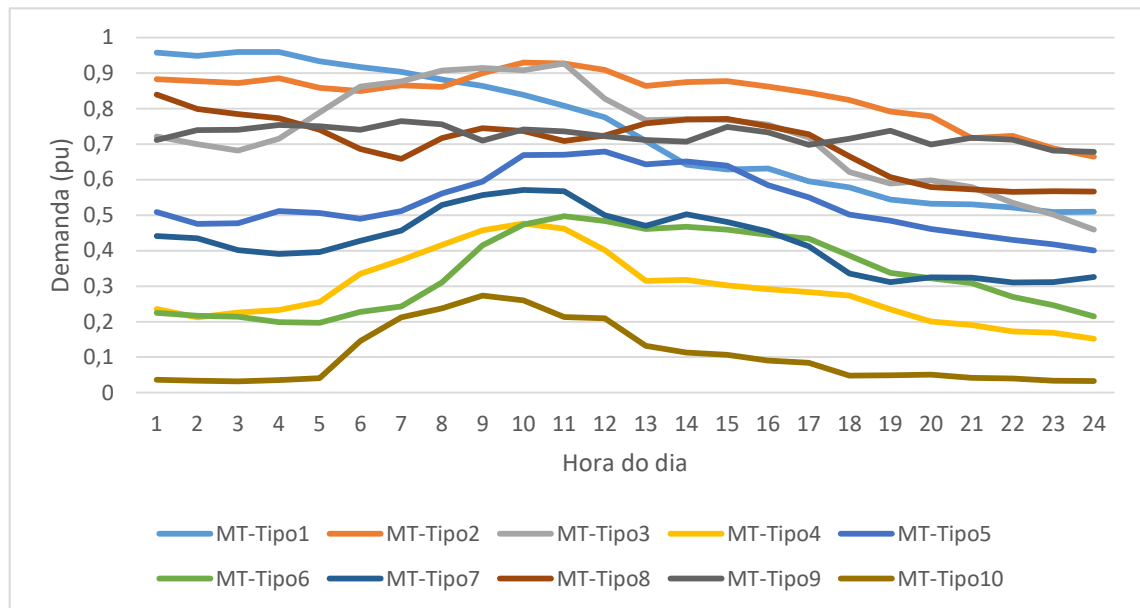


**Tabela 26 - Dados das curvas de carga - Média tensão dia útil**

	MT-Tipo1	MT-Tipo2	MT-Tipo3	MT-Tipo4	MT-Tipo5	MT-Tipo6	MT-Tipo7	MT-Tipo8	MT-Tipo9	MT-Tipo10
0	0,9213	0,9056	0,6047	0,1851	0,4285	0,1944	0,4166	0,9915	0,633	0,0382
1	0,9195	0,9157	0,5855	0,1586	0,4019	0,1748	0,4162	0,8881	0,6209	0,0376
2	0,909	0,8973	0,5731	0,1676	0,4227	0,1733	0,3804	0,9149	0,6217	0,0375
3	0,9319	0,8688	0,6	0,2013	0,4618	0,158	0,3433	0,9866	0,6355	0,0418
4	0,9281	0,8333	0,7094	0,3026	0,4864	0,1628	0,3673	1	0,6675	0,0781
5	0,9351	0,8689	0,7856	0,449	0,5426	0,2394	0,4004	0,9352	0,7805	0,2281
6	0,9449	0,8779	0,8216	0,5815	0,6004	0,3249	0,4887	0,9368	0,8156	0,4017
7	0,9655	0,9055	0,9163	0,8105	0,7251	0,5	0,7531	0,8958	0,8393	0,6933
8	0,9813	0,9582	0,9913	0,919	0,8222	0,7154	0,8915	0,8009	0,8533	0,9197
9	0,9894	0,981	0,9721	0,9602	0,8753	0,7716	0,9623	0,7435	0,8464	0,9509
10	1	0,9788	1	1	0,9052	0,8186	0,9884	0,678	0,9171	1
11	0,9991	0,9774	0,9632	0,9086	0,9444	0,8442	0,8592	0,7614	0,9734	0,8993
12	0,9644	0,9569	0,8648	0,7324	0,927	0,8202	0,7278	0,7978	0,9545	0,6369
13	0,9474	0,9924	0,9769	0,9339	1	0,9708	0,93	0,9003	0,9714	0,8944
14	0,9682	1	0,9935	0,976	0,9755	1	0,988	0,8379	0,9537	0,9375
15	0,9674	0,9955	0,9555	0,9517	0,9679	0,9745	1	0,972	0,9841	0,8723
16	0,9637	0,9929	0,943	0,8932	0,9537	0,9591	0,9367	0,9551	0,9844	0,8096
17	0,9278	0,9733	0,8388	0,6902	0,8614	0,8355	0,6036	0,9322	1	0,5005
18	0,3763	0,9155	0,4399	0,3062	0,6117	0,7301	0,3739	0,6833	0,733	0,1391
19	0,1087	0,9149	0,2412	0,1643	0,4734	0,6322	0,2918	0,4443	0,4797	0,0764
20	0,1155	0,9115	0,2403	0,1562	0,4571	0,5363	0,2501	0,4172	0,4597	0,0535
21	0,4054	0,9003	0,4423	0,2314	0,4736	0,4898	0,2624	0,706	0,602	0,0466
22	0,8802	0,9204	0,6763	0,277	0,5532	0,3575	0,3629	0,991	0,857	0,0433
23	0,9172	0,9089	0,6151	0,211	0,4944	0,2681	0,4051	0,9822	0,7892	0,0392

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 34 - Curvas de carga - Média tensão sábado**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

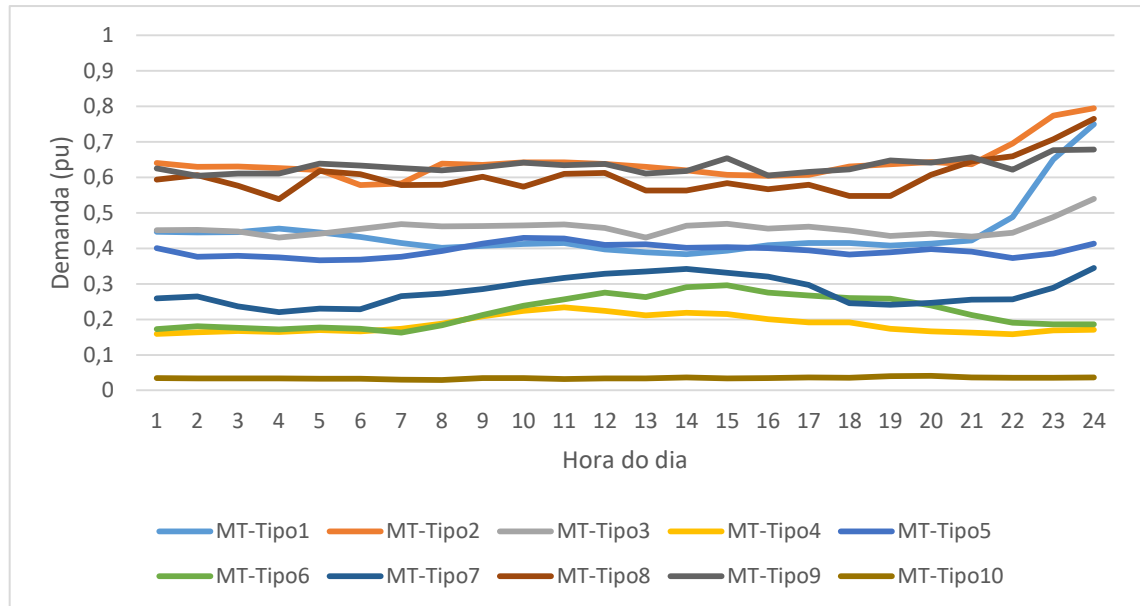
**Tabela 27 - Dados das curvas de carga - Média tensão sábado**

	MT-Tipo1	MT-Tipo2	MT-Tipo3	MT-Tipo4	MT-Tipo5	MT-Tipo6	MT-Tipo7	MT-Tipo8	MT-Tipo9	MT-Tipo10
0	0,9578	0,8828	0,7215	0,2356	0,5088	0,2252	0,4414	0,8401	0,7115	0,0366
1	0,9491	0,8772	0,6998	0,2124	0,4752	0,2163	0,4352	0,799	0,7393	0,0338
2	0,9595	0,8725	0,6817	0,2257	0,4773	0,214	0,4019	0,7844	0,7406	0,0322
3	0,9594	0,8857	0,7155	0,2332	0,5115	0,199	0,3903	0,7727	0,7542	0,0352
4	0,9339	0,859	0,7894	0,2555	0,5062	0,197	0,3958	0,7408	0,7502	0,0413
5	0,9173	0,8499	0,8624	0,3352	0,4896	0,2279	0,4273	0,6866	0,7405	0,1457
6	0,9034	0,8656	0,8768	0,3734	0,5112	0,2433	0,4568	0,6582	0,7648	0,2123
7	0,8823	0,8615	0,9076	0,4163	0,5609	0,3106	0,5286	0,7168	0,7555	0,2374
8	0,8638	0,9004	0,9147	0,4571	0,5942	0,4149	0,5562	0,7455	0,7102	0,2736
9	0,8392	0,9295	0,908	0,4764	0,6694	0,4733	0,5713	0,7371	0,7415	0,2597
10	0,8085	0,9274	0,9273	0,4619	0,6704	0,4973	0,5673	0,7094	0,7358	0,2128
11	0,7757	0,909	0,828	0,4012	0,6789	0,484	0,5002	0,7239	0,7226	0,2093
12	0,709	0,8638	0,7677	0,3148	0,6433	0,4608	0,47	0,7582	0,7114	0,1319
13	0,6422	0,8745	0,7707	0,3177	0,651	0,4673	0,5029	0,7695	0,7076	0,1133
14	0,6288	0,8779	0,7682	0,3026	0,6393	0,4596	0,481	0,7715	0,7485	0,1068
15	0,6319	0,8624	0,7552	0,292	0,5844	0,4444	0,454	0,7502	0,7329	0,0902
16	0,5955	0,8454	0,7188	0,2837	0,5499	0,4343	0,4123	0,7282	0,6985	0,0841
17	0,5785	0,8242	0,6217	0,2736	0,5016	0,3866	0,3355	0,6653	0,7153	0,0477
18	0,5439	0,7917	0,5892	0,2348	0,4841	0,3376	0,3113	0,6067	0,7375	0,0487
19	0,532	0,7788	0,5977	0,2005	0,4611	0,3223	0,3248	0,5789	0,6994	0,051
20	0,5302	0,7173	0,5791	0,1908	0,446	0,3085	0,3241	0,5727	0,7176	0,042
21	0,5217	0,7237	0,5347	0,1723	0,4301	0,2701	0,3108	0,566	0,7127	0,0397

22	0,5086	0,6885	0,5012	0,1686	0,4179	0,2465	0,3116	0,5676	0,6817	0,0339
23	0,5099	0,6646	0,4589	0,1519	0,4006	0,2148	0,3262	0,5664	0,6784	0,0328

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Figura 35 - Curvas de carga - Média tensão domingo**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 28 - Dados das curvas de carga - Média tensão domingo**

	MT-Tipo1	MT-Tipo2	MT-Tipo3	MT-Tipo4	MT-Tipo5	MT-Tipo6	MT-Tipo7	MT-Tipo8	MT-Tipo9	MT-Tipo10
0	0,4469	0,6408	0,4513	0,1593	0,4004	0,1722	0,2588	0,5939	0,6253	0,0345
1	0,4449	0,6295	0,4518	0,1632	0,376	0,1809	0,2643	0,6062	0,6048	0,034
2	0,4461	0,6304	0,448	0,1675	0,3794	0,1766	0,2367	0,5762	0,6112	0,0337
3	0,4561	0,6259	0,4303	0,1647	0,375	0,1715	0,2201	0,5385	0,6112	0,0337
4	0,4452	0,6203	0,4411	0,1699	0,3664	0,177	0,2306	0,618	0,6388	0,0333
5	0,4322	0,5781	0,4545	0,1662	0,368	0,1738	0,2281	0,6094	0,633	0,033
6	0,4151	0,5831	0,4683	0,1737	0,3761	0,1629	0,2655	0,5782	0,6265	0,0302
7	0,402	0,6388	0,4623	0,1882	0,3924	0,1838	0,2729	0,5788	0,6197	0,0293
8	0,4073	0,6355	0,463	0,2084	0,4131	0,2119	0,2853	0,6016	0,629	0,0345
9	0,4121	0,6427	0,4646	0,2239	0,4297	0,2387	0,3021	0,5742	0,6411	0,0351
10	0,4151	0,6424	0,4675	0,2341	0,4281	0,2567	0,317	0,6097	0,6342	0,0322
11	0,3969	0,638	0,4575	0,2243	0,4094	0,2757	0,3282	0,6129	0,6381	0,0334
12	0,3894	0,6298	0,4305	0,2113	0,4119	0,2625	0,3346	0,5628	0,6109	0,0335
13	0,3838	0,6196	0,4642	0,2188	0,4014	0,2909	0,3421	0,5629	0,6183	0,0361
14	0,3933	0,6076	0,4692	0,2148	0,403	0,2965	0,3314	0,5835	0,6539	0,0342
15	0,4084	0,6047	0,4554	0,2006	0,4005	0,2751	0,3201	0,5664	0,6055	0,0349
16	0,4152	0,6074	0,4612	0,1916	0,394	0,2669	0,2968	0,5795	0,6153	0,0361
17	0,415	0,631	0,4504	0,1911	0,3831	0,2604	0,2453	0,5479	0,6221	0,0358
18	0,4083	0,6372	0,435	0,1733	0,3888	0,258	0,2411	0,5475	0,6482	0,0399

19	0,4134	0,6431	0,4414	0,166	0,3983	0,2394	0,2467	0,6069	0,641	0,0411
20	0,4224	0,6368	0,4329	0,1628	0,3908	0,2121	0,2554	0,6446	0,6572	0,0362
21	0,4886	0,6959	0,4439	0,1582	0,3725	0,1907	0,2561	0,6594	0,6212	0,0355
22	0,6505	0,7736	0,4879	0,1691	0,3853	0,1859	0,2886	0,707	0,6766	0,0358
23	0,7495	0,7949	0,5395	0,1712	0,4136	0,1859	0,3452	0,765	0,6787	0,0362

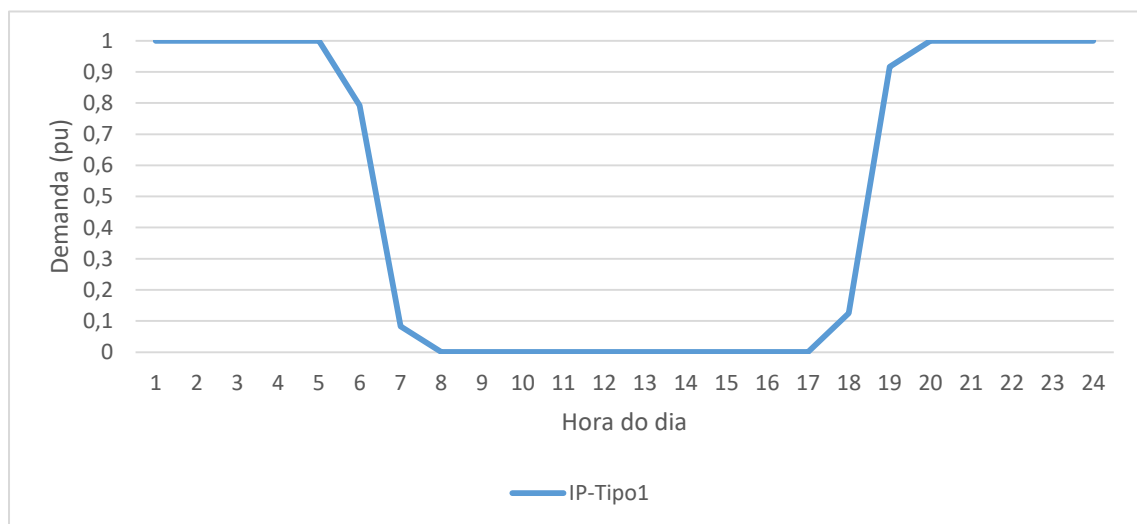
Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

Na Figura 36

**Figura 36 - Curva de carga - Classe tarifária iluminação pública**

pode ser encontrada a curva de carga para a classe iluminação pública. Já na Tabela 29 podem ser verificados os dados utilizados para a composição dessa. Nessa classe não existe segregação em dia útil, sábado e domingo.

**Figura 36 - Curva de carga - Classe tarifária iluminação pública**



Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

**Tabela 29 - Dados das curvas de carga - Classe tarifária iluminação pública**

	IP-Tipo1
0	1
1	1
2	1
3	1
4	1
5	0,7917
6	0,0833
7	0,0001
8	0,0001
9	0,0001
10	0,0001
11	0,0001
12	0,0001
13	0,0001
14	0,0001
15	0,0001
16	0,0001
17	0,125
18	0,9167
19	1
20	1
21	1
22	1
23	1

Fonte: Acervo Celesc Distribuição (2020).

## **APÊNDICE B - DADOS DE TEMPERATURA**

Nas Tabelas 30 a 32 podem ser verificadas as temperaturas horárias para cada mês do ano de 2019 em Florianópolis, Santa Catarina.

Tabela 30 - Temperaturas para dias úteis

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0h	23,409	22,252	20,813	18,114	17,109	16,582	18,865	21,365	23,009	24,319	24,08	26,791
1h	23,227	22,090	20,573	18,080	16,763	16,091	18,5	21	22,618	23,861	23,74	26,539
2h	22,822	22	20,404	17,928	16,459	15,860	18,21	20,856	22,45	23,423	23,34	26,260
3h	22,436	21,595	20,247	17,661	16,295	15,543	18	20,717	21,954	23,195	23,08	25,960
4h	22,081	21,285	20,113	17,361	16,086	15,273	17,355	20,504	21,75	22,885	22,655	25,730
5h	21,745	21,109	19,943	17,385	15,777	15	17,51	20,291	21,422	22,819	22,26	25,460
6h	21,409	20,914	19,665	17,257	15,540	14,852	17,175	20,213	21,063	22,547	22,045	25,173
7h	21,227	20,585	19,556	17	15,354	14,639	16,885	19,982	20,972	22,552	21,83	25,034
8h	20,845	20,157	19,421	16,766	15,259	14,321	16,63	19,791	20,677	22,161	21,6	24,960
9h	21,05	20,142	19,247	16,719	15,072	14,078	16,585	19,695	20,55	22,066	21,495	24,865
10h	22,7	20,966	19,530	16,857	15,104	14,278	16,28	19,773	20,4	22,1	21,77	25,317
11h	24,145	22,361	20,7	17,547	15,938	14,347	16,31	19,995	21,331	23,076	23,635	26,904
12h	25,045	23,395	21,791	18,485	16,895	15,904	18,545	21,078	23,740	24,461	24,875	28,239
13h	25,986	23,980	22,6	19,023	17,945	17,391	20,32	21,930	24,527	25,466	25,65	29,217
14h	26,809	24,728	23,626	19,666	18,927	18,426	21,585	22,621	25,440	26,2	26,52	30,239
15h	27,004	25,128	24,278	20,142	19,9	19,465	22,385	23,334	26,045	26,771	26,795	30,821
16h	26,777	25,176	24,895	20,461	20,168	20,065	23,285	23,639	26,577	26,995	27,14	31,339
17h	26,572	25,133	24,534	20,428	20,213	20,269	23,64	23,552	26,536	27,028	27,03	31,391
18h	26,159	24,885	24,004	20,338	19,968	20,221	23,705	23,1	26,122	26,804	26,725	30,947
19h	25,6	24,590	23,452	19,919	19,622	19,939	23,16	22,939	25,509	26,623	26,615	30,213
20h	24,954	24,090	22,930	19,538	19,068	19,256	22,405	22,247	25,122	25,823	26,315	29,530
21h	24,309	23,452	22,413	18,914	18,15	18,460	21,14	21,939	24,440	25,309	25,89	28,421
22h	23,809	22,833	21,726	18,480	17,722	17,786	20,095	21,586	23,859	24,804	25,2	27,791
23h	23,55	22,619	21,495	18,295	17,454	17,456	19,675	21,260	23,536	24,390	24,565	27,121

Fonte: INMET (2020).

Tabela 31 - Temperaturas para sábados

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0h	22,975	22,82	22,225	17,525	17,26	17,1	19,94	21,55	23,975	23,98	24,475	25,3
1h	22,75	22,66	22,125	17,575	17,14	16,5	19,68	21,55	23,25	23,74	24,325	25
2h	22,8	22,04	21,625	17,55	16,78	16,3	19,54	21,275	23,05	23	23,975	24,65
3h	22,525	21,62	21,675	17,375	16,68	15,55	19,34	21,175	22,575	22,24	23,85	24,775
4h	21,925	21,66	21,525	17,225	16,6	15,425	19,1	20,825	22,375	22,04	23,65	24,625
5h	21,75	21,18	21,25	17,125	16,32	14,575	19,125	20,5	22,125	21,98	23,7	24,3
6h	21,375	20,88	20,725	17,125	15,72	14,325	18,54	20,65	22,075	21,7	23,1	24,2
7h	21,325	20,66	20,4	16,525	15,66	13,95	18,12	20,425	21,45	21,3	23,15	24,175
8h	21,05	20,5	20,4	16,2	15,44	13,8	18,06	20,9	21,325	21,12	23,325	24,025
9h	21,325	20,94	20,225	16,3	15,12	15,833	18	20,75	21,525	21,06	23,05	24,05
10h	23,25	21,54	20,45	16,175	14,68	13,35	18,12	20,775	21,45	20,58	23,475	24,3
11h	24,725	22,76	21,4	16,975	14,76	13,575	18,16	21,175	22,05	22,72	25,075	25,5
12h	25,625	23,62	22,35	17,25	16,5	15,625	19,72	21,925	24,15	25,18	26,2	26,975
13h	26,75	23,98	23	18,45	18,72	17,05	21,48	23,225	24,4	26,34	28,175	26,05
14h	27,5	24,56	23,525	19,5	19,96	17,825	23,02	23,8	25,525	27,52	29,125	26,975
15h	27,6	25,1	23,75	20,05	20,68	18,675	24,38	24,1	26,05	28,02	29,775	27,525
16h	27,875	24,86	24,025	20,5	21,9	19,4	24,54	24,425	26,2	28,2	30	28,375
17h	27,975	24,56	23,25	20,7	20,82	19,975	24,86	24,65	25,8	28,68	29,55	28,55
18h	27,5	24,8	23,075	20,675	19,86	20,325	24,5	24,575	25,4	28,18	29,625	27,7
19h	27,25	24,14	22,75	20,05	19,54	19,775	23,34	23,675	25,1	27,88	29,05	27,575
20h	26,625	23,82	22,2	19,675	19,12	19,125	22,32	23,025	24,775	27,36	28,2	26,8
21h	25,625	23,34	21,85	19,325	17,9	18	21,52	22,35	24,275	26,4	27,35	26,525
22h	24,7	22,98	21,375	19,075	17,42	17,2	20,7	21,85	24,05	25,76	26,1	26,325
23h	24,2	22,68	21,1	18,775	17,08	16,775	20,24	21,225	24,05	25,3	25,375	25,925

Fonte: INMET (2020).



Tabela 32 - Temperaturas para domingos

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
0h	24,04	22,25	20,975	18,5	16,3	16,075	20,02	20,45	23,6	24,74	25,2	25,775
1h	23,86	22,05	21,025	18,1	15,5	15,775	19,38	20,125	23,025	24,3	25,475	25,6
2h	23,56	21,65	20,9	18,08	14,9	15,225	19,5	20,025	22,85	23,74	25	24,975
3h	22,82	21,45	20,475	18,16	14,85	14,825	19,3	19,35	22,375	23,02	24,6	24,575
4h	22,5	20,65	20,35	18,1	16,533	14,425	19,1	19,225	21,925	22,78	24,45	24,05
5h	22,28	20,35	20,125	17,84	14,125	14,125	18,82	19,1	22	22,36	24,525	23,575
6h	22,08	20,175	19,525	17,58	13,975	14,05	18,7	19	21,775	22,3	24,075	23,2
7h	21,88	20,375	19,1	17,66	13,475	13,875	18,48	19,05	21,475	22,2	23,8	23,1
8h	21,6	19,925	19,575	17,44	12,875	15,8	18,3	18,8	21,35	21,96	23,425	22,875
9h	21,96	19,775	19,95	17,12	13,375	13,225	18,4	18,775	21,075	21,74	24,05	22,825
10h	23,6	20,925	18,975	16,82	12,825	13,05	18,12	18,95	20,775	21,3	24,25	23,225
11h	24,94	22,25	19,675	17,68	14,333	13,25	18,04	18,975	21,6	22,5	25,625	24,5
12h	25,72	23,175	20,075	18,92	15,775	16,833	20,02	20,5	23,25	24,14	26,4	26,6
13h	27,08	24,1	21,35	19,62	16,775	16,55	21,58	21,45	24,025	24,98	27,35	27,8
14h	27,76	25,2	22,225	20,68	17,525	18,425	22,84	23,075	24,675	25,68	28,725	28,25
15h	26,78	25,125	22,725	21,02	18,375	18,65	23,28	23,425	25,125	26,9	28,1	29,6
16h	26,8	25,775	23,175	21,18	18	19,05	24,48	23,125	25,4	27,52	28,725	29,575
17h	26,7	25,975	23,125	21,58	18,05	18,75	24,84	23,525	25,275	27,48	28,35	29,025
18h	25,94	25,55	22,6	21,32	18,6	18,2	24,94	23,225	25,425	27,24	27,95	28,6
19h	25,8	24,8	22,15	20,86	18,625	18,25	24,62	23,4	24,85	26,42	24	28,775
20h	25,2	24,575	21,625	20,12	17,9	17,75	24,12	22,925	24,4	26,04	24,95	28,4
21h	24,62	23,425	20,875	19,24	17,65	16,9	22,16	22,225	23,65	25,52	25,1	27,875
22h	24,14	22,65	20,75	18,76	16,525	16,3	21,68	21,925	23,15	25,02	24,9	27,2
23h	23,96	22,3	20,2	18,7	16,925	16,1	20,94	21,675	23,1	24,68	23,725	26,45

Fonte: INMET (2020).