

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MÉTODO PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS LIMITES DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA QUE  
ALTERAM A NECESSIDADE DE REFORÇOS DETECTADA  
PELO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO**

**RONALDO SÉRGIO CHACON CAMARGOS**

**ORIENTADOR: RAFAEL AMARAL SHAYANI**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 641/2016**

**BRASÍLIA/DF: JULHO – 2016**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

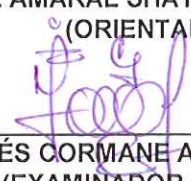
MÉTODO PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA QUE ALTERAM A NECESSIDADE  
DE REFORÇOS DETECTADA PELO PLANEJAMENTO DA  
EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

RONALDO SÉRGIO CHACON CAMARGOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

  
\_\_\_\_\_  
RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)

  
\_\_\_\_\_  
JORGE ANDRÉS CORMANE ANGARITA, Dr., FGA/UNB  
(EXAMINADOR INTERNO)

  
\_\_\_\_\_  
HUGO LAMIN, Dr., ANEEL  
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 28 de julho de 2016.

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

CAMARGOS, RONALDO SÉRGIO CHACON

Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão [Distrito Federal] 2016.

xxi, 195p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2016).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- |                             |                               |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 1. Planejamento de expansão | 2. Redes de distribuição      |
| 3. Geração distribuída      | 4. Energia solar fotovoltaica |
| I. ENE/FT/UnB               | II. Título (série)            |

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

CAMARGOS., R. S. C. (2016). Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão, Publicação PPGENE.DM-641/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 195p.

## **CESSÃO DE DIREITOS**

AUTOR: Ronaldo Sérgio Chacon Camargos.

TÍTULO: Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão.

GRAU: Mestre                      ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Ronaldo Sérgio Chacon Camargos

QNE 29 lote 17 – Taguatinga Norte

72.125-290; Brasília – DF – Brasil.

*Dedico este trabalho a minha estimada avó Nilza França Sá*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus tios Euclides Chacon e Júlia Elmira, pelo incentivo constante e pelo imensurável apoio, sem os quais essa pesquisa não teria sido concluída. Peço que me perdoem pela injustiça de não poder coloca-los como coautores deste trabalho, lugar onde seus nomes mereciam estar.

Agradeço novamente ao meu primo e amigo, Pedro Chacon, pela confiança e pela admiração recíprocas.

Agradeço a minha namorada, Talyta, a qual soube dividir pacientemente a minha atenção com os trabalhos sobre energia distribuída fotovoltaica nessa reta final.

Agradeço ao amigo e orientador, prof. Rafael Shayani, pela atuante, compreensiva, competente e sábia orientação, pois soube lapidar e extrair de mim os frutos deste trabalho.

Agradeço ao amigo e professor Marco Aurélio, por ter me acolhido e me dado um norte no início das pesquisas que culminaram com este trabalho.

Agradeço à Karen Schmidt por ter me levado até os srs. Frederico Dourado e Ricardo Dias, que, através de suas experiências no planejamento de redes de distribuição da Companhia Energética de Brasília, contribuíram para um melhor entendimento do assunto e, também, forneceram dados indispensáveis à realização da pesquisa.

Agradeço ao sr. Hugo Lamin e ao prof. Jorge Cormane, pela disponibilidade em fazer parte da banca avaliadora do trabalho.

Agradeço a todos amigos e familiares que participaram dessa etapa, e que, se aqui fossem listados, eu poderia cometer a injustiça de esquecer algum nome.

*“Dificuldades e obstáculos  
são fontes valiosas de saúde e força  
para qualquer sociedade.”*

Albert Einstein (1879-1955)

## RESUMO

### **MÉTODO PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA QUE ALTERAM A NECESSIDADE DE REFORÇOS DETECTADA PELO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO**

Devido ao constante aumento no consumo de energia elétrica pela sociedade, novas modalidades de geração surgiram trazendo com elas a utilização de energias renováveis como fonte primária para a geração de eletricidade. Dessa forma, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) surgiu como uma excelente opção para atender a essa demanda crescente de energia através da conexão de micro e minicentraís geradoras diretamente à rede de distribuição. Todavia, os alimentadores não estão preparados e precisam se adaptar a essa nova realidade.

As redes de distribuição possuem um planejamento a ser seguido para sua expansão e ele deve considerar a instalação de geração distribuída (GD). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) exige que a expansão dos alimentadores seja planejada considerando a inserção desse tipo de geração, entretanto ela não define como isso deve ser feito. Com o intuito de contribuir para o preenchimento dessa lacuna, o presente trabalho propõe um método para a identificação dos limites de GDFV que alteram a necessidade de reforços detectada pelo planejamento da expansão de redes de distribuição de média tensão. Esse método analisa os critérios de carregamento, nível de tensão e perdas técnicas antes e após a instalação dessa geração.

Após a aplicação do método em duas redes radiais, uma hipotética e uma real, variando-se as curvas de carga, conclui-se que a inserção de GDFV pode alterar as situações consideradas críticas pelo planejamento da expansão. Tradicionalmente, a situação crítica para a rede acontece quando a demanda dos consumidores é máxima, contudo, quando se instala GDFV, os cenários que exigem reforços para o alimentador ocorrem nos momentos em que a GDFV injeta maior potência na rede: nas horas de maior irradiância solar e menor consumo.

## **ABSTRACT**

### **METHOD FOR IDENTIFICATION THE PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION LIMITS THAT CHANGE THE REQUIREMENTS OF REINFORCEMENTS DETECTED BY AUGMENTATION PLANNING OF MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS**

Because of the constant increase in the electric energy consumption by society, new types of generation arose bringing together the use of renewables energies as the primary source for electricity generation. In this way, the photovoltaic distributed generation (PVDG) arose as one excellent option to meet this growing demand of energy through the direct connection to distribution networks of micro and minigenerators. However, these distribution networks are not prepared to receive those connections and they need to adapt to this new reality.

The distributions networks have a planning for their augmentation and it must consider the installation of distributed generation (DG). However, the National Electric Energy Agency only requests that the network augmentation be planned considering the insertion of this kind of generation and it does not determine how this must be done. In this context, this study proposes a method for the identification of PVDG limits that change the requirements of reinforcements detected by the augmentation planning of medium voltage distribution networks. This method analyzes the criteria of loading, tension level and technical losses before and after the installation of PVDG.

After the method application in two radials networks, one hypothetical and one real, varying the load curves, it concludes that the PVDG insertion can change the critical situations detected by the augmentation planning. Traditionally, the network's critical scenario occurs when energy demand by consumers is maximum. However, when the PVDG is installed, the situations those requires reinforcements for the network are verified at the moments that PVDG inject more power in the network: when the solar irradiance is bigger and the energy demand is smaller.



# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1	O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO .....	4
2.1.1	Situação atual do sistema.....	5
2.1.2	Previsão de demanda .....	5
2.1.3	Estudos elétricos .....	6
2.1.4	Formulação de alternativas.....	7
2.1.5	Análise econômica.....	8
2.1.6	Resumo esquemático .....	9
2.2	OS IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA .....	9
2.2.1	Inversão do fluxo de potência.....	10
2.2.2	Sobrecorrente.....	11
2.2.3	Elevação de tensão.....	12
2.2.4	Perdas técnicas.....	13
2.2.5	Aspectos gerais .....	14
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	18
3.1	O MÉTODO .....	18
3.1.1	As rotinas.....	18
3.1.2	O passo-a-passo do algoritmo.....	21
3.1.3	Dados de saída .....	23
3.1.4	Flexibilidade .....	25
3.2	MATERIAIS.....	26
3.2.1	Ambiente computacional.....	26
3.2.2	Critérios restritivos .....	27
3.2.3	Curvas de carga .....	28
3.2.4	Curva de irradiância solar.....	30
3.2.5	Previsão de demanda .....	30
3.2.6	Alimentador hipotético .....	31
3.2.7	Alimentador real .....	35

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	40
4.1	ALIMENTADOR HIPOTÉTICO.....	40
4.1.1	Unidades consumidoras com curvas de carga exclusivamente industriais....	40
4.2	ALIMENTADOR REAL.....	73
4.2.1	Sem GDFV .....	77
4.2.2	Com GDFV .....	92
5	CONCLUSÃO.....	111
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	113
	APÊNDICES .....	116
A.	ALIMENTADOR HIPOTÉTICO – RESULTADOS PARA UNIDADES COMERCIAIS E RESIDENCIAIS.....	117
	Unidades consumidoras com curvas de carga exclusivamente comerciais.....	117
	Unidades consumidoras com curvas de carga exclusivamente residenciais .....	146
	ANEXOS.....	176
A.	DADOS DAS CURVAS DE CARGA.....	177
B.	DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR .....	180
C.	PARÂMETROS DO ALIMENTADOR HIPOTÉTICO.....	181
D.	MODELAGEM DO ALIMENTADOR HIPOTÉTICO SEM GDFV .....	182
E.	PARÂMETROS DO ALIMENTADOR TG01 .....	185
F.	MODELAGEM DO ALIMENTADOR TG01 SEM GDFV.....	189

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Faixa de tensão considerada adequada (ANEEL, 2016). .....	28
Tabela 3.2 – Características elétricas dos condutores (CEB, 2002). .....	33
Tabela 3.3 – Características elétricas dos transformadores (Mamede Filho, 2011). .....	33
Tabela 3.4 – Alimentador hipotético: bases do sistema pu. ....	34
Tabela 3.5 – Parâmetros elétricos dos condutores (CEB, 2002). ....	38
Tabela 3.6 – Características elétricas dos transformadores (Mamede Filho, 2011). .....	38
Tabela 3.7 – Alimentador TG 01: bases do sistema pu. ....	39
Tabela 4.1 – Perdas técnicas industrial – Ano 1. ....	49
Tabela 4.2 – Perdas técnicas – Indústrias. ....	55
Tabela 4.3 – Comparação das perdas técnicas – Indústrias – Ano 4. ....	60
Tabela 4.4 – Maiores carregamentos – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4. ....	62
Tabela 4.5 – Maiores tensões – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4. ....	64
Tabela 4.6 – Maiores carregamentos – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4. ....	65
Tabela 4.7 – Maiores tensões – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4. ....	66
Tabela 4.8 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Indústrias – Ano 4. ....	68
Tabela 4.9 – Limites de GDFV em valores absolutos – Indústrias. ....	69
Tabela 4.10 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 1. ....	80
Tabela 4.11 – Maiores carregamentos – TG01 – Domingo – Ano 1. ....	84
Tabela 4.12 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 5. ....	88
Tabela 4.13 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 4. ....	89
Tabela 4.14 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 3. ....	90
Tabela 4.15 – Maiores carregamentos – TG01 – Domingo – Ano 5. ....	91
Tabela 4.16 – Perdas técnicas – TG01. ....	92
Tabela 4.17 – Maiores carregamentos – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4. ....	94
Tabela 4.18 – Maiores carregamentos – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4. ....	96
Tabela 4.19 – Maiores carregamentos – TG01 – 95% GDFV – Dia útil – Ano 4. ....	99
Tabela 4.20 – Maiores tensões – TG01 – 95% GDFV – Dia útil – Ano 4. ....	100
Tabela 4.21 – Maiores carregamentos – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4. ....	103
Tabela 4.22 – Maiores tensões – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4. ....	105
Tabela 4.23 – Perdas técnicas – TG01 com e sem GDFV – Ano 4. ....	106
Tabela 4.24 – Limites de GDFV em valores absolutos – TG01. ....	107

Tabela A.1 – Perdas técnicas – Comércio.....	130
Tabela A.2 – Maiores carregamentos – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.....	136
Tabela A.3 – Maiores tensões – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.....	137
Tabela A.4 – Maiores carregamentos – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.....	139
Tabela A.5 – Maiores tensões – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.....	140
Tabela A.6 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Comércio – Ano 4.....	141
Tabela A.7 – Limites de GDFV em valores absolutos – Comércio.....	142
Tabela A.8 – Perdas técnicas – Residências.....	157
Tabela A.9 – Maiores carregamentos – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.....	159
Tabela A.10 – Maiores tensões – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.....	160
Tabela A.11 – Menores tensões – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.....	162
Tabela A.12 – Maiores carregamentos – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4..	163
Tabela A.13 – Maiores tensões – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.....	164
Tabela A.14 – Maiores carregamentos – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4. ...	166
Tabela A.15 – Maiores tensões – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.....	167
Tabela A.16 – Maiores tensões – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.....	169
Tabela A.17 – Maiores carregamentos – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4. ..	170
Tabela A.18 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Residências – Ano 4.....	171
Tabela A.19 – Limites de GDFV em valores absolutos – Residências.....	172
Tabela A.1 – Curva de carga normalizada – Residencial – Dia útil (modificado-CEB, 2011).....	177
Tabela A.2 – Curva de carga normalizada – Comercial – Dia útil (modificado-CEB, 2011). .....	177
Tabela A.3 – Curva de carga normalizada – Industrial – Dia útil (modificado-CEB, 2011). .....	178
Tabela A.4 – Curva de carga normalizada – Residencial – Domingo.....	178
Tabela A.5 – Curva de carga normalizada – Comercial – Domingo.....	179
Tabela A.6 – Curva de carga normalizada – Industrial – Domingo.....	179
Tabela B.1 – Irradiância solar e desvio padrão anuais (modificado – Lopes, 2011).....	180
Tabela C.1 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador hipotético (modificado-Lopes, 2011). .....	181
Tabela C.2 – Identificação das barras de carga do alimentador hipotético (modificado-Lopes, 2011). .....	181

Tabela E.1 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01 (modificado-Shayani, 2010).....	185
Tabela E.2 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01 (modificado-Shayani, 2010).....	187

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Horizonte de planejamento para 5 anos. ....	6
Figura 2.2 – Resumo esquemático do processo de planejamento de SDMT. ....	9
Figura 2.3 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição (modificada – Shayani, 2010). ....	10
Figura 2.4 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com GDFV (modificada – Shayani, 2010). ....	11
Figura 2.5 – Queda de tensão em uma rede radial (Shayani, 2010). ....	12
Figura 2.6 – Elevação de tensão em uma rede radial com GDFV (Shayani, 2010). ....	13
Figura 2.7 – Demanda comercial e potência gerada pela GDFV (modificado – Shayani, 2010). ....	15
Figura 2.8 – Potência resultante de uma UC com GDFV (modificado – Shayani, 2010)...	15
Figura 2.9 – Exemplos de alteração de desempenho de redes radiais causada pela inserção de GDFV (modificado – Oliveira, 2011). ....	16
Figura 3.1 – Rotina das horas. ....	20
Figura 3.2 – Rotina dos anos. ....	20
Figura 3.3 – Sequência lógica do algoritmo ....	24
Figura 3.4 – Alimentador hipotético: condutores, dimensões e enumeração das barras (modificado – Lopes, 2011). ....	32
Figura 3.5 – Alimentador hipotético: transformadores e fator de potência (modificado – Lopes, 2011). ....	32
Figura 3.6 – Alimentador TG01: Esquema elétrico com numeração das barras (modificado- Shayani, 2010). ....	35
Figura 3.7 – Alimentador TG01: principais distâncias e seções retas dos cabos (Shayani, 2010). ....	36
Figura 3.8 – Alimentador TG01: potência dos transformadores (modificado-Shayani, 2010). ....	36
Figura 3.9 – Alimentador TG01: extensão e posição dos transformadores (Shayani, 2010). ....	37
Figura 4.1 – Alimentador hipotético: condutores, dimensões e enumeração das barras (modificado – Lopes, 2011). ....	41
Figura 4.2 – Localização dos valores extremos de tensão. ....	46
Figura 4.3 – Localização dos ramos com elevados valores de sobrecarga. ....	48

Figura 4.4 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.....	63
Figura 4.5 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.....	67
Figura 4.6 – Alimentador TG01: principais distâncias e seções retas dos cabos (Shayani, 2010).....	74
Figura 4.7 – Alimentador TG01: Esquema elétrico com numeração das barras (modificado-Shayani, 2010).....	74
Figura 4.8 – Alimentador TG01: potência dos transformadores (modificado-Shayani, 2010).....	75
Figura 4.9 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e máximos e mínimos de tensão – TG01 –Dia útil – Ano 1.....	81
Figura 4.10 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e de tensão – TG01 – 90% – Dia útil – Ano 4.....	101
Figura 4.11 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e de tensão – TG01 – 85% – Domingo – Ano 4.....	104
Figura A.1 – Localização dos valores máximos e mínimos de tensão e das maiores correntes de carga – Dia útil comercial – Ano 1.....	121
Figura A.2 – Localização dos valores máximos e mínimos de tensão e das maiores correntes de carga – Residencial – Ano 1.....	151
Figura A.3 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 35% GDFV – Dia útil residencial às 13h – Ano 4.....	161

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 – Curva de carga típica normalizada para um dia útil (modificado – CEB, 2011).....	28
Gráfico 3.2 – Curva de carga típica normalizada para um domingo típico.....	29
Gráfico 3.3 – Irradiância solar e desvio padrão anuais (modificado – Lopes, 2011).....	30
Gráfico 4.1 – Potência resultante – Dia útil industrial – Ano 1.....	42
Gráfico 4.2 – Potência resultante – Domingo industrial – Ano 1.....	42
Gráfico 4.3 – Maiores valores de tensão – Dia útil industrial – Ano 1. ....	43
Gráfico 4.4 – Menores valores de tensão – Dia útil industrial – Ano 1. ....	44
Gráfico 4.5 – Maiores valores de tensão – Domingo industrial – Ano 1. ....	44
Gráfico 4.6 – Menores valores de tensão – Domingo industrial – Ano 1. ....	45
Gráfico 4.7 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 1. ....	47
Gráfico 4.8 – Maiores carregamentos – Domingo industrial – Ano 1. ....	47
Gráfico 4.9 – Perfil de tensão da barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil industrial. .....	50
Gráfico 4.10 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil industrial.	50
Gráfico 4.11 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo industrial. .....	51
Gráfico 4.12 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo industrial. .....	52
Gráfico 4.13 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 5. ....	53
Gráfico 4.14 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 4. ....	53
Gráfico 4.15 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 3. ....	54
Gráfico 4.16 – Maiores carregamentos – Domingo industrial – Ano 5. ....	55
Gráfico 4.17 – Potência resultante – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4. ....	57
Gráfico 4.18 – Potência resultante – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4. ....	57
Gráfico 4.19 – Maiores carregamentos – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4. ....	58
Gráfico 4.20 – Maiores carregamentos – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4. ....	58
Gráfico 4.21 – Menores tensões – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.....	59
Gráfico 4.22 – Menores tensões – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.....	60
Gráfico 4.23 – Potência resultante – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4. ....	63
Gráfico 4.24 – Potência resultante – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4. ....	67



Gráfico 4.25 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.....	70
Gráfico 4.26 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo industrial – Ano 4.....	70
Gráfico 4.27 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil industrial – Ano 5.....	72
Gráfico 4.28 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo industrial – Ano 5.....	72
Gráfico 4.29 – Curva de carga típica normalizada – Dia útil (Lopes, 2011).....	76
Gráfico 4.30 – Curva de carga típica normalizada – Domingo (modificado – Lopes, 2011). .....	76
Gráfico 4.31 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – Dia útil – Ano 1. ....	77
Gráfico 4.32 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – Domingo – Ano 1. .	78
Gráfico 4.33 – Maiores valores de tensão – TG01 – Dia útil – Ano 1.....	79
Gráfico 4.34 – Menores valores de tensão – TG01 – Dia útil – Ano 1.....	79
Gráfico 4.35 – Maiores valores de tensão – TG01 – Domingo – Ano 1.....	82
Gráfico 4.36 – Menores valores de tensão – TG01 – Domingo – Ano 1.....	83
Gráfico 4.37 – Perfil de tensão barra 1 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Dia útil. ....	85
Gráfico 4.38 – Perfil de tensão barra 144 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Dia útil.	85
Gráfico 4.39 – Perfil de tensão barra 1 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Domingo. .	86
Gráfico 4.40 – Perfil de tensão barra 144 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Domingo. .....	87
Gráfico 4.41 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4. ....	95
Gráfico 4.42 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4. ....	95
Gráfico 4.43 – Menores valores de tensão – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4.....	97
Gráfico 4.44 – Menores valores de tensão – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4.....	97
Gráfico 4.45 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 90% GDFV – Dia útil – Ano 4. ....	101
Gráfico 4.46 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4. ....	104
Gráfico 4.47 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Dia útil – Ano 4.....	108
Gráfico 4.48 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Domingo – Ano 4.....	108
Gráfico 4.49 – – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Dia útil – Ano 5.....	109
Gráfico 4.50 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Domingo – Ano 5.....	110
Gráfico A.1 – Potência resultante – Dia útil comercial – Ano 1.....	118
Gráfico A.2 – Potência resultante – Domingo comercial – Ano 1.....	118

Gráfico A.3 – Maiores valores de tensão – Dia útil comercial – Ano 1.....	119
Gráfico A.4 – Menores valores de tensão – Dia útil comercial – Ano 1.....	119
Gráfico A.5 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 1.....	120
Gráfico A.6 – Maiores valores de tensão – Domingo comercial – Ano 1.....	122
Gráfico A.7 – Menores valores de tensão – Domingo comercial – Ano 1.....	122
Gráfico A.8 – Maiores carregamentos – Domingo comercial – Ano 1.....	123
Gráfico A.9 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil comercial.	124
Gráfico A.10 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil comercial. .....	124
Gráfico A.11 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo comercial. .....	125
Gráfico A.12 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo comercial. .....	126
Gráfico A.13 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 5.....	127
Gráfico A.14 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 4.....	128
Gráfico A.15 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 3.....	128
Gráfico A.16 – Maiores carregamentos – Domingo comercial – Ano 5.....	129
Gráfico A.17 – Potência resultante – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.....	131
Gráfico A.18 – Potência resultante – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.....	132
Gráfico A.19 – Maiores carregamentos – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.....	133
Gráfico A.20 – Maiores carregamentos – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.....	133
Gráfico A.21 – Menores tensões – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4. ....	134
Gráfico A.22 – Menores tensões – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4. ....	134
Gráfico A.23 – Potência resultante – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.....	138
Gráfico A.24 – Potência resultante – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.....	141
Gráfico A.25 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil comercial – Ano 4. ....	143
Gráfico A.26 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo comercial – Ano 4. ....	144
Gráfico A.27 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil comercial – Ano 5. ....	145
Gráfico A.28 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo comercial – Ano 5. ....	145
Gráfico A.29 – Potência resultante – Dia útil residencial – Ano 1. ....	146
Gráfico A.30 – Potência resultante – Domingo residencial – Ano 1. ....	147
Gráfico A.31 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 1. ....	148
Gráfico A.32 – Maiores carregamentos – Domingo residencial – Ano 1. ....	148
Gráfico A.33 – Maiores tensões – Dia útil residencial – Ano 1.....	149

Gráfico A.34 – Menores tensões – Dia útil residencial – Ano 1.....	150
Gráfico A.35 – Maiores tensões – Domingo residencial – Ano 1.....	150
Gráfico A.36 – Menores tensões – Domingo residencial – Ano 1.....	151
Gráfico A.37 – Perfil de tensão na barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil residencial.....	152
Gráfico A.38 – Perfil de tensão na barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil residencial.....	153
Gráfico A.39 – Perfil de tensão na barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo residencial.....	153
Gráfico A.40 – Perfil de tensão na barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo residencial.....	154
Gráfico A.41 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 5. ....	155
Gráfico A.42 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 4. ....	155
Gráfico A.43 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 3. ....	156
Gráfico A.44 – Maiores carregamentos – Domingo residencial – Ano 5. ....	157
Gráfico A.45 – Potência resultante – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4. ....	161
Gráfico A.46 – Potência resultante – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4. ....	165
Gráfico A.47 – Potência resultante – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4. ....	168
Gráfico A.48 – Potência resultante – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4. ....	168
Gráfico A.49 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.....	172
Gráfico A.50 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo residencial – Ano 4.....	173
Gráfico A.51 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil residencial – Ano 5.....	174
Gráfico A.52 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo residencial – Ano 5.....	175

## LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GWh	Gigawatt-hora
I	Corrente
$I_{base}$	Corrente de base
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MW	Megawatt
$MW_p$	Megawatt-pico
P	Potência ativa
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
$P_u$	Por Unidade
Q	Potência reativa
R	Resistência
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional
$S_{base}$	Potência de base

UC	Unidade Consumidora
V	Volt
VA	Volt Ampère
Var	Volt ampère reativo
$V_{base}$	Tensão de base
W	Watt
X	Reatância
Z	Impedância
$Z_{base}$	Impedância de base
$\Omega$	Ohm

# 1 INTRODUÇÃO

É inquestionável que as sociedades modernas dependem da energia elétrica. A melhora contínua no padrão de vida da população mundial, leva a um constante aumento no consumo de eletricidade. E, se há um crescimento na demanda, é necessário que exista uma elevação correspondente na capacidade de produção de energia. Essa conjuntura faz com que a busca por novas fontes de energia elétrica se torne cada vez mais intensa, pois, além de aumentar a quantidade de energia a ser gerada, ter diversos tipos de geração reduz a dependência de uma só fonte, o que eleva a confiabilidade do sistema elétrico.

Nesse contexto, as fontes renováveis (fotovoltaica, eólica, biomassa, etc.) surgiram como uma excelente alternativa, visto que elevam a capacidade de geração e diversificam a matriz energética. Junto com essas fontes renováveis, surgiu um novo modo de geração, a geração distribuída (GD), que é definida como uma central geradora de energia elétrica, de qualquer potência, com instalação conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de consumidores (ANEEL, 2012a).

Dentre as fontes de GD, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) é apontada como a mais promissora em termos de inserção na matriz energética brasileira e, por isso, está sendo considerada para fins de planejamento no Brasil (EPE, 2014). Estudos recentes da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apontam que a GDFV será responsável por aproximadamente 664 MW<sub>p</sub> de capacidade de geração em 2023, apresentando uma média de crescimento anual de 38% entre os anos de 2014 e 2023 (EPE, 2014).

Todavia, o sistema de distribuição não está preparado para receber pequenas unidades geradoras em grande escala, uma vez que ele não foi concebido para isso. Sabe-se que a inserção de GDFV causa alterações no desempenho dos alimentadores, sendo que elas podem ser benéficas ou prejudiciais, dependendo do montante inserido. O mapeamento desses impactos causados pela GDFV já está difundido na literatura e há trabalhos recentes que descrevem como a inserção desse tipo de geração altera o comportamento das redes de média tensão (Camargos; Shayani; Oliveira, 2016a, 2016b).

Novos estudos devem ser feitos para que os alimentadores sejam capazes de se adequar a essa nova realidade. Nesse contexto, o estudo do presente trabalho tem como escopo o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição e como ele deve se adequar para que leve em consideração a instalação de GDFV.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulação do sistema de distribuição, estabelece, no Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), os requisitos mínimos que o planejamento da expansão do sistema de distribuição deve atender. Ciente da tendência de crescimento da GD, o PRODIST tem-se adaptado para que o planejamento da expansão contemple a inserção de GD na sua abordagem (ANEEL, 2015a). Apesar de exigir que a conexão de GD seja levada em conta no planejamento da expansão do sistema de distribuição, o PRODIST não define como isso deve ser feito, deixando a cargo de cada distribuidora o método a ser utilizado.

Com o objetivo de preencher essa lacuna, o presente trabalho propõe um método que visa identificar os limites de GDFV que alterem a necessidade de reforços na rede detectadas pelo planejamento da expansão do sistema de distribuição. Devido à extensão do sistema de distribuição, este trabalho se limita a estudar os ramais de média tensão, que, de acordo com o PRODIST, são chamados de sistema de distribuição de média tensão (SDMT). Através desses limites de GDFV, dois cenários ficam definidos quando se insere geração nas redes de distribuição: no primeiro, o escopo é encontrar o menor valor de GDFV que posterga o reforço no alimentador detectado pelo planejamento da expansão do SDMT; e no segundo, procura-se o menor valor de GDFV que exige outros reforços na rede por conta dos impactos prejudiciais causados por essa geração.

O capítulo 2 faz uma apresentação do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de média e tensão, mostrando os critérios técnicos mínimos que têm de ser levados em consideração no planejamento e o divide nas principais etapas. Ainda nesse capítulo, são discutidos os impactos técnicos causados pela inserção de GDFV na rede que influenciam e alteram o planejamento previsto.

O terceiro capítulo contém a explicação do método, detalhando os passos essenciais do algoritmo e especificando os dados de entrada necessários e as informações obtidas na saída.

As curvas de carga e irradiância solar utilizadas no estudo também são descritas neste capítulo, juntamente com as redes analisadas, uma hipotética e uma real.

O método é aplicado aos materiais descritos no capítulo 3 e os resultados são apresentados no quarto capítulo, onde também são feitas as discussões. E, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões obtidas na dissertação e também são propostos trabalhos para a continuidade do estudo aqui desenvolvido.



## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

O planejamento da expansão do sistema elétrico no Brasil consiste, basicamente, em fazer incrementos de carga e de geração e analisar se as redes comportarão esses aumentos ou se necessitarão de reforços. Dessa forma, uma série de fatores (horizonte de planejamento, parâmetros elétricos analisados, ...) influenciam o planejamento, sendo que estes mudam conforme o segmento do sistema. Isso significa que cada setor do sistema elétrico – geração, transmissão e distribuição – apresenta peculiaridades no que concerne ao seu planejamento.

O trabalho tem, como um dos seus escopos, a inserção de geração distribuída (GD) no sistema elétrico. E sabe-se que a GD se conecta ao sistema através de unidades consumidoras (UC), que são atendidas pelas redes de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, o planejamento de expansão aqui tratado será o do sistema de distribuição, mais especificamente o planejamento da expansão do sistema de distribuição de média tensão (SDMT). Entende-se como SDMT o aglomerado de equipamentos e de linhas de distribuição cuja função essencial, na maioria das vezes, é o atendimento de UC's, devendo possuir níveis de tensão entre 1 e 69 kV e podendo conter GD (ANEEL, 2012a).

O presente capítulo traz os critérios de como a regulação brasileira atual determina que o planejamento da expansão das redes de distribuição de média tensão seja feito. Logo após, são mostrados os impactos técnicos da inserção da geração distribuída tipo fotovoltaica (GDFV) e como esse tipo de geração pode impactar o planejamento objeto de estudo desta dissertação.

### **2.1 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO**

O planejamento da expansão do sistema de distribuição consiste, resumidamente, na realização de estudos objetivando a identificação das condições operativas e da confiabilidade do sistema, tendo como princípio a projeção de crescimento da demanda solicitada ao longo dos anos (Candian, 2008).

Com o intuito de facilitar a compreensão do processo de planejamento do SDMT, pode-se dividi-lo em algumas etapas principais. São elas:

- i. Situação atual do sistema;
- ii. Previsão de demanda;
- iii. Estudos elétricos;
- iv. Formulação de alternativas; e
- v. Análise econômica.

### **2.1.1 Situação atual do sistema**

A primeira etapa do processo consiste em conhecer como o sistema funciona no momento atual. Isso se dá através do levantamento de seus parâmetros elétricos e da realização de estudos elétricos para se saber as condições operativas. São eles:

- Topologia da rede: área ou subterrânea e cabos condutores com seus parâmetros elétricos (resistência e reatância);
- Transformadores abaixadores: potência nominal, localização espacial na rede e parâmetros elétricos (resistência e reatância); e
- Carga dos blocos de consumidores: valores das potências ativa e reativa solicitadas e suas posições ao longo do ramal.

Os parâmetros dos estudos realizados nesta etapa são os mesmos realizados na terceira etapa do processo de planejamento.

### **2.1.2 Previsão de demanda**

A previsão de demanda é a realização de estudos que culminam com a projeção do aumento de carga. Assim, a previsão de demanda determina a carga com a qual a rede deverá operar em cada ano do planejamento.

O Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece os critérios mínimos que os estudos de previsão de demanda devem contemplar, sendo que os principais são descritos a seguir.

- O horizonte de previsão deve ser de 5 anos com periodicidade anual, ou seja, faz-se uma previsão para 5 anos; e, a cada ano, novos estudos são realizados para verificar o aumento projetado. A Figura 2.1 facilita a compreensão dos anos em que a carga é estimada e a quantidade de vezes que a demanda sofre incrementos;
- A carga característica deve possuir patamares típicos conforme a curva de carga constatada no sistema em análise, isso fazendo distinção entre os horários de ponta e fora-de-ponta; e
- A conexão de GD deve ser levada em conta, considerando as características de geração, disponibilidade e sazonalidade.



Figura 2.1 – Horizonte de planejamento para 5 anos.

### 2.1.3 Estudos elétricos

Os estudos elétricos do planejamento da expansão têm como ponto de partida o diagnóstico do SDMT existente, etapa descrita no item 2.1.1 (ANEEL, 2015a). Dessa forma, conhecendo-se a topologia da rede, os transformadores abaixadores, a carga característica do alimentador e determinada a previsão de demanda, pode-se realizar estudos elétricos para estimar o desempenho da rede para os anos do horizonte do planejamento. Sendo que os estudos são baseados em cálculos de fluxo de carga e, a partir dos resultados, os parâmetros

de interesse são obtidos direta e/ou indiretamente. Esses parâmetros de interesse, conforme o Módulo 2 do PRODIST, são:

- i. Carregamento, que é o valor percentual máximo da capacidade de condução de corrente da rede, seja ele obtido em condutores ou em equipamentos, podendo ocorrer em qualquer instante do dia e em qualquer dia típico (dia útil, sábado e domingo);
- ii. Avaliação das perdas técnicas, que consiste em calcular e em analisar os indicadores de perdas técnicas<sup>1</sup> definidos no Módulo 7 PRODIST;
- iii. Análise do perfil de tensão, isto é, obtém-se os valores de tensão nas barras do alimentador e verifica-se se algum deles ultrapassou os limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST; e
- iv. Estimativa da confiabilidade, obtida através do cálculo do DEC e FEC<sup>2</sup> previsto para a rede em estudo.

Apesar da ANEEL definir os critérios mínimos a serem analisados, ela não especifica como isso deve ser realizado, deixando o método a ser empregado em aberto. Isso permite que procedimentos distintos sejam adotados por cada distribuidora, desde que incluam os requisitos explicados acima nos seus planejamentos.

A realização dos estudos elétricos e a verificação dos indicadores devem ser realizados para todos os anos do horizonte de planejamento da expansão considerando a demanda estimada. Apesar dos indicadores mínimos exigidos pelo PRODIST serem quatro, este trabalho irá analisar o planejamento do SDMT considerando, somente, os três primeiros indicadores, visto que a estimativa da confiabilidade foge ao escopo do presente estudo.

#### **2.1.4 Formulação de alternativas**

---

<sup>1</sup> Perdas técnica é toda a energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos físicos (ANEEL, 2015b), tendo o efeito joule como principal.

<sup>2</sup> Os indicadores de confiabilidade DEC e FEC são definidos como sendo, respectivamente, a duração equivalente de interrupção por UC e a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (ANEEL, 2012a).

Após a realização dos estudos elétricos para os anos do planejamento e a análise dos seus resultados, é possível saber se algum dos indicadores ultrapassou os limites, sejam aqueles estabelecidos pela Agência Reguladora ou aqueles definidos pela própria concessionária. Se nenhum dos limites tenham sido transgredidos, nenhum reforço na rede será necessário para que ela suporte os aumentos de carga previsto. Caso contrário, alguma benfeitoria deverá ser realizada naquele ramal de distribuição para que o mesmo seja capaz de atender à demanda estimada sem desrespeitar os limiares dos indicadores. É nesse momento que soluções para a infração aos limites são elaboradas e propostas, sendo que, na maioria das vezes, pode haver mais de uma maneira de resolver o mesmo problema.

Em seguida à elaboração de intervenções na rede, os estudos elétricos devem ser realizados novamente para saber se a benfeitoria formulada de fato resolveu o problema que havia sido constatado. Assim, novos estudos são feitos considerando os reforços já implantados no sistema, ou seja, a rede estudada é modificada e, então, analisada para saber se as adversidades detectadas foram sanadas.

Uma vez que a formulação de alternativas é necessária somente quando os limites estabelecidos são ultrapassados, essa etapa do processo de planejamento só existe se for detectada a necessidade de implantar reforços na rede. E, somente após a certeza de que as propostas contornaram as adversidades, é que as soluções são avaliadas economicamente.

### **2.1.5 Análise econômica**

Após a certificação técnica das formulações propostas, estas devem sofrer uma análise de viabilidade econômica. Essa avaliação econômica consiste basicamente no levantamento de todos os investimentos e todas as despesas vinculadas às formulações propostas cujo propósito é resultar em um valor total considerando todo o horizonte de tempo. Como o objetivo desta etapa é a obtenção de um valor final referenciado a uma mesma data para todas as alternativas elaboradas, técnicas de engenharia econômica são aplicadas (Eletrobrás, 1982).

Pelo fato dessa dissertação não abordar as questões econômicas, optou-se por não detalhar esse último passo do processo de planejamento do SDMT.

### 2.1.6 Resumo esquemático

Com o intuito de resumir e ilustrar todo o processo discutido nos itens anteriores, segue na Figura 2.2 uma síntese esquemática de todo o processo discutido nos itens anteriores.

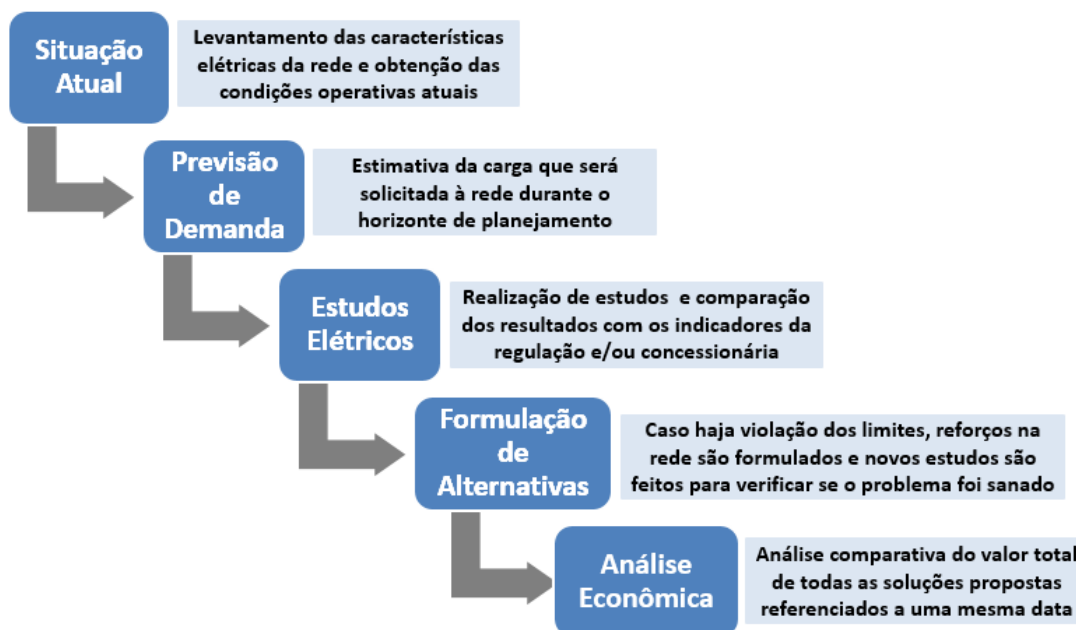


Figura 2.2 – Resumo esquemático do processo de planejamento de SDMT.

Apesar de apresentado o planejamento de SDMT em cinco passos principais, ver-se-á que a influência da GDFV apresentada e discutida nesse trabalho aplica-se somente até a terceira etapa, de estudos elétricos, porque a inserção deste tipo de geração causa alteração no desempenho da rede modificando alguns dos indicadores mínimos exigidos pela ANEEL.

No tópico a seguir, serão discutidos os impactos técnicos causados pela instalação de GDFV em ramais radiais de distribuição.

## 2.2 OS IMPACTOS TÉCNICOS CAUSADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Como a instalação de GD se dá, por definição, diretamente nas redes de distribuição (ANEEL, 2012b) e o tradicional planejamento da expansão destas redes não considera a

possibilidade de receber pequenos geradores, a conexão de múltiplas unidades com micro ou minigeração ocasiona modificações de desempenho. E essas alterações de performance são chamadas de impactos técnicos.

Para se fazer uma análise quantitativa e/ou qualitativa dessas modificações, é necessário conhecer o tipo de GD, isto é, qual a fonte primária dos geradores – luz, vento, rejeitos orgânicos, etc. Uma vez que cada tipo de GD possui particularidades que influenciam a potência de saída do gerador, que, por sua vez, influi na potência injetada na rede. Sendo que a injeção de energia na rede é um dos principais fatores de influência nos impactos técnicos (Camargos; Shayani; Oliveira, 2016a).

Agora serão descritos os principais impactos da GDFV, tipo de geração objeto de estudo deste trabalho, e como ela modifica o desempenho dos ramais de distribuição.

### 2.2.1 Inversão do fluxo de potência

A Figura 2.3 ilustra o sentido do fluxo de energia normal em uma rede radial de distribuição. Nota-se que a potência flui da subestação da distribuidora para as unidades consumidoras, sendo que a quantidade que percorre cada trecho reduz a medida que o alimentador se afasta da subestação. Conclui-se, dessa forma, que esse fluxo de potência possui sentido definido e invariável.

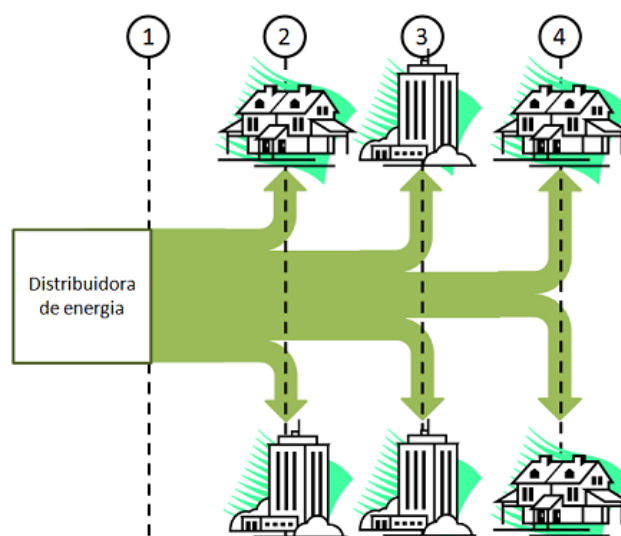


Figura 2.3 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição (modificada – Shayani, 2010).

Considere, agora, que houve a instalação de GDFV em algumas unidades consumidoras no alimentador e a potência gerada pela GDFV ultrapassou a demanda onde ela foi instalada. Com isso, ao invés de consumir energia da rede, essas UC's estão fornecendo energia à rede. Essa situação é ilustrada na Figura 2.4. Note que a energia gerada pela GDFV foi suficiente para alimentar todos consumidores conectados àquele ramal de distribuição, fazendo com que a rede recebesse potência, cenário para o qual ela não foi projetada.

Então, dependendo do número de UC's que instalem GDFV e da potência dessa geração, a inversão do fluxo de energia pode sofrer alteração. Logo pode-se afirmar que o sentido do fluxo de potência é bidirecional e varia conforme a quantidade de GDFV instalada, o que dificulta o dimensionamento de condutores e transformadores do alimentador (Shayani, 2010).

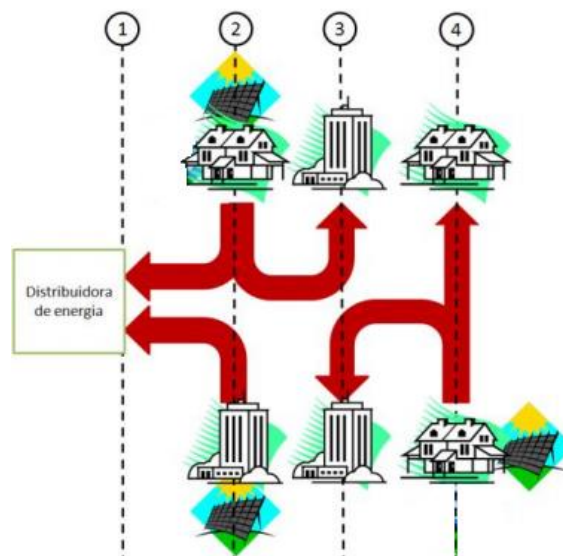


Figura 2.4 – Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com GDFV (modificada – Shayani, 2010).

### 2.2.2 Sobrecorrente

Diz-se que um condutor ou equipamento está com sobrecorrente quando ele está conduzindo uma corrente elétrica acima de sua capacidade nominal. Isto é, quando passa pelo componente uma corrente superior ao seu limite de condução, o qual é a máxima corrente



elétrica suportada pelo condutor ou equipamento sem que ele atinja temperaturas prejudiciais aos materiais que o constituem. Essa capacidade de condução de corrente também é conhecida como ampacidade (Oliveira, 2011).

Percebe-se, então, que a ampacidade é um importante critério a ser observado no momento de dimensionamento de elementos da rede, como exemplo, os condutores e os transformadores.

Nos alimentadores radiais convencionais, ou seja, sem GDFV, o dimensionamento da rede e de seus elementos é uma tarefa bem definida, pois o fluxo de potência ocorre em um sentido único e bem definido. Todavia a inserção de GDFV na rede altera o seu funcionamento, sendo que essa modificação não é constante e depende da quantidade de geração instalada. Dessa forma, a instalação GDFV culmina complicando um ofício que antes era elementar (Camargos, 2013).

### 2.2.3 Elevação de tensão

Para que os consumidores não sejam prejudicados, o dimensionamento dos condutores deve ser tal que a queda de tensão provocada por eles esteja dentro dos limites estabelecidos pela regulação. Essa queda de tensão é explicada, de maneira simplificada, pela passagem de corrente elétrica pela resistência dos cabos desde a subestação até o chegar ao consumidor. Essa situação é ilustrada abaixo na Figura 2.5.

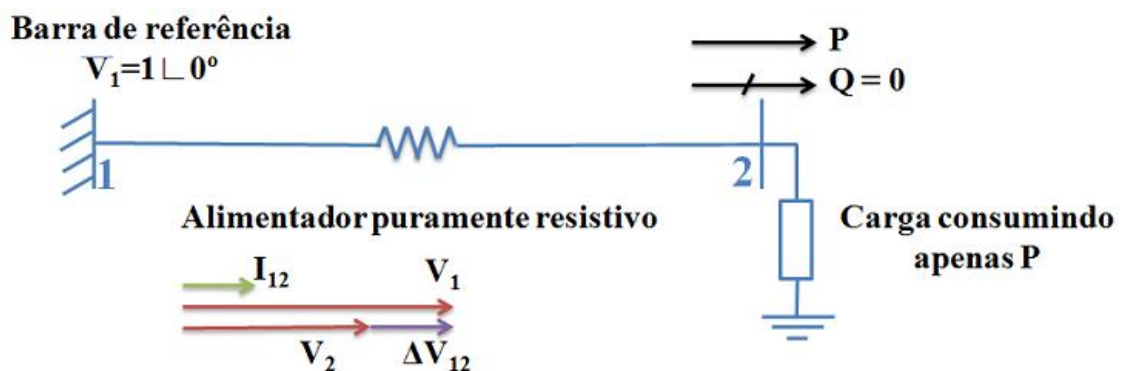


Figura 2.5 – Queda de tensão em uma rede radial (Shayani, 2010).

Contudo, viu-se que a inserção de GDFV nos alimentadores radiais pode ocasionar a inversão do sentido do fluxo de potência, de forma que a corrente parte da unidade consumidora em direção à subestação. Esse fenômeno, ilustrado na Figura 2.6, provoca uma elevação de tensão na carga, efeito inverso da situação mostrada na Figura 2.5 (Camargos; Shayani; Oliveira, 2016b).

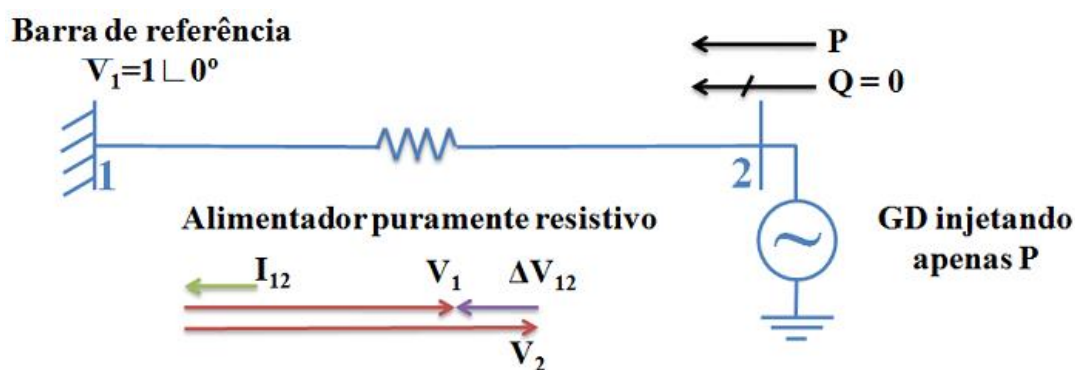


Figura 2.6 – Elevação de tensão em uma rede radial com GDFV (Shayani, 2010).

#### 2.2.4 Perdas técnicas

As perdas técnicas ocorrem devido aos fenômenos físicos provocados pela condução de energia ao longo do sistema, dissipando parte da energia transmitida (ANEEL, 2015a). Logo, quanto maior a quantidade de energia que percorre os elementos do sistema, maior será o valor dessas perdas. E a GDFV, por atender à parte das cargas junto aos consumidores, reduz a corrente elétrica circulante nas redes, o que pode causar uma redução da energia dissipada ao percorrer os alimentadores (Guedes, 2013).

Todavia, a capacidade da GDFV de reduzir as perdas técnicas depende da potência que será injetada na rede. Segundo, Machado, 2014, à medida que a potência desse tipo de GD aumenta, as perdas técnicas são reduzidas até um determinado valor e, a partir desse ponto, ocorre uma elevação na quantidade de energia dissipada quando se incrementa a GDFV inserida na rede.

Existem outras perturbações na rede causadas pela inserção de GDFV na literatura que não foram detalhadas – como harmônicas, ilhamento não-intencional, perda de proteção, etc. – por fugir ao escopo do trabalho.

### 2.2.5 Aspectos gerais

Visto os principais impactos causados pela inserção de GDFV em ramais radiais de distribuição, existem aspectos desse tipo de GD que merecem ser ressaltados. Um deles é que a GDFV possui uma curva de geração bem caracterizada ao longo do dia, ou seja, a potência deste tipo de geração possui um perfil típico determinado. Isso acontece porque a fonte de energia é a luz solar e o comportamento do sol é bastante conhecido. Por exemplo, sabe-se que a maior incidência de luz solar ocorre por volta das 12h e o intervalo de tempo em que há irradiância solar é entre as 6h e as 18h, aproximadamente.

Não se pode deixar de destacar que as curvas de irradiância solar são obtidas a partir de medições em um local e em um período de tempo determinado. Dessa forma, há fatores que influenciam a incidência de luz solar sobre os painéis fotovoltaicos e não podem faltar em uma análise do potencial de geração. Um deles é a localização no globo terrestre, pois é sabido que quanto mais distante da linha do equador há menos luz solar durante o ano, por isso que próximos aos polos os dias tem duração inferior às noites. Outro fator importante é o clima, porque, se está nublado, as nuvens reduzem a irradiância solar que chega à superfície das placas fotovoltaicas, reduzindo a potência gerada (Oliveira, 2011).

Outro aspecto essencial nas análises de impactos técnicos da GDFV é a curva de carga da unidade que instala a geração, visto que os impactos causados estão intimamente relacionados à potência resultante da UC – dada pela diferença entre a demanda e a geração – sendo que, quando a geração supera a demanda, a UC injeta energia na rede, e quanto maior for esse fornecimento de energia, maiores serão os impactos causados (Camargos, 2016a).

A Figura 2.7 ilustra as curvas de carga e de geração de um consumidor com GDFV.

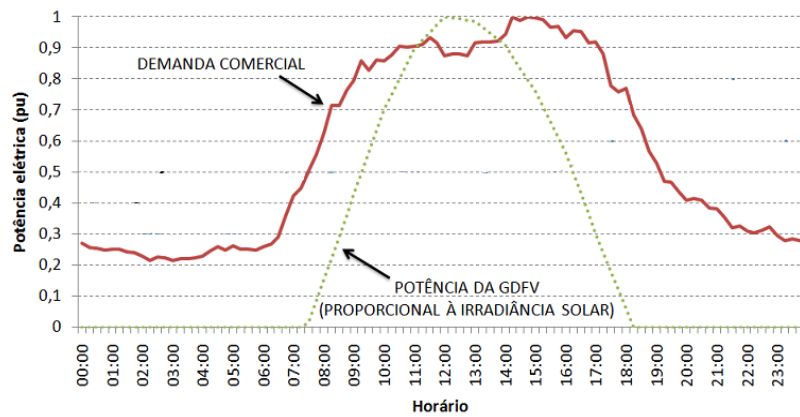


Figura 2.7 – Demanda comercial e potência gerada pela GDFV (modificado – Shayani, 2010).

A Figura 2.8 mostra a potência resultante, ou seja, a diferença entre a demanda e geração, da mesma UC da Figura 2.7. Observa-se que, entre 12h e 13h, houve uma injeção de potência na rede pois a potência de geração superou o valor da demanda.

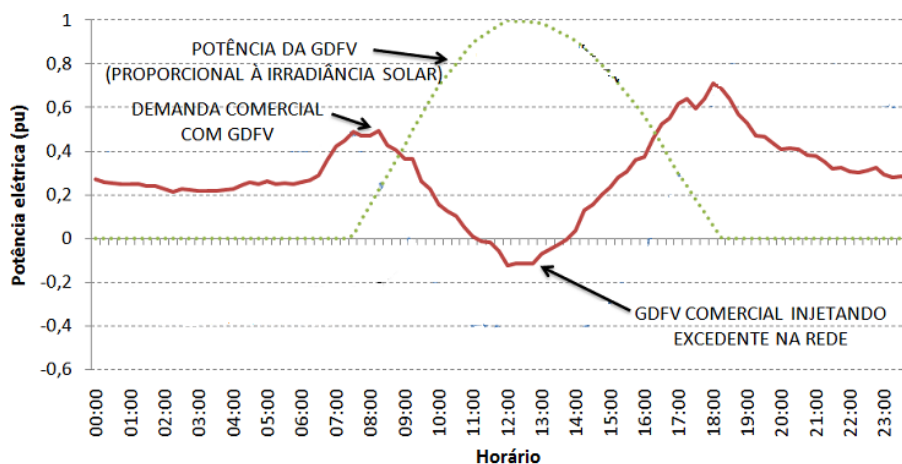


Figura 2.8 – Potência resultante de uma UC com GDFV (modificado – Shayani, 2010).

Dessa forma, deve-se analisar os impactos da GDFV em uma rede radial de distribuição levando em conta a potência de geração e a demanda da unidade consumidora, para que se consiga saber se houve ou não a injeção de potência e, em caso de injeção, qual foi essa quantidade de injeção.

Um último ponto importante é no que diz respeito às alterações no desempenho das redes causadas pela GDFV. Como essas alterações são comumente denominadas de impactos técnicos, pode-se entender que todas essas modificações sejam prejudiciais à rede, fato que

nem sempre ocorre. A inserção de GDFV pode ser benéfica, melhorando a performance do alimentador.

Para facilitar a compreensão dessas situações diferentes, observe a Figura 2.9.

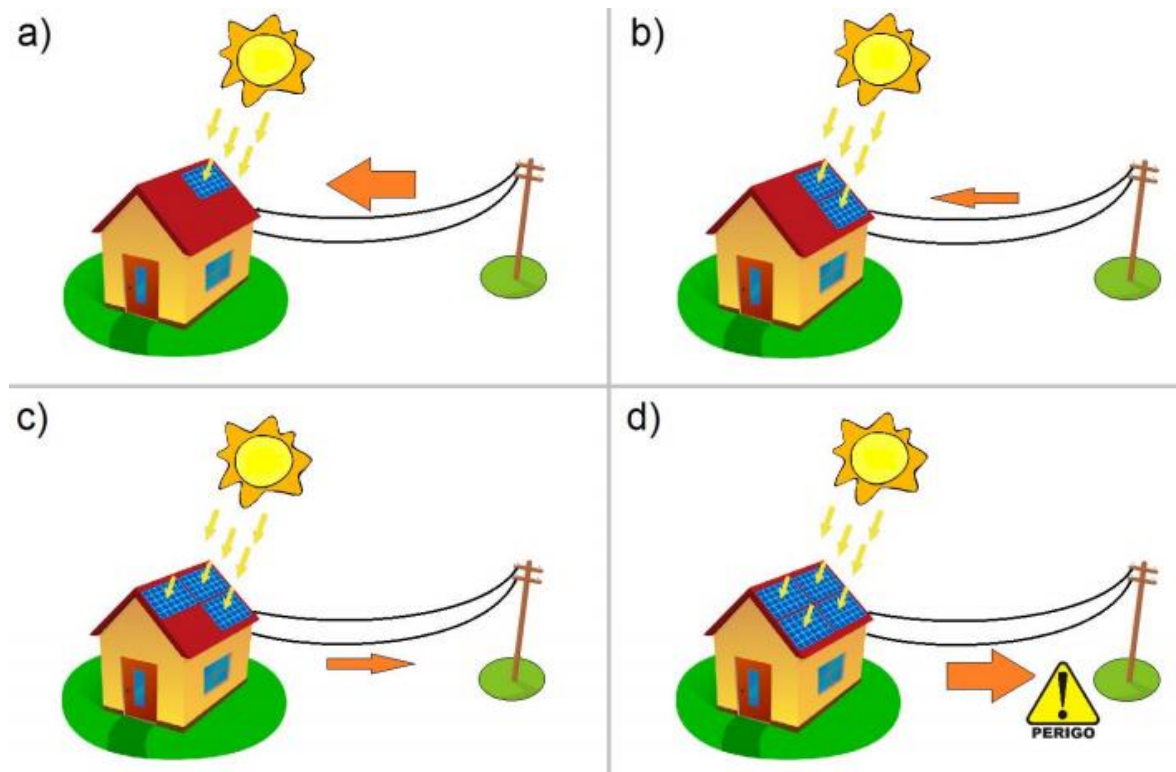


Figura 2.9 – Exemplos de alteração de desempenho de redes radiais causada pela inserção de GDFV (modificado – Oliveira, 2011).

Comparando-se a letra a) com a letra b), pode-se tirar algumas conclusões. Primeiro, nota-se que a potência instalada de GDFV aumentou, pois na situação b) há mais painéis instalados que no caso a). Esse aumento de GDFV fez com que a quantidade de potência fornecida pela rede seja menor na situação b), pois a diferença de demanda nos dois casos é fornecida pelo incremento de geração. Nesse caso, a GDFV beneficiou a rede, porque a redução do fluxo de potência alivia o carregamento do alimentador, já que condutores e equipamentos têm de conduzir um valor menor de corrente elétrica. E a redução do carregamento traz outros benefícios consigo, há uma redução no valor das perdas técnicas e ameniza a queda de tensão ao longo do ramal – a redução da corrente elétrica diminui o efeito joule e, também a queda de tensão.

Na situação c) instalou-se mais placas fotovoltaicas, de maneira que a potência gerada superou a demanda consumida, fazendo com que a UC injetasse potência na rede. Continuou-se incrementando a quantidade de painéis, o que eleva a potência injetada na rede, até que o caso d) foi alcançado. Quando se eleva demasiadamente a quantidade de energia fornecida à rede, a GDFV pode ser prejudicial ao seu funcionamento, podendo causar: sobrecorrente em equipamentos e/ou condutores, valores de tensão elevados nas barras de carga e até mesmo aumentar as perdas técnicas (Machado, 2014).

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

Agora que são conhecidos os principais fatores que influenciam a produção da GDFV e as etapas principais do processo de planejamento de SDMT, propõe-se um método que visa identificar os limites de GDFV que alterem a necessidade de reforços na rede prevista pelo planejamento. Logo após, neste mesmo capítulo, apresentam-se as redes radiais de distribuição e suas características onde o método proposto será aplicado.

#### **3.1 O MÉTODO**

Propõe-se a seguir um algoritmo cujo objetivo é identificar os limites de GDFV que alteram a necessidade de reforços na rede definidos pelo planejamento, sendo que esses reforços podem ser postergados ou antecipados dependendo da quantidade de GDFV instalada. Dessa maneira, o algoritmo realiza o planejamento da expansão do SDMT sem GDFV, abordando os critérios de carregamento, perfil de tensão e perdas técnicas, e, depois, insere a geração para identificar os valores percentuais de GDFV que alteram a necessidade de reforços, tendo como saída os valores percentuais encontrados.

Ver-se-á que o método proposto trabalha o planejamento de SDMT até a terceira etapa, de estudos elétricos. Nenhuma alternativa é formulada para solucionar os problemas detectados pelos estudos e, por consequência, é inexistente qualquer tipo de análise econômica exigida no planejamento. Isso porque as duas últimas etapas do processo de planejamento fogem ao escopo do trabalho, o qual concentra-se nas avaliações dos impactos técnicos causados pela GDFV na rede ao longo do horizonte determinado pelo planejamento.

##### **3.1.1 As rotinas**

O algoritmo é composto por duas rotinas principais: uma responsável pela realização dos cálculos de cada ano do horizonte de planejamento e outra responsável para cada hora do dia. Isto é, a primeira rotina dá o comando para a repetição dos procedimentos para cada ano, variando a demanda dos consumidores anualmente, e a segunda controla as iterações realizadas ao longo do dia.

Com isso, pode-se definir quais são as informações de entrada do programa, ou seja, os dados mínimos necessários para que o algoritmo funcione. Para os cálculos realizados em um dia são necessárias as curvas de carga e de irradiância solar e o valor da área instalada com placas fotovoltaicas, enquanto que para os cálculos anuais é necessário conhecer a variação de demanda entre dois anos consecutivos. Dessa forma, são mantidos constante os valores da potência da luz solar ao longo dos anos e as curvas de carga não sofrem variação em seu formato típico de um ano para o outro. A área instalada é constante ao longo do dia e pode sofrer variação ao longo dos anos, mas essa variável será discutida mais adiante.

O algoritmo é iniciado pela rotina dos anos, que faz a leitura do valor da área instalada e, logo em seguida, aciona a iteração das horas, pois não há incremento de demanda no primeiro ano.

A cada hora, o algoritmo faz a leitura dos valores de demanda e de irradiância. Assim, ele consegue obter a potência resultante de cada UC, dada pela diferença entre consumo e geração. Após substituir a demanda pela potência resultante nas barras das UC's, o programa calcula o fluxo de carga para aquela hora. Como resultado do fluxo de carga, tem-se as tensões em todas as barras do sistema e, a partir delas, calculam-se as correntes e as perdas técnicas em cada ramo do alimentador. A rotina das horas é ilustrada na Figura 3.1 e a iteração anual, na Figura 3.2.

Quando chega às 23h, a rotina das horas é encerrada. Nesse momento ela armazena os resultados obtidos e é finalizada. A iteração dos anos, então, faz o incremento de demanda das UC's e a leitura da área instalada de painéis para que a rotina das horas comece novamente, só que agora com a curva de carga atualizada para o novo ano do horizonte de planejamento.

É importante ressaltar que a área instalada de GDFV pode variar de um ano para o outro, dependendo das hipóteses adotadas no estudo. Se for considerado que a GDFV tem um aumento gradativo ano a ano, a superfície com GDFV deve ser incrementada. Já, se for considerada a instalação de GDFV somente em um ano, ela deverá ser constante daquele ano em diante.





Figura 3.1 – Rotina das horas.

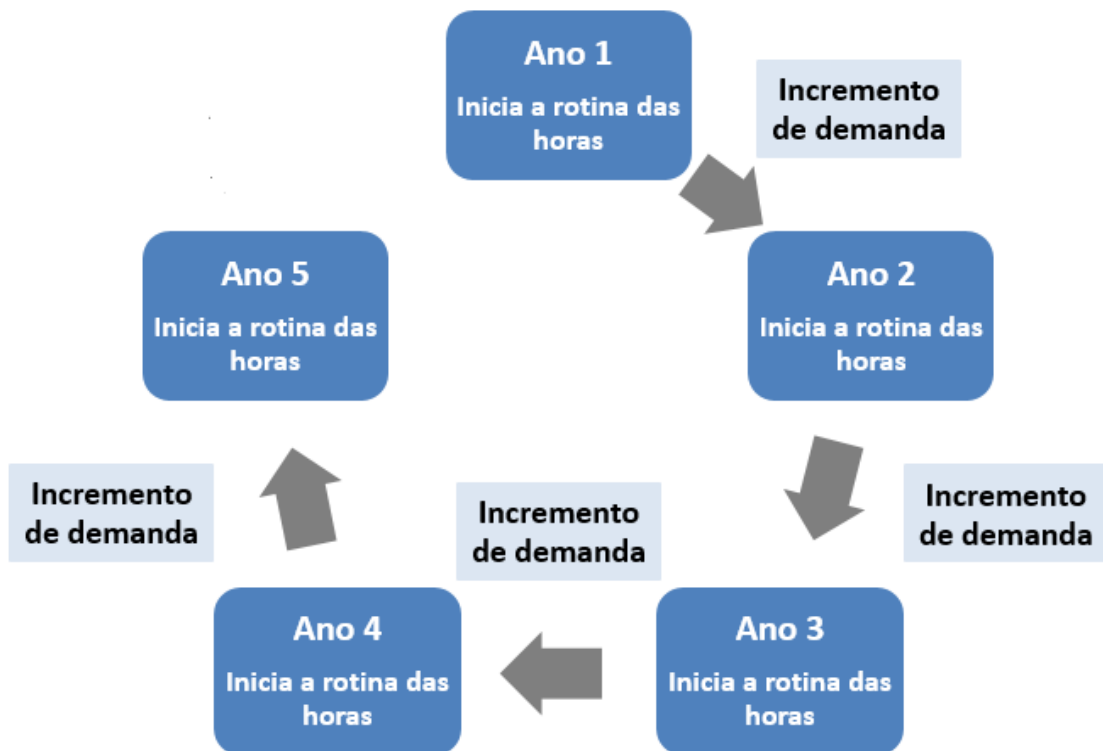


Figura 3.2 – Rotina dos anos.

A superfície instalada com GDFV é uma variável importante, pois ela, junto com outros parâmetros, define a potência de GDFV. A forma utilizada para o cálculo da potência de GDFV é mostrada abaixo na Equação 3.1.

$$P = I \cdot N \cdot \eta \cdot A \quad (3.1)$$

Em que:

$P$  = potência gerada pela GDFV em watt (W);

$I$  = irradiância solar em watt por metro quadrado (W/m<sup>2</sup>);

$N$  = número de unidades consumidoras na barra;

$\eta$  = eficiência do painel fotovoltaico; e

$A$  = área dos telhados destinada à instalação dos painéis.

Tomando como base a Equação 3.1, pode-se observar os fatores que afetam a geração de energia. Como o número de UC's e a eficiência dos painéis são constantes e a irradiância varia conforme a curva definida nos dados de entrada, a informação da produção de GDFV é feita através do valor da área de instalação dos painéis. Sendo que esse valor é um dado de entrada do algoritmo, e será definido a partir da geração a ser obtida, pois a geração instalada pode ser quantificada como um valor percentual do consumo. Por exemplo, se a UC tem um consumo mensal de 300 kWh e ela gera 150 kWh através de GDFV, diz-se que a GDFV instalada equivale a 50 % do consumo da unidade.

Dessa forma, o algoritmo fica flexível, porque dá a opção de realizar os estudos elétricos no alimentador variando a potência de GDFV quando se altera a superfície de instalação. E, neste trabalho, o valor da área sempre será determinado em função de um percentual do consumo, ou seja, ao invés de se dizer que a GDFV foi instalada em um determinado valor de área, diz-se que a GDFV instalada corresponde a um percentual do consumo mensal.

### 3.1.2 O passo-a-passo do algoritmo

A sequência lógica do algoritmo proposto está listada a seguir e é ilustrada na Figura 3.3.

1. Os dados de irradiância solar e da curva de carga são importados;

2. Um primeiro fluxo de potência é calculado numa situação em que não há GDFV para gerar as potências de cada barra que serão modificadas durante a inserção da GDFV;
3. Faz-se a leitura do valor da área instalada, da eficiência dos painéis fotovoltaicos e da quantidade de UC's;
4. A cada nova etapa da rotina das horas, os valores de potência ativa e reativa do respectivo horário – atualizados a partir da curva de carga de cada UC – são inseridos em suas barras correspondentes e um novo fluxo de potência é calculado. Assim as tensões nas barras, as correntes nos ramos e as perdas técnicas do alimentador são atualizadas para cada hora do dia;
5. Faz-se a leitura do valor de irradiância solar para aquele horário:
  - i. Se a irradiância é nula, o algoritmo avança para a etapa 8;
  - ii. Caso contrário, calcula-se a potência de GDFV gerada;
6. A partir da potência gerada, calcula-se potência resultante de cada UC subtraindo-se o valor da potência de GDFV da demanda de cada UC. É importante notar que cada UC pode possuir diferentes valores de potência resultante;
7. O valor obtido no passo anterior – valor de potência ativa – é inserido nas respectivas barras de cada UC, uma vez que a potência resultante depende da carga, que varia para cada UC. Caso o valor encontrado seja negativo, é porque a potência gerada pela GDFV superou a demanda;
8. Novamente, o fluxo de potência é calculado;
9. O cálculo do fluxo de potência fornece as tensões nas barras do alimentador. Baseado nessas tensões e nas impedâncias que interligam as barras, são calculadas as correntes de carga em cada ramo – dada como a razão entre a corrente elétrica que percorre o ramo e a sua ampacidade – e as perdas técnicas no alimentador;
10. Através dos comandos de restrição, as tensões e as correntes são verificadas para saber se algum limite foi ultrapassado. Nos casos em que as tensões e/ou as correntes ultrapassaram os valores limites, o programa indica qual limite foi infringido (tensão ou corrente), o horário e o local da rede em que ocorreu;
11. Antes de começar uma nova iteração, a rotina das horas é encerrada com o armazenamento dos seguintes dados:
  - i. Os cinco maiores e os cinco menores valores de tensão e as barras em que ocorreram;
  - ii. Os quatro maiores valores de corrente de carga e quais ramos elas percorreram;

- iii. Os valores das perdas técnicas, ativa e reativa; e
- iv. A indicação da ocorrência ou não de algum limite técnico, identificando se foi de tensão, de corrente ou se não houve infração dos limites.

Todas essas informações são armazenadas a cada etapa da rotina das horas, obtendo-se 24 valores para cada um dos resultados acima listados;

12. Com o valor da área de instalação de painéis de cada UC, obtém-se os dados da geração. São eles:
  - i. A energia gerada e a potência de pico de GDFV para cada UC;
  - ii. O total de energia gerada através da GDFV instaladas em todas as UC's;
  - iii. A potência resultante e o consumo líquido de energia por UC, e, também, o consumo líquido total da rede. Entende-se por consumo líquido como a diferença entre a energia consumida da rede e aquela energia injetada na rede;
  - iv. O percentual de energia gerada em função do consumo para cada UC e o valor totalizado para a rede;
13. E, por último, contabiliza-se o total de perdas técnicas ocorridas na rede em valores absolutos e percentuais em relação ao consumo total das UC's.

Esses passos são seguidos para cada ano de planejamento, sendo a diferença que, antes de iniciar a rotina das horas, as demandas das UC's são atualizadas conforme a previsão estimada no planejamento.

Apesar dos passos listados acima mencionarem a instalação de GDFV nas UC's, para se obter o planejamento da expansão tradicional, sem a inserção de geração, basta zerar a área de instalação dos painéis que o algoritmo irá obter os valores de tensão, corrente e perdas técnicas sem considerar a GDFV. Com isso, o mesmo algoritmo faz os estudos elétricos do planejamento com e sem a inserção da geração, bastando alterar o valor da superfície de GDFV instalada.

### **3.1.3 Dados de saída**

Os resultados calculados pelo algoritmo, de hora em hora, são mostrados na forma de matriz. São eles:

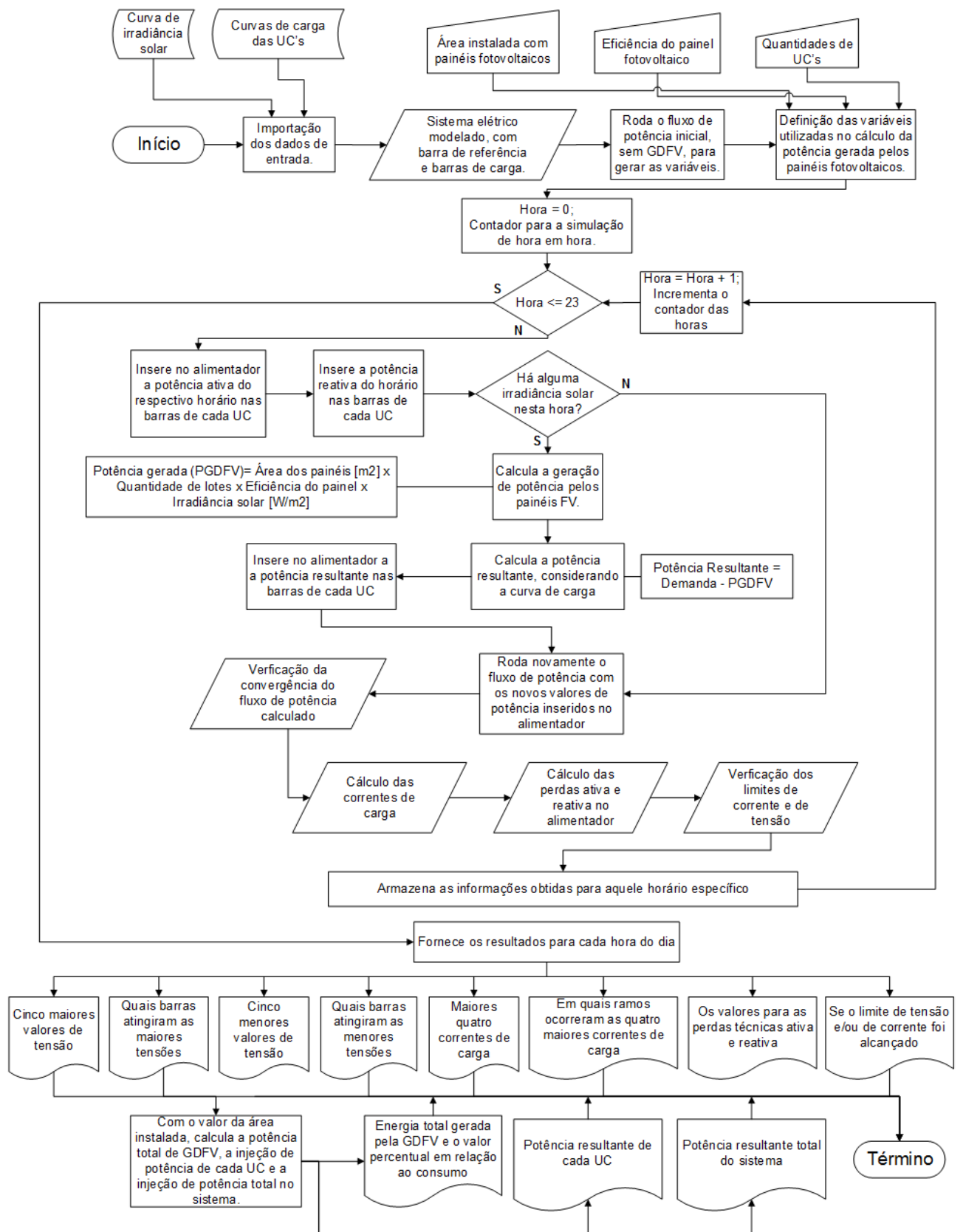


Figura 3.3 – Sequência lógica do algoritmo

- Os cinco maiores valores de tensão;
- As barras que atingiram os maiores valores de tensão;
- Os cinco menores valores de tensão;
- As barras que atingiram os menores valores de tensão;
- Os quatros maiores valores de corrente, dados em valores percentuais em relação a sua capacidade nominal;
- Os trechos da rede em que os maiores valores de corrente ocorreram;
- Se algum limite foi ultrapassado, tensão, corrente ou ambos;
- A potência resultante de cada unidade consumidora e o total de potência resultante da rede;
- Os valores das perdas técnicas (potência ativa e reativa) dado como um valor percentual em função do consumo do alimentador.

### **3.1.4 Flexibilidade**

O algoritmo proposto, que visa identificar os limites de GDFV que alteram a necessidade de reforços detectados pelo planejamento da rede, pode sofrer pequenas variações que possibilitam analisar outras situações. Dessa forma, pode-se alterar dois parâmetros para fazer avaliações de situações distintas.

#### Unidades consumidoras com GDFV

Caso seja de interesse estudar a inserção de GDFV em apenas algumas UC's ou até mesmo a retirar a GDFV de determinado consumidor específico, basta alterar o passo 7 descrito anteriormente conforme o objetivo do estudo. Assim, altera-se a potência ativa das barras do sistema pela potência resultante somente das unidades desejadas.

O algoritmo permite considerar o aumento da inserção de GDFV a cada ano de diversas formas, ficando a critério de quem for fazer as análises. Por exemplo, em regiões onde quase não se tem instalação de painéis solares, um pequeno aumento de GDFV causa um crescimento muito rápido, induzindo um crescimento anual exponencial nessas regiões. Contudo, a medida que a disseminação de GDFV aumenta, um crescimento exponencial

deixa de ser adequado e deve ser adotado outro ritmo de crescimento, por exemplo, talvez um incremento linear seja mais apropriado. Sendo que, para isso, basta fazer adequações nos valores das áreas de instalação de placas solares de cada ano, conforme o ritmo de crescimento desejado.

### Dias da semana

É sabido que a curva de carga das UC's varia entre os dias típicos da semana – dia útil, sábado e domingo. Com isso, ao alterar os dados de carga na entrada do algoritmo, passo 1, pode-se realizar a análise para aquele dia típico específico. Isso é importante para análise de impactos de GDFV, pois modificações da demanda alteram a potência resultante, que, por consequência, influenciam diretamente os impactos na rede.

Essa análise variando-se os dias da semana em estudo é importante quando se trata de impactos causados pela inserção de GDFV. Uma vez que a intensidade dos impactos nas redes de distribuição está atrelada à quantidade de potência injetada na rede, e essa, por sua vez, depende da demanda e da geração. Como a demanda varia ao longo da semana faz-se necessário analisar os diferentes consumos das UC's.

Dessa forma, pode ser que o dia crítico para a inserção de GDFV ocorra aos domingos, dia de menor consumo de energia elétrica, e, não nos dias úteis, como ocorre para o planejamento tradicional, quando não se considera a inserção de GD.

## **3.2 MATERIAIS**

A seguir são descritos os materiais utilizados nas aplicações do método proposto.

### **3.2.1 Ambiente computacional**

Através de uma análise do método, nota-se a necessidade de utilização de um aparato computacional que consiga trabalhar com facilidade um extenso volume de dados, tanto na

entrada como na saída do algoritmo. Além disso, deve-se efetuar vários cálculos de fluxo de potência durante a execução do método, o que exige um esforço computacional considerável.

Com intuito de atender a todos esses requisitos, optou-se por utilizar o software MATLAB (MATrix LABoratory), desenvolvido pela *MathWorks*. Ele facilita o manuseio dos dados por operar através de matrizes e a sua elevada performance agiliza a realização dos cálculos necessários. Somado a isso, tem o fato de possuir uma linguagem de alto nível, simplificando a programação.

Nas soluções dos problemas de fluxo de carga, utilizou-se o MATPOWER, ferramenta de cálculo de fluxo de potência desenvolvida na linguagem MATLAB. Esse utensílio foi desenvolvido na Universidade Cornell especialmente para pesquisadores e educadores, pois, além de ter um bom desempenho, possui um código simples de entender e de modificar (Zimmerman; Murillo-Sánchez; Thomas, 2011).

### **3.2.2 Critérios restritivos**

O método descrito no item 3.1 faz a verificação de níveis de tensão nas barras e de corrente que percorrem os ramos do alimentador. Dessa forma, faz-se necessária a definição de limites para cada uma dessas grandezas.

Como as redes de distribuição são compostas por cabos e equipamentos, que possuem valores de ampacidade diferentes, é necessário estabelecer um limite de corrente que seja válido para toda a rede, independente do cabo ou do equipamento que ela esteja percorrendo. Por isso, a corrente de cada trecho é calculada e, então, comparada, em valores percentuais, com o valor máximo suportado por aquele trecho. Logo, quando o valor ultrapassa a unidade, diz-se que o ramo está em sobrecarga (Camargos, 2013).

Para o critério de tensão, foi escolhida faixa de tensão considerada adequada pelo Módulo 8 do PRODIST. A Tabela 3.1 indica quais os limites de tensão adotados para o presente estudo.



Tabela 3.1 – Faixa de tensão considerada adequada (ANEEL, 2016).

Tensão de referência (kV)	Valores de tensão considerados adequados (pu)	Valores de tensão considerados adequados (kV)
13,8	$0,93 \leq Tensão \leq 1,05$	$12,83 \leq Tensão \leq 14,49$

### 3.2.3 Curvas de carga

As curvas de carga típicas utilizadas neste trabalho foram retiradas de um relatório de caracterização de carga feito pela empresa Daimon a pedido da Companhia Energética de Brasília (CEB). Sendo que a caracterização de carga foi obtida a partir de campanhas de medição feitas durante o ano de 2011. Como resultados desse estudo, foram caracterizadas as cargas típicas de vários tipos de consumidores dessa concessionária (CEB, 2011).

Neste trabalho foram utilizadas as curvas de carga típica de consumidores residenciais, comerciais e industriais de baixa tensão em dias úteis. Essas curvas normalizadas são mostradas no Gráfico 3.1 e os dados detalhados constam no Anexo A.

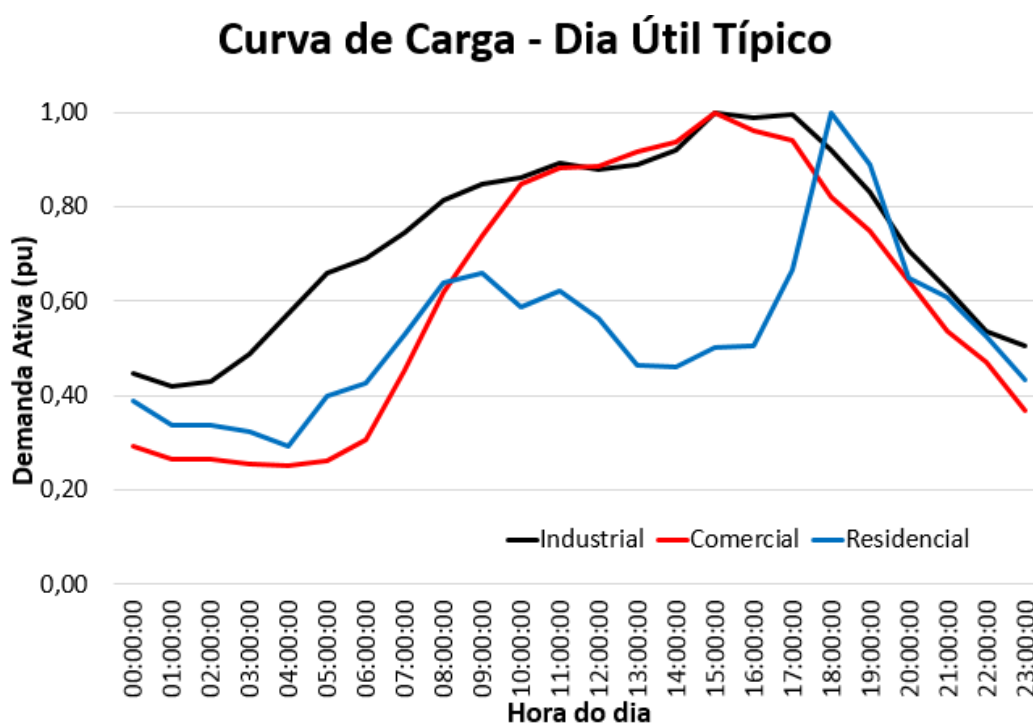


Gráfico 3.1 – Curva de carga típica normalizada para um dia útil (modificado – CEB, 2011).

Essas curvas foram normalizadas para que possam ser adaptadas conforme a necessidade. Os valores de pico dessas curvas serão ajustados para 85% da potência nominal dos transformadores, ou seja, se a potência do trafo que alimenta um conjunto de UC's for 75 kVA, o valor de pico da curva de carga desse equipamento será de 63,75 kVA e o formato será o do tipo da carga alimentada (comercial, residencial ou industrial).

Como visto no capítulo 2, a demanda das UC's é um importante fator de influência nos impactos causados pela inserção de GDFV. Por isso é interessante variar o padrão de consumo das UC's para que seja possível analisar as diferentes alterações de funcionamento da rede quando se instala GDFV em consumidores residenciais, comerciais e industriais.

Além de variar o tipo de consumo, é essencial analisar o desempenho de um mesmo consumidor em dias distintos, não sendo suficiente trabalhar com a curva de carga de um único dia típico. Como o relatório de caracterização de carga utilizado como referência não fornecia diretamente a curvas de carga para outros dias típicos, adotou-se, de modo conservador, a curva de carga para o domingo típico como sendo constante e igual ao valor da carga de 00h do respectivo tipo. As curvas de carga residencial, comercial e industrial para o domingo típico são ilustradas abaixo no Gráfico 3.2 e estão detalhadas no Anexo A.

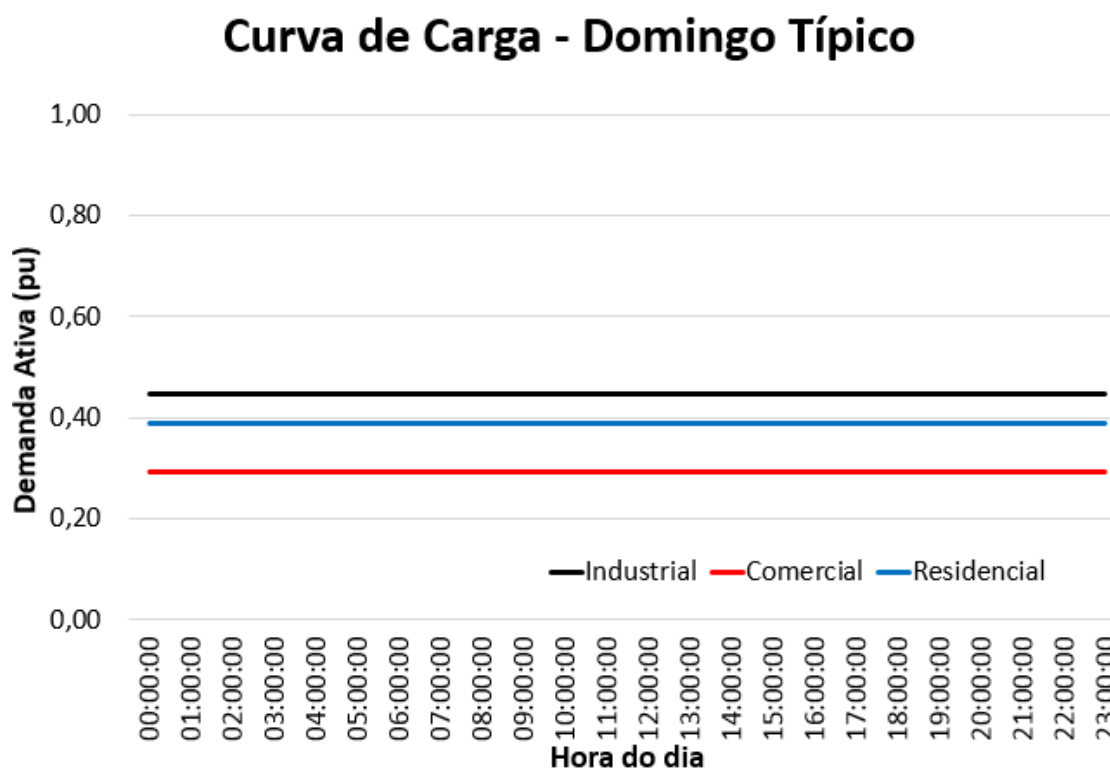


Gráfico 3.2 – Curva de carga típica normalizada para um domingo típico.

### 3.2.4 Curva de irradiância solar

A partir de dados medidos pela Estação Brasília do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) durante o período de 7 de maio de 2000 e 31 de maio de 2009, foram obtidas, após um tratamento rigoroso, curvas de irradiância solar média para períodos sazonais e anuais por Lopes em 2011.

Utiliza-se neste trabalho as médias anuais dos valores de irradiância resultados do trabalho de Lopes, 2011. O Gráfico 3.3 apresenta a curva de irradiância solar média anual juntamente com o seu desvio padrão e no Anexo B são encontrados os dados detalhados.

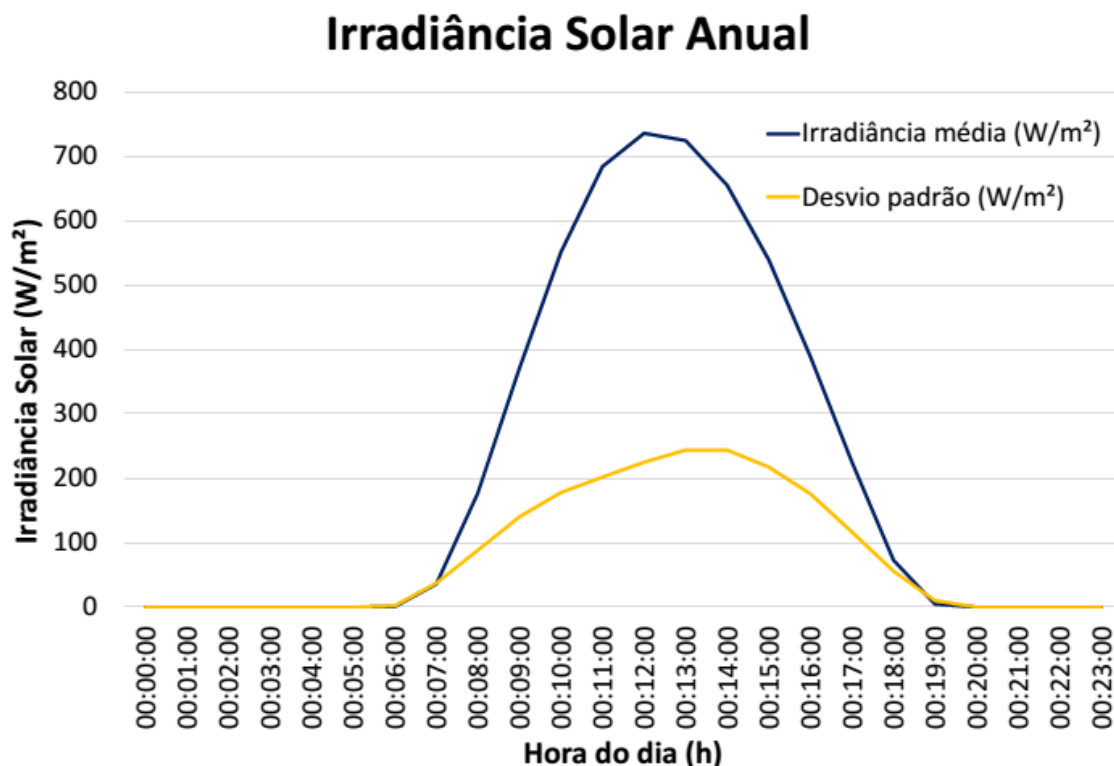


Gráfico 3.3 – Irradiância solar e desvio padrão anuais (modificado – Lopes, 2011).

### 3.2.5 Previsão de demanda

Para a correta aplicação do método proposto, faz-se necessária a obtenção de uma estimativa de demanda para os anos contemplados pelo horizonte de planejamento. Com o intuito de

aproximar o estudo da realidade, utilizou-se a estimativa de demanda prevista pela CEB no seu Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD 2015-2024<sup>3</sup>.

Utilizou-se o valor de 4,22% de aumento médio anual para a demanda dos consumidores (CEB, 2015). Isso significa que a demanda do ano seguinte será a demanda do ano anterior multiplicada por 1,0422, sendo que isso será feito para cada hora da curva de carga dos consumidores.

### **3.2.6 Alimentador hipotético**

O alimentador utilizado neste trabalho é um alimentador radial hipotético criado especificamente para estudar a inserção de GDFV em redes de distribuição de média tensão. A rede apresentada a seguir é uma modificação do trabalho desenvolvido por Lopes, 2011.

A Figura 3.4 apresenta o alimentador com a bitola dos condutores e os comprimentos de cada trecho, além de mostrar a numeração das barras utilizada nos estudos. E na Figura 3.5, completando a descrição, são apresentadas as potências nominais dos transformadores e os fatores de potência das cargas que os mesmos alimentam.

Observando a descrição do alimentador nas figuras, nota-se que a rede possui uma simetria particular, a qual facilita a análise das alterações de desempenho causadas pela inserção de GDFV. E por possuir essa facilidade de análise, essa rede foi escolhida para aplicação do método proposto.

#### Níveis de tensão

Pelo fato do alimentador simular o comportamento de uma rede real, a tensão de linha primária é 13,8 kV e a tensão de linha secundária é 380 V (Lopes, 2011), valores típicos de

---

<sup>3</sup> O PDD é um documento que tem de ser apresentado anualmente pelas distribuidoras à ANEEL. Este documento deve conter os resultados dos estudos de planejamento de toda o sistema de distribuição da respectiva concessionária e deve incluir também o plano de obras de expansão a ser executado pela empresa (ANEEL, 2015a). O período 2015-2024 diz respeito aos anos contemplados pelo planejamento.

redes de distribuição do sistema brasileiro. Com isso, todos os transformadores da rede são abaixadores com tensões nominais de 13800/380 V.

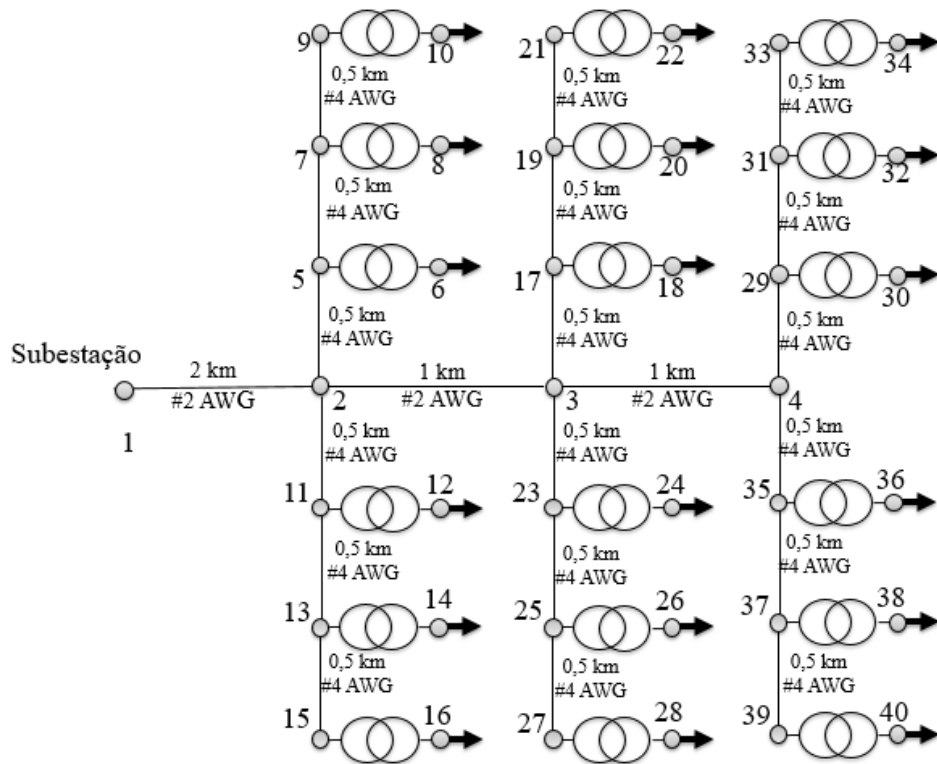


Figura 3.4 – Alimentador hipotético: condutores, dimensões e enumeração das barras (modificado – Lopes, 2011).

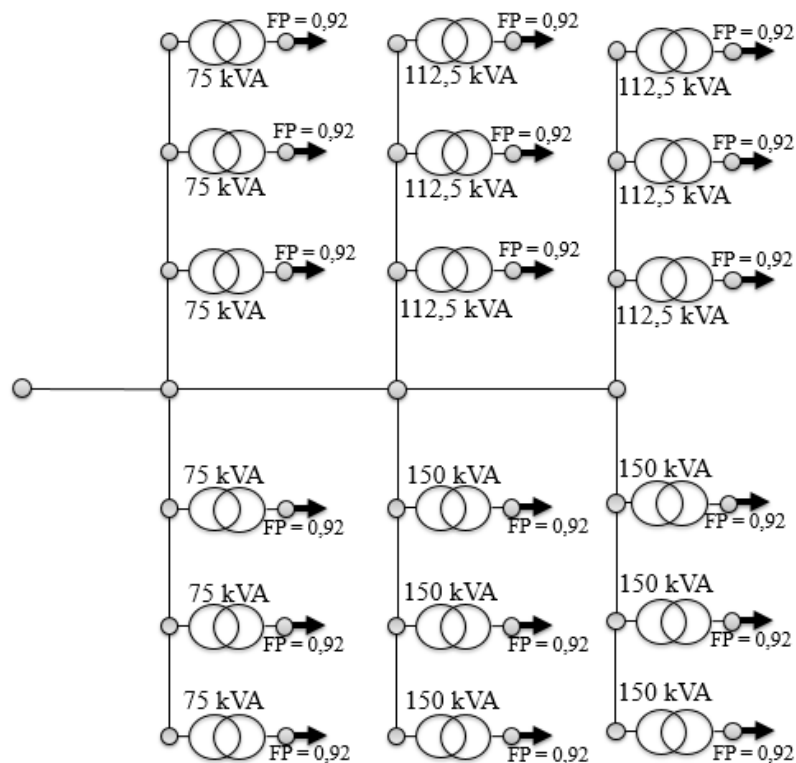


Figura 3.5 – Alimentador hipotético: transformadores e fator de potência (modificado – Lopes, 2011).

## Parâmetros elétricos

Uma vez feita a descrição completa do alimentador, falta a definição das características elétricas dos elementos que o compõem. Entende-se por características elétricas, os valores de resistência e reatância de cabos e de transformadores presentes na rede.

Os parâmetros elétricos utilizados são apresentados abaixo, na Tabela 3.2 e na Tabela 3.3. Sendo que, para os condutores, foram utilizados os parâmetros da norma de projetos de ramais aéreos da CEB; e, para os transformadores, utilizou-se informações extraídas da literatura.

Tabela 3.2 – Características elétricas dos condutores (CEB, 2002).

Especificação do condutor	Resistência a 50°C e 60 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Reatância a 60 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Ampacidade (A)
<b>#4 AWG</b>	1,521	0,470	114
<b>#2 AWG</b>	0,956	0,453	152

Tabela 3.3 – Características elétricas dos transformadores (Mamede Filho, 2011).

Potência (kVA)	Tensão secundária (V)	Perdas (W)		Rendimento (%)	Regulação (%)	Impedância (%)
		A vazio	Cobre			
<b>75</b>	220 a 440	390	1200	97,32	3,15	3,5
<b>112,5</b>	220 a 440	520	1650	97,51	3,09	3,5
<b>150</b>	220 a 440	640	2050	97,68	3,02	3,5

## Bases do sistema por unidade

Com o objetivo de facilitar a álgebra e as análises, utilizou-se o sistema por unidade (pu)<sup>4</sup> para o estudo da rede. Para isso, torna-se necessário conhecer os valores de referência adotados.

Para simplificar, adotou-se a tensão de base ( $V_{base}$ ) como sendo a tensão nominal do alimentador e a potência de base ( $S_{base}$ ) utilizada foi um valor bem próximo à capacidade instalada total da rede. A Tabela 3.4 apresenta os valores de base adotados para a rede.

Tabela 3.4 – Alimentador hipotético: bases do sistema pu.

Grandezas de base	Valor
<b>Potência (<math>S_{base}</math>)</b>	2 MVA
<b>Tensão (<math>V_{base}</math>)</b>	13,8 kV
<b>Corrente (<math>I_{base}</math>)</b>	$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} = 83,67 \text{ A}$
<b>Impedância (<math>Z_{base}</math>)</b>	$Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} = 95,22 \Omega$

### Unidades consumidoras

Os tipos de consumidores atendidos pela rede descrita serão variados no estudo, conforme a curva de carga inserida nos transformadores. Isto é, nas barras de cargas podem ser aplicadas as curvas de carga residencial, comercial e industrial, descritas em 3.3.3. Com isso, analisa-se diferentes cenários de consumo no alimentador.

Independentemente do tipo de consumidor que será estudado, duas características das unidades consumidoras são invariáveis: a quantidade de lotes atendidas por um mesmo transformador é igual a 72; e considera-se que o espaço disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos não é um fator limitante para potência de GDFV instalada.

---

<sup>4</sup> Sistema por unidade ou sistema pu é uma forma de representar as grandezas elétricas de elementos de um circuito através de valores percentuais, em que são definidos os valores de referência (bases) de maneira a facilitar a análise.

## Modelagem matemática

Os parâmetros detalhados utilizados na modelagem matemática encontram-se no Anexo C e a modelagem matemática do alimentador sem a instalação de GDFV está no Anexo D.

### 3.2.7 Alimentador real

Com o intuito de se fazer um estudo de caso, escolheu-se um outro alimentador radial, só que agora real, para a aplicar o método descrito no item 3.1.

O alimentador adotado foi o TG01, ramal de distribuição da CEB que alimenta uma parte das cargas comerciais e residenciais de Taguatinga Norte.

A Figura 3.6 ilustra o esquema elétrico do alimentador TG01 incluindo a posição dos transformadores e a numeração das barras. A Figura 3.7 mostra as principais distâncias e as seções retas dos condutores. E, completando a descrição da rede, na Figura 3.8 são reveladas as potências dos 73 transformadores instalados na rede.

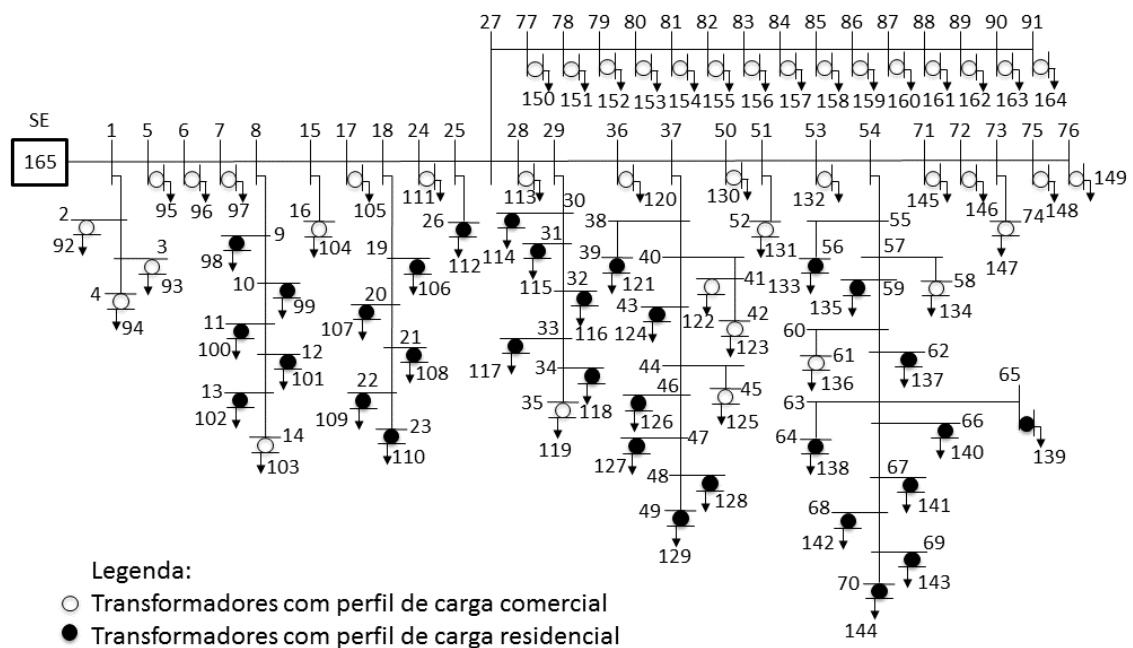


Figura 3.6 – Alimentador TG01: Esquema elétrico com numeração das barras (modificado-Shayani, 2010).



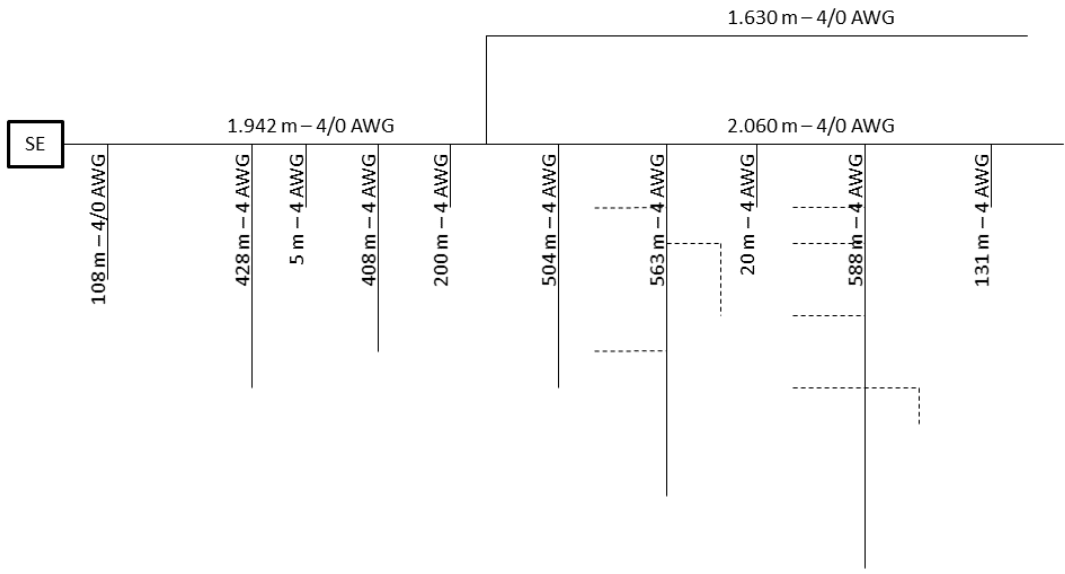


Figura 3.7 – Alimentador TG01: principais distâncias e seções retas dos cabos (Shayani, 2010).

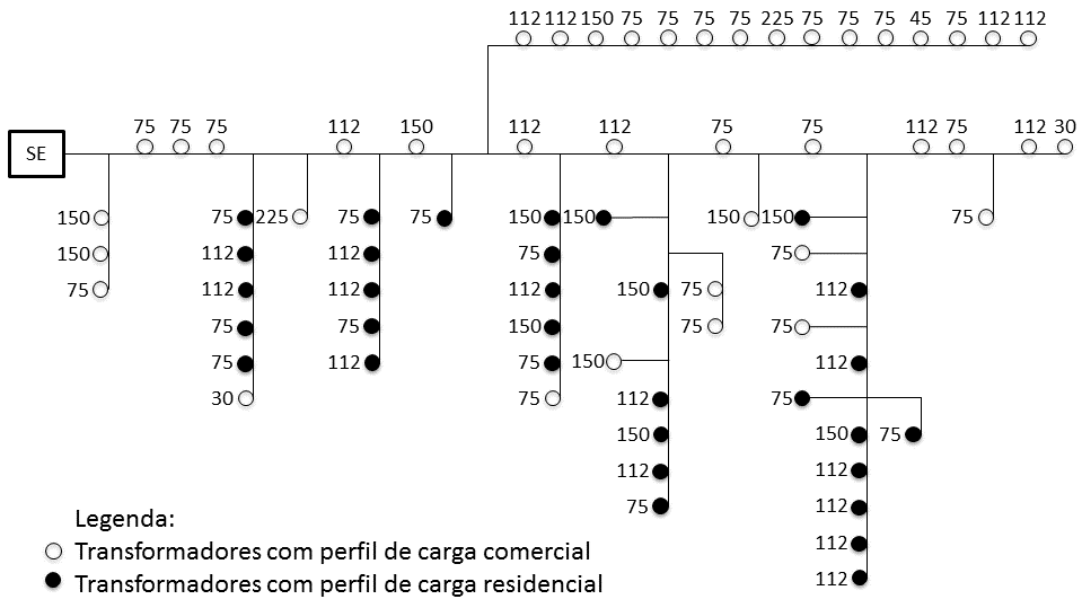


Figura 3.8 – Alimentador TG01: potência dos transformadores (modificado-Shayani, 2010).

A região de Taguatinga atendida pelo alimentador TG01 é mostrada a seguir na Figura 3.9.



Figura 3.9 – Alimentador TG01: extensão e posição dos transformadores (Shayani, 2010).

## Níveis de tensão

Como se trata de uma rede de distribuição real, os níveis de tensão primário e secundário são, respectivamente, 13,8 kV e 380 V. Assim como no alimentador hipotético do item 3.2.6, os transformadores são abaixadores de 13800/380 V.

## Parâmetros elétricos

As resistências e reatâncias elétricas adotadas para os condutores, extraídas da norma da concessionária, são apresentadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Parâmetros elétricos dos condutores (CEB, 2002).

Especificação do condutor	Resistência a 50°C e 60 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Reatância a 60 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Ampacidade (A)
#4 AWG	1,521	0,470	114
#4/0 AWG	0,300	0,409	314

A impedância utilizada para os transformadores, como para o alimentador hipotético, foram extraídas da literatura e são apresentadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Características elétricas dos transformadores (Mamede Filho, 2011).

Potência (kVA)	Tensão secundária (V)	Perdas (W)		Rendimento (%)	Regulação (%)	Impedância (%)
		A vazio	Cobre			
30	220 a 440	200	570	96,85	3,29	3,5
45	220 a 440	260	750	97,09	3,19	3,5
75	220 a 440	390	1200	97,32	3,15	3,5
112,5	220 a 440	520	1650	97,51	3,09	3,5
150	220 a 440	640	2050	97,68	3,02	3,5
225	380 ou 440	900	2800	97,96	3,63	4,5

### Bases do sistema por unidade

Os valores de base adotados para este estudo de caso tiveram os mesmos critérios adotados para o alimentador hipotético e são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Alimentador TG 01: bases do sistema pu.

Grandezas de base	Valor
<b>Potência (<math>S_{base}</math>)</b>	7,5 MVA
<b>Tensão (<math>V_{base}</math>)</b>	13,8 kV
<b>Corrente (<math>I_{base}</math>)</b>	$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} = 313,78 \text{ A}$
<b>Impedância (<math>Z_{base}</math>)</b>	$Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} = 25,39 \Omega$

### Unidades consumidoras

Nota-se, com base na Figura 3.8, que os consumidores de Taguatinga supridos por essa rede são de dois tipos: residenciais e comerciais. Assim sendo, serão utilizadas as curvas de carga dos diferentes tipos de UC's conforme indicado na Figura 3.8.

Adota-se, assim como no alimentador hipotético, que a área disponível para a instalação de placas fotovoltaicas não é um fator limitante para o estudo e que cada transformador alimenta 72 UC's.

### Modelagem matemática

Os parâmetros detalhados deste alimentador estão disponíveis no Anexo E e a sua modelagem sem GDFV, no Anexo F.

## **4 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Este capítulo apresenta e discute os resultados da aplicação do método, proposto no capítulo anterior, às redes descritas. Dessa forma, considerando um horizonte de planejamento de 5 anos, foram realizadas as três primeiras etapas do planejamento da expansão de redes de média tensão: a verificação da situação atual do alimentador, a previsão de demanda e os estudos elétricos (carregamento, perfil de tensão e perdas técnicas). Sendo que, em uma primeira situação de referência, não se considerou a instalação de GDFV na rede, e, logo em seguida, repetiu-se o procedimento considerando a inserção de GDFV para identificar possíveis alterações no planejamento tradicional, isto é, sem GDFV.

A rede hipotética foi estudada em três cenários: exclusivamente residencial, exclusivamente comercial e exclusivamente industrial. E, por último, foi realizado um estudo de caso para uma rede real da CEB que alimenta um bairro de Taguatinga.

### **4.1 ALIMENTADOR HIPOTÉTICO**

Nesta parte do trabalho, é apresentado e discutido somente o caso em que as unidades consumidoras possuem curva de carga industrial. As situações em que essa rede alimenta consumidores com demanda exclusivamente residencial e exclusivamente comercial são discutidas no Apêndice A.

O alimentador radial descrito no item 3.2.6 é mostrado novamente na Figura 4.1 para facilitar as análises.

#### **4.1.1 Unidades consumidoras com curvas de carga exclusivamente industriais**

Neste primeiro caso, considerou-se que todos os consumidores atendidos pela rede fossem indústrias. Assim sendo, as curvas de cargas dos transformadores apresentam os perfis industriais típicos apresentados no capítulo 3.

No primeiro ano de planejamento, adotou-se que os trafos de distribuição operavam com 85% de sua capacidade nominal com fator de potência de 0,92. E, para os anos seguintes,

mantiveram-se constantes o comportamento típico da carga e o fator de potência, sendo que a demanda sofreu incrementos anuais de 4,22%.

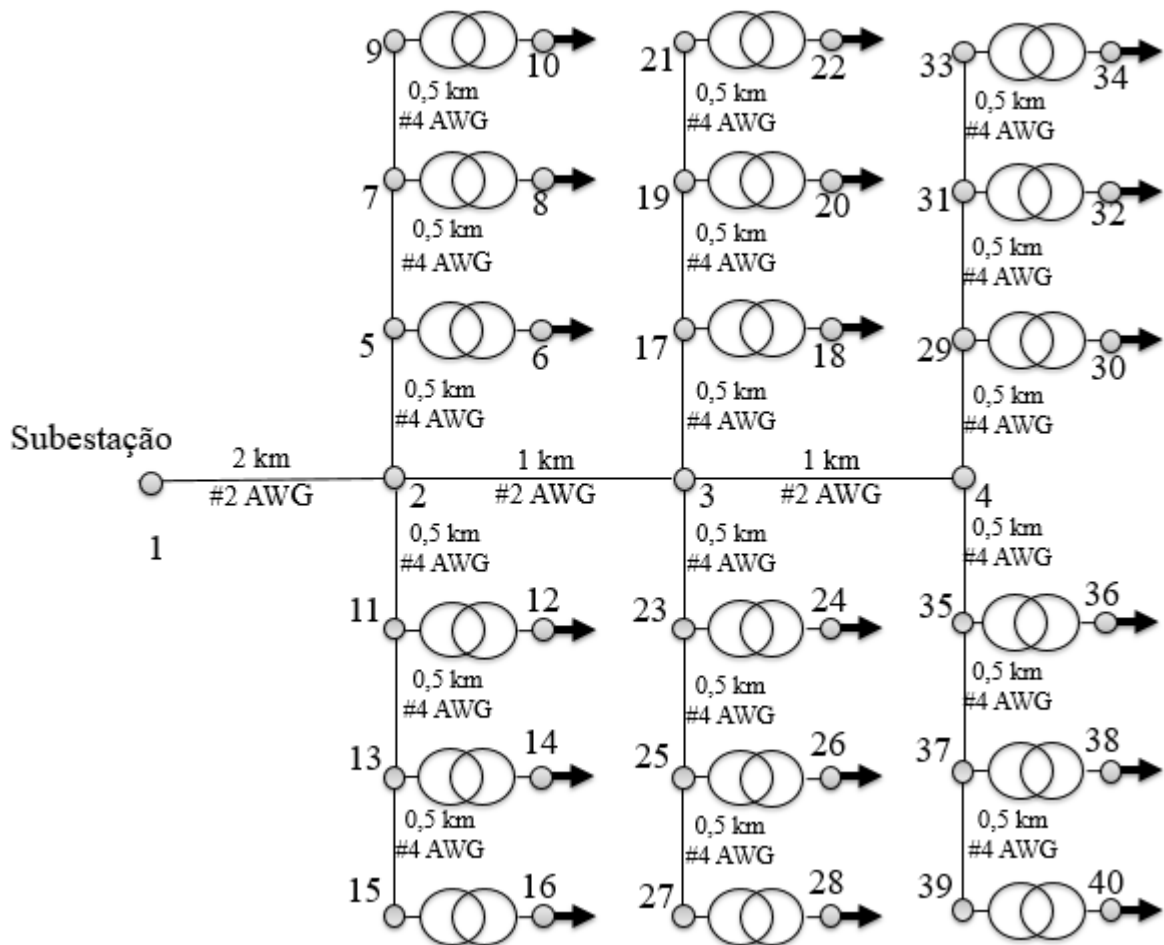


Figura 4.1 – Alimentador hipotético: condutores, dimensões e enumeração das barras (modificado – Lopes, 2011)

### Sem GDFV

Sem a instalação de GDFV foram obtidos o carregamento, o perfil de tensão nas barras do alimentador e as perdas.

O Gráfico 4.1 mostra a potência resultante, em quilowatts (kW), de cada transformador da rede em um dia útil típico no primeiro ano do planejamento (ano 1), e o Gráfico 4.2 mostra a mesma potência resultante durante um domingo típico. Nesse caso, que não há GDFV instalada, a potência resultante é igual à curva de carga. Como esperado, as indústrias

apresentam um consumo maior durante o horário comercial, sendo que os picos ocorrem entre às 15h e 17h.

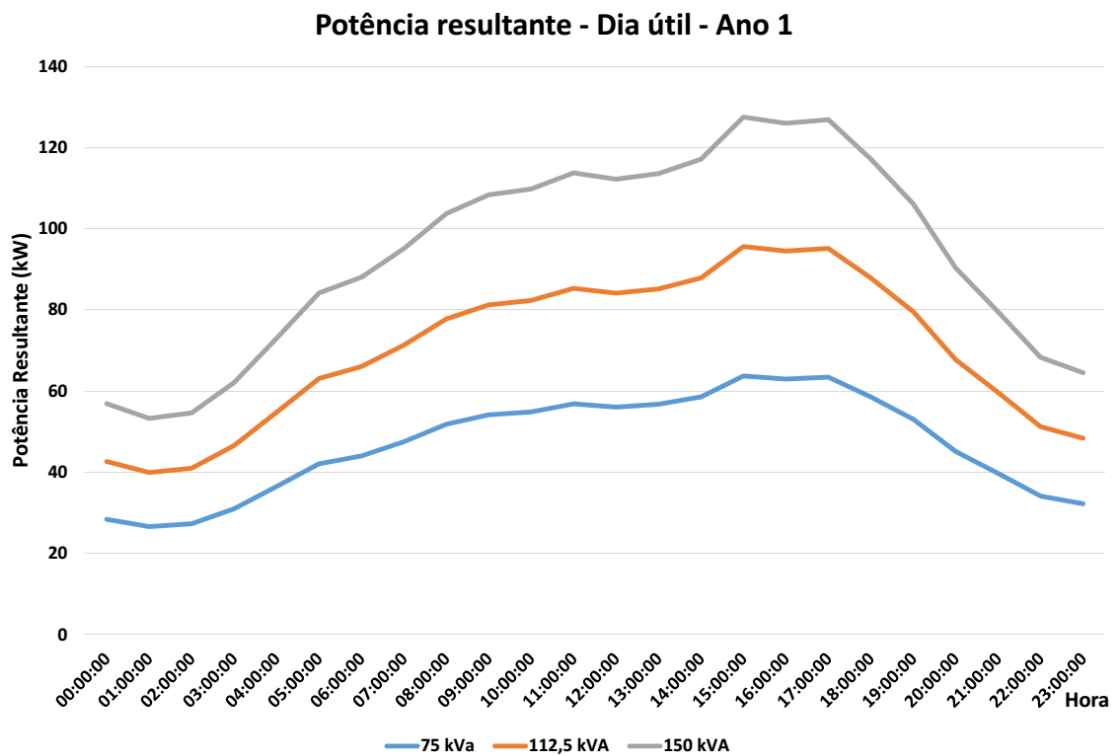


Gráfico 4.1 – Potência resultante – Dia útil industrial – Ano 1.

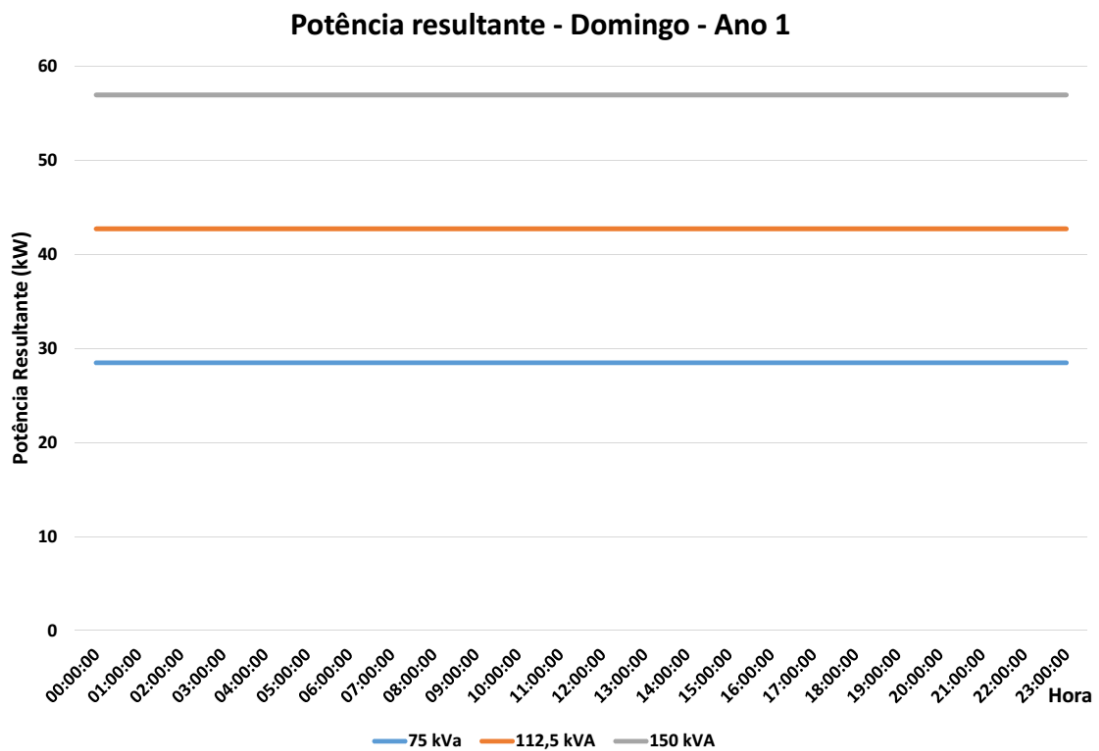


Gráfico 4.2 – Potência resultante – Domingo industrial – Ano 1.

Após o cálculo do fluxo de carga baseado nas curvas de carga do Gráfico 4.1 e do Gráfico 4.2, obteve-se as correntes de carga dos ramos, as tensões nas barras do alimentador e as perdas técnicas, isso tudo para cada dia típico.

Para uma avaliação dos níveis de tensão nas barras do alimentador, são ilustrados os maiores e os menores valores de tensão da rede para o dia útil e para o domingo. O Gráfico 4.3 revela os quatro maiores valores de tensão, enquanto o Gráfico 4.4, os quatro menores, ambos para o dia útil típico.

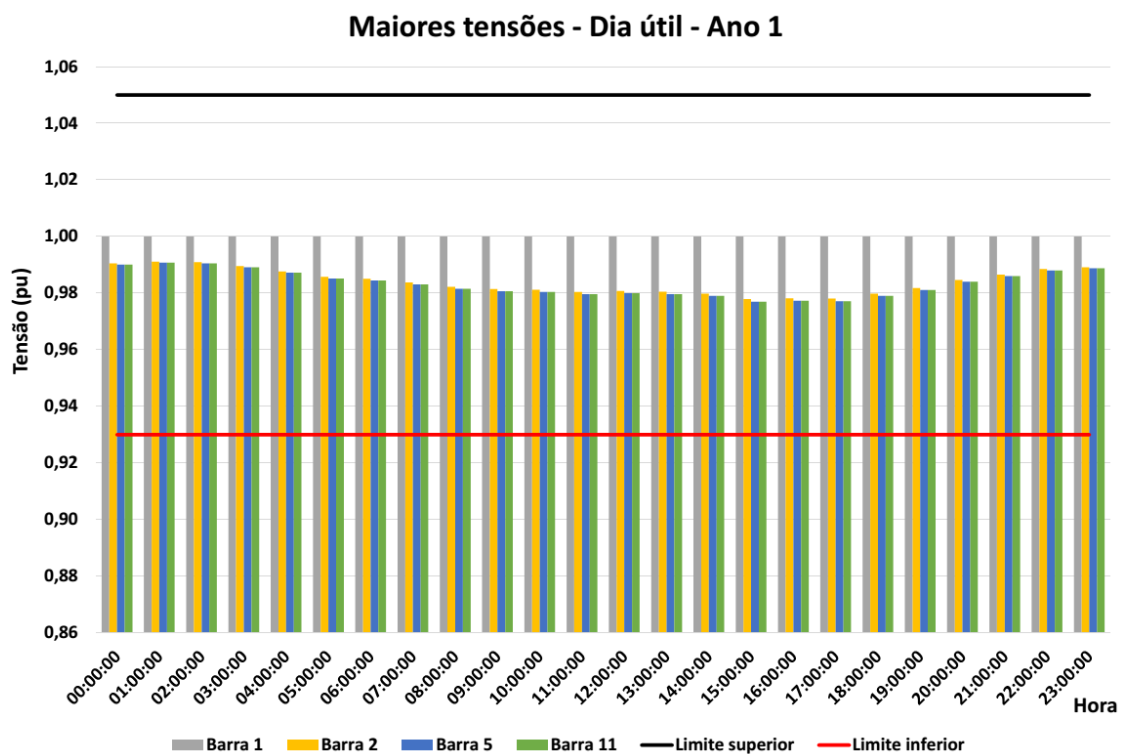


Gráfico 4.3 – Maiores valores de tensão – Dia útil industrial – Ano 1.

Analisando os valores máximos e mínimos de tensão para um dia útil, nota-se que os limites estabelecidos pelo PRODIST – indicados nos gráficos pelas linhas nas cores preta (1,05 pu) e vermelha (0,93 pu) – não foram infringidos, apesar de, no Gráfico 4.4, ver-se que, nos horários de pico de consumo (15h-17h), os valores de tensão ficaram próximos do limiar. Isso indica um correto funcionamento da rede para o ano 1 quanto aos níveis de tensão.

Agora, as tensões das barras aos domingos são representadas no Gráfico 4.5 e no Gráfico 4.6.



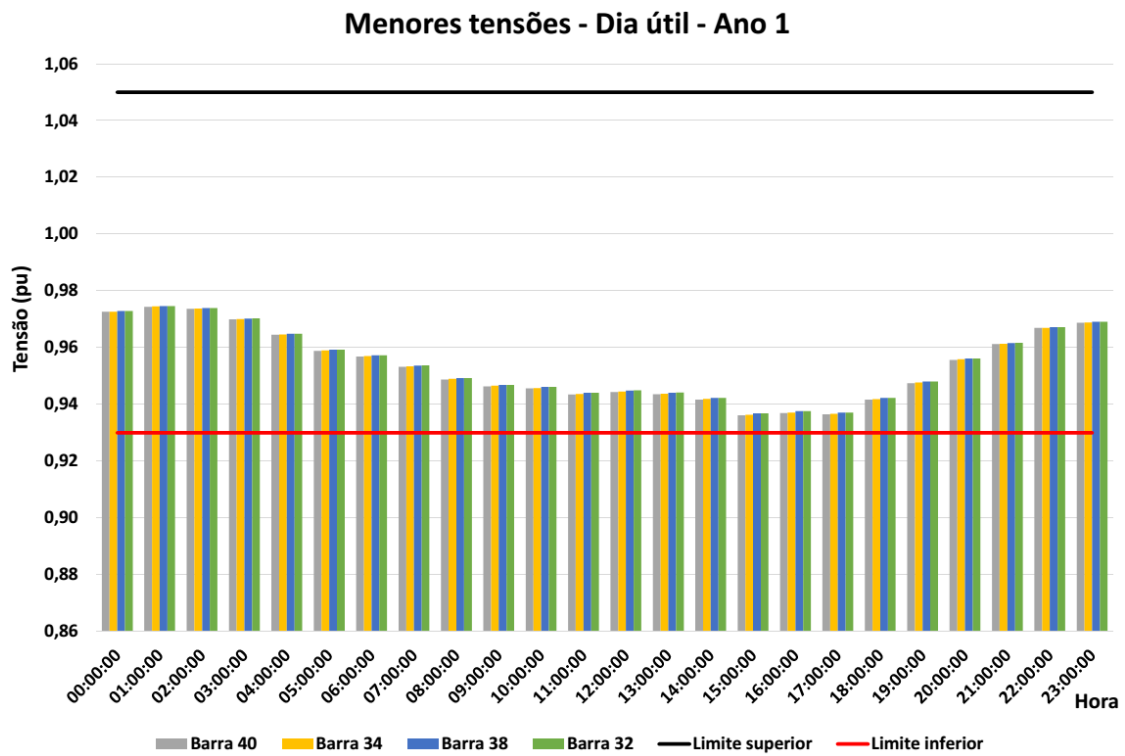


Gráfico 4.4 – Menores valores de tensão – Dia útil industrial – Ano 1.

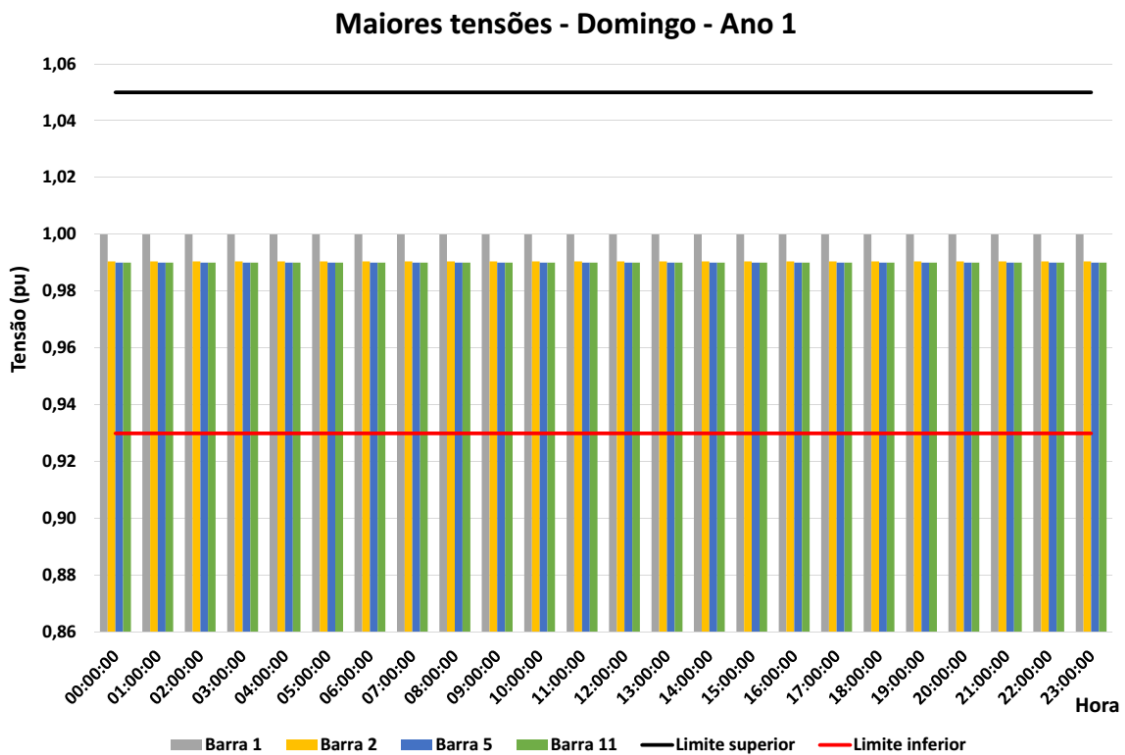


Gráfico 4.5 – Maiores valores de tensão – Domingo industrial – Ano 1.

Aos domingos também não houve violação dos limites de tensão conforme esperado, pois durante o domingo o consumo das UC's é inferior ao consumo do dia útil, de acordo com o mostrado nos Gráfico 4.1 e Gráfico 4.2.

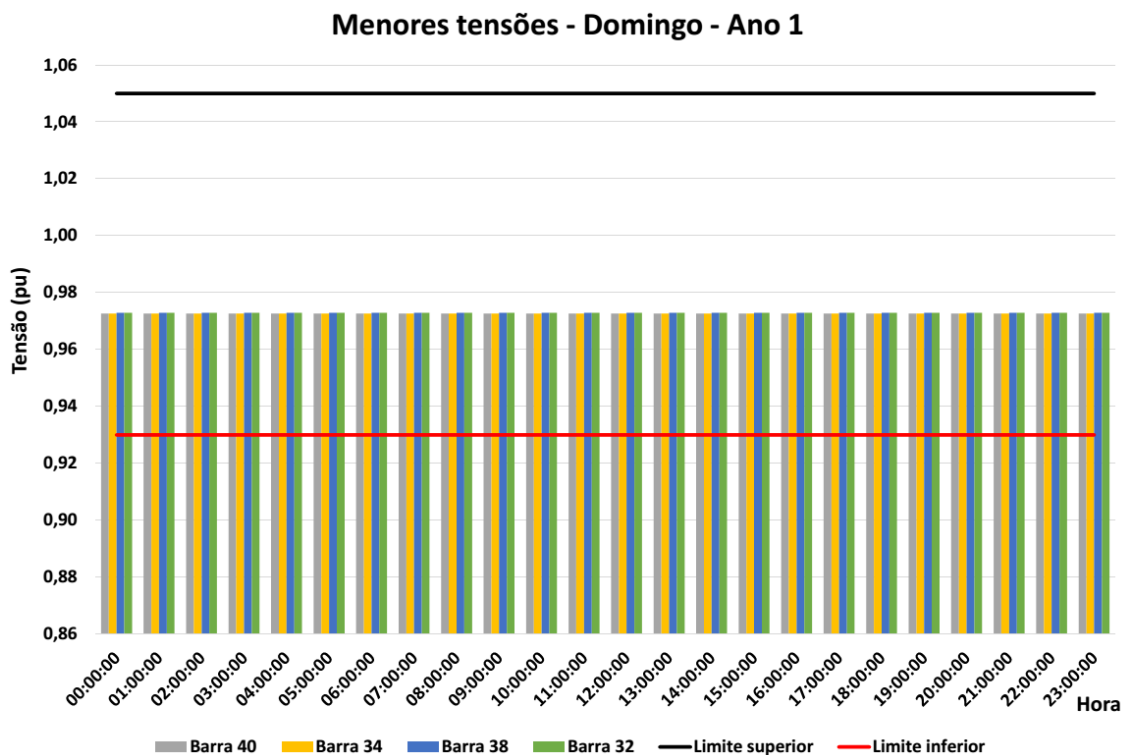


Gráfico 4.6 – Menores valores de tensão – Domingo industrial – Ano 1.

Uma peculiaridade do perfil de tensão aos domingos é a tensão nas barras não variar ao longo do dia. Por exemplo, a barra 40 durante todo o domingo apresentou o valor de 0,97 pu, aproximadamente, independente do horário. Fato justificado pela curva de carga ser invariável neste dia típico.

Um ponto importante nessa análise das tensões é a localização das barras na rede, ou seja, em que posição do alimentador as barras apresentaram maior ou menor valor de tensão. Quando se compara o Gráfico 4.3 com o Gráfico 4.5, conclui-se que as mesmas barras possuíram os maiores e os menores valores de tensão independente do dia. As barras 1, 2, 5 e 11 nesta ordem foram as que possuíram as maiores tensões e as barras 40, 34, 38 e 32 atingiram os valores mais reduzidos. A Figura 4.2 mostra a localização dessas barras no alimentador. Repare que as barras próximas à subestação apresentam os quatro valores de tensão mais elevados (marcadas em tons de laranja), enquanto os quatro menores valores de

tensão (marcadas em tons de verde) são as barras mais distantes. Isso ocorre devido à queda de tensão nos cabos que constituem o alimentador.

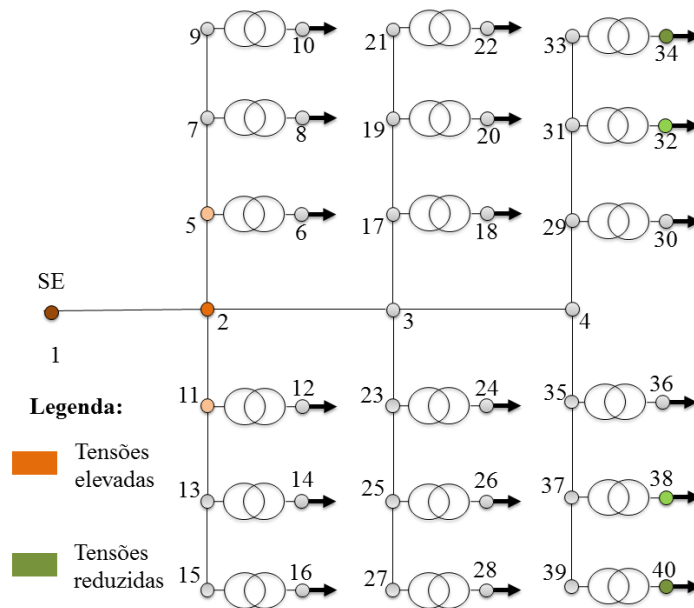


Figura 4.2 – Localização dos valores extremos de tensão.

Para a verificação do carregamento da rede, utilizou-se o cálculo da corrente de carga nos ramos do alimentador, dada como a razão entre a corrente de cada trecho e a sua respectiva ampacidade. Dessa forma, os quatro maiores valores da corrente de carga para o dia útil e para o domingo do primeiro ano do planejamento são mostrados no Gráfico 4.7 e no Gráfico 4.8 respectivamente.

Observando o Gráfico 4.7, verifica-se que não há sobrecarga em nenhum trecho do alimentador. Uma vez que os maiores valores de corrente de carga não ultrapassaram a unidade. Contudo, no horário de maior consumo das indústrias, os ramos 39-40, 33-34, 38-38 e 31-32 ficaram próximos de 1,00, atingindo valores superiores a 0,95.

Quando se analisa os maiores valores do carregamento para o domingo típico (Gráfico 4.8), nota-se que eles são constantes ao longo do dia e bem próximos uns aos outros. Repare que todas as correntes de carga estão na faixa de 0,4237 e 0,4238.

Dessa forma, a rede apresenta um desempenho sem problemas para o critério do carregamento, visto que nenhum ramo do alimentador apresentou sobrecarga.

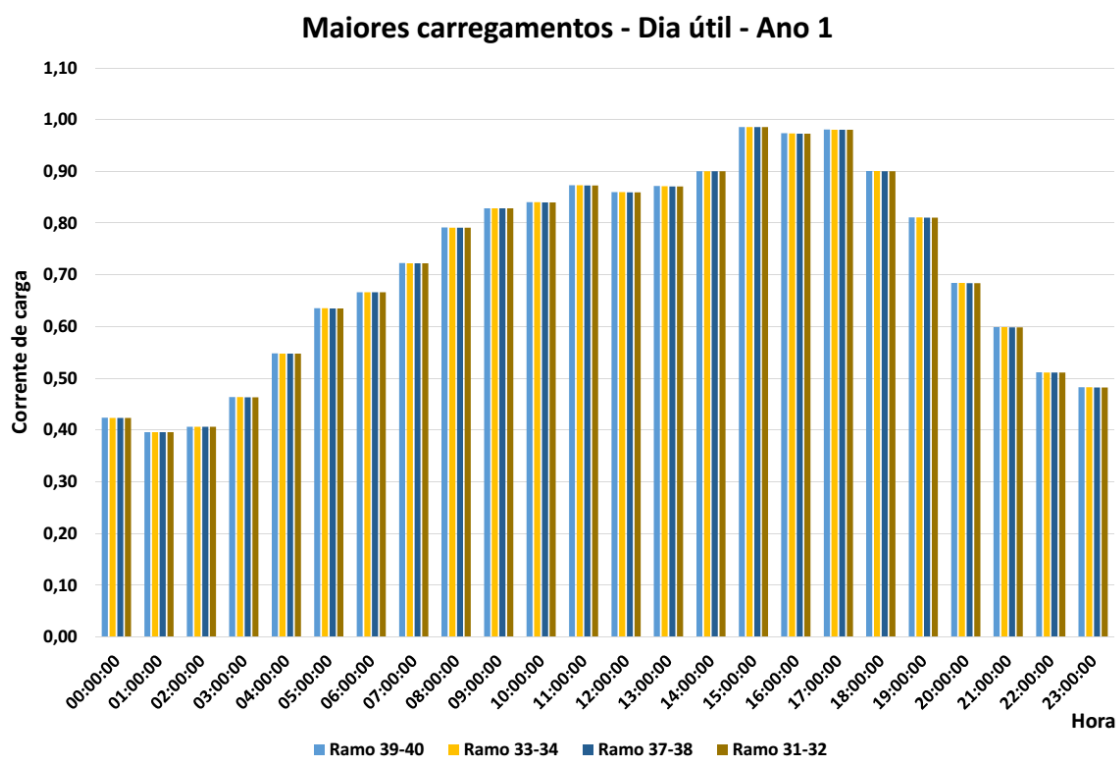


Gráfico 4.7 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 1.

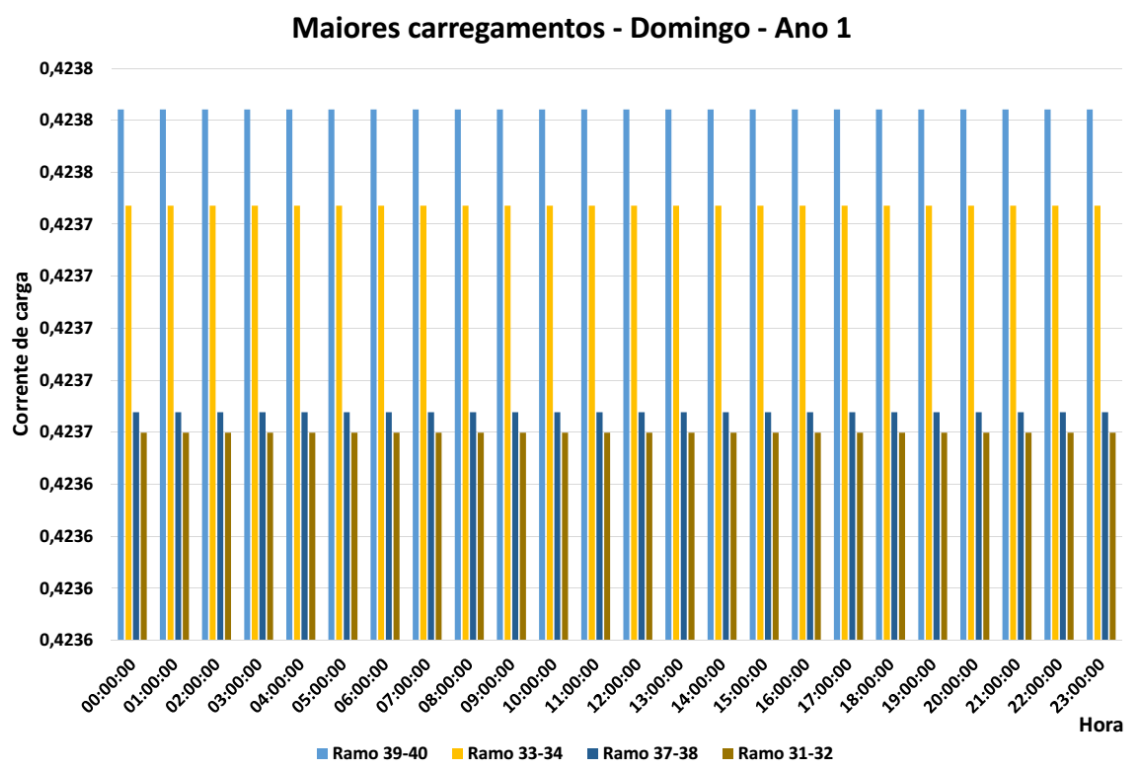


Gráfico 4.8 – Maiores carregamentos – Domingo industrial – Ano 1.

A Figura 4.3 mostra a posição na rede dos ramos (destacados em vermelho) que apresentaram os maiores valores de corrente de carga. Repare que todos os trechos destacados são transformadores de distribuição.

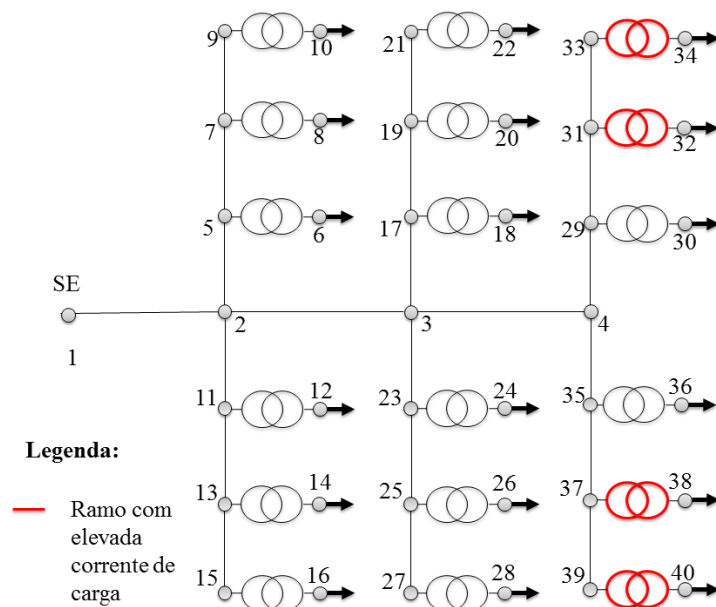


Figura 4.3 – Localização dos ramos com elevados valores de sobrecarga.

Ao comparar a Figura 3.5 e a Figura 4.3, identifica-se que as potências dos transformadores destacados possuem dois valores diferentes: 150 kVA para os trechos 39-40 e 37-38 e 112,5 kVA nos ramos 33-34 e 31-32. O fato de trechos com trafos de 112,5 kVA (33-34 e 31-32) possuírem valores de corrente carga superiores a trechos com trafos de 150 kVA (27-28) é curioso, haja vista que a curva de carga de todas as UC's foram ajustadas para 85% da capacidade nominal de cada transformador.

Todavia, ao se contrastar a Figura 4.3 com a Figura 4.2, nota-se que os maiores valores de corrente de carga ocorreram nos trechos que estão conectados às barras de menor tensão. E a ferramenta utilizada no cálculo do fluxo de potência, Matpower, considera a carga como potência constante, isto é, a carga sempre solicita da rede um mesmo valor de potência independente da tensão de alimentação. Como a tensão nas barras 32 e 34 estão entre as mais baixas, por estarem distantes da subestação, a corrente que passa pelos ramos 31-32 e 33-34 são aumentadas para que a potência solicitada pela carga fique constante. Sendo que essa elevação na corrente, causa um aumento na corrente de carga, o que culmina superando os

valores de correntes de carga das UC's que estão mais próximos à subestação, mesmo consumindo um valor maior de potência.

Assim sendo, determina-se uma limitação da ferramenta utilizada, porque era esperado que os maiores valores das correntes de cargas ocorressem nos trechos que alimentassem as UC's com os consumos mais elevados, que são aquelas alimentadas por transformadores de 150 kVA.

Para finalizar a análise do ano 1 do planejamento, falta-se verificar o valor das perdas técnicas presentes no alimentador. A Tabela 4.1 traz os valores das perdas técnicas em kWh e em porcentagem do consumo total diário das UC's, para um dia útil e para um domingo.

Tabela 4.1 – Perdas técnicas industrial – Ano 1.

	<b>Dia Útil</b>	<b>Domingo</b>
<b>Perdas (kWh)</b>	1185,02	389,78
<b>Perdas (%)</b>	3,90	2,11

Uma vez analisados o carregamento, o perfil de tensão e o valor das perdas técnicas para o primeiro ano do planejamento, parte-se para a verificações desses parâmetros para os demais anos considerando uma elevação de 4,22% em todas as curvas de carga dos consumidores da rede de distribuição.

Com o intuito de otimizar e não tornar repetitivo o processo de verificação do perfil de tensão da rede, mostrar-se-á somente os casos críticos, ou seja, será mostrado apenas o comportamento ao longo dos anos da barra com o valor máximo de tensão e da barra com o valor mínimo, isso para um dia útil e para um domingo.

O Gráfico 4.9 mostra o comportamento da tensão da barra 2 ao longo dos anos. Sabe-se que a barra de tensão máxima é a barra 1, contudo ela é onde está situada a subestação, de forma nela a tensão é a de referência e constante igual a 1,0 pu. Por isso, mostra-se o comportamento da barra cujo valor de tensão é o segundo maior. E o Gráfico 4.10 apresenta o desempenho da tensão mínima da rede, que ocorre na barra 40.

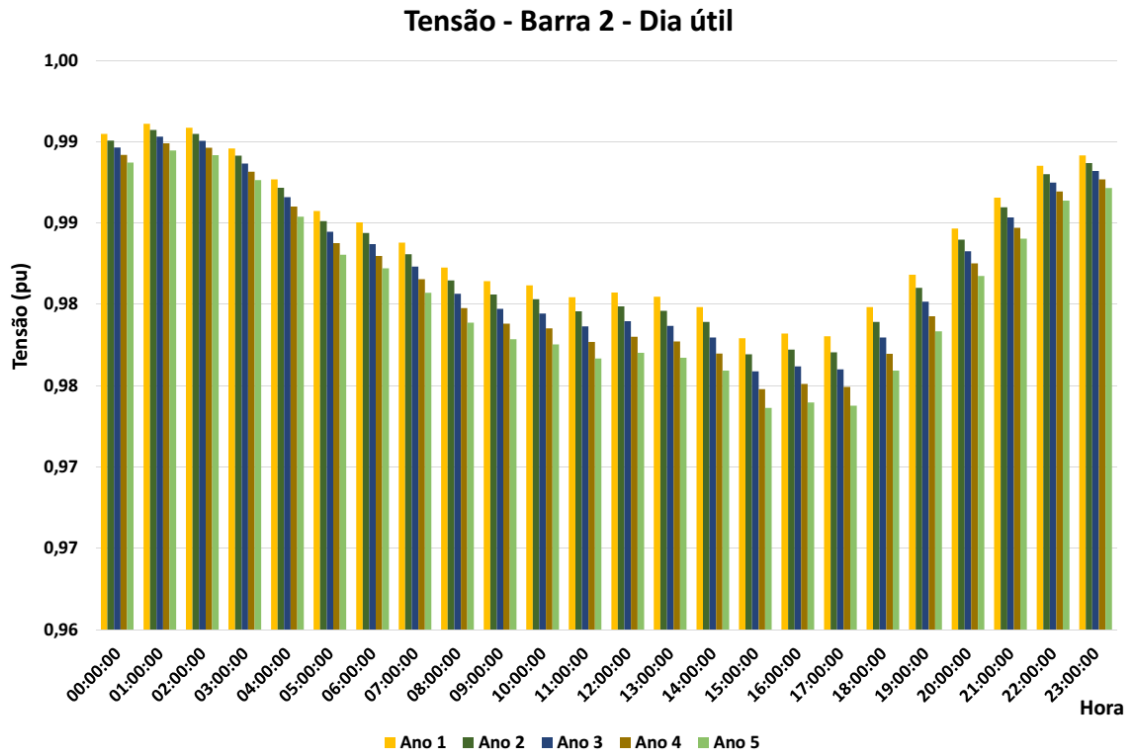


Gráfico 4.9 – Perfil de tensão da barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil industrial.

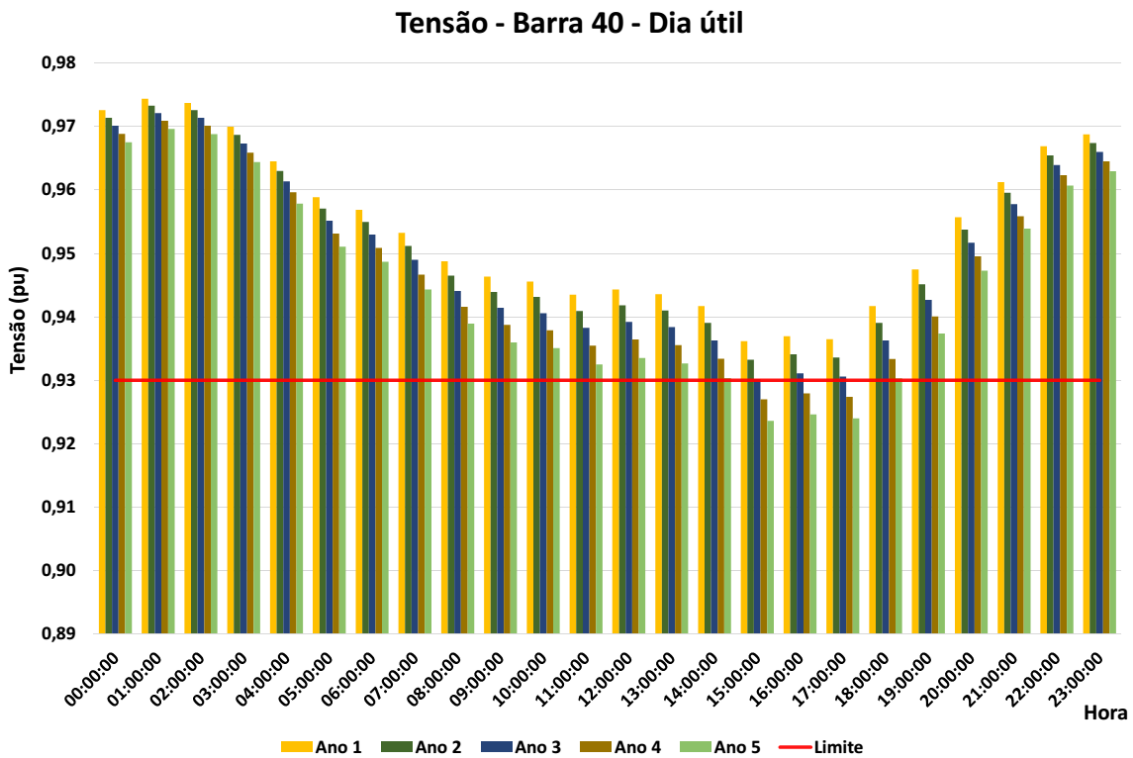


Gráfico 4.10 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil industrial.

Observando os gráficos, conclui-se que os valores de tensão são reduzidos ao longo dos anos. Redução explicada pelo aumento das cargas, o qual eleva as correntes que a rede conduz, que, por sua vez, aumenta a queda de tensão nos condutores do alimentador. Isso fica mais claro quando se observa a tensão nos horários de consumo máximos, entre as 15h e 17h, pois percebe-se que nesses instantes os valores das tensões ficam ainda inferiores. Inclusive, é no horário de pico que a tensão da barra 40, nos dois últimos anos do planejamento, apresenta valores inferiores aos limites estabelecidos pela regulação, indicando que, nos anos 4 e 5, ajustes na rede devem ser feitos para que esse problema seja contornado.

O desempenho, aos domingos, da barra 2 é mostrado no Gráfico 4.11 e o comportamento da barra 40, no Gráfico 4.12.

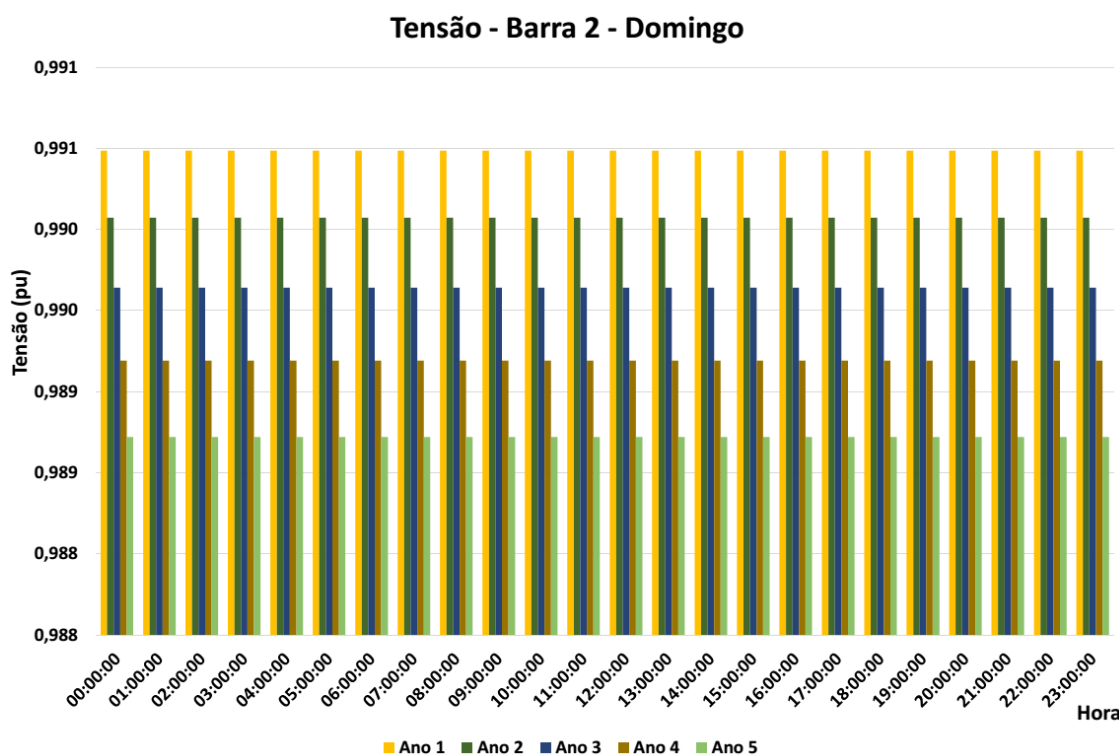


Gráfico 4.11 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo industrial.

Quando se verifica o comportamento das tensões da barra 2 e da barra 40 aos domingos, nota-se que o valor das tensões reduz a cada ano devido ao aumento gradativo da demanda. Todavia, o limite de tensão mínima não é ultrapassado pela barra 40 aos domingos.



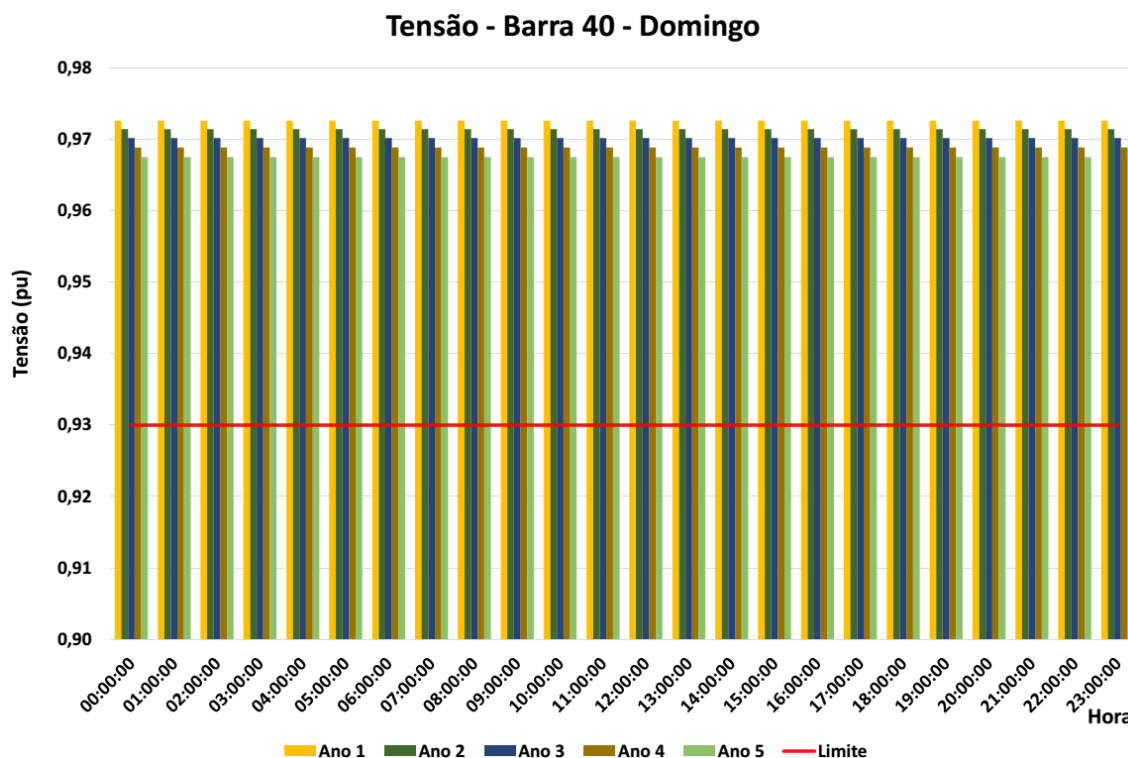


Gráfico 4.12 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo industrial.

Dessa forma, conclui-se que o perfil de tensão do dia útil é crítico, pois foi constatado que, naquele dia típico, a tensão ficará abaixo de 0,93 pu a partir do quarto ano, o que força a distribuição a fazer ajustes na rede para evitar que isso realmente aconteça.

Parte-se agora para a verificação do carregamento do alimentador com o aumento de demanda ao longo dos anos. Para isso, o Gráfico 4.13 apresenta os quatro maiores valores de corrente de carga ao longo de um dia útil para o ano 5. Iniciou-se pelo ano 5 porque, caso não houvesse ramos em sobrecarga no último ano, não iria ocorrer em ano algum, já que o ano 5 é o último ano do planejamento e é aquele que possui a maior demanda dos consumidores.

Contudo, ao observar o Gráfico 4.13 verifica-se que, durante os horários de pico do consumo, os ramos 39-40, 33-34, 37-38 e 31-32 apresentaram correntes de carga superior ao limite, indicado pela linha vermelha. O mesmo ocorre no ano 4, apresentado no Gráfico 4.14, em que o limite também foi ultrapassado entre às 15h e às 17h. Todavia, no ano 3 (Gráfico 4.15), não se constata trechos do alimentador operando com sobrecorrente.

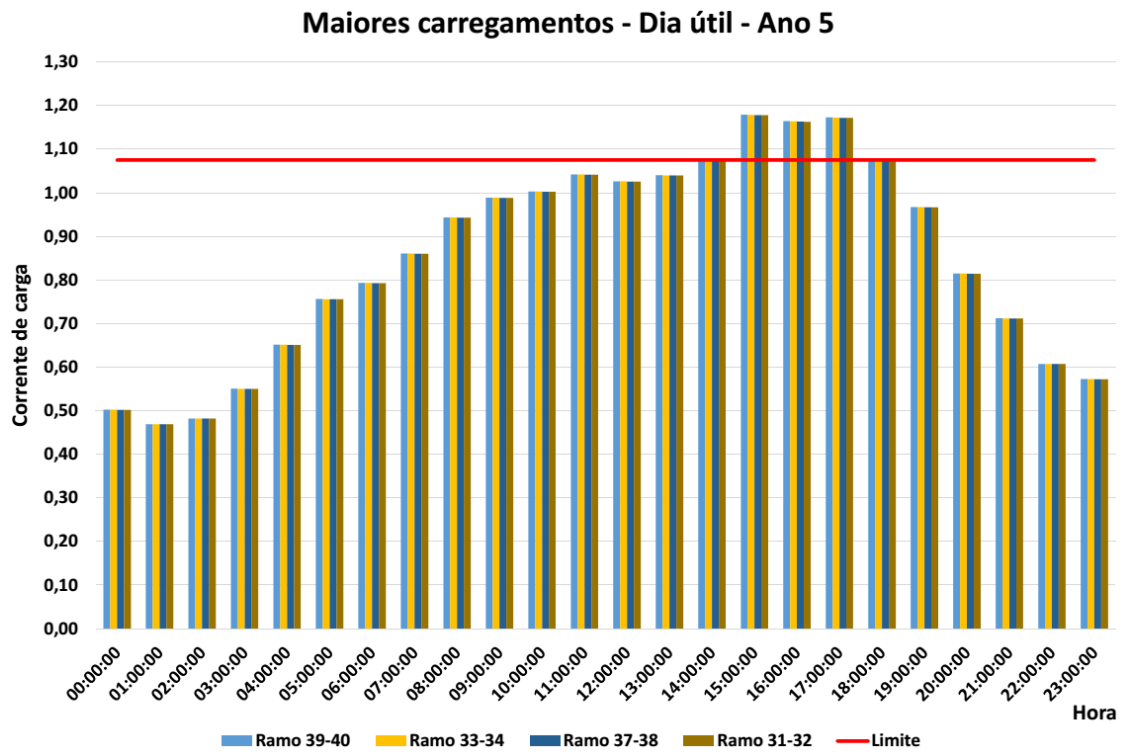


Gráfico 4.13 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 5.

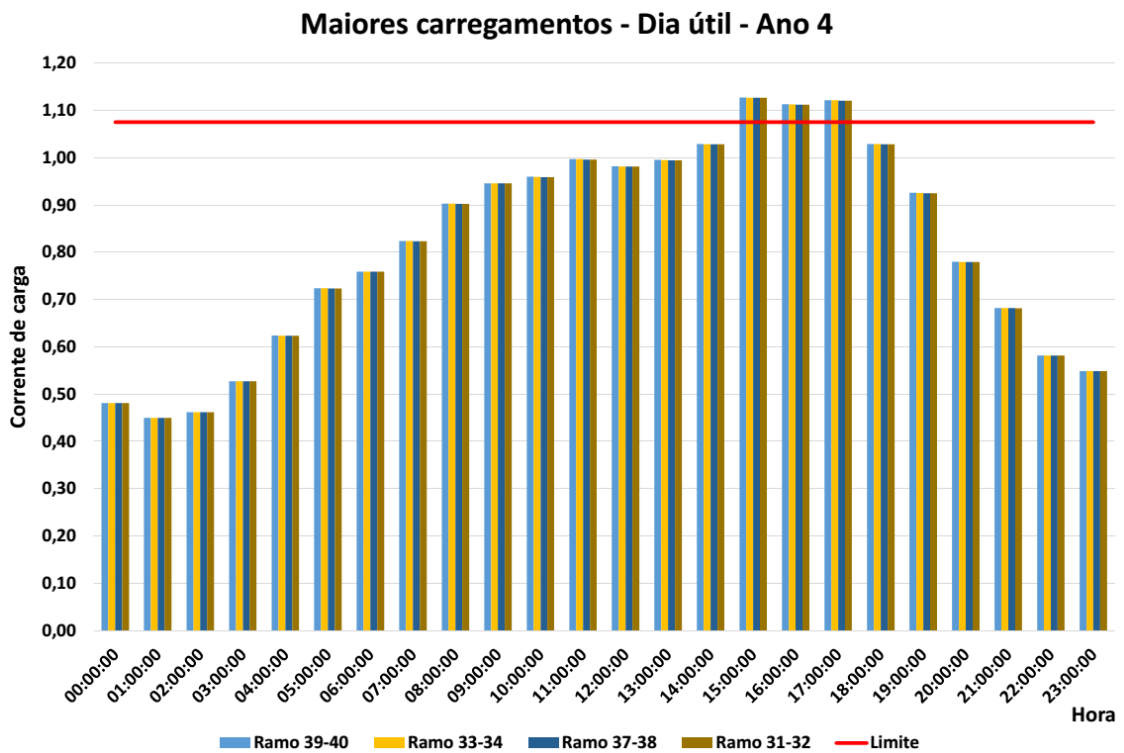


Gráfico 4.14 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 4.

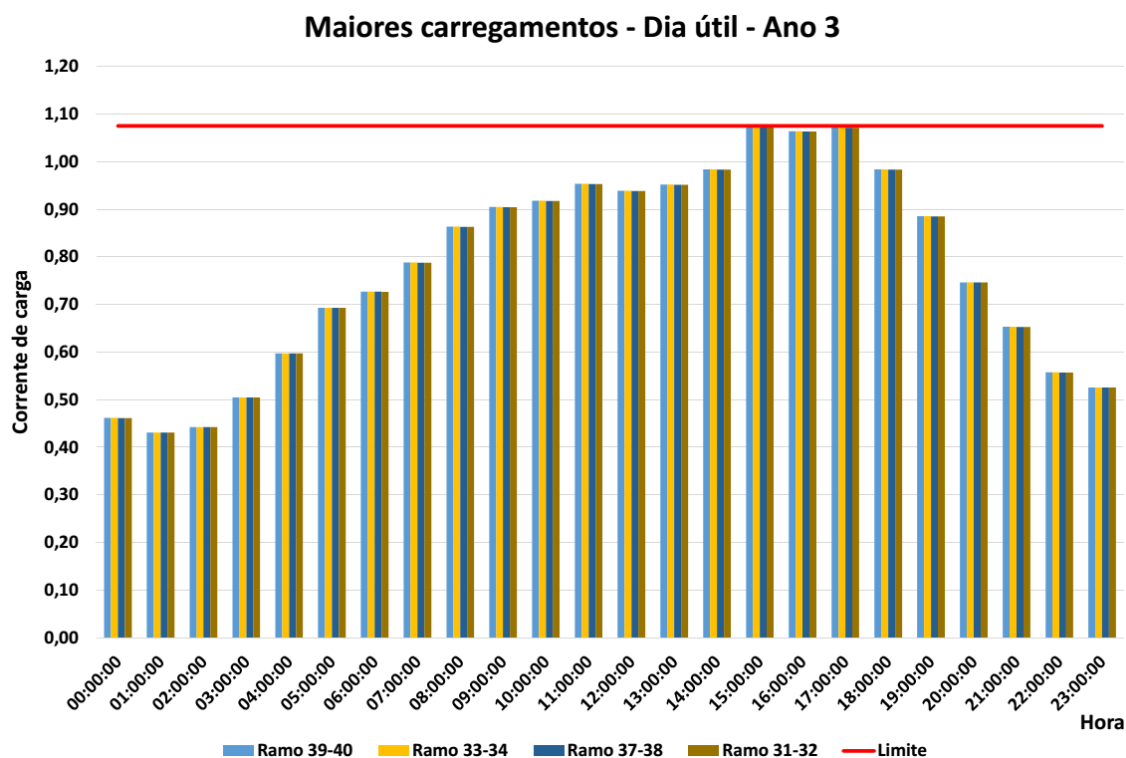


Gráfico 4.15 – Maiores carregamentos – Dia útil industrial – Ano 3.

Um ponto que merece destaque é o fato do limite adotado não ser o valor de 1,0 pu e, sim, um pouco maior, 1,075 pu. Pois a corrente de 1,0 pu é a corrente nominal de um equipamento, quando ele opera na sua potência nominal, 1,0 pu, somente se a tensão de alimentação for 1,0 pu. Se a tensão reduz um pouco, por exemplo para 0,93 pu, a corrente de operação nominal eleva para 1,075 pu, aproximadamente, para manter a potência nominal de 1,0 pu. Isso é o que ocorre quando se modela uma carga como potência constante.

Visto o comportamento para os dias úteis, é necessário observar o desempenho da rede para o domingo. O Gráfico 4.16 apresenta os maiores carregamentos do alimentador aos domingos do ano 5. Nota-se que os valores de carregamento não passaram de 0,51, o que evidencia que o carregamento crítico é aquele ocorrido nos dias úteis, que já revelou a necessidade de reforços.

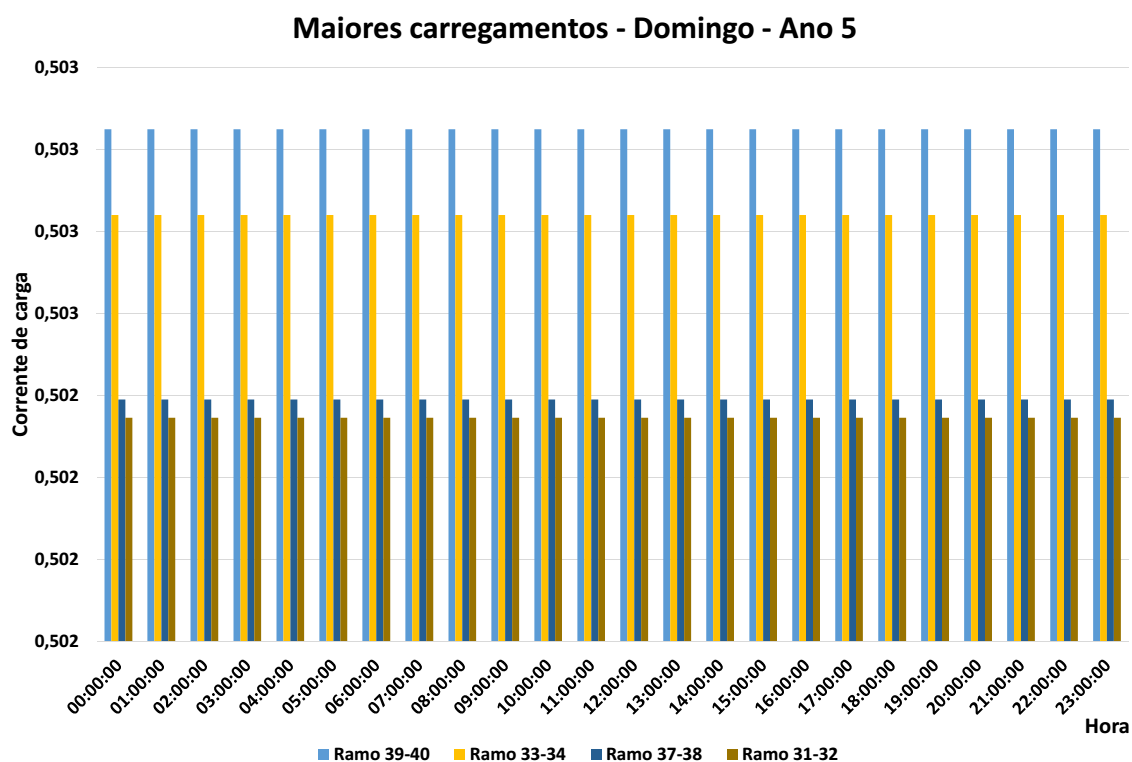


Gráfico 4.16 – Maiores carregamentos – Domingo industrial – Ano 5.

A Tabela 4.2 apresenta as perdas técnicas para todos os anos do planejamento. Como era esperado, as perdas aumentam à medida que os consumos crescem, pois, as correntes que percorrem as redes se elevam, que, por sua vez, elevam a potência dissipada nos cabos condutores e equipamentos.

Tabela 4.2 – Perdas técnicas – Indústrias.

Ano	Dia típico	Perdas (kWh)	Perdas (%)
1	Dia útil	1185,02	3,90
	Domingo	389,78	2,11
2	Dia útil	1293,03	4,08
	Domingo	424,33	2,21
3	Dia útil	1411,22	4,27
	Domingo	461,99	2,31
4	Dia útil	1540,59	4,48
	Domingo	503,05	2,41
5	Dia útil	1682,26	4,69
	Domingo	547,81	2,52

### Com GDFV

Agora que é conhecido o comportamento do alimentador ao longo dos 5 anos de planejamento e sabe-se os gargalos para atender à demanda prevista, insere-se GDFV para saber quais as alterações de comportamento.

Foi considerada a instalação de GDFV nos anos em que o planejamento detectou a necessidade de reforços e/ou de ajustes, ou seja, nos anos 4 e 5. Sendo que a quantidade de GDFV a ser instalada é baseada no consumo mensal da rede e de cada UC. Definiu-se o consumo mensal como sendo a energia consumida pela rede ou por uma UC durante quatro semanas, sendo que foi adotado que o consumo do sábado e do domingo são iguais e o consumo dos cinco dias da semana iguais a um dia útil típico.

Dessa forma, a GDFV foi sendo inserida gradativamente, com incrementos de 5%, até que fosse possível detectar dois cenários: o menor valor de GDFV que posterga o reforço requisitado e o menor valor de GDFV que exige outros reforços na rede por conta dos impactos causados por ela. Ressaltando que os valores de GDFV sempre são dados em valores percentuais do consumo mensal do alimentador.

O menor valor de GDFV que posterga os reforços detectados pelo planejamento no ano 4, sobrecarga nos transformadores situados no final da rede e a tensão das barras abaixo de 0,93 pu, é aquele que equivale a uma geração igual a 10% do consumo. A potência resultante das UC's com 10% de GDFV instalada é mostrada no Gráfico 4.17 para um dia útil e no Gráfico 4.18 para um domingo.

No dia útil (Gráfico 4.17) é difícil notar uma redução da potência solicitada à rede pelas UC's, todavia, quando se observa o mesmo gráfico para os domingos (Gráfico 4.18), fica claro que há uma redução do consumo durante o dia (entre 8h e 18h) provocada pela GDFV. E essa redução impacta diretamente o carregamento da rede, uma vez que a potência solicitada ao alimentador pelas UC's é reduzida, as correntes que circulam pela rede também sofrem reduções, o que culmina reduzindo o carregamento da rede. Fato evidenciado pelo Gráfico 4.19, que apresenta os quatro maiores valores de corrente de carga para um dia útil típico, e pelo Gráfico 4.20, que traz esses dados para um domingo típico.

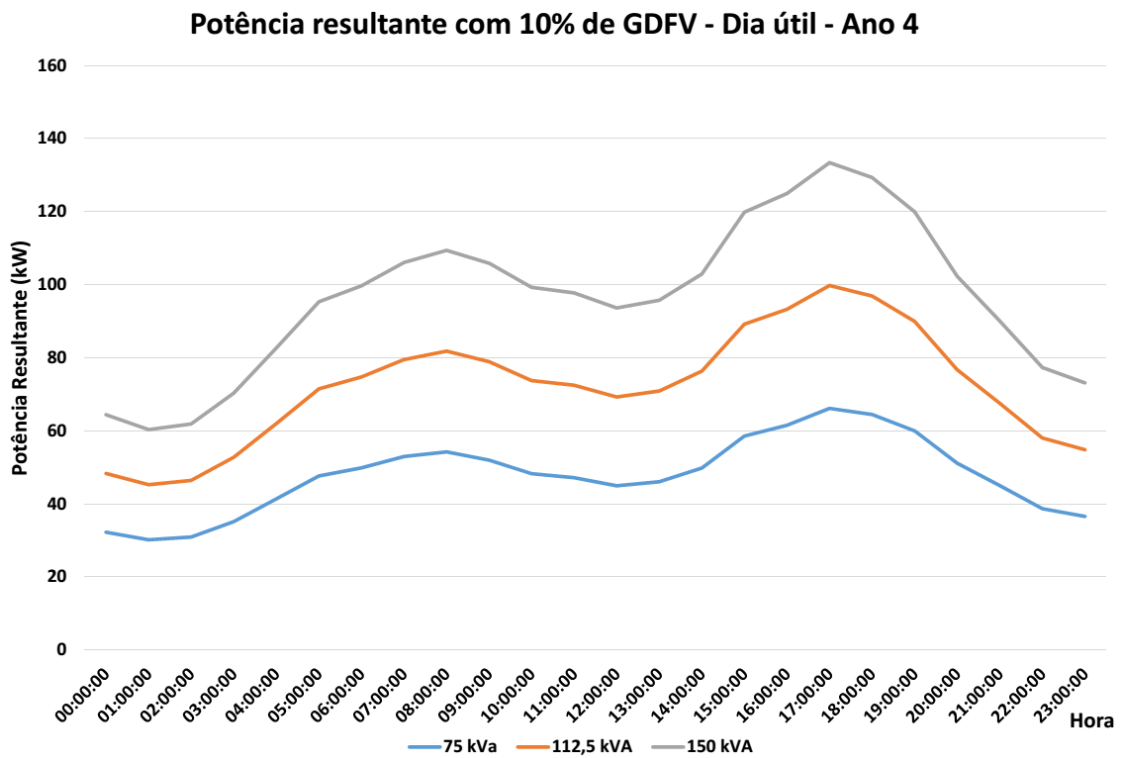


Gráfico 4.17 – Potência resultante – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

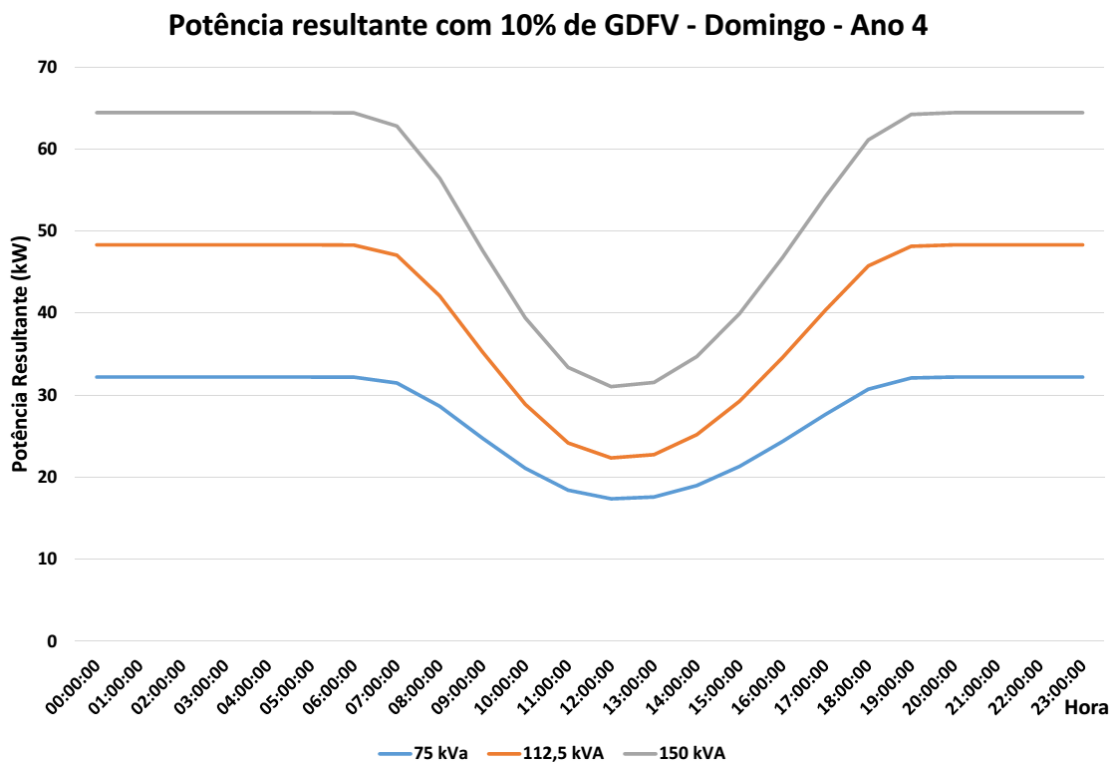


Gráfico 4.18 – Potência resultante – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

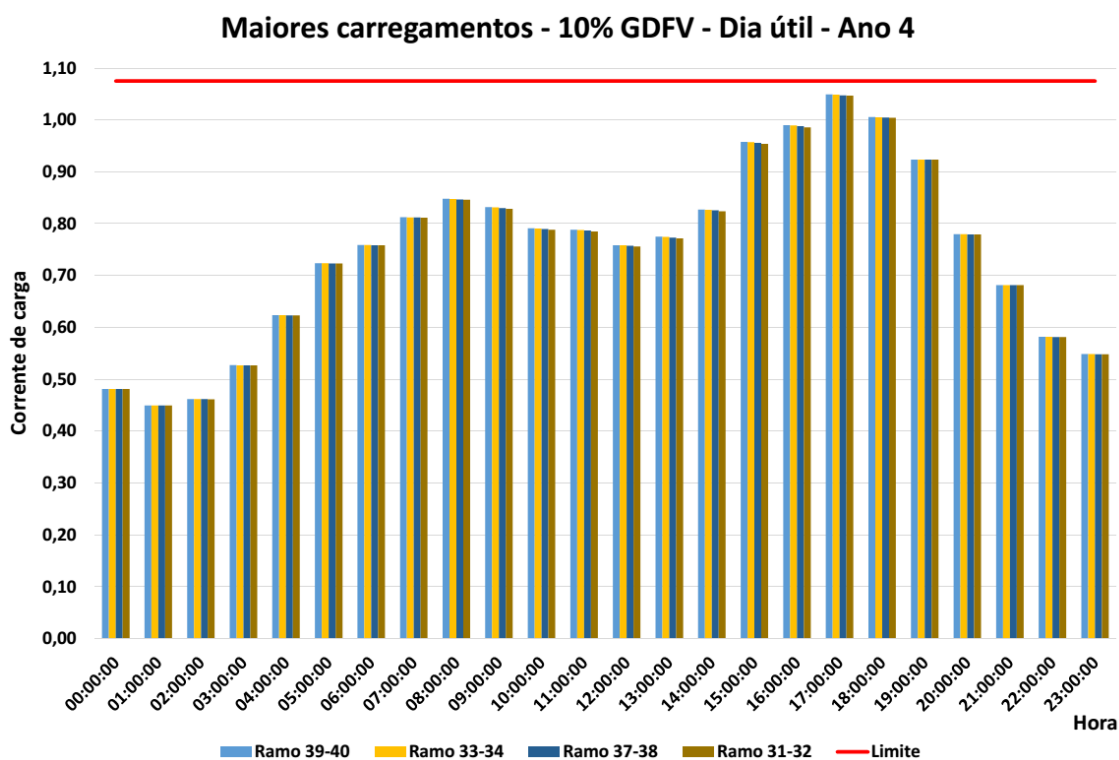


Gráfico 4.19 – Maiores carregamentos – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

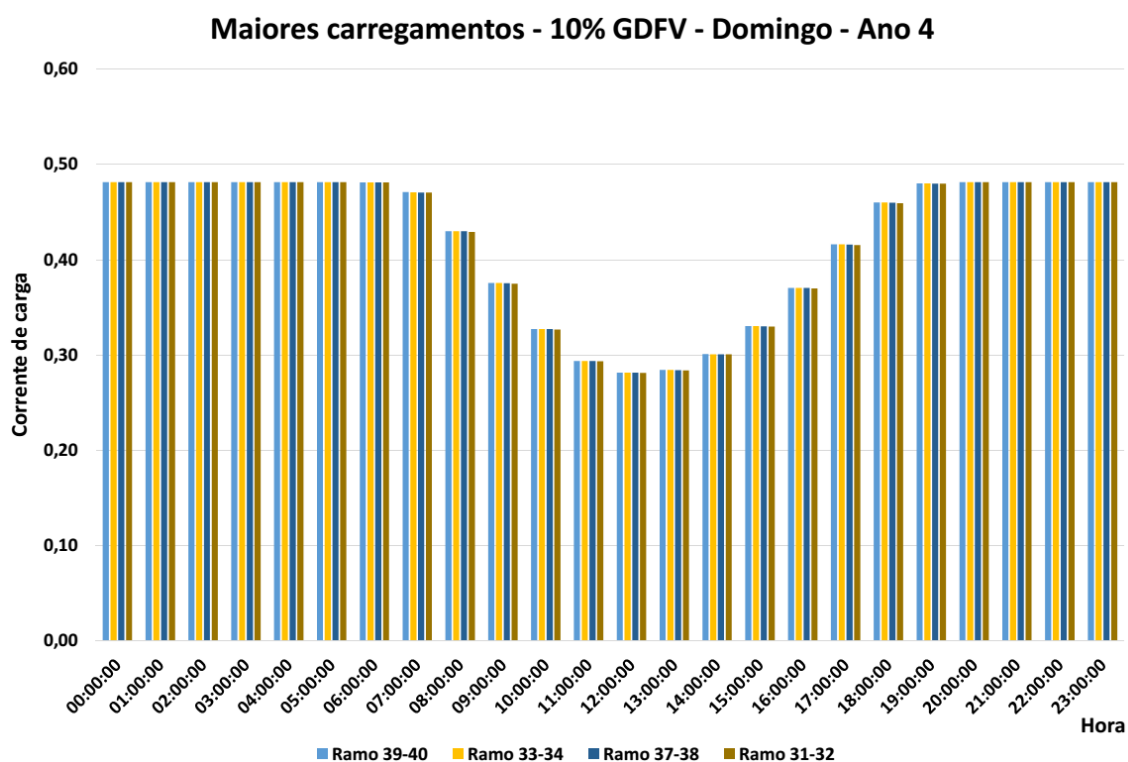


Gráfico 4.20 – Maiores carregamentos – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

Observando os gráficos de carregamento, percebe-se que os carregamentos sofreram reduções, culminando com um alívio na rede, pois, após a inserção de GDFV, não há mais sobrecarga. Já que o Gráfico 4.19 mostra que o limite (linha vermelha) não foi ultrapassado durante o horário de maior consumo. Quando se analisa o Gráfico 4.20, nota-se claramente o quanto que a GDFV alivia a rede, pois a corrente de carga cai de 0,5 para 0,3 pu aproximadamente perto das 12h, horário em que a irradiância é maior. Isso acontece porque as UC's consomem menos energia oriunda do alimentador, uma vez que a GDFV supre uma parcela do consumo das indústrias.

Agora para verificar se o problema das tensões abaixo do limite foi sanado, faz-se uma análise dos valores mínimos de tensão. O Gráfico 4.21 apresenta os valores mínimos de tensão para o dia útil e o Gráfico 4.22, para o domingo.

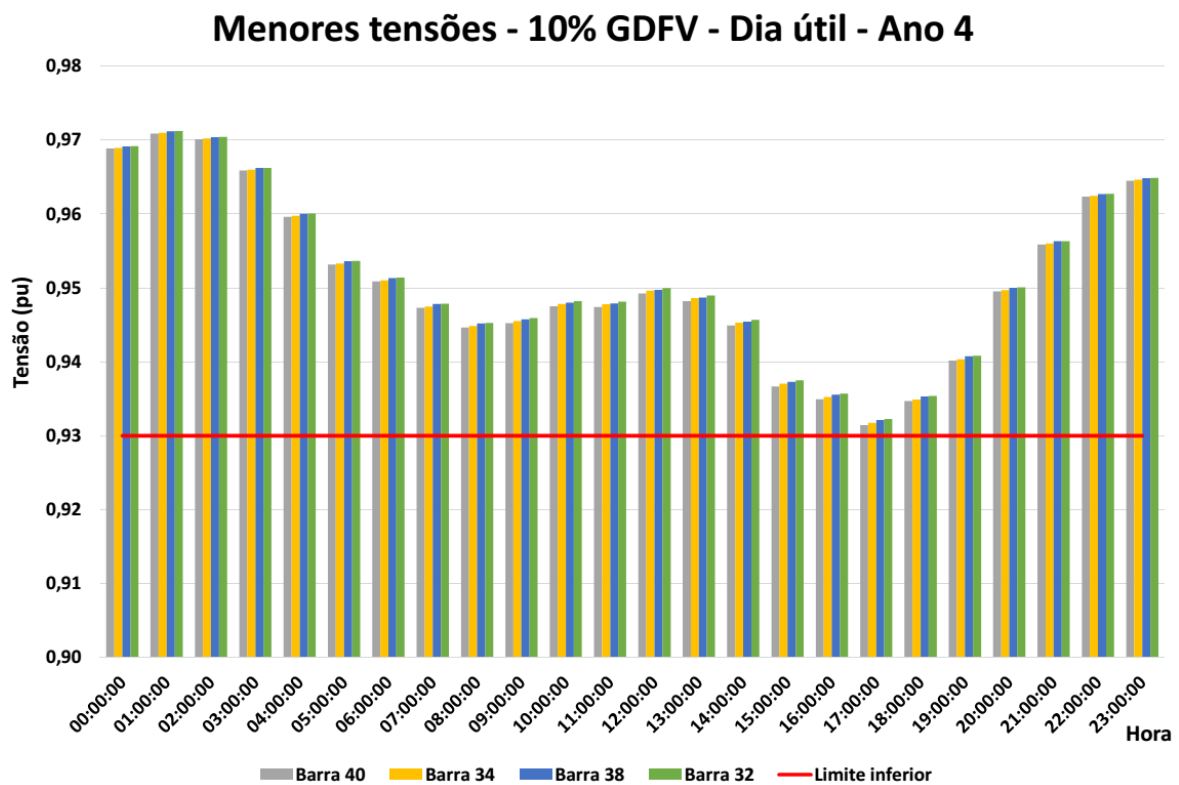


Gráfico 4.21 – Menores tensões – 10% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

Constata-se que o problema de tensão para os dias úteis foi sanado, pois nem no momento de maior consumo, às 17h, a tensão mínima ficou abaixo do limite de 0,93 pu. Logo, a inserção de 10% de GDFV resolveu também a adversidade das tensões mínimas.



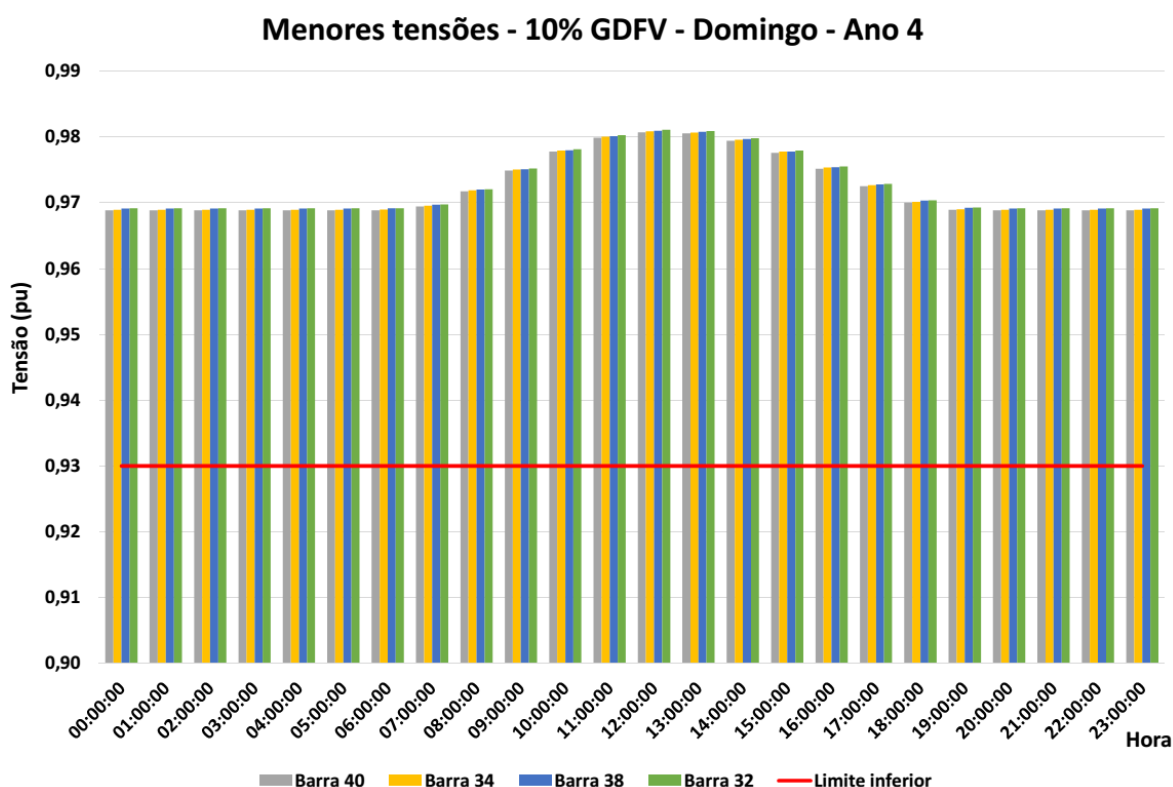


Gráfico 4.22 – Menores tensões – 10% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

Ao verificar o Gráfico 4.22, nota-se que a redução da demanda verificada no Gráfico 4.20 culminou com uma pequena elevação da tensão das barras situadas no final do alimentador. Como os valores da corrente caíram, a queda de tensão ao longo do alimentador também reduz, o que explica a reduzida elevação de tensão verificada.

A redução do carregamento do sistema de distribuição também ocasiona a redução das perdas técnicas, conforme apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Comparação das perdas técnicas – Indústrias – Ano 4.

Ano	Dia típico	Sem GDFV		10% GDFV	
		Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
4	Dia útil	1540,59	4,48	1268,85	3,69
	Domingo	503,05	2,41	395,73	1,90

Verifica-se uma redução de 0,79 para um dia útil e 0,51 pontos percentuais para o domingo. Esses valores percentuais dão a impressão de que a redução nas perdas foi pouca, todavia a

energia que deixou de ser dissipada na rede foi de aproximadamente 272 kWh em um dia útil e por volta de 107 kWh em um domingo, isso em somente um dia. Quando se contabiliza as perdas mensais, obtém-se um total de aproximadamente 6296 kWh de energia que deixou de ser dissipada na rede e poderá alimentar outros consumidores.

Depois que foi verificado o menor percentual de GDFV que posterga os reforços necessários no alimentador, foi obtido o menor percentual de GDFV que causa problemas técnicos na rede. Um fato interessante, e que será discutido a seguir, é que o menor percentual de GDFV que impacta a rede negativamente em um dia útil, 90%, é superior ao menor valor de GDFV que prejudica a rede aos domingos, 75%.

Os maiores valores da corrente de carga para um dia útil com 90% de GDFV instalada são mostrados na Tabela 4.4. Ao se observar a tabela com os valores de corrente de carga, entende-se o motivo de não continuar utilizando os gráficos para apresentar os resultados. Repare que os trechos da rede que possuem os maiores carregamentos variam ao longo do dia, o que dificulta a visualização nos gráficos.

Em um dia útil, uma potência de GDFV que gera 90% da energia consumida em um mês (Tabela 4.4), nos horários em que o sol está forte, os ramos que apresentam os maiores carregamentos são os 17-18, 19-20, 21-22 e 29-30 e não são os mesmos nos outros momentos do dia. Para compreender essa alteração de comportamento, é necessário conhecer a potência resultante de cada tipo de UC, mostrada no Gráfico 4.23, e os valores máximos de tensão, apresentados na Tabela 4.5.

Observando a potência resultante de cada UC (Gráfico 4.23), nota-se que aqueles consumidores alimentados por transformadores de 150 kVA foram os que mais injetaram potência na rede; sendo seguidos por aquelas UC's conectadas aos trafos de 112,5 kVA e as que menos injetaram potência estão ligadas aos trafos de 75 kVA. E todos os consumidores injetaram um valor de potência acima da capacidade nominal dos seus respectivos transformadores, culminando com uma sobrecarga nestes equipamentos.

Tabela 4.4 – Maiores carregamentos – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
01h	0,4500	39	40	0,4499	33	34	0,4498	37	38	0,4498	31	32
02h	0,4620	39	40	0,4619	33	34	0,4618	37	38	0,4618	31	32
03h	0,5273	39	40	0,5272	33	34	0,5271	37	38	0,5271	31	32
04h	0,6239	39	40	0,6238	33	34	0,6236	37	38	0,6236	31	32
05h	0,7240	39	40	0,7239	33	34	0,7237	37	38	0,7236	31	32
06h	0,7573	39	40	0,7571	33	34	0,7569	37	38	0,7569	31	32
07h	0,7295	39	40	0,7291	37	38	0,7286	33	34	0,7284	35	36
08h	0,4775	39	40	0,4774	37	38	0,4771	35	36	0,4766	27	28
09h	0,3874	29	30	0,3874	31	32	0,3874	17	18	0,3874	33	34
10h	0,7127	17	18	0,7124	19	20	0,7123	21	22	0,7115	29	30
11h	0,9948	17	18	0,9941	19	20	0,9938	21	22	0,9921	29	30
12h	1,1229	17	18	1,1220	19	20	1,1216	21	22	1,1193	29	30
13h	1,0887	17	18	1,0878	19	20	1,0874	21	22	1,0853	29	30
14h	0,9106	17	18	0,9100	19	20	0,9097	21	22	0,9084	29	30
15h	0,6178	17	18	0,6176	19	20	0,6175	21	22	0,6172	29	30
16h	0,4190	33	34	0,4190	31	32	0,4190	29	30	0,4188	21	22
17h	0,5706	39	40	0,5704	37	38	0,5700	35	36	0,5692	27	28
18h	0,8350	39	40	0,8345	37	38	0,8336	35	36	0,8333	33	34
19h	0,9124	39	40	0,9121	33	34	0,9118	37	38	0,9117	31	32
20h	0,7799	39	40	0,7797	33	34	0,7795	37	38	0,7794	31	32
21h	0,6821	39	40	0,6820	33	34	0,6818	37	38	0,6817	31	32
22h	0,5820	39	40	0,5820	33	34	0,5818	37	38	0,5818	31	32
23h	0,5488	39	40	0,5487	33	34	0,5486	37	38	0,5485	31	32

Todavia, nos instantes de maior injeção de potência, os maiores valores de tensão ocorreram nas barras 34, 32, 40 e 38, que estão situadas no final do alimentador, e, por apresentarem valores elevados de tensão, as correntes acabam sendo reduzidas, já que as cargas são modeladas como potência constante. Fato que explica as maiores sobrecargas nos ramos situados no meio da rede e nas UC's de menor consumo (alimentadas pelos trafos de 112,5 kVA) e não naquelas UC's no final da rede e de maior consumo (alimentadas pelos transformadores de 150 kVA), situação padrão de funcionamento do alimentador verificada anteriormente. A Figura 4.4 ilustra o sistema e destaca os ramos que estão em sobrecarga (marcados de vermelho) e as barras de maiores tensões (destacadas de laranja).

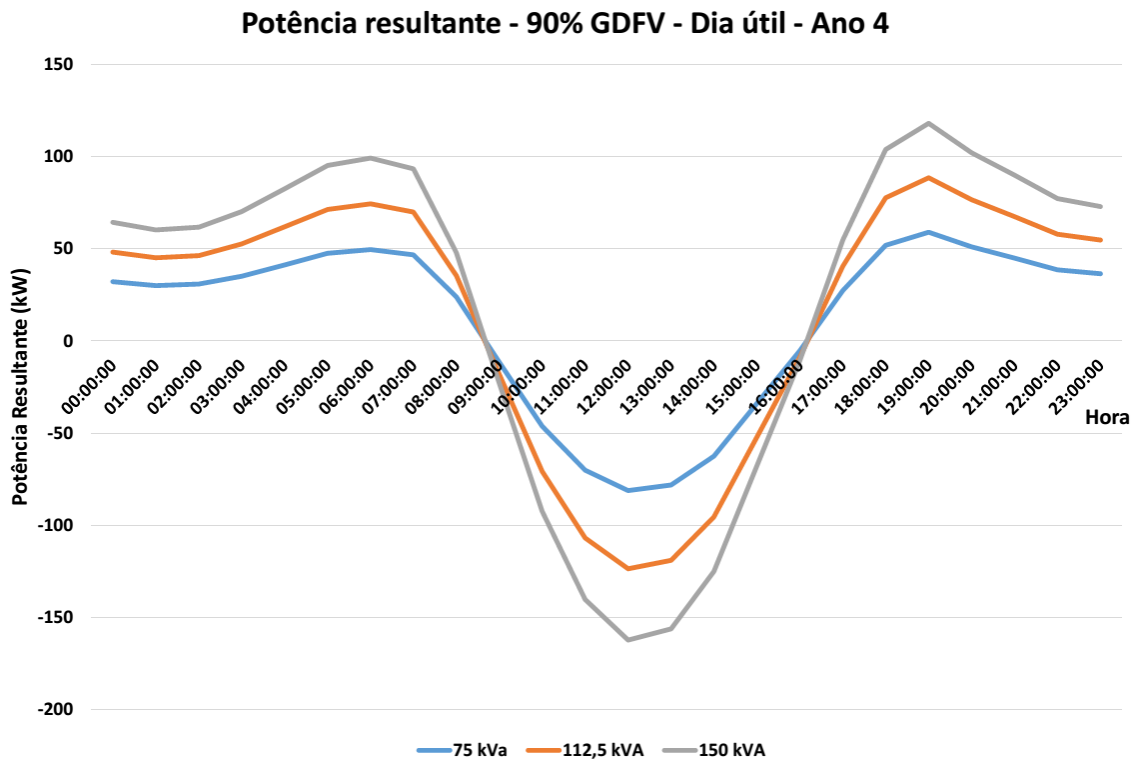


Gráfico 4.23 – Potência resultante – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

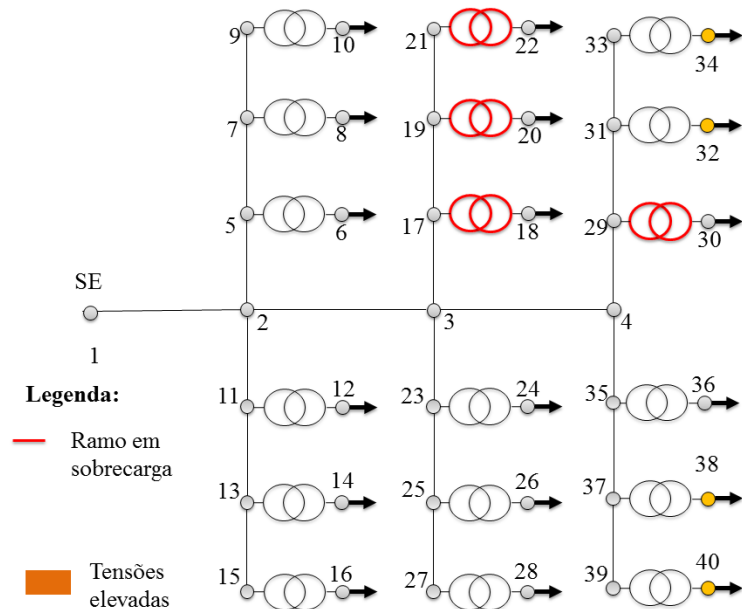


Figura 4.4 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

Repare na Tabela 4.5 que os valores máximos de tensão, nas horas de injeção máxima de potência, 12h e 13h ficaram próximos ao limite, 1,05 pu. Contudo não o ultrapassaram, fazendo com que o carregamento fosse o fator limitante para essas condições.

Não foram mostrados os valores de tensão mínima porque esse problema foi sanado com somente 10% de GDFV, logo, com 90% de geração, essa adversidade não ocorre.

Tabela 4.5 – Maiores tensões – 90% GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
01h	1,0000	1	0,9899	2	0,9895	5	0,9895	11
02h	1,0000	1	0,9896	2	0,9892	5	0,9892	11
03h	1,0000	1	0,9882	2	0,9877	5	0,9877	11
04h	1,0000	1	0,9860	2	0,9854	5	0,9854	11
05h	1,0000	1	0,9838	2	0,9831	5	0,9831	11
06h	1,0000	1	0,9830	2	0,9823	5	0,9823	11
07h	1,0000	1	0,9837	2	0,9830	5	0,9830	11
08h	1,0000	1	0,9900	2	0,9896	5	0,9896	11
09h	1,0000	1	0,9997	15	0,9997	9	0,9997	13
10h	1,0155	39	1,0152	37	1,0151	33	1,0148	31
11h	1,0267	34	1,0264	32	1,0261	40	1,0257	39
12h	1,0335	34	1,0331	32	1,0329	40	1,0323	38
13h	1,0315	34	1,0311	32	1,0309	40	1,0303	38
14h	1,0223	39	1,0218	37	1,0217	33	1,0216	34
15h	1,0089	39	1,0087	37	1,0087	33	1,0085	31
16h	1,0000	1	0,9974	2	0,9973	11	0,9973	5
17h	1,0000	1	0,9882	2	0,9878	5	0,9878	11
18h	1,0000	1	0,9814	2	0,9806	5	0,9806	11
19h	1,0000	1	0,9796	2	0,9787	5	0,9787	11
20h	1,0000	1	0,9825	2	0,9818	5	0,9818	11
21h	1,0000	1	0,9847	2	0,9841	5	0,9841	11
22h	1,0000	1	0,9869	2	0,9864	5	0,9864	11
23h	1,0000	1	0,9877	2	0,9872	5	0,9872	11

Os domingos apresentaram comportamento semelhante àquele dos dias úteis, contudo o menor percentual de GDFV que prejudicou a rede foi de 75%.

Os carregamentos máximos do domingo são mostrados na Tabela 4.6, os valores máximos de tensão constam na Tabela 4.7 e a potência resultante de cada tipo de UC's é apresentada no Gráfico 4.24.

Tabela 4.6 – Maiores carregamentos – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
01h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
02h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
03h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
04h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
05h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
06h	0,4799	39	40	0,4798	33	34	0,4797	37	38	0,4797	31	32
07h	0,4067	39	40	0,4066	37	38	0,4064	35	36	0,4063	33	34
08h	0,1902	39	40	0,1902	37	38	0,1901	35	36	0,1901	27	28
09h	0,4297	5	6	0,4297	11	12	0,4296	7	8	0,4296	13	14
10h	0,7967	5	6	0,7967	11	12	0,7964	7	8	0,7964	13	14
11h	1,0702	5	6	1,0702	11	12	1,0696	7	8	1,0696	13	14
12h	1,1754	5	6	1,1754	11	12	1,1747	7	8	1,1747	13	14
13h	1,1521	5	6	1,1521	11	12	1,1514	7	8	1,1514	13	14
14h	1,0106	5	6	1,0106	11	12	1,0101	7	8	1,0101	13	14
15h	0,7725	5	6	0,7725	11	12	0,7722	7	8	0,7722	13	14
16h	0,4667	5	6	0,4667	11	12	0,4666	7	8	0,4666	13	14
17h	0,1970	5	6	0,1970	11	12	0,1970	7	8	0,1970	13	14
18h	0,3338	39	40	0,3338	37	38	0,3336	35	36	0,3333	27	28
19h	0,4712	39	40	0,4711	33	34	0,4710	37	38	0,4710	31	32
20h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
21h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
22h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32
23h	0,4816	39	40	0,4815	33	34	0,4814	37	38	0,4814	31	32

Tabela 4.7 – Maiores tensões – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
01h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
02h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
03h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
04h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
05h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
06h	1,0000	1	0,9892	2	0,9888	5	0,9888	11
07h	1,0000	1	0,9909	2	0,9905	5	0,9905	11
08h	1,0000	1	0,9973	2	0,9973	5	0,9973	11
09h	1,0104	39	1,0102	37	1,0101	33	1,0099	31
10h	1,0281	34	1,0278	32	1,0278	40	1,0274	38
11h	1,0411	34	1,0407	40	1,0406	32	1,0401	38
12h	1,0460	34	1,0456	40	1,0455	32	1,0449	38
13h	1,0449	34	1,0445	40	1,0444	32	1,0439	38
14h	1,0383	34	1,0379	40	1,0379	32	1,0374	38
15h	1,0270	34	1,0267	32	1,0266	40	1,0262	38
16h	1,0118	39	1,0117	34	1,0116	32	1,0115	37
17h	1,0000	1	0,9995	15	0,9995	9	0,9995	13
18h	1,0000	1	0,9926	2	0,9923	5	0,9923	11
19h	1,0000	1	0,9894	2	0,9890	5	0,9890	11
20h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
21h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
22h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11
23h	1,0000	1	0,9892	2	0,9887	5	0,9887	11

Verificando a Tabela 4.6, nota-se um comportamento semelhante ao ocorrido no dia útil do caso anterior. Há sobrecorrente às 12h e às 13h, só que, nesse caso, os ramos que apresentaram esse fenômeno estão entre as barras 5-6, 11-12, 7-8 e 13-14 e os valores obtidos foram superiores. Antes o valor máximo foi 1,1229 e agora chegou a 1,1754. A potência resultante das UC's (Gráfico 4.24) mostra a injeção de potência na rede de todas elas no mesmo período do dia, quando há maior incidência solar. Agora para entender o motivo da

alteração da localização da sobrecarga, ilustrada na Figura 4.5, é necessário analisar as tensões máximas.

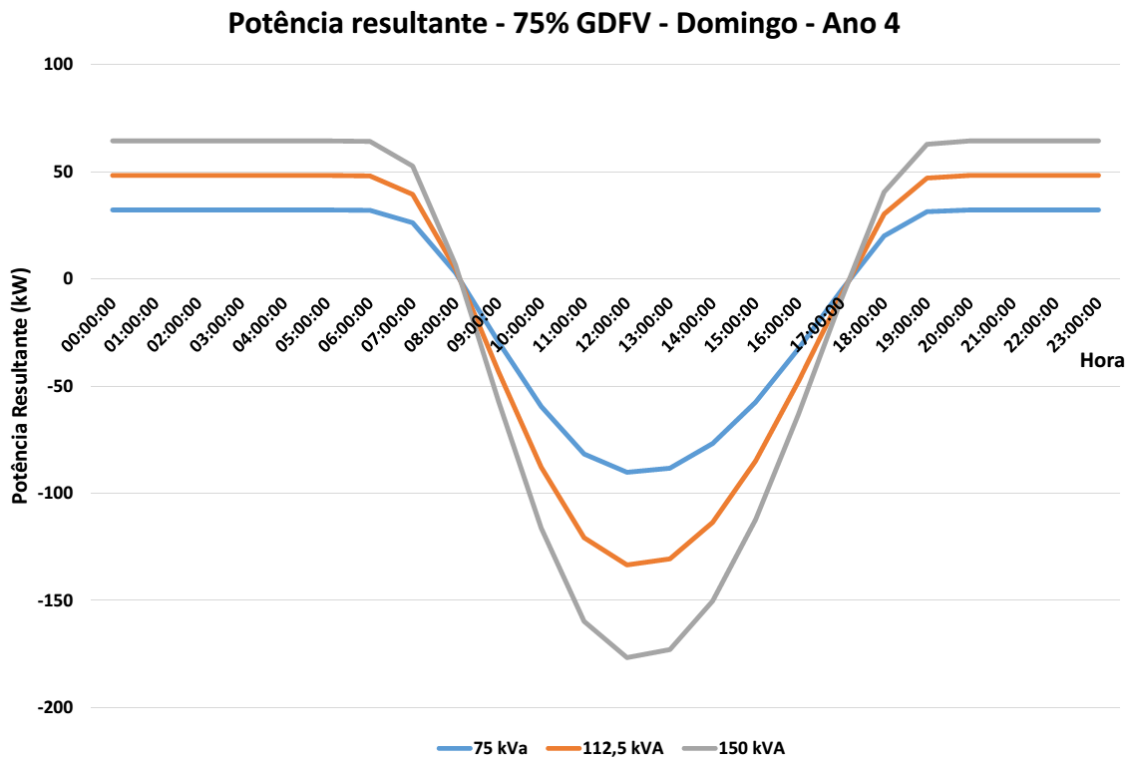


Gráfico 4.24 – Potência resultante – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

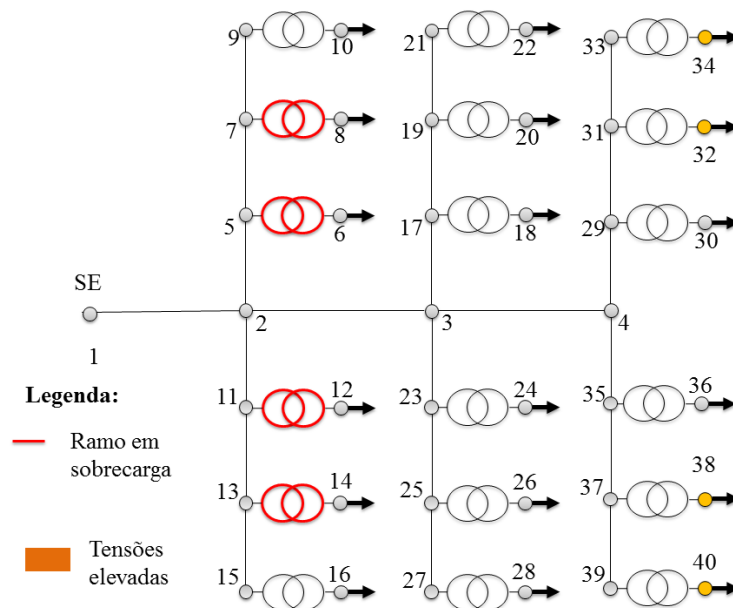


Figura 4.5 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 75% GDFV – Domingo industrial – Ano 4.



Repare que as tensões máximas foram apresentadas nas mesmas barras que no caso do dia útil – barras 34, 32, 40, e 38, situadas no final do alimentador (Figura 4.5). Mas há uma diferença nos valores dessas tensões. Enquanto que, no primeiro caso, a tensão máxima às 12h foi 1,0335 pu, aos domingos a tensão máxima nesse horário chegou a 1,0460 pu. Isso mostra que as maiores tensões nesse horário estão localizadas nas barras distantes da subestação, fazendo com que as correntes de carga fossem reduzidas, justificando as maiores sobrecargas ocorrendo no início do alimentador.

Para mostrar as perdas técnicas nesses cenários discutidos, apresenta-se a Tabela 4.8. Sabe-se da literatura que a inserção de GDFV reduz as perdas até uma determinada quantidade de GDFV e, que após esse valor, as perdas podem aumentar. Esse fato pode ser constatado analisando a Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Indústrias – Ano 4.

Ano	Dia típico	Sem GDFV		10% GDFV		75% GDFV		90% GDFV	
		Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
4	Dia útil	1540,59	4,48	1268,85	3,69	-	-	1096,06	3,18
	Domingo	503,05	2,41	395,73	1,90	849,34	4,07	-	-

Comparando as perdas de um dia útil para as três situações, sem GDFV, com 10% e 90% de GDFV, nota-se que as perdas foram reduzidas com o aumento de GDFV na rede. O mesmo fato não ocorre para as perdas aos domingos. Quando tinha 10% de GDFV, a dissipação de energia era menor do que a situação sem GDFV. Agora, quando se instalou 75%, as perdas foram maiores que quando não havia geração. Isso revela que o valor limite de GDFV que reduz as perdas é diferente de um dia útil para um domingo. Esse fato ocorre porque as curvas de cargas são diferentes, sendo que quanto maior a demanda maior será esse limite de GDFV que provoca redução das perdas técnicas na rede.

Não se pode deixar de ressaltar que quando se instala uma potência de GDFV que gere 75% ou 90% do consumo mensal, diz-se que a GDFV está sendo instaladas em todas as UC's. Dessa forma, qualquer consumidor está gerando 75% ou 90% da energia que consome no

mês, fazendo com que a potência de GDFV instalada de cada UC seja diretamente proporcional à potência dos transformadores que a alimentam, o que culmina sobrecarregando os trafos de maneira igual. Contudo, quando se modelam as cargas como potência constante, pequenas variações de tensão implicam em pequenas variações na corrente conforme apresentado nos dois últimos casos.

Viu-se a importância da curva de carga na detecção do limite de instalação de GDFV suportado pela rede. Porque, em um dia útil, uma GDFV que gera 90% da energia consumida no mês causa sobrecarga em ramos do alimentador, fazendo com o que o limite seja de 85% (neste trabalho a GDFV sofreu incrementos de 5%). Já para um domingo, esse limite caiu para 70%, pois 75% de GDFV também causa sobrecorrente. Sendo que a única alteração nesses dois cenários foi a mudança da curva de carga.

Para ilustrar o tamanho da geração que altera os reforços detectados pelo planejamento da expansão, apresenta-se na Tabela 4.9 a potência de pico e a energia mensal gerada por toda GDFV e a demanda e o consumo da rede completa. Agora fica nítido que o percentual GDFV é baseado no consumo mensal e não da demanda da rede. Por exemplo, quando se instalou 10% de GDFV, a potência de pico foi igual a 445 kW, o que equivale a aproximadamente 20% da demanda da rede, ou seja, uma geração com potência igual 20% da demanda da rede gera energia equivalente a 50% do consumo mensal aproximadamente.

Tabela 4.9 – Limites de GDFV em valores absolutos – Indústrias.

	Alimentador	10% GDFV	75% GDFV	90% GDFV
<b>Demanda (kVA) / Potência de Pico (kW)</b>	2025,00	445,00	3271,28	3916,64
<b>Consumo Mensal (kWh) / Energia gerada por mês (kWh)</b>	142583,80	14583,91	107191,70	128338,37

Com o intuito de identificar os limites de penetração de GDFV, traçou-se duas curvas de sensibilidade da corrente de carga em função do percentual de GDFV instalada: uma para o dia útil (Gráfico 4.25) e outra para o domingo (Gráfico 4.26).

### Sensibilidade - Dia útil - Ano 4

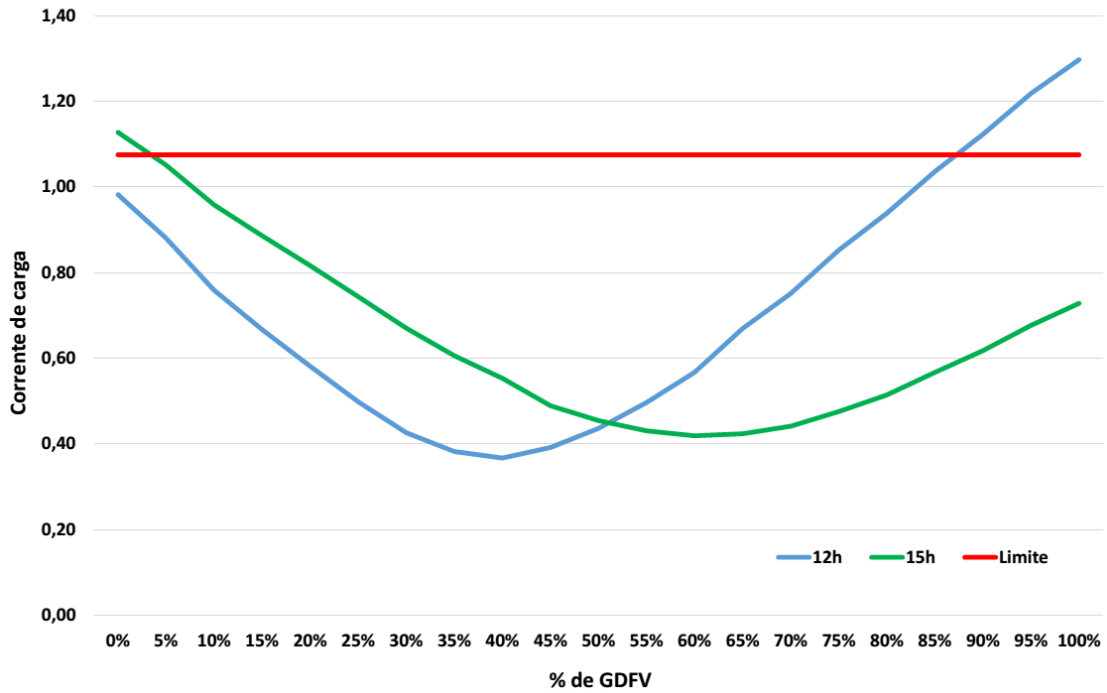


Gráfico 4.25 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil industrial – Ano 4.

### Sensibilidade - Domingo - Ano 4

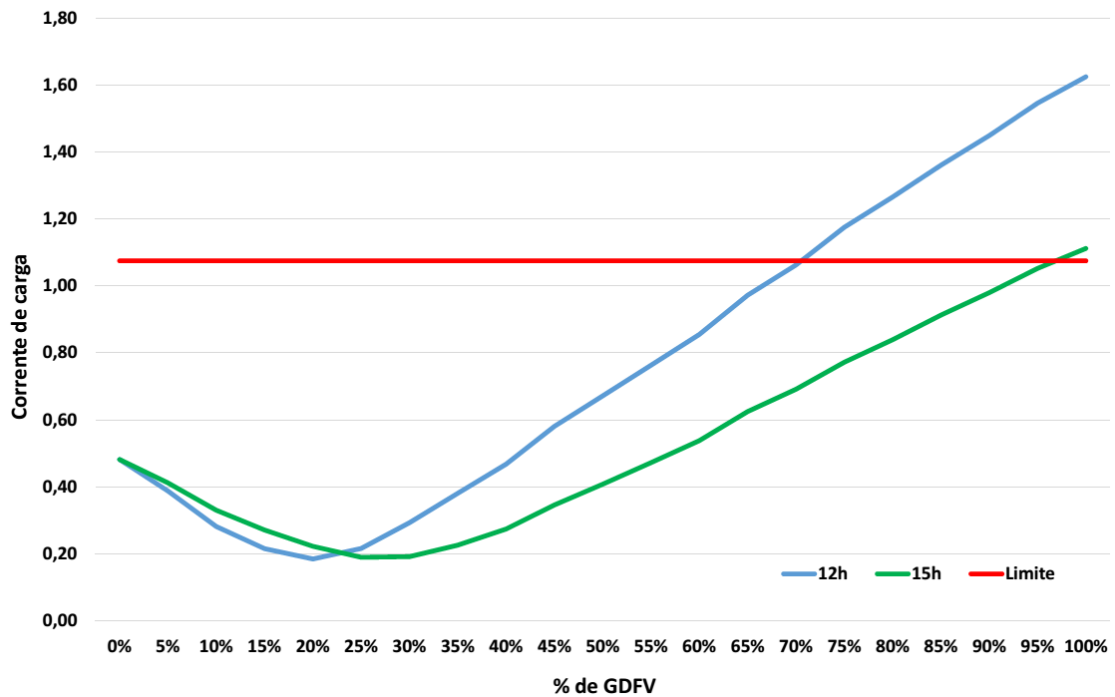


Gráfico 4.26 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo industrial – Ano 4.

Observando os gráficos, vê-se que há duas curvas de corrente de carga e o limite de sobrecorrente. Apresentou-se duas curvas de corrente de carga, porque o horário em que ocorre sobrecarga é diferente quando tem GDFV e quando não tem. Verifica-se que a sobrecorrente ocorre no horário de pico de consumo, 15h, quando não se instala GDFV. E que a sobrecarga acontece no horário de maior irradiância solar, 12h, quando há GDFV. Logo, esses dois horários precisam ser investigados para que se tenha certeza de que não está tendo sobrecarga no alimentador.

Repare que as duas curvas de sensibilidade apresentam comportamentos semelhantes. Para pequenos valores percentuais de GDFV, a corrente de carga no horário de pico de consumo é superior, até que, com o aumento de GDFV, a corrente percentual no horário de maior incidência solar a supera. E, no final da curva, a corrente das 12h ultrapassa o limite de 1,075, causando sobrecorrente na rede.

A diferença nas curvas do dia útil e do domingo está nos valores percentuais de GDFV em que esses fenômenos acontecem. Note que, em um dia útil, a corrente das 15h é superior à das 12h até 50% de GDFV aproximadamente, enquanto que essa ocorrência acontece entre 20% e 25% nos domingos. E, como já foi discutido, a rede suporta 85% de GDFV nos dias úteis e 70% aos domingos. Sendo que essas diferenças são causadas pela diferença de consumo das indústrias entre um dia útil e um domingo. Como o consumo é maior em um dia útil, a rede suporta mais GDFV que aos domingos, haja vista que se tem mais energia para ser absorvida pelas próprias indústrias antes de enviar energia para o sistema da distribuidora.

E, finalmente, com o intuito de se analisar o impacto do aumento da demanda nas curvas de sensibilidade, repetiu-se o procedimento discutido no ano 4 do planejamento para o ano 5, em que se incrementou a demanda em 4,22%. A curva de sensibilidade de um dia útil é ilustrada no Gráfico 4.27 e o comportamento das correntes de carga em um domingo é mostrado no Gráfico 4.28.

### Sensibilidade - Dia útil - Ano 5

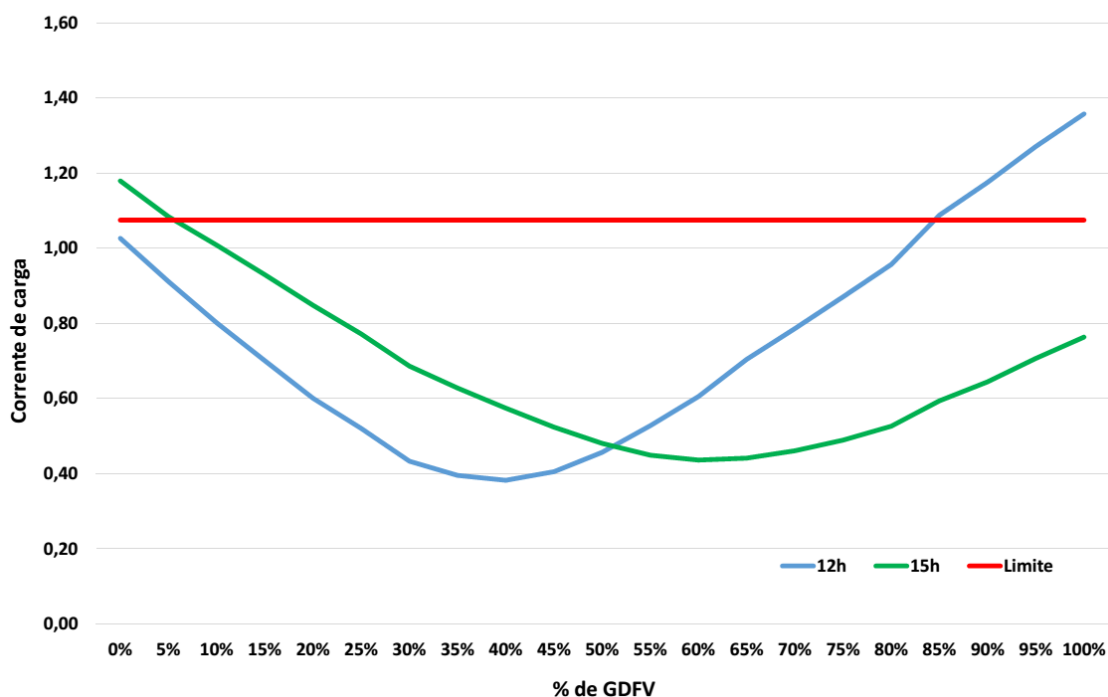


Gráfico 4.27 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil industrial – Ano 5.

### Sensibilidade - Domingo - Ano 5

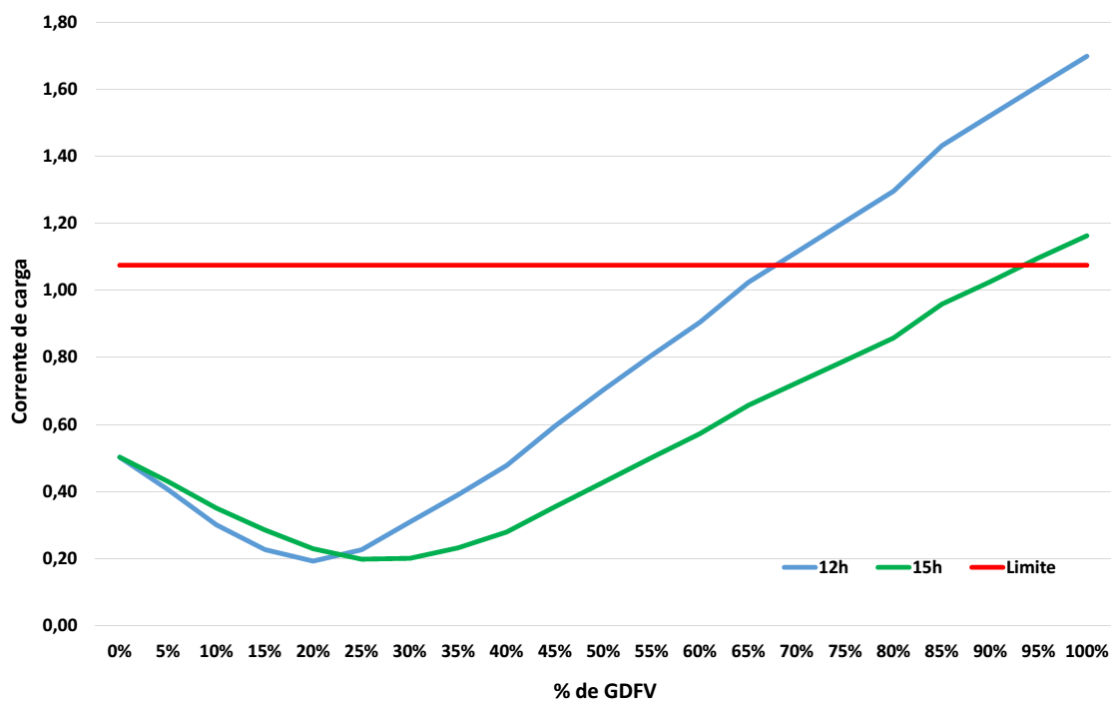


Gráfico 4.28 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo industrial – Ano 5.

As curvas do ano 5 do planejamento apresentaram o mesmo comportamento daquelas do quarto ano. Como era esperado, os valores de GDFV que impactam a rede e que postergam os reforços são diferentes do ano anterior.

O valor de GDFV que posterga os reforços necessários é de 15%, enquanto que no ano 4 era somente 10%. Como a demanda aumentou 4,22%, a GDFV necessária para postergar os investimentos foi de 5%, valor próximo ao incremento de demanda sofrido.

Agora, o limite de GDFV que não impacta o alimentador prejudicialmente foi de 80% para o dia útil e de 65% para o domingo. Isso mostra que o limite de GDFV reduziu quando a demanda aumentou. Um ponto importante é que, quando a demanda aumenta, o consumo também aumenta, logo 80% de GDFV no ano 4 não é igual a 80% de GDFV no ano 5 em valores absolutos. Quando se pensa que o aumento de demanda, causou uma redução no limite de GDFV, tem-se a impressão errada de que isso não era para ocorrer. Contudo, não se pode esquecer que o aumento na potência de instalada de GDFV pode causar uma elevação no valor de geração de energia superior ao incremento de potência, pois isso depende do valor da irradiância solar. Desta forma, pode-se impactar mais do que esperado quando se aumenta a potência instalada, ainda mais se o consumo nos horários de irradiância elevada forem baixos.

Isso explica a redução do percentual de GDFV tolerado pela rede quando o consumo é aumentado. Quando se incrementa a demanda em 4,22%, a curva de carga, ponto a ponto, é aumentada em 4,22% culminando com um mesmo valor de aumento dos consumos diário e mensal. Agora quando se instala uma potência de GDFV dependente do consumo e esse consumo aumenta, a potência de GDFV irá aumentar para que a energia gerada aumente na mesma proporção. Contudo, no horário em que a GDFV produz mais, 12h-13h, ela pode injetar uma quantidade de energia na rede que cause impactos indesejáveis como os acima descritos. Esse foi o fenômeno que ocorreu no ano 5 quando se aumentou a demanda, culminando com a redução dos limites percentuais de GDFV em relação ao consumo.

## **4.2 ALIMENTADOR REAL**

Vistas as influências dos diferentes tipos de curva de carga na sensibilidade do alimentador hipotético à instalação de GDFV, parte-se para um estudo de caso em uma rede real da CEB.

O alimentador TG01 atende a uma parcela das cargas comerciais e residenciais do bairro de Taguatinga Norte, em Brasília. Para facilitar a análise, repete-se a seguir os esquemáticos da rede na Figura 4.6, na Figura 4.7 e na Figura 4.8.

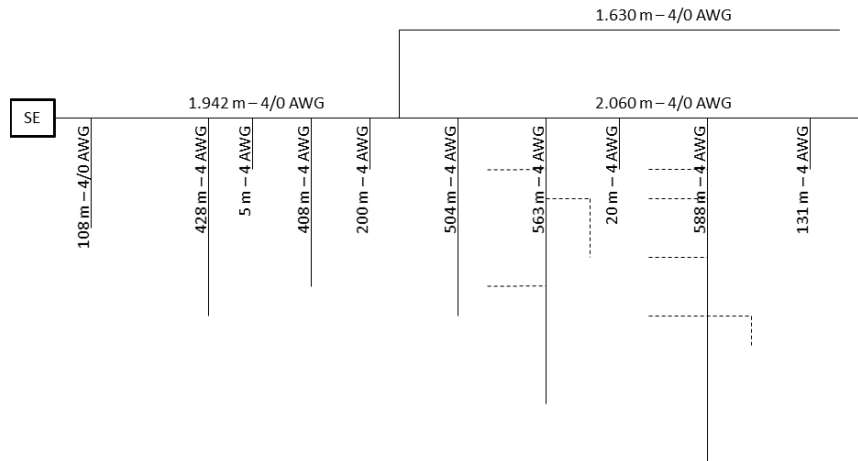
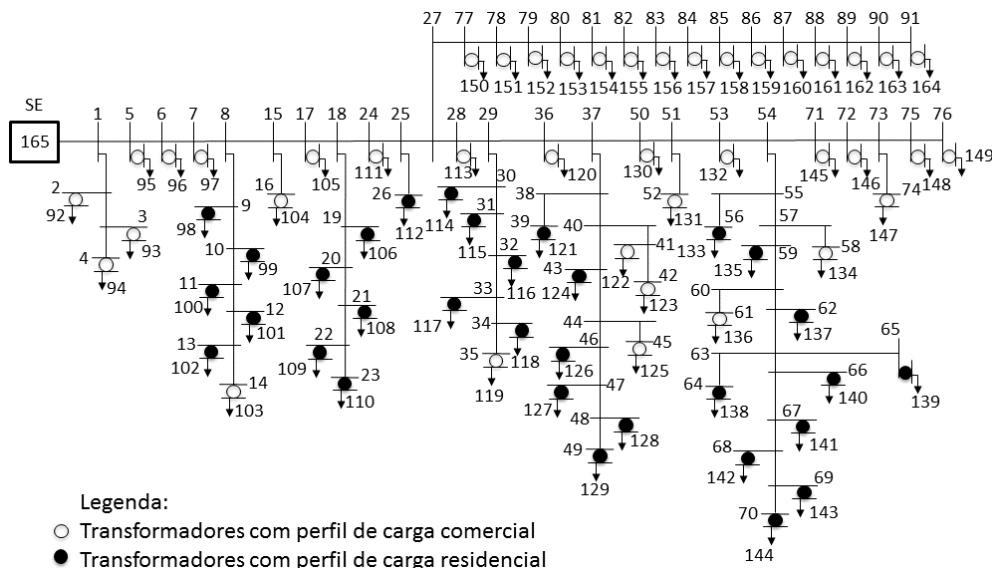


Figura 4.6 – Alimentador TG01: principais distâncias e seções retas dos cabos (Shayani, 2010).



- Legenda:
- Transformadores com perfil de carga comercial
  - Transformadores com perfil de carga residencial

Figura 4.7 – Alimentador TG01: Esquema elétrico com numeração das barras (modificado-Shayani, 2010).

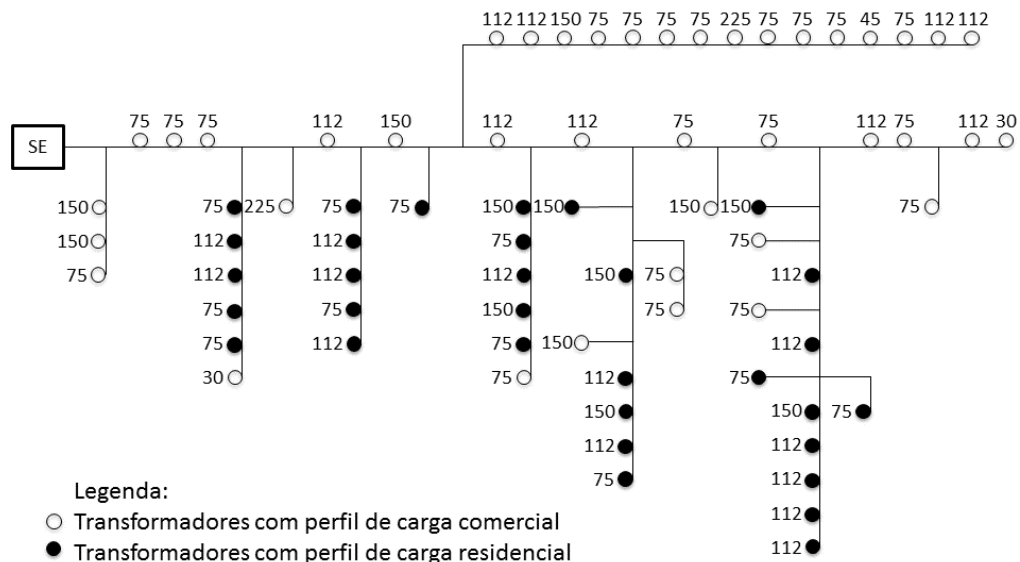


Figura 4.8 – Alimentador TG01: potência dos transformadores (modificado-Shayani, 2010).

Para esse estudo de caso, repetiram-se os procedimentos adotados para os casos da rede hipotética: primeiro faz-se as etapas do planejamento com a rede tradicional, ou seja, sem GDFV; e, em seguida, instala-se GDFV para verificar a sensibilidade do alimentador à inserção deste tipo de geração.

Os dados de fator de potência e de aumento anual de demanda utilizados foram iguais àqueles aplicados nas simulações com a rede hipotética. Contudo utilizaram-se curvas de cargas típicas residenciais e comerciais cujos dados estavam disponíveis para dias úteis e domingos, ambas obtidas por Lopes, 2011. Essas curvas de carga são apresentadas no Gráfico 4.29 para os dias úteis e no Gráfico 4.30 para os domingos, sendo que as duas estão normalizadas.

Ao observar o comportamento do consumo em um dia útil (Gráfico 4.29), nota-se que os comércios apresentam uma demanda elevada durante o dia, entre 8h e 17h com pico de consumo ocorrendo às 14h. E que as residências consomem mais durante a noite, entre 18h e 00h, registrando consumo máximo às 20h. Isso revela que, de maneira geral, o perfil de demanda desses consumidores é semelhante àquele obtido a partir da caracterização de curva de carga da CEB, em que a diferença de comportamento é a hora do dia na qual ocorre o pico de consumo de cada tipo de consumidor.



### Curva de Carga - Dia Útil Típico

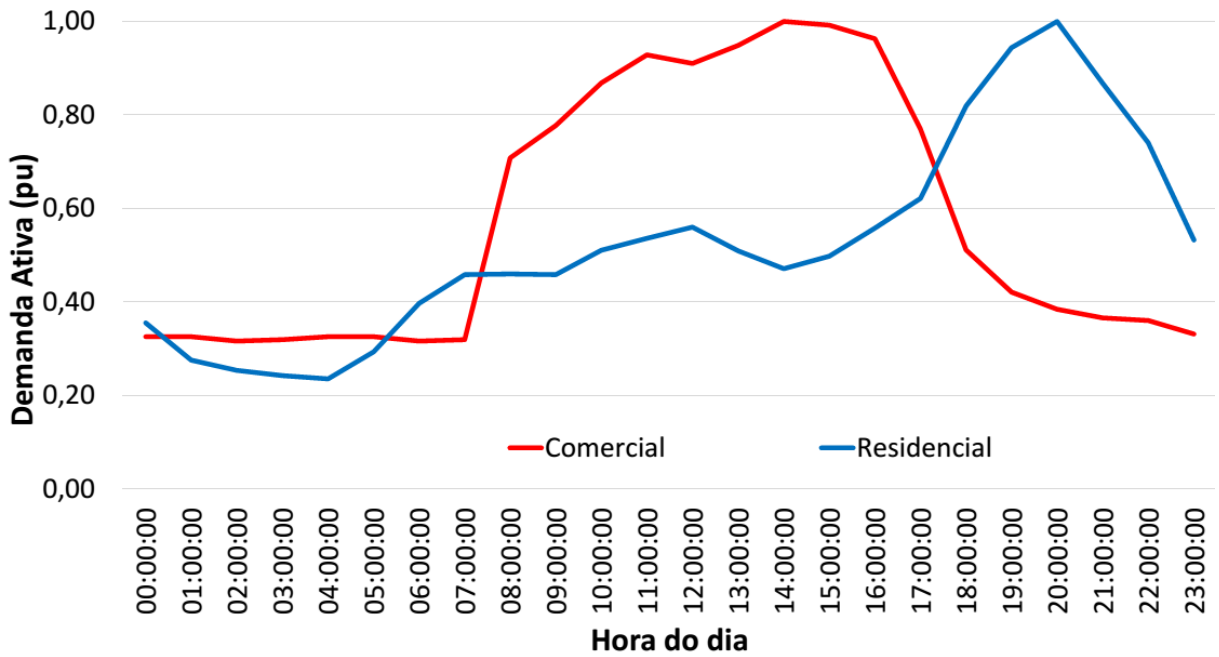


Gráfico 4.29 – Curva de carga típica normalizada – Dia útil (Lopes, 2011).

### Curva de Carga - Domingo Típico

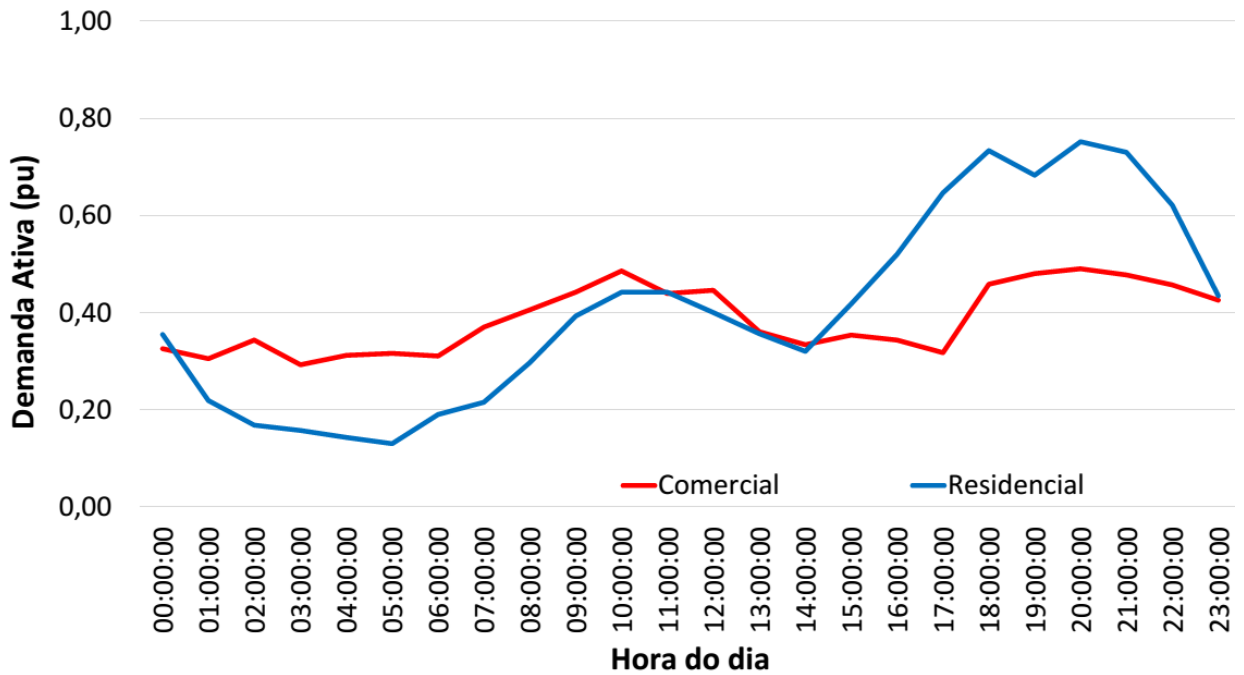


Gráfico 4.30 – Curva de carga típica normalizada – Domingo (modificado – Lopes, 2011).

Todavia, existem grandes diferenças quando se compara o perfil de consumo aos domingos. O Gráfico 4.30 mostra que a demanda dos consumidores varia ao longo do dia, fato não abordado nas curvas de carga que foram utilizadas no alimentador hipotético. O comportamento do consumo residencial aos domingos é semelhante ao observado nos dias úteis, apresentado um consumo menor durante a madrugada, crescendo durante o dia e permanece aumentando à noite, atingindo o pico às 20h. Enquanto as unidades comerciais possuem uma demanda praticamente constante durante todo o domingo, sem apresentar picos de consumo que se destaquem.

#### 4.2.1 Sem GDFV

A curva de carga dos consumidores é mostrada no Gráfico 4.31 e no Gráfico 4.32, que mostra a potência resultante das UC's comerciais e residenciais, respectivamente, nos dias úteis e aos domingos. Assim como feito para o alimentador hipotético, multiplicou-se a curva de carga normalizada por 85% da potência nominal de cada transformador para obter a demanda de cada grupo de consumidores.

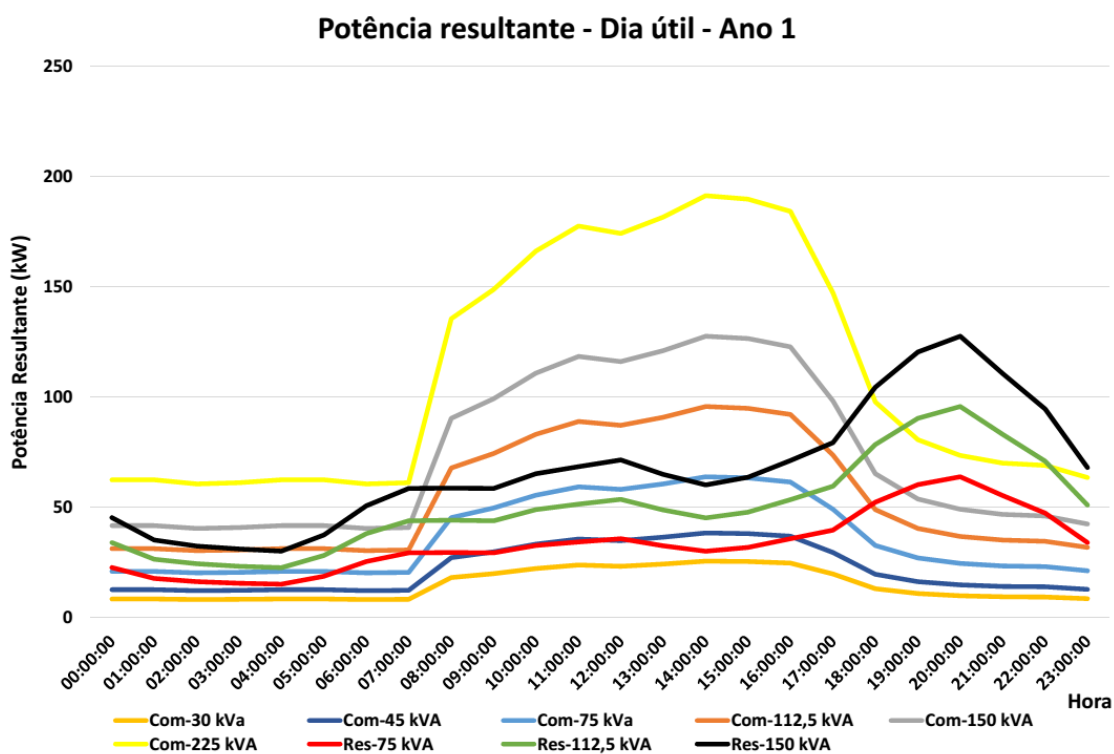


Gráfico 4.31 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – Dia útil – Ano 1.

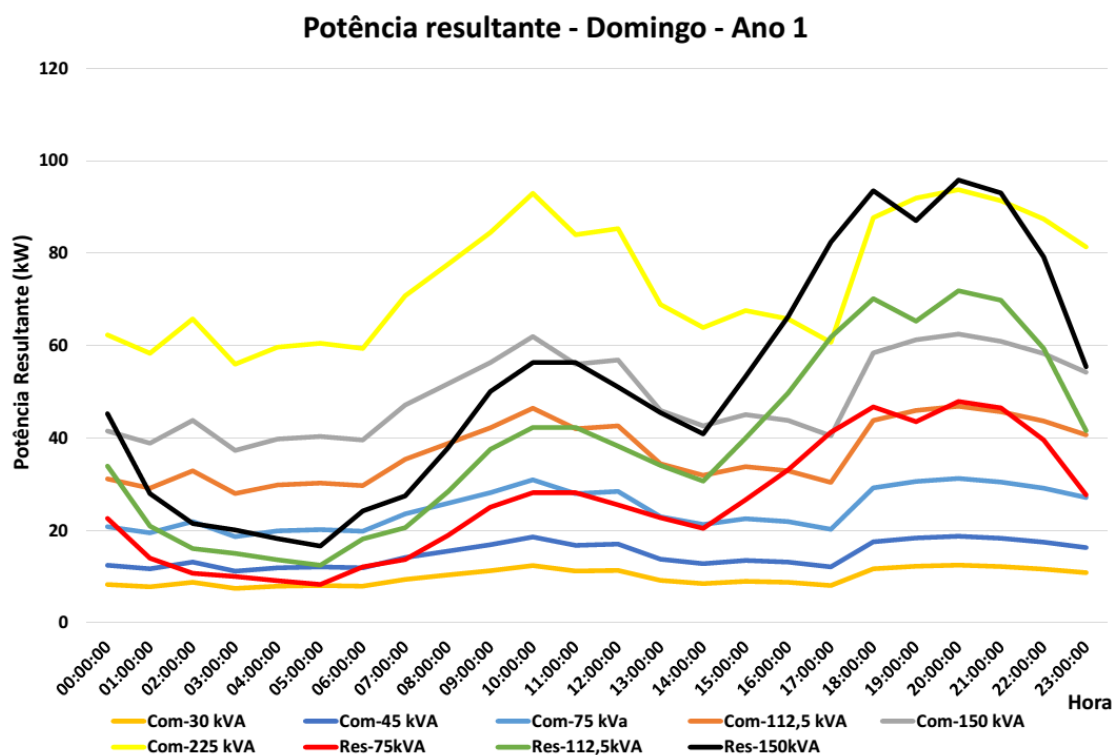


Gráfico 4.32 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – Domingo – Ano 1.

Então, com essas curvas de consumo e os dados do alimentador, calculou-se o fluxo de carga e obteve-se os parâmetros de análise. As maiores tensões são mostradas no Gráfico 4.33 e as menores, no Gráfico 4.34, as duas para o dia útil.

O perfil da tensão na rede apresentou um comportamento esperado, apresentando tensões menores nos horários em que o consumo é máximo, pois, nessas horas, as correntes que percorrem a rede aumentam, provocando uma maior queda de tensão ao longo dos condutores. Repare que a tensão cai no começo do dia, 8h, e volta a crescer durante a noite, após às 20h. Isso revela a presença das cargas comerciais, por conta da queda de tensão durante o dia, e das cargas residenciais, já que a tensão só volta a crescer após o pico do consumo residencial. Esse comportamento apresentado é destacado de forma sutil no Gráfico 4.33, tensões máximas, mas, quando se observa os valores mínimos de tensão (Gráfico 4.34), percebe-se, de maneira clara, a presença dessas duas categorias de consumidores.

### Maiores tensões - Dia útil - Ano 1

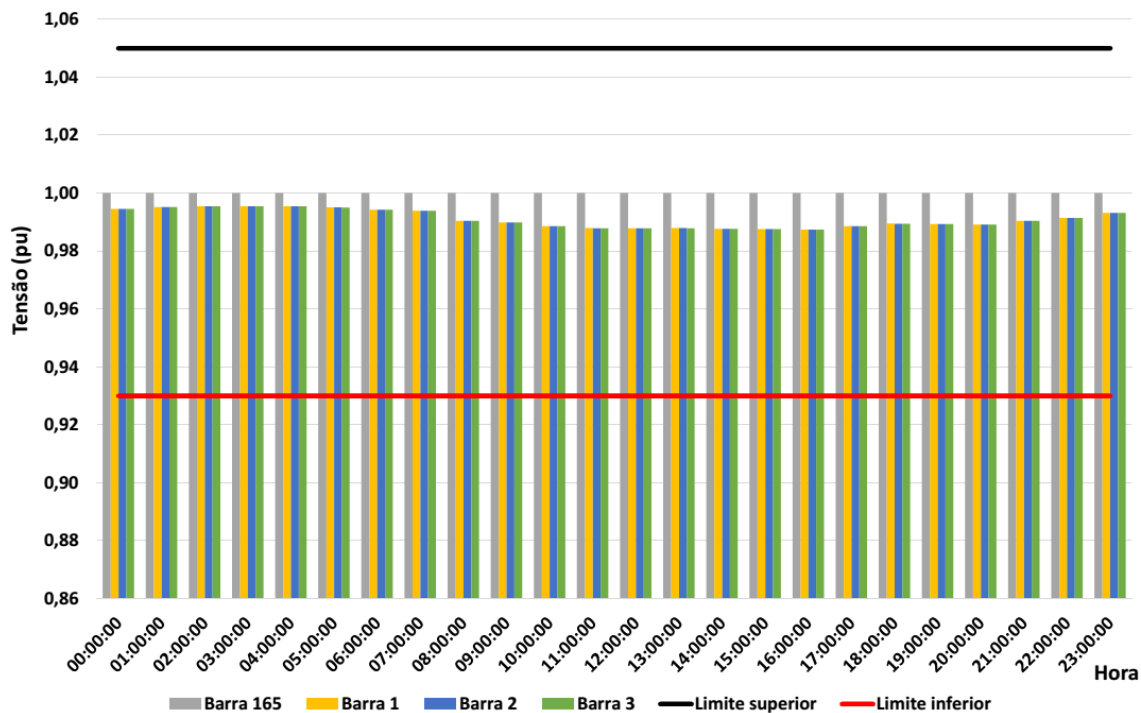


Gráfico 4.33 – Maiores valores de tensão – TG01 – Dia útil – Ano 1.

### Menores tensões - Dia útil - Ano 1

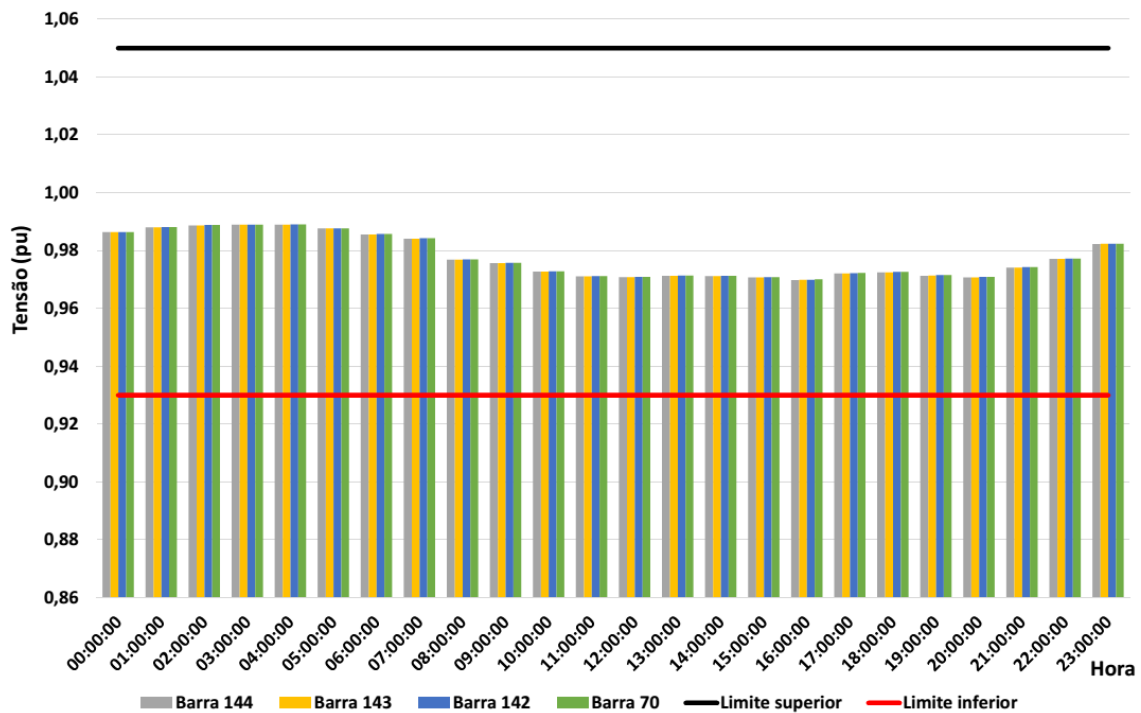


Gráfico 4.34 – Menores valores de tensão – TG01 – Dia útil – Ano 1.

A localização das barras que registraram as tensões máximas e mínimas foi semelhante aos casos estudados. As barras que apresentaram as maiores tensões foram aquelas próximas à subestação e as barras cujas tensões foram mínimas estão situadas mais distantes, de forma que a queda de tensão é maior. A Figura 4.9 facilita essa visualização.

Analisando os valores máximos da corrente de carga, constantes na Tabela 4.10, reafirma-se a presença de consumidores comerciais e residenciais.

Tabela 4.10 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 1.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3326	70	144	0,3326	69	143	0,3326	68	142	0,3326	67	141
01h	0,3047	61	136	0,3045	58	134	0,3045	76	149	0,3045	75	148
02h	0,2954	61	136	0,2953	58	134	0,2953	76	149	0,2953	75	148
03h	0,2980	61	136	0,2979	58	134	0,2978	76	149	0,2978	75	148
04h	0,3044	61	136	0,3043	58	134	0,3043	76	149	0,3043	75	148
05h	0,3048	61	136	0,3047	58	134	0,3046	76	149	0,3046	75	148
06h	0,3719	70	144	0,3719	69	143	0,3719	68	142	0,3719	67	141
07h	0,4303	70	144	0,4303	69	143	0,4302	68	142	0,4302	67	141
08h	0,6696	61	136	0,6692	58	134	0,6690	76	149	0,6690	75	148
09h	0,7359	61	136	0,7354	58	134	0,7352	76	149	0,7352	75	148
10h	0,8245	61	136	0,8240	58	134	0,8237	76	149	0,8236	75	148
11h	0,8824	61	136	0,8818	58	134	0,8814	76	149	0,8814	75	148
12h	0,8654	61	136	0,8648	58	134	0,8645	76	149	0,8644	75	148
13h	0,9019	61	136	0,9013	58	134	0,9010	76	149	0,9010	75	148
14h	0,9507	61	136	0,9501	58	134	0,9498	76	149	0,9498	75	148
15h	0,9432	61	136	0,9426	58	134	0,9423	76	149	0,9423	75	148
16h	0,9163	61	136	0,9156	58	134	0,9152	76	149	0,9152	75	148
17h	0,7304	61	136	0,7298	58	134	0,7295	76	149	0,7294	75	148
18h	0,7780	70	144	0,7779	69	143	0,7778	68	142	0,7777	67	141
19h	0,8978	70	144	0,8978	69	143	0,8976	68	142	0,8974	67	141
20h	0,9518	70	144	0,9517	69	143	0,9516	68	142	0,9514	67	141
21h	0,8231	70	144	0,8230	69	143	0,8229	68	142	0,8228	67	141
22h	0,7006	70	144	0,7006	69	143	0,7005	68	142	0,7004	67	141
23h	0,5010	70	144	0,5010	69	143	0,5009	68	142	0,5009	67	141

Constata-se que os trechos do alimentador cuja corrente de carga foi máxima varia ao longo do dia. Durante a noite, os maiores carregamentos foram nos trechos 70-144, 69-143, 68-142 e 67-141, que possuem perfil tipicamente residencial. E, durante quase todo o dia, foram os ramos 61-136, 58-134, 76-149 e 75-148, que alimentam consumidores comerciais. Isso ocorre porque os comércios apresentam consumo maior durante o dia, com máximo às 14h, e as residências consomem mais energia durante a noite, com pico às 20h. A Figura 4.9 ilustra essas situações.

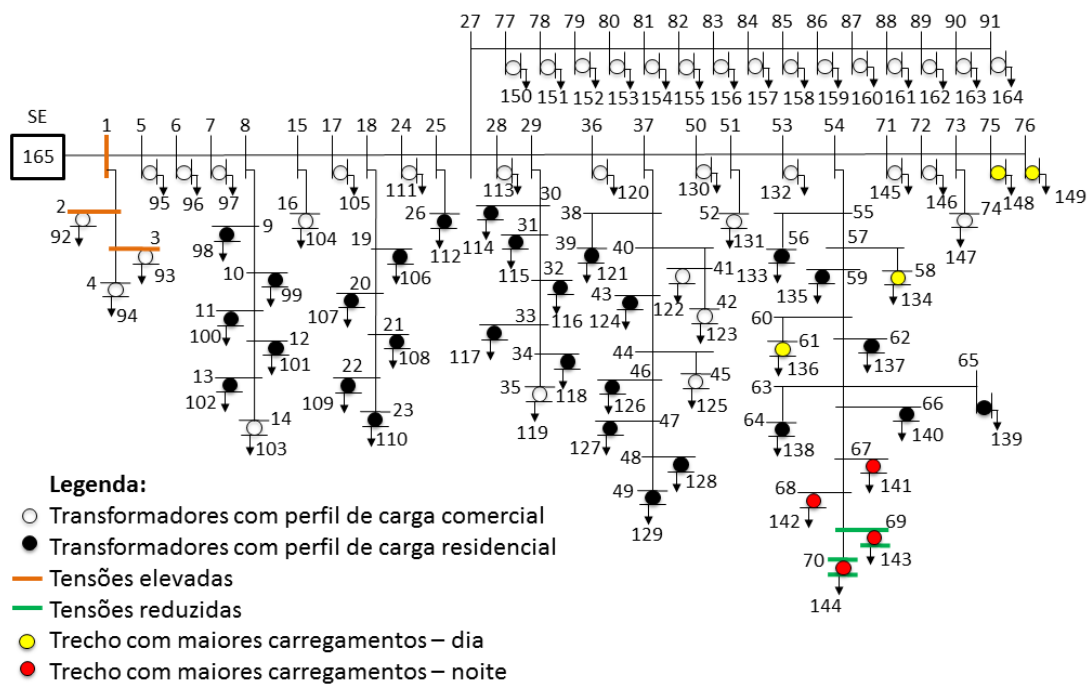


Figura 4.9 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e máximos e mínimos de tensão – TG01 –Dia útil – Ano 1.

Deve-se ressaltar que esses valores máximos de carregamento sofreram influência da limitação da ferramenta de cálculo de fluxo de potência, que modela as cargas como potência constante. Repare que os trechos de maiores carregamentos estão o mais distante possível da subestação. Inclusive, alguns dos ramos residenciais coincidem estar posicionados entre as barras de tensão mínima. Quando se comparam a Figura 4.9 com a Figura 4.6, que mostra as principais distâncias do alimentador, confirma-se essa observação.

Quanto aos parâmetros de sobrecarga e tensão, conclui-se que a rede está funcionando dentro dos limites operacionais. Visto que a maior corrente de carga foi igual a 0,9518 e os valores de tensão ficaram dentro da faixa de 0,93 pu e 1,00 pu.

Observado o comportamento da rede em um dia útil, parte-se para verificar a operação aos domingos. O perfil de tensão é exibido através do Gráfico 4.35, que mostra as tensões máximas, e do Gráfico 4.36, que apresenta os valores mínimos.

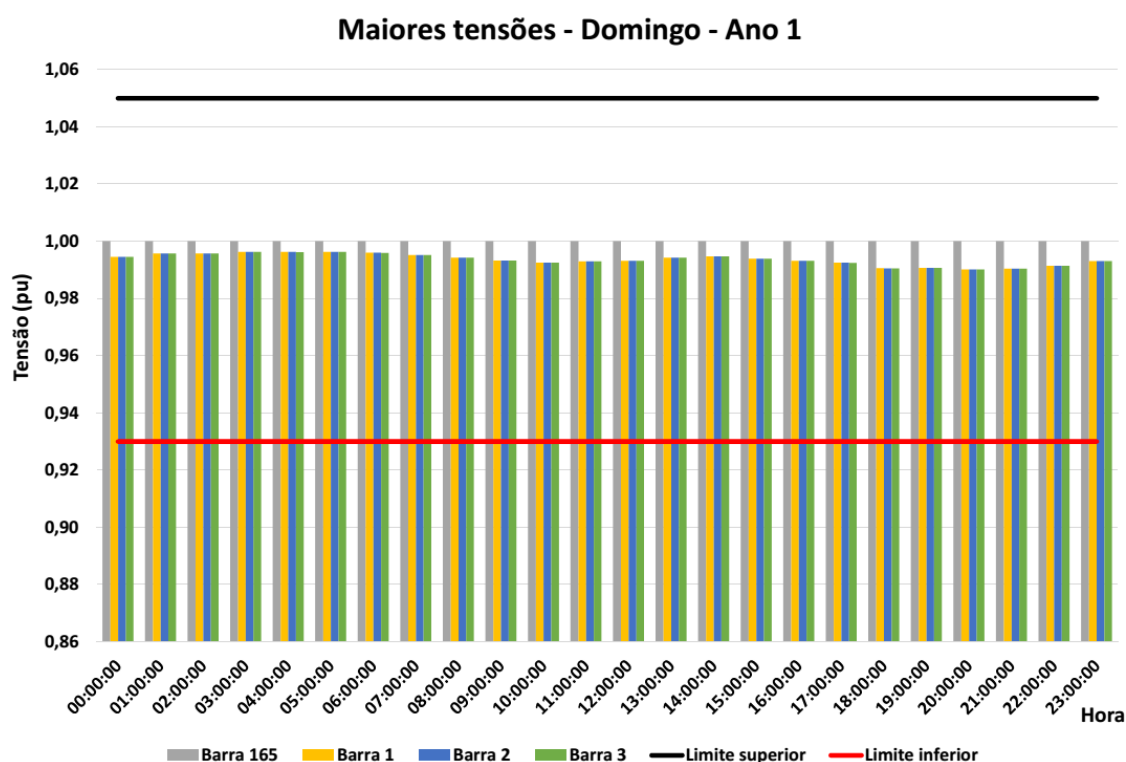


Gráfico 4.35 – Maiores valores de tensão – TG01 – Domingo – Ano 1.

Verifica-se, aos domingos, um comportamento semelhante àquele observado nos dias úteis. Os níveis de tensão caem nos momentos em que o consumo aumenta. Durante a noite, as tensões atingem os seus menores valores, devido ao elevado consumo residencial, e no final da manhã, por conta do aumento do consumo comercial, observa-se uma redução nos níveis de tensão também. Essa redução nos valores de tensão é destacada no Gráfico 4.36, que apresenta as menores tensões.

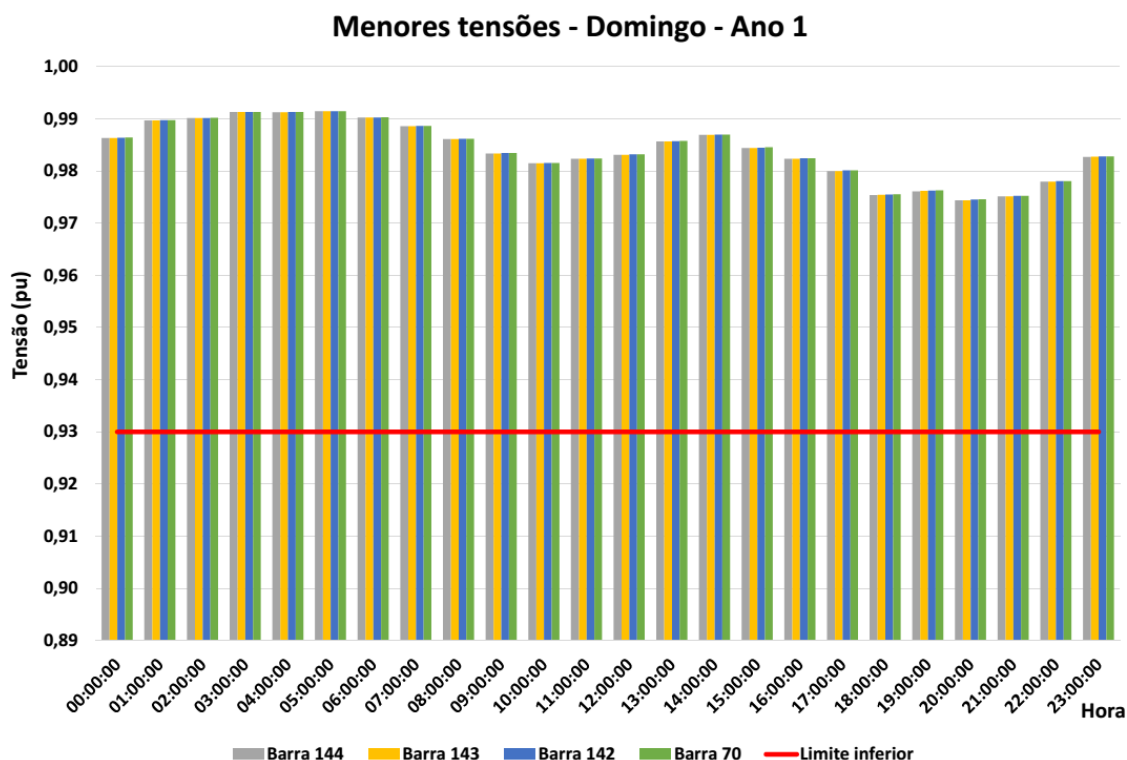


Gráfico 4.36 – Menores valores de tensão – TG01 – Domingo – Ano 1.

Os maiores carregamentos da rede são apresentados na Tabela 4.11. Repare que, da mesma forma como verificado nos dias úteis, os maiores carregamentos do dia foram registrados nos momentos em que a tensão apresentou os menores valores, final da manhã e durante a noite. Além disso, esses horários também são os mesmos em que as curvas de carga apresentam valores elevados, confirmando que o perfil do carregamento é semelhante ao formato da curva de demanda.

Analisado e conhecido o comportamento dos parâmetros da rede no primeiro ano, parte-se para a verificação da operação do alimentador para os demais anos do planejamento. Para isso, incrementou-se a demanda em 4,22% a cada ano e calculou-se novamente os fluxos de potência.

Iniciou-se essa verificação pelos níveis de tensão. O Gráfico 4.37 mostra a tensão na barra 1 ao longo dos anos de planejamento e o Gráfico 4.38 revela os valores da tensão da barra 144, ambas para um dia útil típico. Foram utilizadas essas barras porque a barra 1 é a barra cuja tensão é segunda maior – a barra de tensão máxima é a 165, onde se situa a subestação e é tensão de referência, sempre igual a 1,0 pu – e a barra 144 é aquela que apresenta a tensão mínima.



Tabela 4.11 – Maiores carregamentos – TG01 – Domingo – Ano 1.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3326	70	144	0,3326	69	143	0,3326	68	142	0,3326	67	141
01h	0,2849	61	136	0,2848	58	134	0,2847	76	149	0,2847	75	148
02h	0,3208	61	136	0,3208	58	134	0,3207	76	149	0,3207	75	148
03h	0,2728	61	136	0,2728	58	134	0,2728	76	149	0,2728	75	148
04h	0,2909	61	136	0,2908	58	134	0,2908	76	149	0,2908	75	148
05h	0,2947	61	136	0,2946	58	134	0,2946	76	149	0,2946	75	148
06h	0,2899	61	136	0,2898	58	134	0,2898	76	149	0,2898	75	148
07h	0,3458	61	136	0,3457	58	134	0,3457	76	149	0,3457	75	148
08h	0,3803	61	136	0,3801	58	134	0,3800	76	149	0,3800	75	148
09h	0,4150	61	136	0,4148	58	134	0,4146	76	149	0,4146	75	148
10h	0,4573	61	136	0,4571	58	134	0,4569	76	149	0,4569	75	148
11h	0,4158	70	144	0,4157	69	143	0,4157	68	142	0,4157	67	141
12h	0,4190	61	136	0,4188	58	134	0,4186	76	149	0,4186	75	148
13h	0,3377	61	136	0,3376	58	134	0,3374	76	149	0,3374	75	148
14h	0,3127	61	136	0,3126	58	134	0,3125	76	149	0,3125	75	148
15h	0,3928	70	144	0,3928	69	143	0,3927	68	142	0,3927	67	141
16h	0,4890	70	144	0,4890	69	143	0,4890	68	142	0,4889	67	141
17h	0,6097	70	144	0,6097	69	143	0,6097	68	142	0,6096	67	141
18h	0,6950	70	144	0,6950	69	143	0,6949	68	142	0,6948	67	141
19h	0,6464	70	144	0,6464	69	143	0,6464	68	142	0,6463	67	141
20h	0,7129	70	144	0,7129	69	143	0,7128	68	142	0,7127	67	141
21h	0,6918	70	144	0,6917	69	143	0,6916	68	142	0,6915	67	141
22h	0,5870	70	144	0,5870	69	143	0,5870	68	142	0,5869	67	141
23h	0,4088	70	144	0,4088	69	143	0,4087	68	142	0,4087	67	141

Observando esses gráficos de tensão, verifica-se que, com o passar dos anos, os níveis de tensão sofrem redução devido ao aumento da carga. Contudo, mesmo com essa redução anual, a tensão mínima da rede permanece acima do limite de 0,93 pu, revelando a operação adequada quanto aos níveis de tensão em um dia útil.

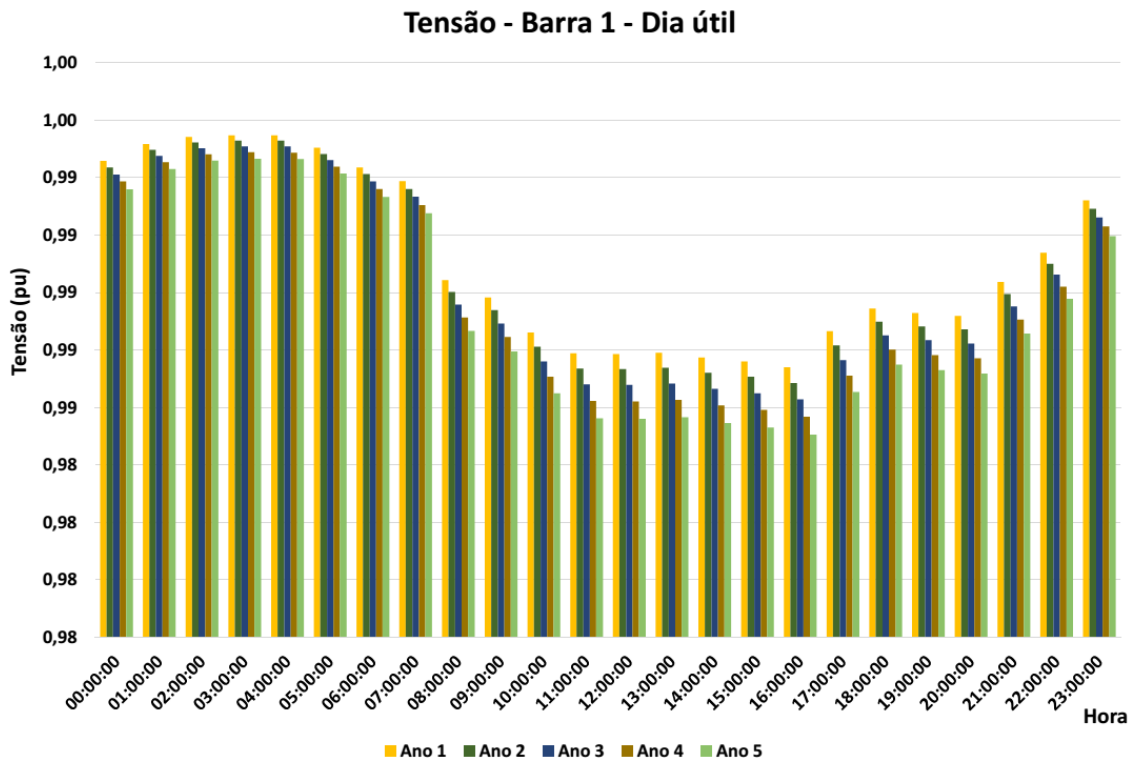


Gráfico 4.37 – Perfil de tensão barra 1 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Dia útil.

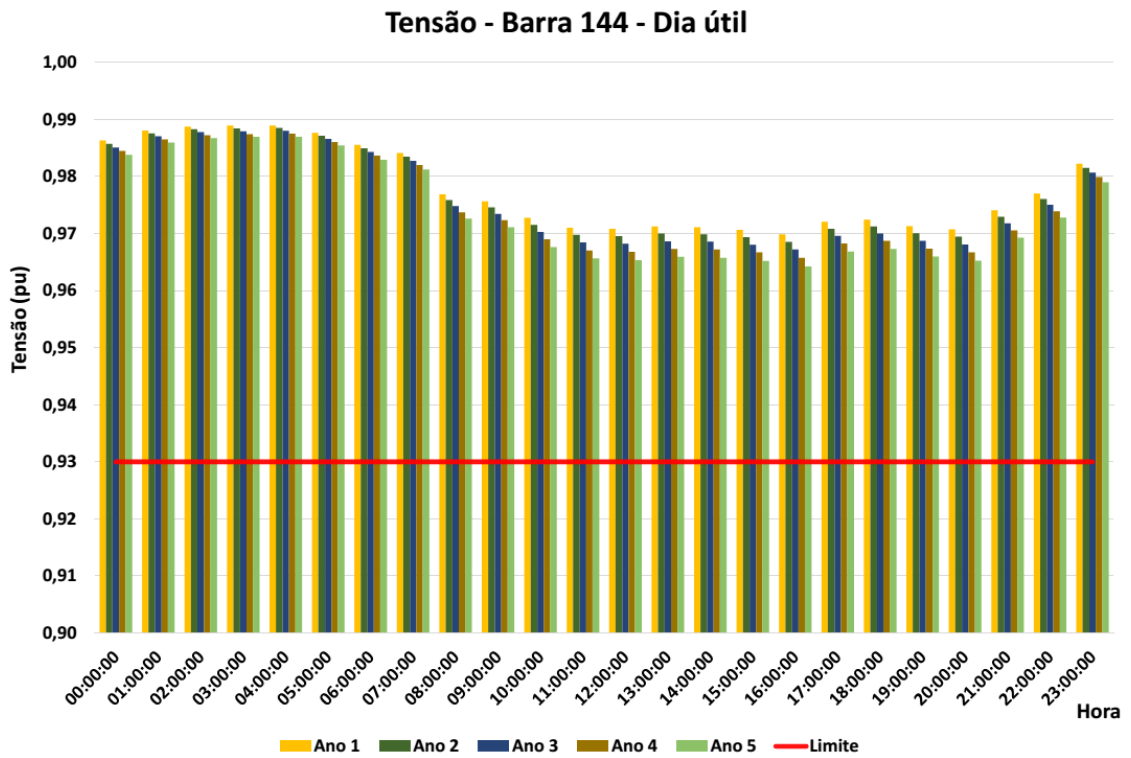


Gráfico 4.38 – Perfil de tensão barra 144 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Dia útil.

No Gráfico 4.39 e no Gráfico 4.40 são apresentados os valores das tensões na barra 1 e na barra 144, respectivamente, para um domingo. Da mesma forma verificada para os dias úteis, constata-se que as tensões caem um pouco a cada ano por conta do aumento no consumo. E que nem mesmo a tensão mínima, na barra 144, ultrapassou o limite do PRODIST, tendo ficado acima de 0,93 pu.

Assim, pode-se afirmar que o alimentador suporta o aumento de demanda previsto pelo planejamento da expansão, no que diz respeito aos níveis de tensão.

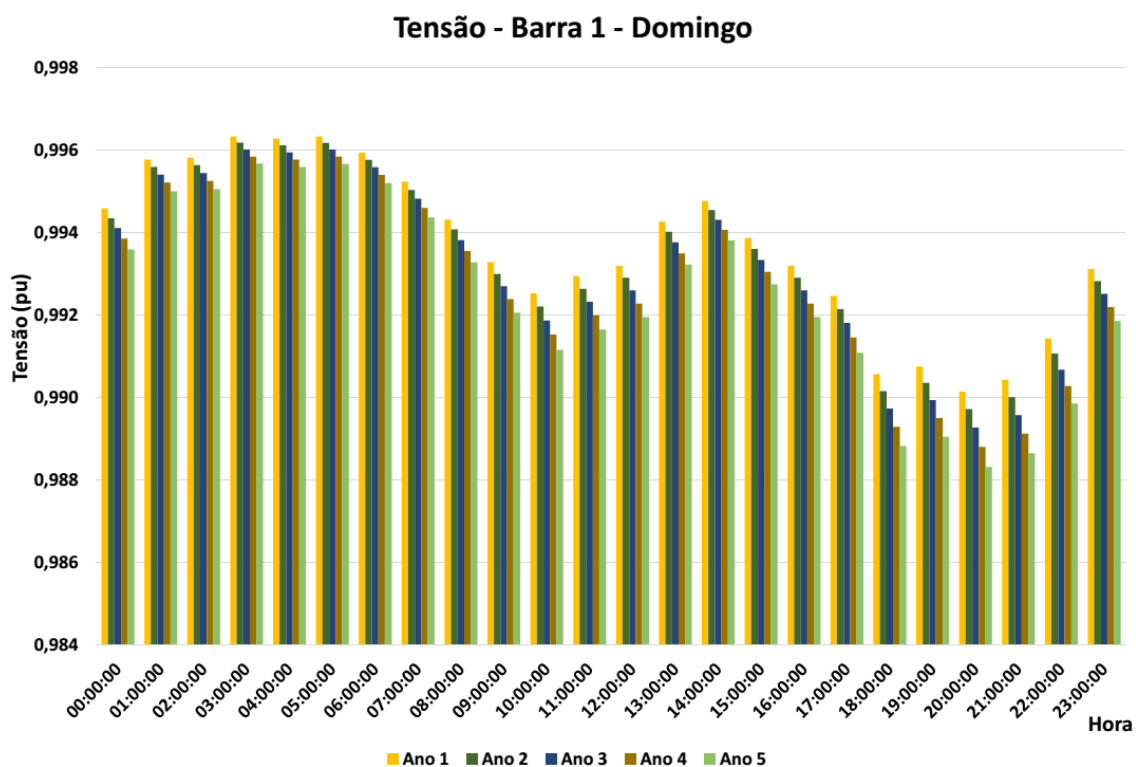


Gráfico 4.39 – Perfil de tensão barra 1 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Domingo.

Para verificar o carregamento do alimentador, seguiu-se o mesmo procedimento adotado nos casos da rede hipotética. Iniciando a análise pelo último ano, a Tabela 4.12 mostra os carregamentos máximos para o dia útil do ano 5.

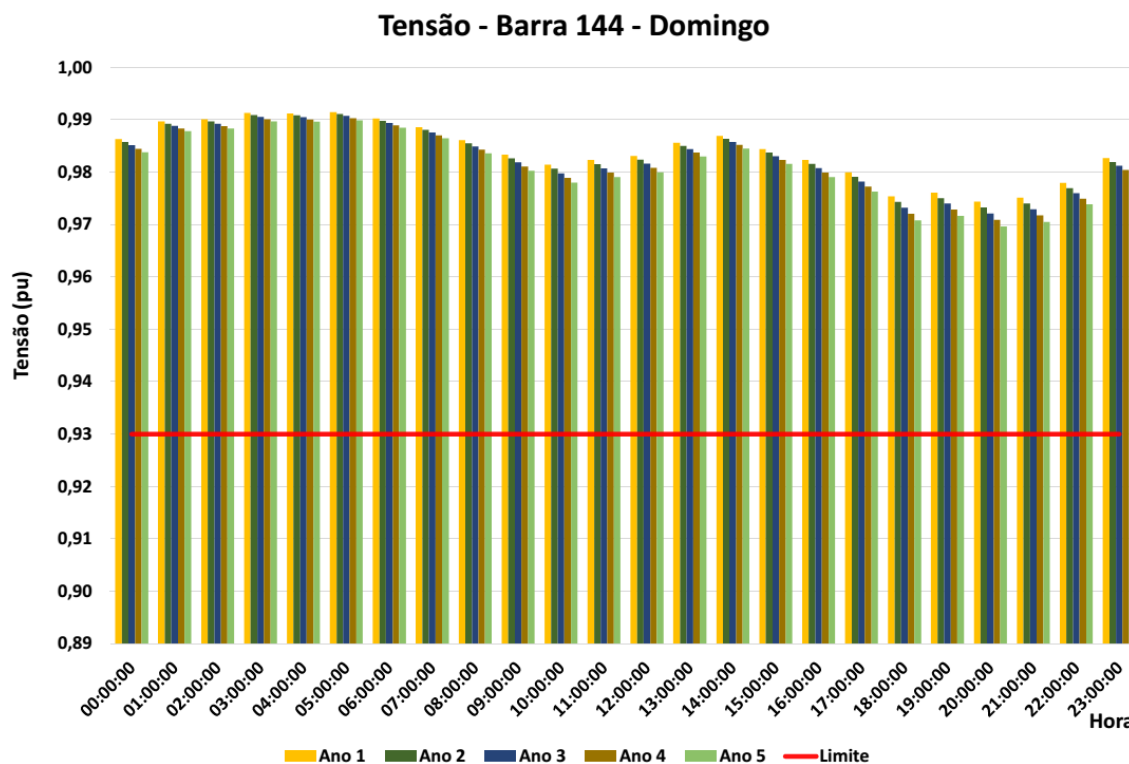


Gráfico 4.40 – Perfil de tensão barra 144 nos 5 anos de planejamento – TG01 – Domingo.

Verifica-se que há sobrecarga na rede nos momentos em que a demanda dos comércios é elevada, alcançando o valor de 1,1277 às 14h; e nas horas do dia cujo consumo residencial atinge os maiores valores, chegando a 1,1292 às 20h. Os trechos do alimentador onde houve essa constatação são os mesmos identificados durante a análise do primeiro ano de planejamento.

Ao observar a Tabela 4.13, que mostra os maiores carregamentos de um dia útil no quarto ano, também se constata sobrecorrente nos momentos de máximo consumo, às 14h e às 20h. Apesar de ultrapassar o limite de 1,075, os valores detectados no ano 4 são bem inferiores aos verificados no quinto ano. Os valores registrados foram de 1,0805 e 1,0819 às 14h e às 20h respectivamente. Sendo assim, é provável que, no ano 3, não ocorra sobrecarga. A Tabela 4.14 apresenta os mesmos resultados para o terceiro ano do planejamento.

Tabela 4.12 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 5.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3934	70	144	0,3934	69	143	0,3934	68	142	0,3933	67	141
01h	0,3602	61	136	0,3600	58	134	0,3599	76	149	0,3599	75	148
02h	0,3492	61	136	0,3491	58	134	0,3490	76	149	0,3490	75	148
03h	0,3522	61	136	0,3521	58	134	0,3520	76	149	0,3520	75	148
04h	0,3598	61	136	0,3597	58	134	0,3596	76	149	0,3596	75	148
05h	0,3603	61	136	0,3602	58	134	0,3601	76	149	0,3601	75	148
06h	0,4400	70	144	0,4399	69	143	0,4399	68	142	0,4399	67	141
07h	0,5091	70	144	0,5091	69	143	0,5091	68	142	0,5090	67	141
08h	0,7934	61	136	0,7928	58	134	0,7925	76	149	0,7925	75	148
09h	0,8721	61	136	0,8714	58	134	0,8711	76	149	0,8711	75	148
10h	0,9777	61	136	0,9769	58	134	0,9765	76	149	0,9765	75	148
11h	1,0467	61	136	1,0458	58	134	1,0453	76	149	1,0453	75	148
12h	1,0266	61	136	1,0257	58	134	1,0252	76	149	1,0252	75	148
13h	1,0698	61	136	1,0690	58	134	1,0685	76	149	1,0685	75	148
14h	1,1277	61	136	1,1268	58	134	1,1265	76	149	1,1265	75	148
15h	1,1189	61	136	1,1180	58	134	1,1176	76	149	1,1176	75	148
16h	1,0871	61	136	1,0862	58	134	1,0857	76	149	1,0856	75	148
17h	0,8662	61	136	0,8654	58	134	0,8648	76	149	0,8648	75	148
18h	0,9227	70	144	0,9226	69	143	0,9225	68	142	0,9223	67	141
19h	1,0651	70	144	1,0650	69	143	1,0648	68	142	1,0646	67	141
20h	1,1292	70	144	1,1292	69	143	1,1290	68	142	1,1287	67	141
21h	0,9759	70	144	0,9758	69	143	0,9757	68	142	0,9754	67	141
22h	0,8302	70	144	0,8302	69	143	0,8301	68	142	0,8299	67	141
23h	0,5930	70	144	0,5930	69	143	0,5929	68	142	0,5928	67	141

Tabela 4.13 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3772	70	144	0,3772	69	143	0,3772	68	142	0,3772	67	141
01h	0,3454	61	136	0,3453	58	134	0,3452	75	148	0,3452	74	147
02h	0,3349	61	136	0,3348	58	134	0,3347	75	148	0,3347	74	147
03h	0,3378	61	136	0,3377	58	134	0,3376	75	148	0,3376	74	147
04h	0,3451	61	136	0,3450	58	134	0,3449	75	148	0,3449	74	147
05h	0,3455	61	136	0,3454	58	134	0,3453	75	148	0,3453	74	147
06h	0,4218	70	144	0,4218	69	143	0,4218	68	142	0,4218	67	141
07h	0,4881	70	144	0,4881	69	143	0,4881	68	142	0,4880	67	141
08h	0,7604	61	136	0,7599	58	134	0,7596	75	148	0,7596	74	147
09h	0,8357	61	136	0,8352	58	134	0,8349	75	148	0,8348	74	147
10h	0,9368	61	136	0,9361	58	134	0,9357	75	148	0,9357	74	147
11h	1,0028	61	136	1,0020	58	134	1,0016	75	148	1,0016	74	147
12h	0,9836	61	136	0,9828	58	134	0,9823	75	148	0,9823	74	147
13h	1,0250	61	136	1,0242	58	134	1,0238	75	148	1,0238	74	147
14h	1,0805	61	136	1,0797	58	134	1,0793	75	148	1,0793	74	147
15h	1,0720	61	136	1,0712	58	134	1,0708	75	148	1,0708	74	147
16h	1,0415	61	136	1,0406	58	134	1,0401	75	148	1,0401	74	147
17h	0,8300	61	136	0,8292	58	134	0,8287	75	148	0,8287	74	147
18h	0,8841	70	144	0,8840	69	143	0,8839	68	142	0,8837	67	141
19h	1,0204	70	144	1,0204	69	143	1,0202	68	142	1,0200	67	141
20h	1,0819	70	144	1,0818	69	143	1,0816	68	142	1,0814	67	141
21h	0,9351	70	144	0,9351	69	143	0,9349	68	142	0,9347	67	141
22h	0,7957	70	144	0,7956	69	143	0,7955	68	142	0,7954	67	141
23h	0,5685	70	144	0,5685	69	143	0,5684	68	142	0,5683	67	141

Tabela 4.14 – Maiores carregamentos – TG01 – Dia útil – Ano 3.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3617	70	144	0,3617	69	143	0,3617	68	142	0,3617	67	141
01h	0,3312	61	136	0,3311	58	134	0,3310	76	149	0,3310	75	148
02h	0,3212	61	136	0,3211	58	134	0,3210	76	149	0,3210	75	148
03h	0,3239	61	136	0,3238	58	134	0,3238	76	149	0,3238	75	148
04h	0,3309	61	136	0,3308	58	134	0,3308	76	149	0,3308	75	148
05h	0,3314	61	136	0,3312	58	134	0,3312	76	149	0,3311	75	148
06h	0,4045	70	144	0,4045	69	143	0,4045	68	142	0,4044	67	141
07h	0,4680	70	144	0,4680	69	143	0,4680	68	142	0,4679	67	141
08h	0,7288	61	136	0,7283	58	134	0,7281	76	149	0,7281	75	148
09h	0,8010	61	136	0,8005	58	134	0,8002	76	149	0,8002	75	148
10h	0,8977	61	136	0,8971	58	134	0,8967	76	149	0,8967	75	148
11h	0,9609	61	136	0,9602	58	134	0,9598	76	149	0,9598	75	148
12h	0,9425	61	136	0,9417	58	134	0,9413	76	149	0,9413	75	148
13h	0,9822	61	136	0,9814	58	134	0,9811	76	149	0,9811	75	148
14h	1,0353	61	136	1,0346	58	134	1,0343	76	149	1,0342	75	148
15h	1,0272	61	136	1,0264	58	134	1,0261	76	149	1,0261	75	148
16h	0,9979	61	136	0,9971	58	134	0,9967	76	149	0,9967	75	148
17h	0,7953	61	136	0,7946	58	134	0,7942	76	149	0,7942	75	148
18h	0,8471	70	144	0,8471	69	143	0,8470	68	142	0,8468	67	141
19h	0,9777	70	144	0,9777	69	143	0,9775	68	142	0,9773	67	141
20h	1,0366	70	144	1,0365	69	143	1,0364	68	142	1,0361	67	141
21h	0,8961	70	144	0,8961	69	143	0,8959	68	142	0,8958	67	141
22h	0,7626	70	144	0,7626	69	143	0,7625	68	142	0,7624	67	141
23h	0,5450	70	144	0,5450	69	143	0,5449	68	142	0,5449	67	141

Avaliando as máximas corrente de carga, vê-se que não houve sobrecorrente em nenhum momento do dia, tendo sido registrados os maiores valores iguais a 1,0366, às 20h, e 1,0353, às 14h.

Vistos os carregamentos para os dias úteis, falta agora verificar o carregamento em um domingo. Os maiores valores de corrente de carga aos domingos no ano 5 constam na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Maiores carregamentos – TG01 – Domingo – Ano 5.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3934	70	144	0,3934	69	143	0,3934	68	142	0,3933	67	141
01h	0,3367	61	136	0,3366	58	134	0,3365	76	149	0,3365	75	148
02h	0,3792	61	136	0,3791	58	134	0,3791	76	149	0,3791	75	148
03h	0,3224	61	136	0,3223	58	134	0,3223	76	149	0,3223	75	148
04h	0,3437	61	136	0,3436	58	134	0,3436	76	149	0,3436	75	148
05h	0,3482	61	136	0,3481	58	134	0,3481	76	149	0,3481	75	148
06h	0,3426	61	136	0,3425	58	134	0,3424	76	149	0,3424	75	148
07h	0,4088	61	136	0,4087	58	134	0,4086	76	149	0,4086	75	148
08h	0,4497	61	136	0,4495	58	134	0,4494	76	149	0,4494	75	148
09h	0,4911	61	136	0,4908	58	134	0,4906	76	149	0,4906	75	148
10h	0,5414	61	136	0,5410	58	134	0,5408	76	149	0,5408	75	148
11h	0,4921	70	144	0,4921	69	143	0,4921	68	142	0,4920	67	141
12h	0,4958	61	136	0,4955	58	134	0,4953	76	149	0,4953	75	148
13h	0,3994	61	136	0,3992	58	134	0,3991	76	149	0,3991	75	148
14h	0,3698	61	136	0,3696	58	134	0,3695	76	149	0,3695	75	148
15h	0,4647	70	144	0,4647	69	143	0,4647	68	142	0,4646	67	141
16h	0,5788	70	144	0,5788	69	143	0,5788	68	142	0,5787	67	141
17h	0,7221	70	144	0,7221	69	143	0,7220	68	142	0,7219	67	141
18h	0,8238	70	144	0,8237	69	143	0,8236	68	142	0,8235	67	141
19h	0,7661	70	144	0,7661	69	143	0,7660	68	142	0,7659	67	141
20h	0,8452	70	144	0,8451	69	143	0,8450	68	142	0,8448	67	141
21h	0,8200	70	144	0,8200	69	143	0,8199	68	142	0,8197	67	141
22h	0,6955	70	144	0,6955	69	143	0,6954	68	142	0,6953	67	141
23h	0,4838	70	144	0,4838	69	143	0,4838	68	142	0,4837	67	141

Analisando o carregamento aos domingos no ano 5, percebe-se que não há sobrecarga em nenhuma hora do dia, indicando que o dia crítico para o planejamento é o dia útil, o qual



apresentou sobrecarga nos dois últimos anos do planejamento. Dessa forma, são necessárias intervenções no alimentador para contornar essas adversidades verificadas no planejamento.

Finalmente, analisam-se os valores das perdas técnicas registradas para os 5 anos do horizonte de planejamento da expansão. A Tabela 4.16 contém os valores absoluto, em kWh, e percentual da energia dissipada na rede.

Tabela 4.16 – Perdas técnicas – TG01.

Ano	Dia típico	Perdas (kWh)	Perdas (%)
1	Dia útil	1257,13	1,49
	Domingo	639,01	1,05
2	Dia útil	1368,72	1,56
	Domingo	695,03	1,10
3	Dia útil	1489,66	1,62
	Domingo	756,01	1,15
4	Dia útil	1621,27	1,70
	Domingo	822,39	1,20
5	Dia útil	1765,04	1,77
	Domingo	894,66	1,25

Nota-se, conforme verificado para o alimentador hipotético, o aumento nos valores das perdas à medida que o tempo passa e a demanda aumenta. E também que a energia dissipada aos domingos é menor que aquela nos dias úteis, devido ao consumo dos domingos ser inferior ao dos dias úteis.

#### 4.2.2 Com GDFV

Vista a necessidade de intervenções no planejamento da expansão da rede, parte-se para a verificação de como a inserção de GDFV altera a operação do alimentador. Os critérios adotados para o TG01 foram os mesmos utilizados nas análises anteriores. Inseriu-se a geração progressivamente, com incrementos de 5%, tendo como referência o consumo mensal do ano analisado. Como foram detectados problemas nos anos 4 e 5 do planejamento, foram neles em que a GDFV foi inserida.

A análise do planejamento detectou dois horários críticos para o quarto ano, 14h e 20h, sendo que a maior sobrecarga ocorre à noite, durante o pico de consumo residencial. Como não há irradiância solar durante a noite, qualquer potência de GDFV instalada não será capaz de evitar a sobrecarga às 20h e aliviar a rede. Isso significa que a instalação de placas fotovoltaicas não é capaz de postergar os investimentos necessários para contornar restrições operativas que ocorrem durante o período noturno, revelando uma limitação intrínseca desse tipo de geração, a qual depende da presença de luz solar.

Por conta do exposto acima, optou-se por utilizar o segundo maior carregamento verificado, que ocorre às 14h, como critério de inserção de GDFV. Dessa forma, detectou-se o menor valor percentual de GDFV que evita a sobrecorrente detectada durante o dia no quarto ano do planejamento, sendo que esse montante de geração é aquele equivalente a 5% do consumo mensal. A Tabela 4.17 mostra os maiores carregamentos em um dia útil com uma GDFV de 5%.

Vê-se que a sobrecarga registrada às 14h para o ano 4 do planejamento não ocorre, sendo que o valor do carregamento obtido foi de 0,9946 às 14h, ficando abaixo do limite de 1,075. Repare que o valor da corrente de carga às 20h não foi alterado, permanecendo igual a 1,0819, e que o carregamento às 19h sofreu uma redução discreta, passando de 1,0204 para 1,0198. Esses dados exibem o alívio que a GDFV causa na rede, mostrando que essa atenuação no carregamento é mais intensa nos horários em que a irradiância solar é maior. Essa característica da GDFV pode ser vista no Gráfico 4.41, que exhibe as potências resultantes de cada consumidor em um dia útil.

Comparando-se a potência resultante com 5% de GDFV com a mesma quando não há a instalação de GDFV (Gráfico 4.31), pode-se perceber uma redução da demanda durante o dia, sendo isso suficiente para evitar que trechos do alimentador operem com sobrecarga, e, durante a noite, os valores de demanda permanecem inalterados.

Esse efeito causado pela GDFV é notado também quando se analisam os resultados para o domingo. O Gráfico 4.42 mostra a potência resultante de cada UC para esse dia típico.

Tabela 4.17 – Maiores carregamentos – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3772	70	144	0,3772	69	143	0,3772	68	142	0,3772	67	141
01h	0,3454	61	136	0,3453	58	134	0,3452	75	148	0,3452	74	147
02h	0,3349	61	136	0,3348	58	134	0,3347	75	148	0,3347	74	147
03h	0,3378	61	136	0,3377	58	134	0,3376	75	148	0,3376	74	147
04h	0,3451	61	136	0,3450	58	134	0,3449	75	148	0,3449	74	147
05h	0,3455	61	136	0,3454	58	134	0,3453	75	148	0,3453	74	147
06h	0,4217	70	144	0,4217	69	143	0,4217	68	142	0,4217	67	141
07h	0,4835	70	144	0,4835	69	143	0,4835	68	142	0,4834	67	141
08h	0,7375	61	136	0,7370	58	134	0,7367	75	148	0,7367	74	147
09h	0,7877	61	136	0,7872	58	134	0,7869	75	148	0,7869	74	147
10h	0,8650	61	136	0,8645	58	134	0,8642	75	148	0,8642	74	147
11h	0,9135	61	136	0,9129	58	134	0,9126	75	148	0,9125	74	147
12h	0,8877	61	136	0,8871	58	134	0,8867	75	148	0,8867	74	147
13h	0,9304	61	136	0,9298	58	134	0,9296	75	148	0,9296	74	147
14h	0,9946	61	136	0,9940	58	134	0,9938	75	148	0,9938	74	147
15h	1,0012	61	136	1,0005	58	134	1,0002	75	148	1,0002	74	147
16h	0,9903	61	136	0,9895	58	134	0,9891	75	148	0,9891	74	147
17h	0,8005	61	136	0,7998	58	134	0,7994	75	148	0,7993	74	147
18h	0,8745	70	144	0,8745	69	143	0,8743	68	142	0,8742	67	141
19h	1,0198	70	144	1,0197	69	143	1,0196	68	142	1,0193	67	141
20h	1,0819	70	144	1,0818	69	143	1,0816	68	142	1,0814	67	141
21h	0,9351	70	144	0,9351	69	143	0,9349	68	142	0,9347	67	141
22h	0,7957	70	144	0,7956	69	143	0,7955	68	142	0,7954	67	141
23h	0,5685	70	144	0,5685	69	143	0,5684	68	142	0,5683	67	141

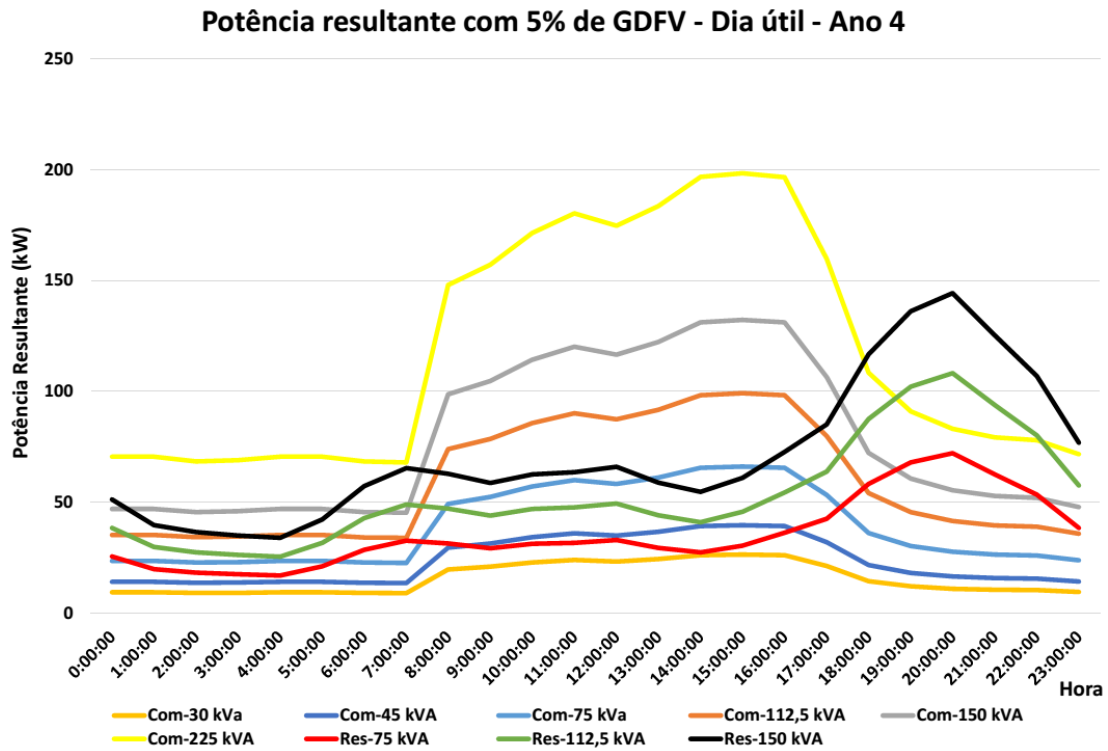


Gráfico 4.41 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4.

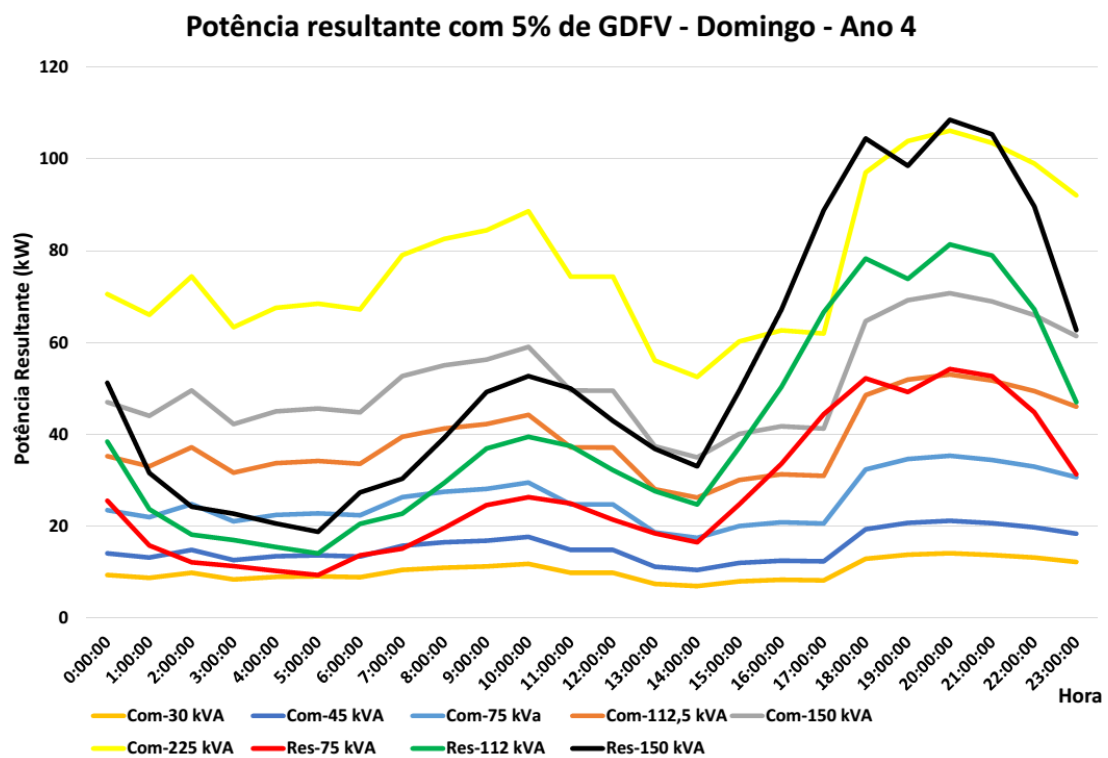


Gráfico 4.42 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4.

Essa redução da energia solicitada à rede pode ser percebida, também, ao se observar as maiores correntes de carga aos domingos, exibidas na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Maiores carregamentos – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3772	70	144	0,3772	69	143	0,3772	68	142	0,3772	67	141
01h	0,3229	61	136	0,3228	58	134	0,3227	76	149	0,3227	75	148
02h	0,3637	61	136	0,3636	58	134	0,3635	76	149	0,3635	75	148
03h	0,3092	61	136	0,3092	58	134	0,3091	76	149	0,3091	75	148
04h	0,3297	61	136	0,3296	58	134	0,3296	76	149	0,3296	75	148
05h	0,3340	61	136	0,3339	58	134	0,3339	76	149	0,3339	75	148
06h	0,3285	61	136	0,3284	58	134	0,3283	76	149	0,3283	75	148
07h	0,3875	61	136	0,3874	58	134	0,3873	76	149	0,3873	75	148
08h	0,4089	61	136	0,4087	58	134	0,4086	76	149	0,4086	75	148
09h	0,4240	61	136	0,4237	58	134	0,4236	76	149	0,4236	75	148
10h	0,4494	61	136	0,4491	58	134	0,4490	76	149	0,4490	75	148
11h	0,3860	70	144	0,3860	69	143	0,3860	68	142	0,3860	67	141
12h	0,3835	61	136	0,3834	58	134	0,3832	76	149	0,3832	75	148
13h	0,2937	61	136	0,2936	58	134	0,2935	76	149	0,2935	75	148
14h	0,2739	61	136	0,2739	58	134	0,2738	76	149	0,2738	75	148
15h	0,3779	70	144	0,3779	69	143	0,3779	68	142	0,3778	67	141
16h	0,5054	70	144	0,5054	69	143	0,5053	68	142	0,5053	67	141
17h	0,6631	70	144	0,6631	69	143	0,6630	68	142	0,6629	67	141
18h	0,7799	70	144	0,7799	69	143	0,7798	68	142	0,7796	67	141
19h	0,7336	70	144	0,7336	69	143	0,7335	68	142	0,7333	67	141
20h	0,8099	70	144	0,8099	69	143	0,8097	68	142	0,8096	67	141
21h	0,7858	70	144	0,7858	69	143	0,7857	68	142	0,7855	67	141
22h	0,6666	70	144	0,6666	69	143	0,6665	68	142	0,6664	67	141
23h	0,4638	70	144	0,4638	69	143	0,4638	68	142	0,4637	67	141

Uma consequência direta desse alívio nos carregamentos é a redução da queda de tensão ao longo do alimentador, que pode ser vista nos gráficos que apresentam os menores valores de tensão, Gráfico 4.43 em um dia útil e Gráfico 4.44 aos domingos.

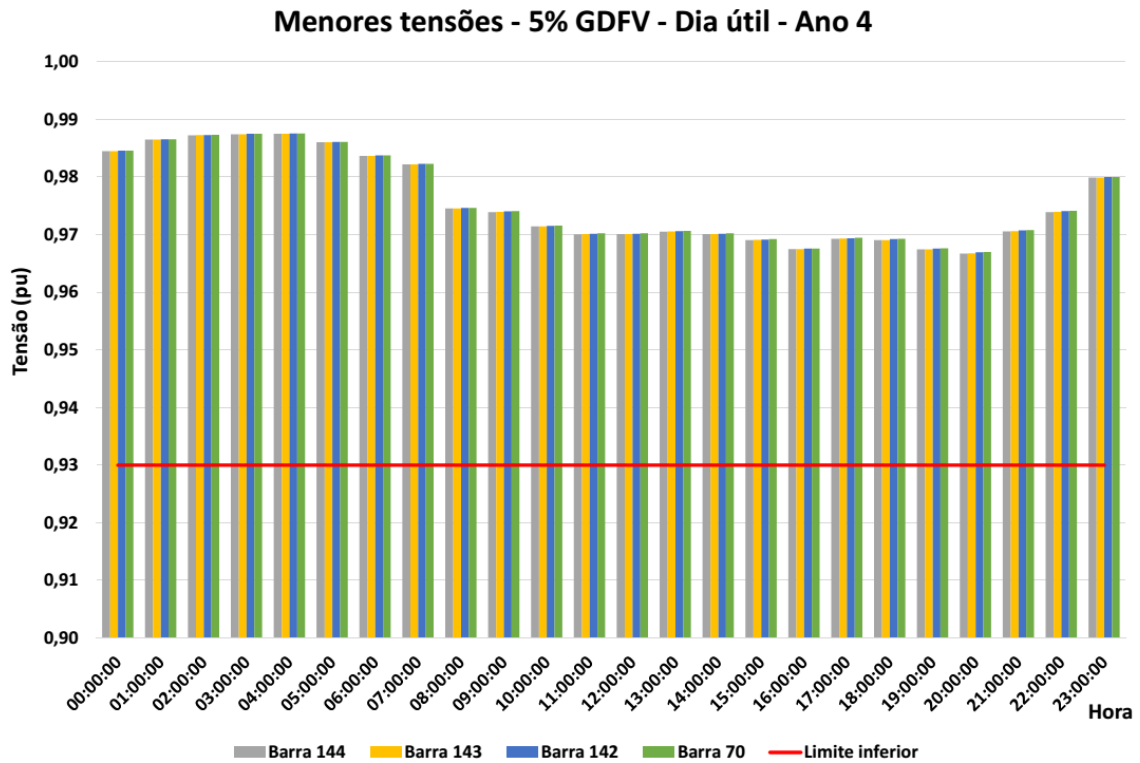


Gráfico 4.43 – Menores valores de tensão – TG01 – 5% GDFV – Dia útil – Ano 4.

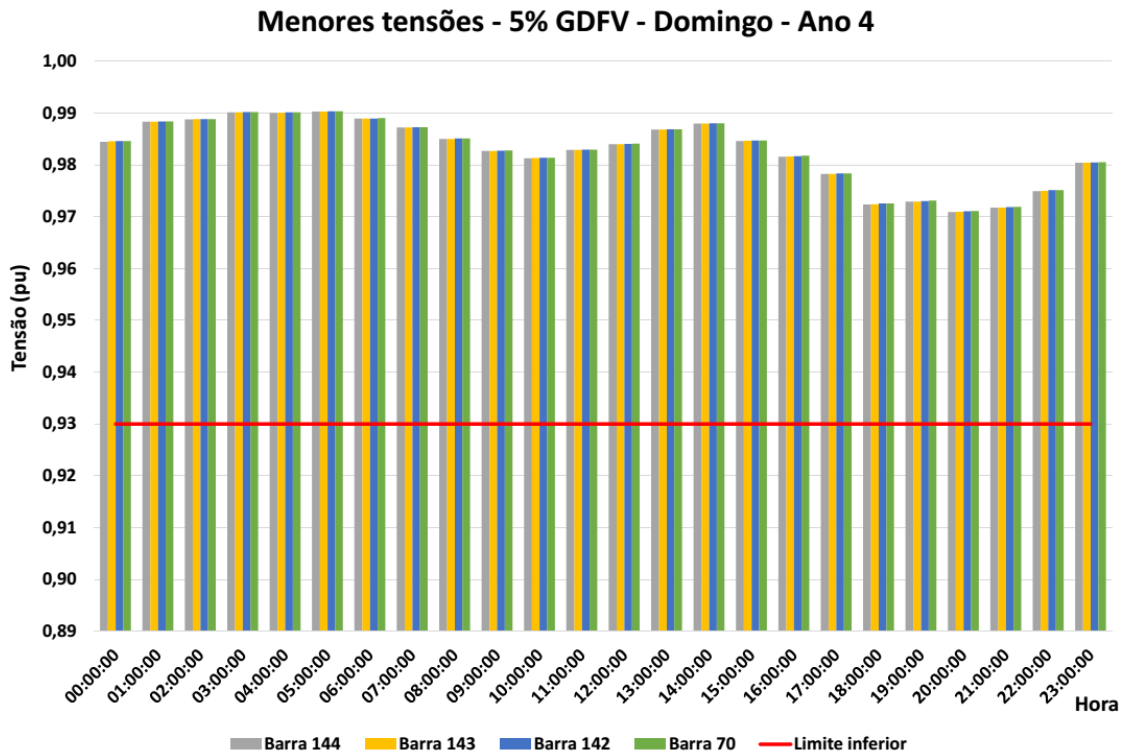


Gráfico 4.44 – Menores valores de tensão – TG01 – 5% GDFV – Domingo – Ano 4.

Apesar da redução da queda de tensão ter sido sutil, pode-se percebê-la ao se comparar com a situação sem GDFV. Ainda observando esses dados de tensão mínima, pode-se afirmar que não há injeção de potência na rede, haja vista que não houve alteração na posição das barras que possuíram os valores mínimos. Isso também pode se afirmar ao analisar os gráficos das potências resultantes, pois, em nenhum momento, as curvas assumiram valores negativos.

Visto que uma GDFV equivalente a 5% do consumo mensal das UC's posterga aqueles investimentos detectados no planejamento durante o dia, parte-se para a verificação dos menores valores percentuais de GDFV que causam impactos prejudiciais ao alimentador. Foi verificado que o valor limite suportado pela rede é diferente para um dia útil e para um domingo, sendo que, no primeiro caso, o valor foi de 95% e, para o segundo caso, de 85%.

Começando a análise pelo dia útil com 95% de GDFV, a Tabela 4.19 mostra os maiores valores de corrente de carga e a Tabela 4.20 apresenta os valores máximos de tensão. Constata-se que o impacto causado é a ocorrência de sobrecorrente às 12h, que atingiu o valor de 1,1085, e às 13h, que chegou a alcançar 1,1277. A tensão máxima nesses horários foi igual a 1,0170 pu às 12h e 1,0167 pu às 13h, estando abaixo do valor máximo e acima do mínimo.

Nos horários em que a irradiância alcança valores máximos, entre 10h e 15h, percebe-se que os locais onde registraram-se os valores máximos de carregamento e de tensão não são os mesmos que foram registrados no cenário sem GDFV.

Primeiramente, verifica-se que os ramos que apresentaram sobrecarga são de UC's residenciais e, não comerciais, como verificado no caso sem GDFV. Apesar da GDFV instalada nesses dois tipos de consumidores ser a mesma – quando os transformadores que os alimenta possuem mesma potência – as residências possuem um consumo menor durante o dia, fazendo com que ocorra uma maior injeção de potência na rede por essa classe consumidora. O Gráfico 4.45 mostra isso ao ilustrar a potência resultante de cada consumidor.

Tabela 4.19 – Maiores carregamentos – TG01 – 95% GDFV – Dia útil – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3772	70	144	0,3772	69	143	0,3772	68	142	0,3772	67	141
01h	0,3454	61	136	0,3453	58	134	0,3452	75	148	0,3452	74	147
02h	0,3349	61	136	0,3348	58	134	0,3347	75	148	0,3347	74	147
03h	0,3378	61	136	0,3377	58	134	0,3376	75	148	0,3376	74	147
04h	0,3451	61	136	0,3450	58	134	0,3449	75	148	0,3449	74	147
05h	0,3455	61	136	0,3454	58	134	0,3453	75	148	0,3453	74	147
06h	0,4202	70	144	0,4202	69	143	0,4201	68	142	0,4201	67	141
07h	0,4137	70	144	0,4137	69	143	0,4137	68	142	0,4136	67	141
08h	0,4162	61	136	0,4162	75	148	0,4162	74	147	0,4162	58	134
09h	0,4259	56	133	0,4259	39	121	0,4258	43	124	0,4258	30	114
10h	0,7583	9	98	0,7582	10	99	0,7581	11	100	0,7580	12	101
11h	1,0194	9	98	1,0192	10	99	1,0190	11	100	1,0189	12	101
12h	1,1085	9	98	1,1083	10	99	1,1081	11	100	1,1079	12	101
13h	1,1277	9	98	1,1275	10	99	1,1273	11	100	1,1271	12	101
14h	1,0134	9	98	1,0132	10	99	1,0131	11	100	1,0130	12	101
15h	0,7448	9	98	0,7448	26	112	0,7447	10	99	0,7447	19	106
16h	0,4029	75	148	0,4029	74	147	0,4029	91	164	0,4029	90	163
17h	0,4026	61	136	0,4025	58	134	0,4025	75	148	0,4025	74	147
18h	0,7295	70	144	0,7295	69	143	0,7294	68	142	0,7293	67	141
19h	1,0097	70	144	1,0097	69	143	1,0095	68	142	1,0093	67	141
20h	1,0819	70	144	1,0818	69	143	1,0816	68	142	1,0814	67	141
21h	0,9351	70	144	0,9351	69	143	0,9349	68	142	0,9347	67	141
22h	0,7957	70	144	0,7956	69	143	0,7955	68	142	0,7954	67	141
23h	0,5685	70	144	0,5685	69	143	0,5684	68	142	0,5683	67	141

Repare que as UC's residenciais injetaram mais potência no alimentador que as UC's comerciais. Note que as residências alimentadas por transformadores de 150 kVA, injetaram praticamente a mesma quantidade que os comércios supridos por trafos de 225 kVA. Como a potência de GDFV instalada em cada consumidor é proporcional ao consumo, a diferença nos valores de demanda dessas UC's durante o dia foi suficiente para fazer com que as duas injetassem quase a mesma quantidade de energia na rede.



Tabela 4.20 – Maiores tensões – TG01 – 95% GDFV – Dia útil – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	165	0,9939	1	0,9939	2	0,9938	3
01h	1,0000	165	0,9945	1	0,9945	2	0,9945	3
02h	1,0000	165	0,9948	1	0,9948	2	0,9948	3
03h	1,0000	165	0,9949	1	0,9949	2	0,9949	3
04h	1,0000	165	0,9949	1	0,9949	2	0,9949	3
05h	1,0000	165	0,9944	1	0,9944	2	0,9944	3
06h	1,0000	165	0,9936	1	0,9936	2	0,9936	3
07h	1,0000	165	0,9940	1	0,9940	2	0,9940	3
08h	1,0000	165	0,9939	1	0,9939	2	0,9939	3
09h	1,0000	165	0,9983	1	0,9983	2	0,9983	3
10h	1,0070	144	1,0070	143	1,0070	70	1,0070	69
11h	1,0139	144	1,0138	143	1,0138	70	1,0138	69
12h	1,0170	144	1,0169	143	1,0169	70	1,0168	69
13h	1,0167	144	1,0166	143	1,0166	70	1,0165	69
14h	1,0122	144	1,0121	143	1,0121	70	1,0120	69
15h	1,0041	144	1,0041	143	1,0041	70	1,0040	69
16h	1,0000	165	0,9962	1	0,9962	2	0,9962	3
17h	1,0000	165	0,9933	1	0,9933	2	0,9933	3
18h	1,0000	165	0,9900	1	0,9900	2	0,9900	3
19h	1,0000	165	0,9880	1	0,9880	2	0,9879	3
20h	1,0000	165	0,9877	1	0,9877	2	0,9877	3
21h	1,0000	165	0,9891	1	0,9891	2	0,9890	3
22h	1,0000	165	0,9902	1	0,9902	2	0,9902	3
23h	1,0000	165	0,9923	1	0,9923	2	0,9923	3

Além disso, esses trechos residenciais que apresentaram os valores máximos de sobrecarga estão próximos a subestação, revelando outra alteração. Vê-se que as tensões máximas também foram deslocadas, deixando a região inicial da rede e indo para o final do alimentador. Isso acontece porque todos os consumidores injetam potência na rede, culminando com a inversão do fluxo de potência no alimentador, que, por sua vez, provoca uma elevação de tensão nas barras finais. A Figura 4.10 ilustra esses deslocamentos de posição nos momentos em que há a injeção de potência na rede pela GDFV.

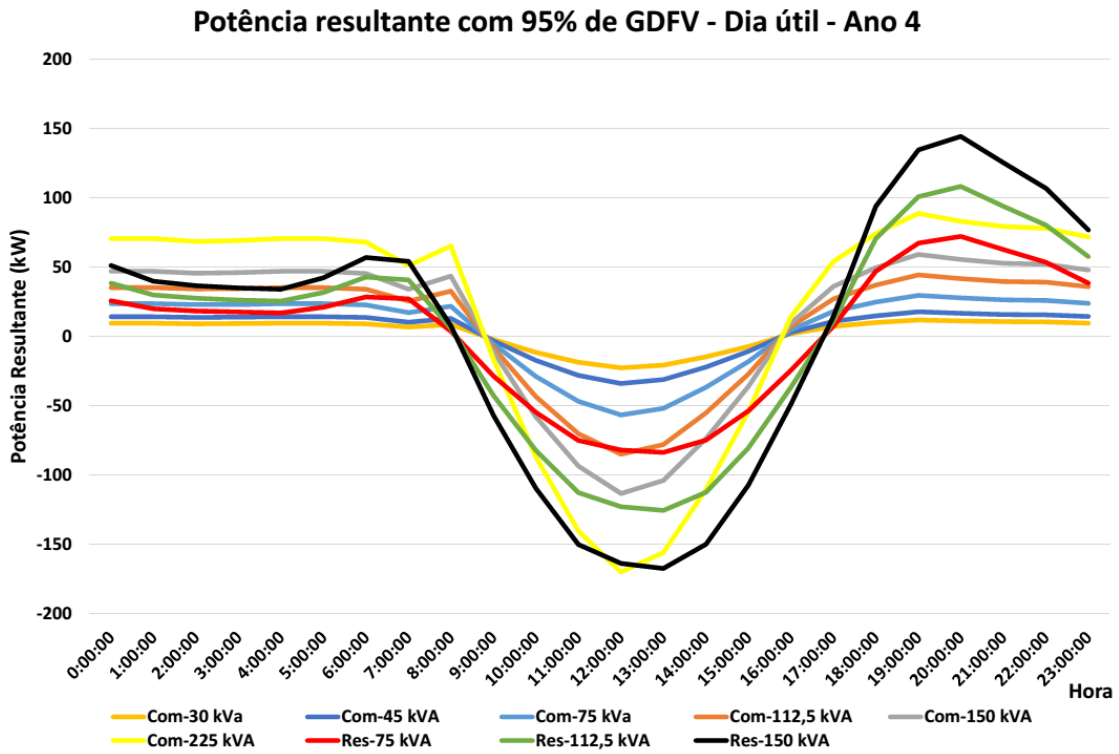


Gráfico 4.45 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 90% GDFV – Dia útil – Ano 4.

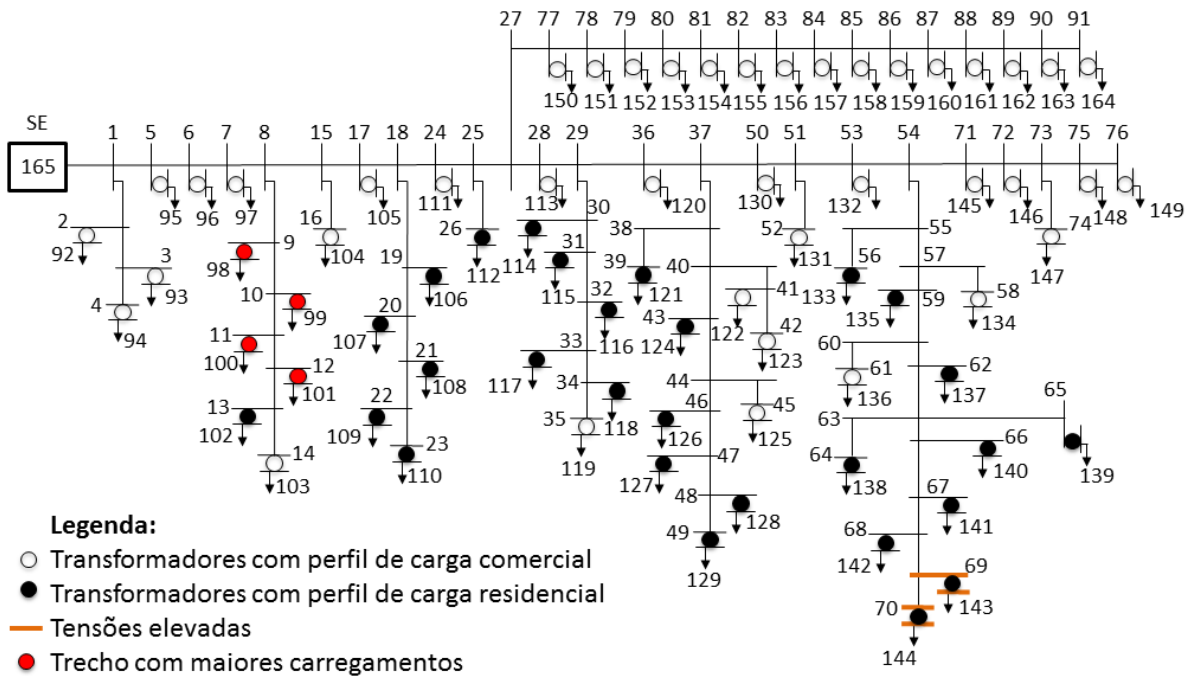


Figura 4.10 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e de tensão – TG01 – 90% – Dia útil – Ano 4.

Isso revela que, no geral, a elevação de tensão nas barras distantes da subestação faz com que os valores máximos de corrente de carga sejam deslocados para as proximidades da subestação, por conta da modelagem de cargas como potência constante, repetindo os acontecimentos registrados nos casos anteriores.

Agora que foram vistos os impactos prejudiciais à rede causados pela GDFV em um dia útil, investiga-se como o alimentador se comporta ao se instalar 85% de GDFV em um domingo típico.

Os valores máximos de carregamento aos domingos constam na Tabela 4.21. Repare que há trechos em sobrecarga às 12h e às 13h, da mesma maneira constatada aos dias úteis. A maior sobrecorrente ocorreu às 13h com o valor igual a 1,0886 e, às 12h, a corrente de carga foi de 1,0725.

Todavia, a localização dos ramos do alimentador que apresentaram sobrecorrente foi alterada quando comparada com posição registrada nos dias úteis. Note que, às 13h, os trechos em sobrecarga foram 2-92, 3-93, 4-94 e 5-95 – que alimentam comércios – diferente daqueles verificados às 12h do domingo e às 12h e às 13h do dia útil, 9-98, 10-99, 11-100 e 12-101 – que alimentam residências. Essa alteração é explicada pelo fato do consumo das UC's comerciais ser menor nessa hora aos domingos. Como a potência resultante é dada pela diferença entre demanda e geração, um consumo menor culmina com uma maior injeção de potência. A Figura 4.11 ilustra essas posições dos trechos com sobrecorrente.

A injeção de potência na rede pelos consumidores pode ser vista no Gráfico 4.46, que mostra a potência resultante de cada tipo de consumidor. Observando-o, percebe-se que a energia injetada no alimentador é máxima às 13h, o que justifica o fato dessa hora ser a crítica. Um fato interessante é que dois tipos de consumidores equivalentes – aqueles que são alimentados por transformadores de mesma capacidade – injetaram praticamente o mesmo valor de potência na rede.

Como foi registrada a injeção de potência na rede pelos consumidores, espera-se que haja alteração nas barras cujas tensões foram máximas. E isso pode ser visto na Tabela 4.22, que mostra os maiores valores de tensão.

Tabela 4.21 – Maiores carregamentos – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3772	70	144	0,3772	69	143	0,3772	68	142	0,3772	67	141
01h	0,3229	61	136	0,3228	58	134	0,3227	76	149	0,3227	75	148
02h	0,3637	61	136	0,3636	58	134	0,3635	76	149	0,3635	75	148
03h	0,3092	61	136	0,3092	58	134	0,3091	76	149	0,3091	75	148
04h	0,3297	61	136	0,3296	58	134	0,3296	76	149	0,3296	75	148
05h	0,3340	61	136	0,3339	58	134	0,3339	76	149	0,3339	75	148
06h	0,3271	61	136	0,3270	58	134	0,3269	76	149	0,3269	75	148
07h	0,3263	61	136	0,3262	58	134	0,3262	76	149	0,3262	75	148
08h	0,1722	76	149	0,1722	75	148	0,1722	74	147	0,1722	72	146
09h	0,3905	9	98	0,3905	10	99	0,3905	11	100	0,3905	12	101
10h	0,6873	9	98	0,6872	10	99	0,6872	11	100	0,6871	12	101
11h	0,9441	2	92	0,9441	3	93	0,9441	4	94	0,9434	5	95
12h	1,0725	9	98	1,0723	10	99	1,0721	11	100	1,0719	12	101
13h	1,0886	2	92	1,0886	3	93	1,0886	4	94	1,0876	5	95
14h	0,9868	9	98	0,9866	10	99	0,9865	11	100	0,9864	12	101
15h	0,7393	2	92	0,7393	3	93	0,7393	4	94	0,7389	5	95
16h	0,4622	2	92	0,4622	3	93	0,4622	4	94	0,4621	5	95
17h	0,3206	70	144	0,3206	69	143	0,3206	68	142	0,3205	67	141
18h	0,6521	70	144	0,6521	69	143	0,6520	68	142	0,6519	67	141
19h	0,7248	70	144	0,7248	69	143	0,7247	68	142	0,7246	67	141
20h	0,8099	70	144	0,8099	69	143	0,8097	68	142	0,8096	67	141
21h	0,7858	70	144	0,7858	69	143	0,7857	68	142	0,7855	67	141
22h	0,6666	70	144	0,6666	69	143	0,6665	68	142	0,6664	67	141
23h	0,4638	70	144	0,4638	69	143	0,4638	68	142	0,4637	67	141

Como esperado, os valores máximos de tensão foram registrados às 12h e às 13h, nos mesmos horários em que houve a maior injeção de potência, sendo que a tensão às 12h foi 1,0247, um pouco menor que 1,0267, valor registrado às 13h. As barras que alcançaram esses valores são aquelas situadas na região final da rede, repetindo o ocorrido no dia útil e ilustrado na Figura 4.11.

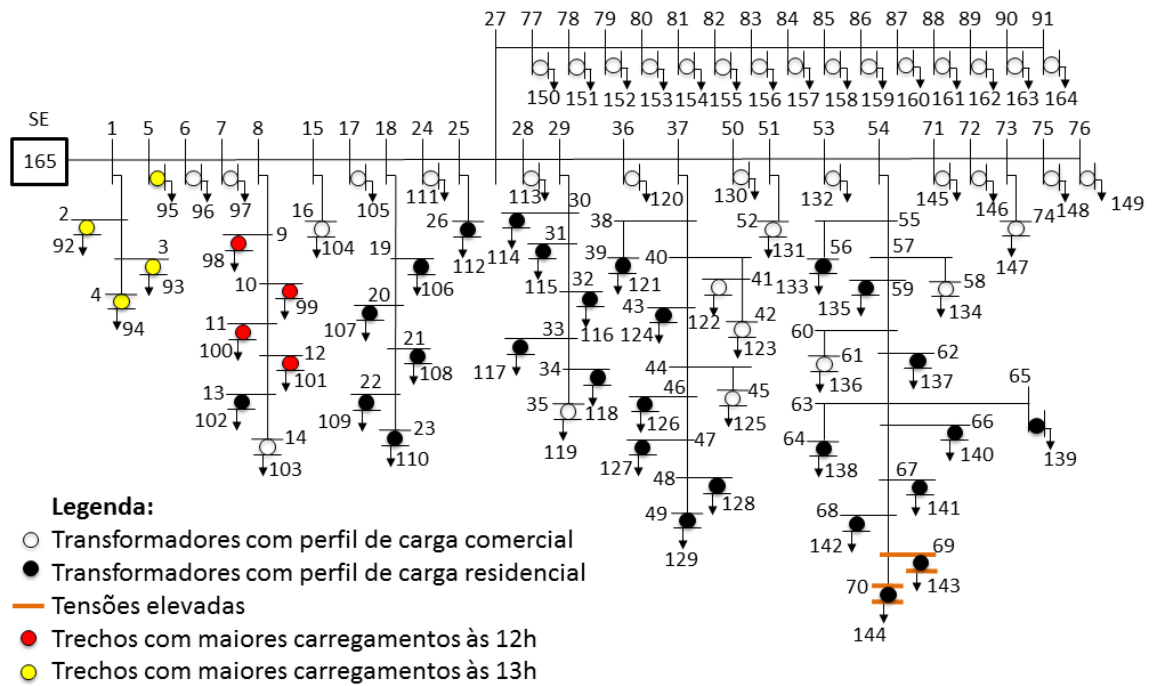


Figura 4.11 – Localização dos valores máximos de sobrecarga e de tensão – TG01 – 85% – Domingo – Ano 4.

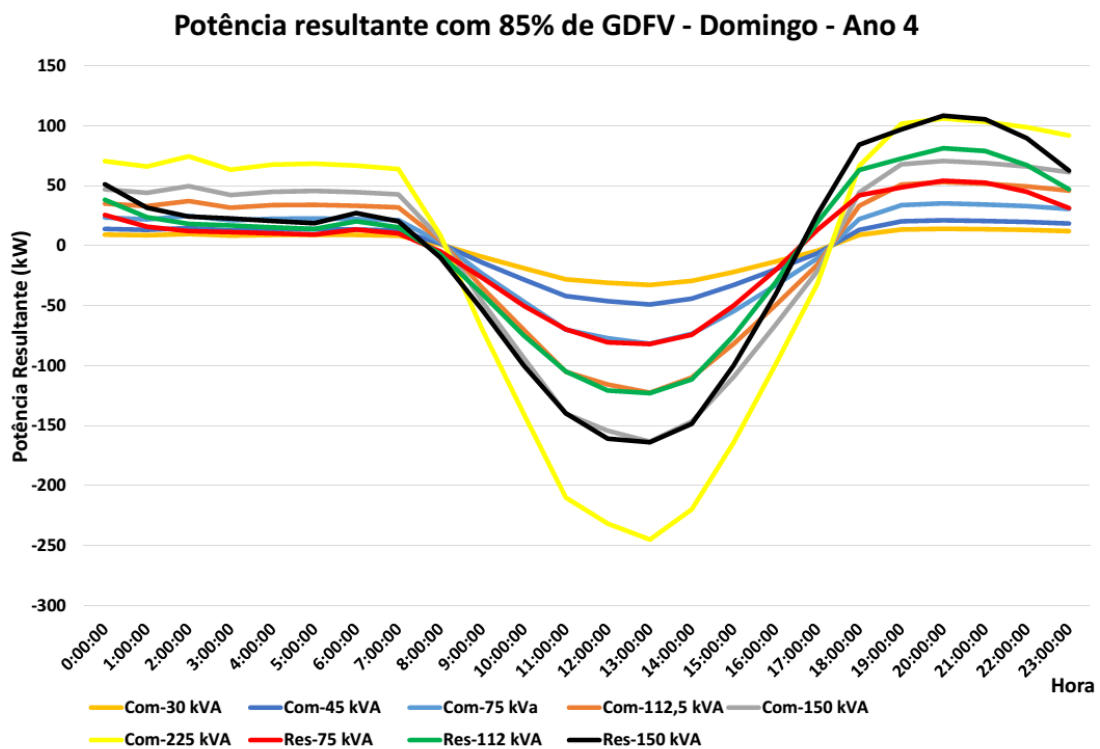


Gráfico 4.46 – Potência resultante comercial e residencial – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4.

Tabela 4.22 – Maiores tensões – TG01 – 85% GDFV – Domingo – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	165	0,9939	1	0,9939	2	0,9938	3
01h	1,0000	165	0,9952	1	0,9952	2	0,9952	3
02h	1,0000	165	0,9953	1	0,9953	2	0,9952	3
03h	1,0000	165	0,9959	1	0,9958	2	0,9958	3
04h	1,0000	165	0,9958	1	0,9958	2	0,9958	3
05h	1,0000	165	0,9959	1	0,9958	2	0,9958	3
06h	1,0000	165	0,9954	1	0,9954	2	0,9954	3
07h	1,0000	165	0,9955	1	0,9955	2	0,9954	3
08h	1,0000	165	0,9977	1	0,9977	2	0,9977	3
09h	1,0038	144	1,0038	70	1,0038	143	1,0038	69
10h	1,0124	144	1,0123	143	1,0123	70	1,0123	69
11h	1,0209	144	1,0209	143	1,0208	70	1,0208	69
12h	1,0247	144	1,0246	143	1,0246	70	1,0245	69
13h	1,0267	144	1,0266	143	1,0265	70	1,0265	69
14h	1,0241	144	1,0241	143	1,0240	70	1,0240	69
15h	1,0148	144	1,0148	143	1,0148	70	1,0148	69
16h	1,0038	70	1,0038	69	1,0038	144	1,0038	143
17h	1,0000	165	0,9968	1	0,9968	2	0,9968	3
18h	1,0000	165	0,9911	1	0,9911	2	0,9911	3
19h	1,0000	165	0,9896	1	0,9896	2	0,9896	3
20h	1,0000	165	0,9888	1	0,9888	2	0,9888	3
21h	1,0000	165	0,9891	1	0,9891	2	0,9891	3
22h	1,0000	165	0,9903	1	0,9903	2	0,9903	3
23h	1,0000	165	0,9922	1	0,9922	2	0,9922	3

Visto como a rede se comporta em relação aos critérios de tensão e carregamento, fica faltando a verificação dos valores das perdas técnicas registradas para esses casos. Dessa forma, apresenta-se a Tabela 4.23 contendo os valores da energia dissipada na rede.

Tabela 4.23 – Perdas técnicas – TG01 com e sem GDFV – Ano 4.

Ano	Dia típico	Sem GDFV		5% GDFV		85% GDFV		95% GDFV	
		Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
4	Dia útil	1621,27	1,70	1451,76	1,52	-	-	1319,94	1,38
	Domingo	822,39	1,20	733,34	1,07	1393,88	2,03	-	-

Analisando as perdas registradas em dias úteis, nota-se uma redução gradual dos valores à medida que se aumentou a porcentagem de GDFV instalada, sendo que o percentual de perdas reduziu de 1,70% sem GDFV para 1,38% com uma GDFV de 95%. Isso revela que a quantidade de geração instalada que causou sobrecorrente na rede ainda reduziu a energia dissipada ao longo dos condutores e equipamentos, mostrando que o limite de GDFV para a perdas pode ser diferente do limite de sobrecorrente, conforme já registrado em casos anteriores neste trabalho.

Todavia, o mesmo efeito não foi observado aos domingos. Repare que 5% de GDFV reduziu as perdas de 1,20%, no caso sem GDFV, para 1,07%. Agora quando se inseriu uma geração equivalente a 85%, as perdas subiram para 2,03%, indicando que, além de causar sobrecarga na rede, essa quantia de GDFV aumenta consideravelmente a energia dissipada no alimentador aos domingos.

Dessa forma, conforme constatado para os casos anteriores, o valor de GDFV que minimiza as perdas técnicas do alimentador é diferente nos dias úteis e aos domingos. Visto que a energia dissipada ao longo da rede está atrelada ao carregamento dela e este depende da demanda que está sendo solicitada. Como nos dias úteis, o consumo é bem superior àquele em um domingo, as perdas técnicas são bem superiores, e faz com que o valor de GDFV que minimiza as perdas seja também superior.

A Tabela 4.24 apresenta os valores da potência de pico e da energia gerada por mês pela GDFV, e, no caso tradicional, mostra a demanda total e o consumo mensal da rede. Por conta do elevado consumo da rede, os valores de potência de pico registrados foram também elevados. O maior valor registrado foi para o caso industrial, que apresentou por volta de 3916 kW de potência de pico para uma geração equivalente a 90% do consumo mensal. E, para o caso do TG01, uma GDFV que gera 95% do seu consumo mensal, apresentou uma

potência de pico de 12227 kW aproximadamente. Esse fenômeno é intuitivo, pois quanto maior o consumo, maior deve ser a capacidade de GDFV para obter um mesmo percentual de geração.

Tabela 4.24 – Limites de GDFV em valores absolutos – TG01.

	Alimentador	5% GDFV	85% GDFV	95% GDFV
<b>Demanda (kVA) / Potência de Pico (kW)</b>	7492,50	741,04	10930,42	12227,25
<b>Consumo Mensal (kWh) / Energia gerada por mês (kWh)</b>	215107,69	12396,32	182845,71	204539,27

E, finalmente, parte-se para a análise de sensibilidade do alimentador TG01 à inserção de GDFV. A geração foi inserida com incrementos de 5% e, à medida, que a GDFV era aumentada registrou-se o valor da corrente de carga às 13h, 14h e 20h para o dia útil e para o domingo. E, a partir, dessas informações obteve-se o Gráfico 4.47 para o dia útil e o Gráfico 4.48 para o domingo.

Observando as curvas de sensibilidade do TG01, vê-se que elas são semelhantes a outras já analisadas neste trabalho. Note, em um dia útil, que até aproximadamente 50% de GDFV, a corrente às 14h é superior àquela às 13h, sendo a corrente crítica. Após esse valor de geração, a corrente às 13h passa a ser a crítica, superando a corrente às 14h, sendo que, com uma GDFV equivalente a 95%, essa geração causa uma sobrecorrente, prejudicando o alimentador.

Aos domingos, verifica-se que a corrente às 13h é sempre superior àquela às 14h, revelando um comportamento diferente do apresentado nos dias úteis. Como o consumo e a irradiância solar são maiores às 13h, a corrente de carga nesse horário nunca será inferior àquela registrada para às 14h, independente do percentual de GDFV instalada. Com 20% de GDFV, essas correntes ficam próximas, mas a das 13h permanece superior à das 14h. E com uma geração equivalente a 85% do consumo mensal, a corrente às 13h já supera o valor de 1,075 e causa sobrecarga na rede.



### Sensibilidade - Dia útil - Ano 4

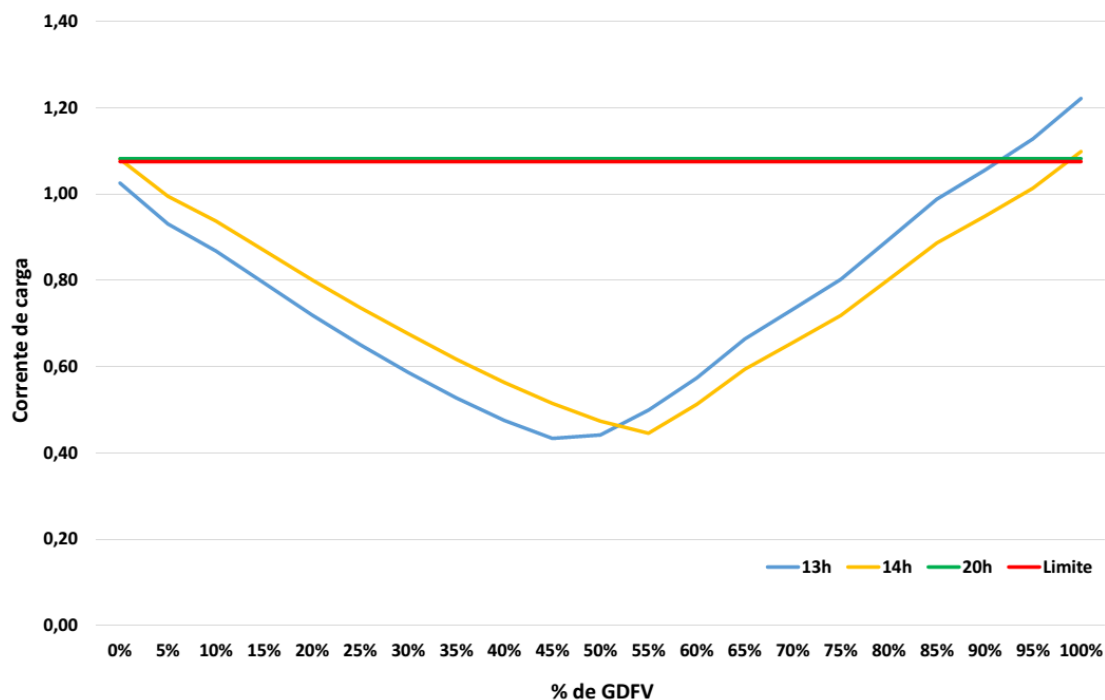


Gráfico 4.47 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Dia útil – Ano 4.

### Sensibilidade - Domingo - Ano 4

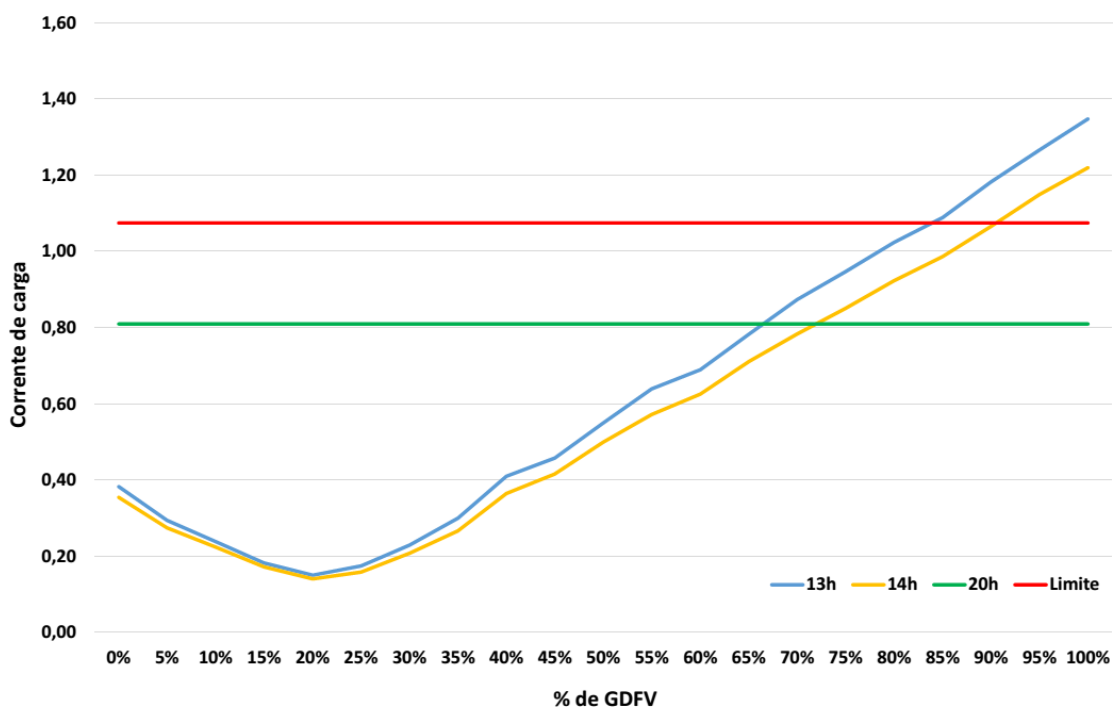


Gráfico 4.48 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Domingo – Ano 4.

A corrente de carga das 20h ficou constante para os dias analisados, comprovando que a GDFV não é capaz de alterar o desempenho da rede nos horários em que não há irradiação solar. Dessa forma, a necessidade de investimentos no alimentador não é postergada pela instalação de GDFV.

O procedimento adotado no quarto ano do planejamento foi repetido para o ano 5, cuja demanda é 4,22% superior, para que comparações pudessem ser feitas. A sensibilidade de um dia útil é apresentada no Gráfico 4.49 e no Gráfico 4.50 consta a sensibilidade de um domingo.

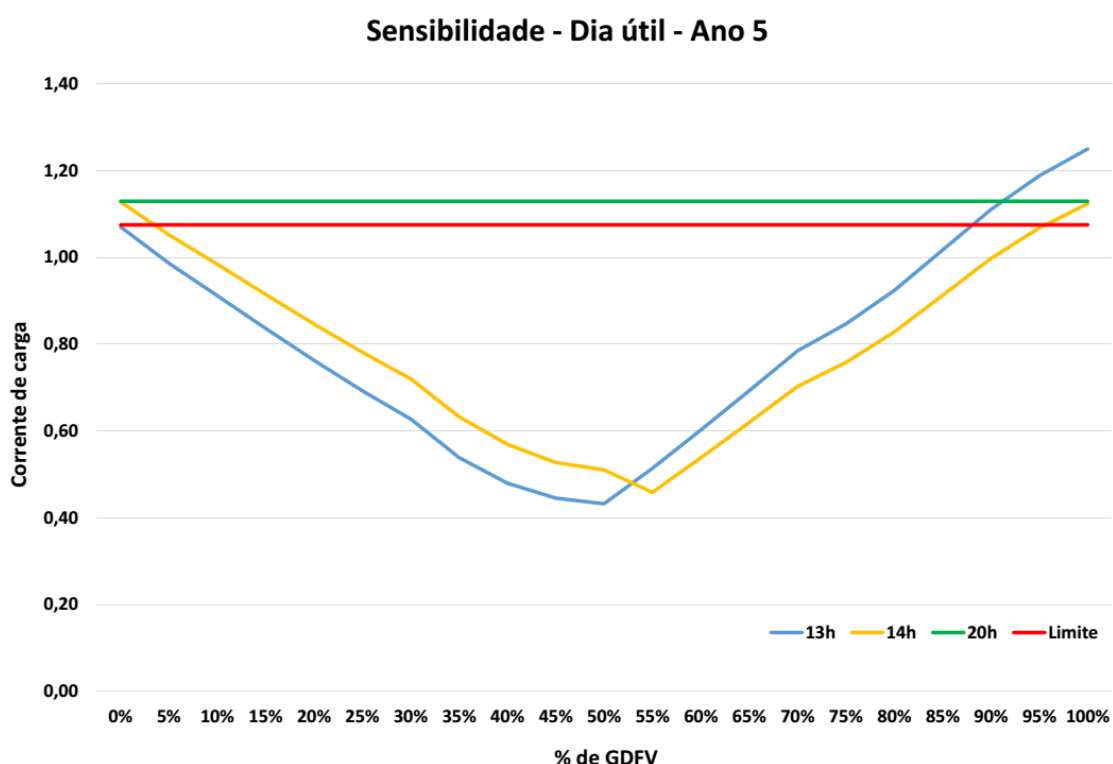


Gráfico 4.49 – – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Dia útil – Ano 5.

A sensibilidade do ano 5 tem o mesmo formato do ano 4, sendo que os percentuais de GDFV que marcam as curvas são diferentes. Em um dia útil, o menor valor de GDFV capaz de postergar as intervenções detectadas pelo planejamento fica entre 0% e 5%, enquanto que no quarto ano era de 5%. E a quantidade de geração que impacta prejudicialmente a operação do alimentador caiu para 90%, ante os 95% detectado para um ano anterior. Para os domingos, um percentual igual a 80% de GDFV causa prejuízos no alimentador no quinto ano, enquanto que esse percentual foi de 85% no ano 4.

### Sensibilidade - Domingo - Ano 5

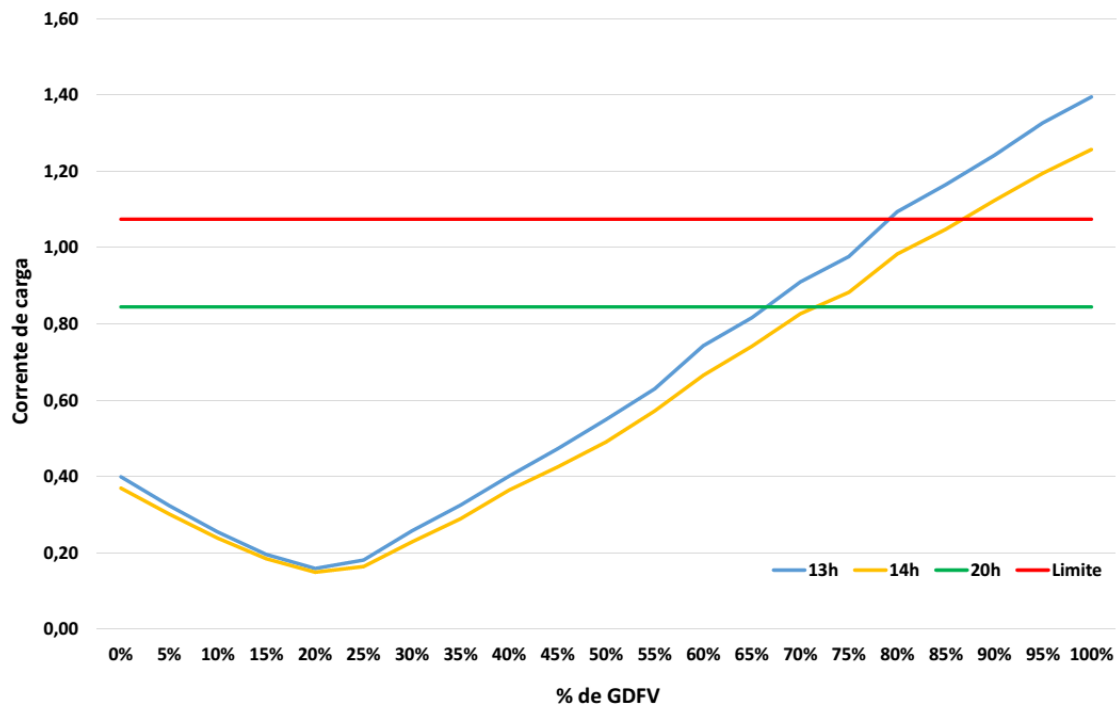


Gráfico 4.50 – Curva de sensibilidade de GDFV – TG01 – Domingo – Ano 5.

Esse aumento de sensibilidade da rede aos impactos provocados pela inserção de GDFV, quando se aumentou o consumo das UC's, repetiu o que foi verificado para os cenários avaliados de antemão. Por conta do aumento do consumo do ano 4 para o ano 5, uma GDFV de 50% no ano 4 é inferior a 50% de GDFV no ano 5. E, nos momentos em que os valores de irradiância solar são elevados, a diferença na geração é superior aos 4,22% incrementado na demanda, culminando com um impacto prejudicial à rede.

## 5 CONCLUSÃO

Partindo-se da divisão do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de média tensão em etapas principais, realizou-se os três primeiros estágios para os dois alimentadores descritos com o intuito de identificar a necessidade de reforços levando em conta os critérios de tensão e carregamento e analisando as perdas técnicas. Em caso de necessidade de intervenção na rede, é indispensável saber onde e como fazer modificações para que os problemas detectados sejam sanados. Após a constatação da necessidade reforços, inseriu-se GDFV para saber como a operação dessas redes se alteram e o quão sensível elas são à inserção deste tipo de GD.

Esses passos foram repetidos para quatro cenários distintos: nos três primeiros, o alimentador analisado foi o mesmo e variaram-se as curvas de carga típicas – industrial, comercial e residencial – em cada situação; e, no último caso, estudou-se uma rede da CEB que alimenta casas e comércios de um bairro de Brasília.

Foi verificado que, em cada situação, os limites percentuais de GDFV que postergam a necessidade dos reforços previstos são diferentes, e que a quantidade de GDFV que prejudica o desempenho operacional do alimentador também se alterou em cada cenário. Dessa forma, a curva de carga e, por consequência o consumo, é um fator importante na definição desses limites.

Todavia, algumas conclusões podem e devem ser generalizadas para que as contribuições do trabalho possam ser disseminadas. A primeira delas é que, atualmente, o planejamento se preocupa com a curva de carga crítica da rede, isto é, as atenções são voltadas para aquele dia em que a rede atinge os maiores valores de carregamento, que ocorrem quando a demanda dos consumidores é máxima. E quando se considera a instalação de GDFV, isso pode ser alterado, pois, dependendo do percentual de geração instalado, a GDFV pode prejudicar a rede causando sobrecorrentes ou elevando a tensão para fora dos níveis toleráveis. Foi visto que o limite de GDFV aos domingos, quando o consumo é menor, é inferior àquele nos dias úteis, que possui uma demanda maior de energia.

Além de alterar o dia crítico para o planejamento, a inserção de GDFV pode mudar também a hora do dia em que o carregamento máximo ocorre. Viu-se que, tradicionalmente, as sobrecargas ocorrem na hora do pico de consumo das unidades consumidoras e que esse horário crítico é alterado para aqueles momentos em que a irradiância solar é intensa, podendo se afirmar que a hora crítica passa a ser nos momentos em que o sol está a pino, por volta das 12h.

Ressalta-se que a GDFV é capaz de provocar essas alterações no planejamento somente quando a demanda máxima ocorre durante o dia, pois a geração de energia pela GDFV é nula no período noturno, uma vez que não há irradiância solar.

Visto isso, pode-se afirmar que o método proposto é interessante para ser utilizado durante o planejamento da expansão de ramais de média tensão considerando a instalação de GDFV. O engenheiro de planejamento encontrará os valores de percentuais de geração que alteram o planejamento previsto, cabendo a ele decidir se os percentuais detectados são possíveis de se realizar para o sistema em análise. Por exemplo, supõe-se que o engenheiro obteve um valor de GDFV igual a 90% do consumo mensal da rede, que causa sobrecorrente às 12h. Então, através de uma simples análise econômica, ele será capaz de saber se naquele ano, os consumidores da determinada rede têm condições de alcançar esse percentual de geração. Lembra-se que há um custo para se instalar a GDFV e, a depender das condições econômicas, os cidadãos poderão instalar a geração em suas propriedades.

Com o objetivo de seguir os estudos nessa linha de pesquisa, são propostas, a seguir, sugestões de trabalhos futuros:

- Analisar como as fontes renováveis eólica e biomassa alteram o planejamento tradicional do SDMT;
- Fazer uma análise de como a inserção de GDFV modifica os índices de confiabilidade DEF e FEC do SDMT;
- Incluir ao método proposto uma análise econômica, de forma que os limites identificados sejam dados em unidades monetárias;
- Elevar a confiabilidade do método adicionando variações aleatórias nas curvas de carga e/ou irradiância solar.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 1 – Introdução**. Brasília, DF, 2012a.
- \_\_\_\_\_. Resolução Normativa N° 482/2012; 17 de abril de 2012b. Alterada pela Resolução Normativa N° 687; 24 de novembro de 2015. 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. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 03 de junho de 2016.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília, DF, 2015a.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 7 – Cálculo de Perdas Distribuição**. Brasília, DF, 2015b.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, DF, 2016.
- CEB – Companhia Energética de Brasília. **NTD 1.02 – Norma técnica de distribuição – Critérios para projeto de redes aéreas urbanas convencionais (redes aéreas nuas)**. Brasília, DF, 2002.
- \_\_\_\_\_. **Relatório de caracterização da carga da CEB**. Brasília, DF, 2011.
- \_\_\_\_\_. **Plano de desenvolvimento da distribuição – PDD 2015-2024 – Volume I – Levantamento das características do mercado de energia elétrica do DF e Previsão de demanda**. Brasília, DF, 2015.
- CAMARGOS, Ronaldo Sérgio Chacon. **Análise técnica de impactos e limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em uma rede radial de distribuição – Estudo de caso para o alimentador da embaixada da Itália em Brasília**. 2013. 220 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- CAMARGOS, Ronaldo Sérgio Chacon; SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVIERA, Marco Aurélio Gonçalves de. Método para análise comparativa dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada. In: CONGRESSO

- BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016a, Belo Horizonte. **Anais...** Belo Horizonte: ABENS, 2016a. p. 2420.
- CAMARGOS, Ronaldo Sérgio Chacon; SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVIERA, Marco Aurélio Gonçalves de. Análise comparativa da elevação de tensão causada pela inserção de geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6., 2016b, Natal. **Anais...** Natal: UFRN, 2016b. ISSN 2177-6164.
- CANDIAN, Frederico Jacob. **Planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição considerando fatores de riscos em análise econômica.** 2008. 74 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota técnica DEA 26/14 – Avaliação da eficiência energética e geração distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023).** Rio de Janeiro, RJ, 2014.
- ELETROBRÁS. **Planejamento de sistemas de distribuição.** 1ª edição. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1982. v.1 Coleção distribuição de energia elétrica.
- GUEDES, Larissa de Matos. **Alocação de unidades de geração distribuída considerando perdas e aspectos econômicos.** 2013. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- LOPES, Leonardo Zaidan. **Alimentador radial de distribuição para simulações de penetração da geração distribuída fotovoltaica.** 2011. 107 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2011.
- MACHADO, Afonso Henrique Barros. **Análise de perdas em alimentador radial de distribuição considerando geração distribuída fotovoltaica.** 2014. 105 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2014.
- MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais.** 8ª edição. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2011.
- OLIVEIRA, Matheus Angelini Vidigal de. **Dimensionamento de geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição considerando curvas de irradiância solar e de carga.** 2011. 105 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2011.

- SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.
- ZIMMERMAN, Ray Daniel; MURILLO-SÁNCHEZ, Carlos Edmundo; THOMAS, Robert John. *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*. **Power Systems, IEEE Transactions**, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011.



## **APÊNDICES**

## **A. ALIMENTADOR HIPOTÉTICO – RESULTADOS PARA UNIDADES COMERCIAIS E RESIDENCIAIS**

### **UNIDADES CONSUMIDORAS COM CURVAS DE CARGA EXCLUSIVAMENTE COMERCIAIS**

Com o intuito de se verificar como a curva de carga influencia os limites de GDFV que posterguem os reforços necessários ou prejudiquem o desempenho da rede, repetiram-se os mesmos procedimentos para a rede hipotética alterando somente a curva de carga. Foram aplicados aos transformadores de distribuição curvas de carga típicas de consumidores comerciais, mantendo-se o valor de pico igual a 85% da capacidade nominal dos transformadores e o fator de potência constante e igual a 0,92. E, além disso, foi preservado o incremento anual de demanda de 4,22%.

#### Sem GDFV

Foi realizado, primeiramente, um estudo para os 5 anos do planejamento sem considerar a instalação de GD, para depois encontrar os limites de GDFV que posterguem os reforços necessários ou prejudiquem o desempenho da rede.

O Gráfico A.1 mostra a potência resultante comercial para um dia útil e o Gráfico A.2 apresenta a curva de carga para um domingo, sendo as duas curvas referentes ao ano 1 do planejamento e sem a instalação de GDFV. Comparando-se as curvas de carga comercial e industrial (Gráfico 4.1), percebe-se que as UC's comerciais possuem uma menor demanda durante a noite que as UC's industriais. Além disso, o pico de consumo dos dois tipos de consumidores acontece no mesmo horário, entre 15h e 17h. E repare que os consumidores comerciais apresentam um aumento no consumo mais rápido até chegar ao pico, fazendo com que as suas curvas de carga apresentem, pelo menos, dois patamares diferentes de consumo. Fato que não acontece nas indústrias, que possuem uma curva mais constante.

E, para os domingos, nota-se que as UC's industriais (Gráfico 4.2) consomem mais energia que as UC's comerciais. Isso é consequência da curva de carga adotada para os domingos

ser constante e igual ao valor da demanda da 00h do dia útil. Como o consumo comercial é menor a noite, a curva de carga aos domingos também é.

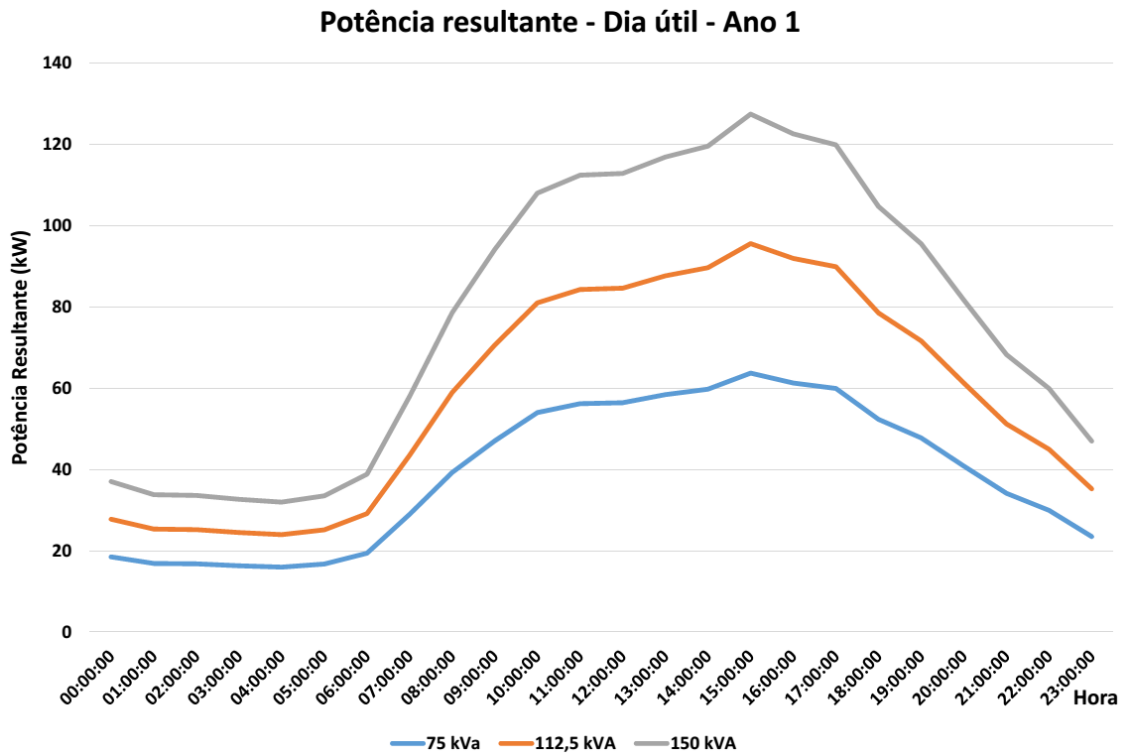


Gráfico A.1 – Potência resultante – Dia útil comercial – Ano 1.

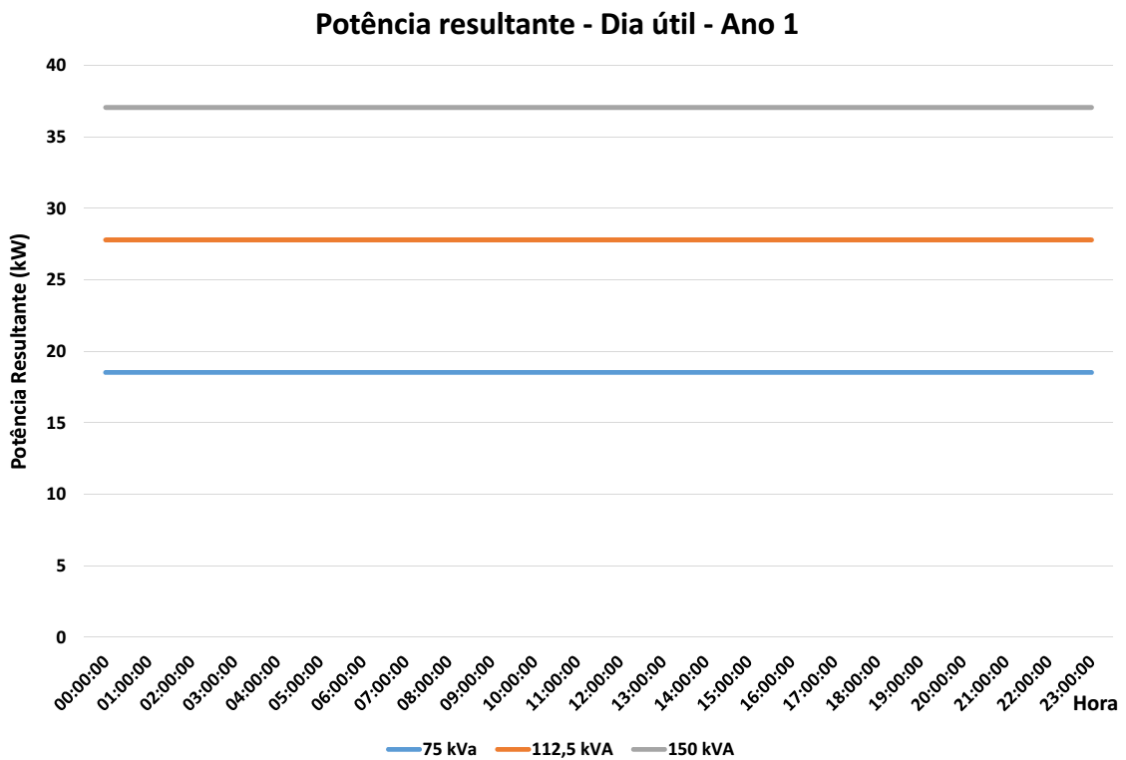


Gráfico A.2 – Potência resultante – Domingo comercial – Ano 1

Calculou-se, então, o fluxo de carga com essas demandas para se obter os parâmetros de estudo do alimentador. O Gráfico A.3 mostra o perfil das tensões máximas enquanto o Gráfico A.4 apresenta as tensões mínimas, ambos para um dia útil.

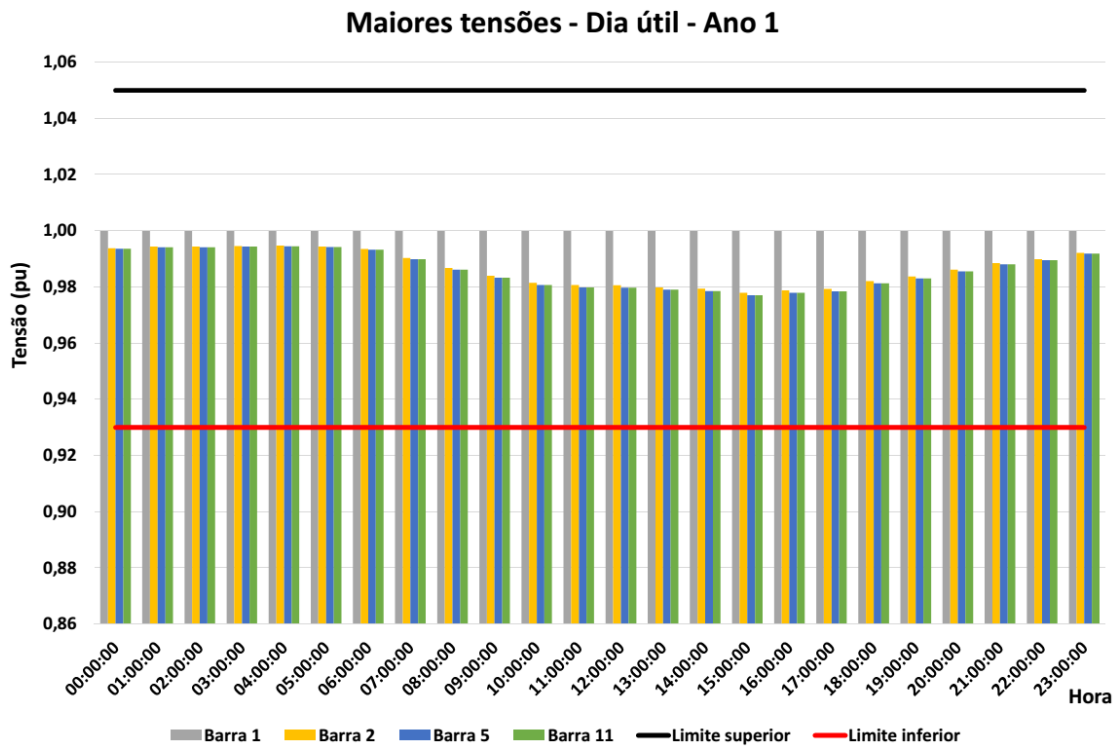


Gráfico A.3 – Maiores valores de tensão – Dia útil comercial – Ano 1.

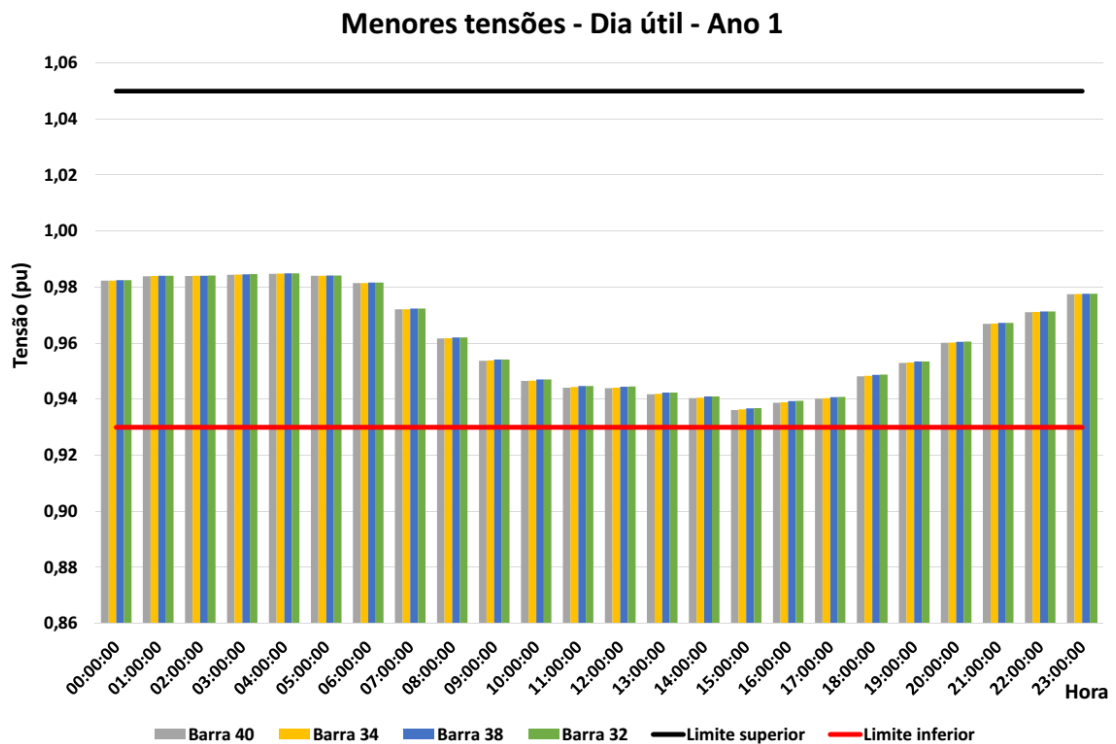


Gráfico A.4 – Menores valores de tensão – Dia útil comercial – Ano 1.

Da mesma forma que ocorreu para as UC's industriais, os valores das tensões foram reduzidos à medida que o consumo aumentou. Repare que, nas horas de maior consumo (entre às 8h e às 19h), as tensões reduziram, sendo que apresentaram os valores mínimos às 15h quando acontece o pico de consumo. E esse fenômeno ocorreu tanto para os maiores quanto para os menores valores de tensão, Gráfico A.3 e Gráfico A.4. Fica fácil compreender esse comportamento para as tensões quando se olha para o carregamento. O Gráfico A.5 apresenta os quatro maiores valores de corrente de carga para um dia útil do ano 1.

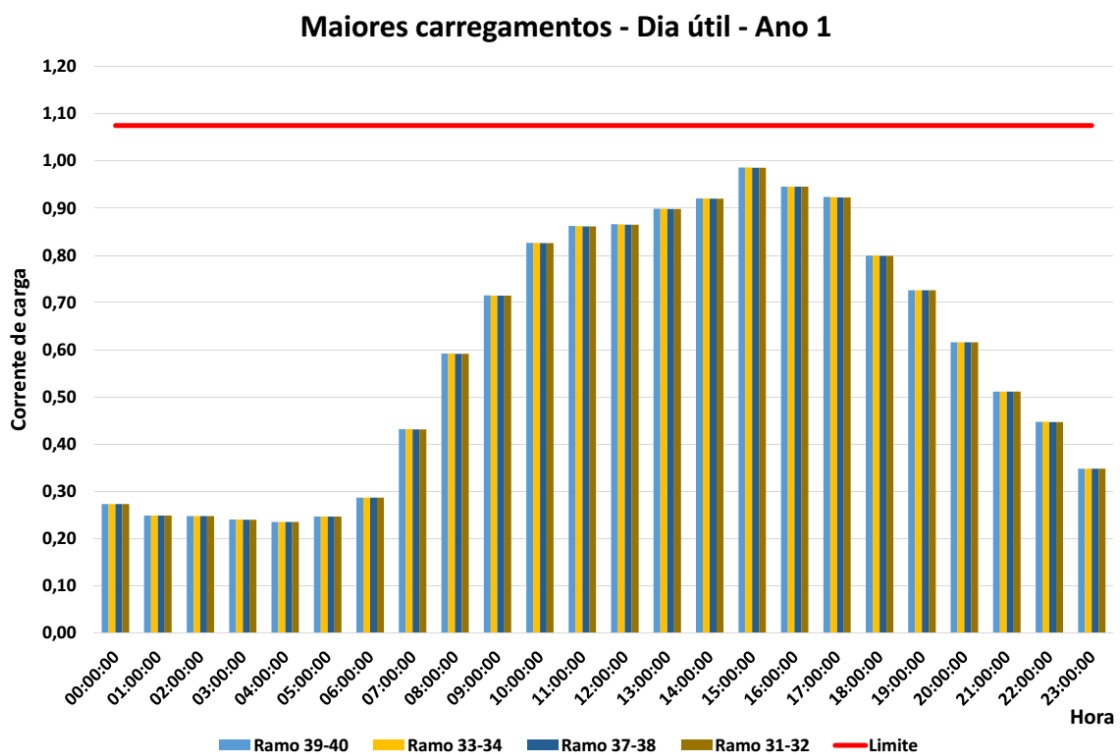


Gráfico A.5 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 1.

Quando se analisa o carregamento em conjunto com as tensões, vê-se que as tensões nas barras caem quando o carregamento aumenta. Isso ocorre porque o aumento das correntes de carga intensifica a queda de tensão nos condutores do alimentador, como já explicado durante a análise do alimentador exclusivamente industrial.

Observando os níveis de carregamento e de tensão, percebeu-se que nenhum desses critérios apresentou problemas, ou seja, as correntes de cargas máximas não ultrapassaram o valor

limite, 1,075, e as tensões não infringiram os limites de tensão adequada estabelecidos pelo PRODIST.

Foi verificado também que as barras mais próximas da subestação apresentaram os maiores valores de tensão e as mais distantes, os menores; e que os maiores valores de corrente de carga ocorreram no final do alimentador, repetindo o ocorrido para os consumidores industriais conforme discutido no item 4.1.1. A Figura A.1 facilita a visualização, apresentando a localização das tensões e das correntes discutidas.

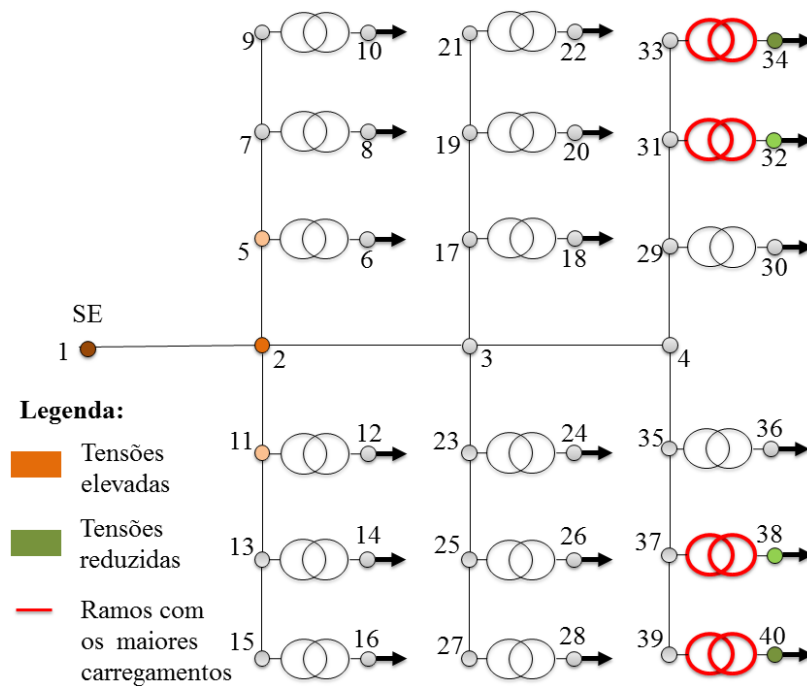


Figura A.1 – Localização dos valores máximos e mínimos de tensão e das maiores correntes de carga – Dia útil comercial – Ano 1.

Para o domingo típico são apresentados, no Gráfico A.6, os quatro maiores valores de tensão e, no Gráfico A.7, os quatro menores e os valores máximos do carregamento constam no Gráfico A.8.

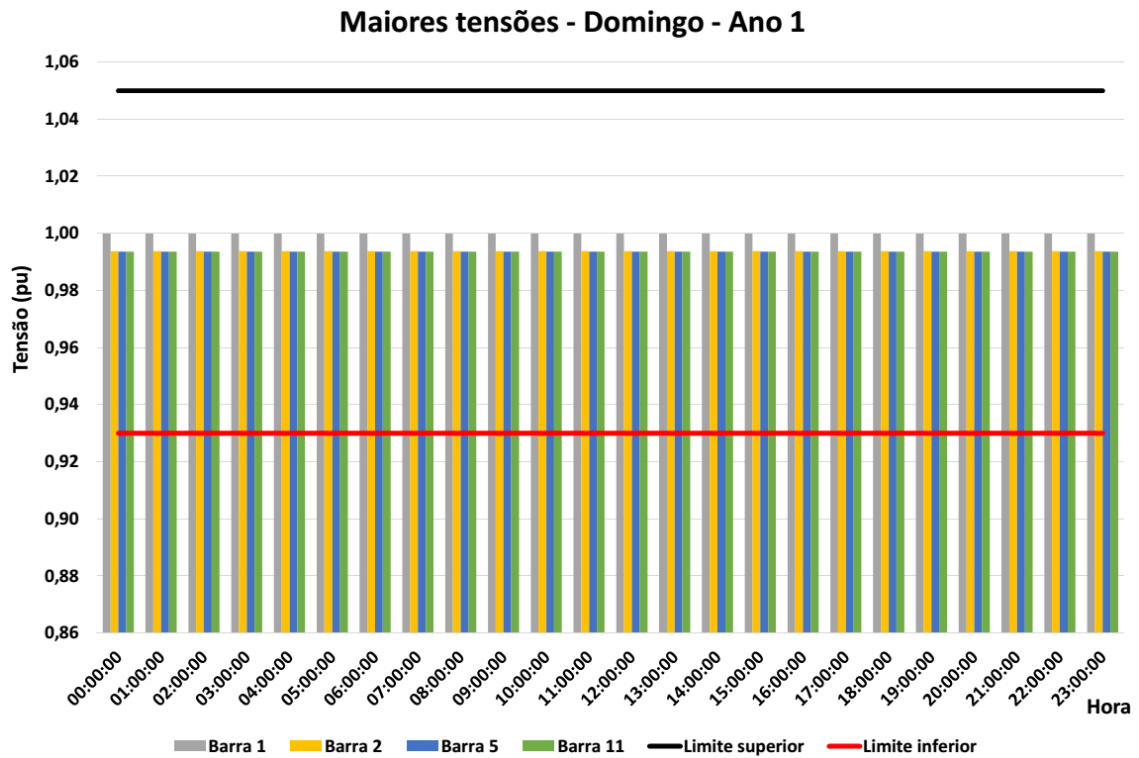


Gráfico A.6 – Maiores valores de tensão – Domingo comercial – Ano 1.

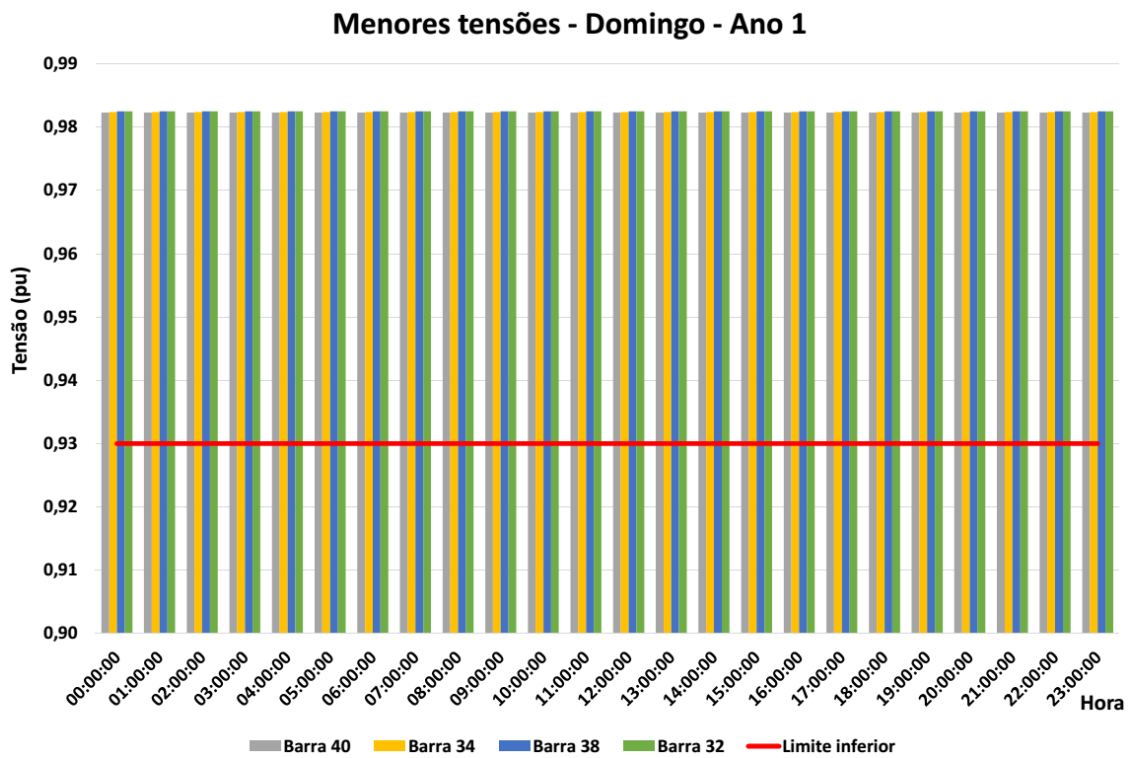


Gráfico A.7 – Menores valores de tensão – Domingo comercial – Ano 1.

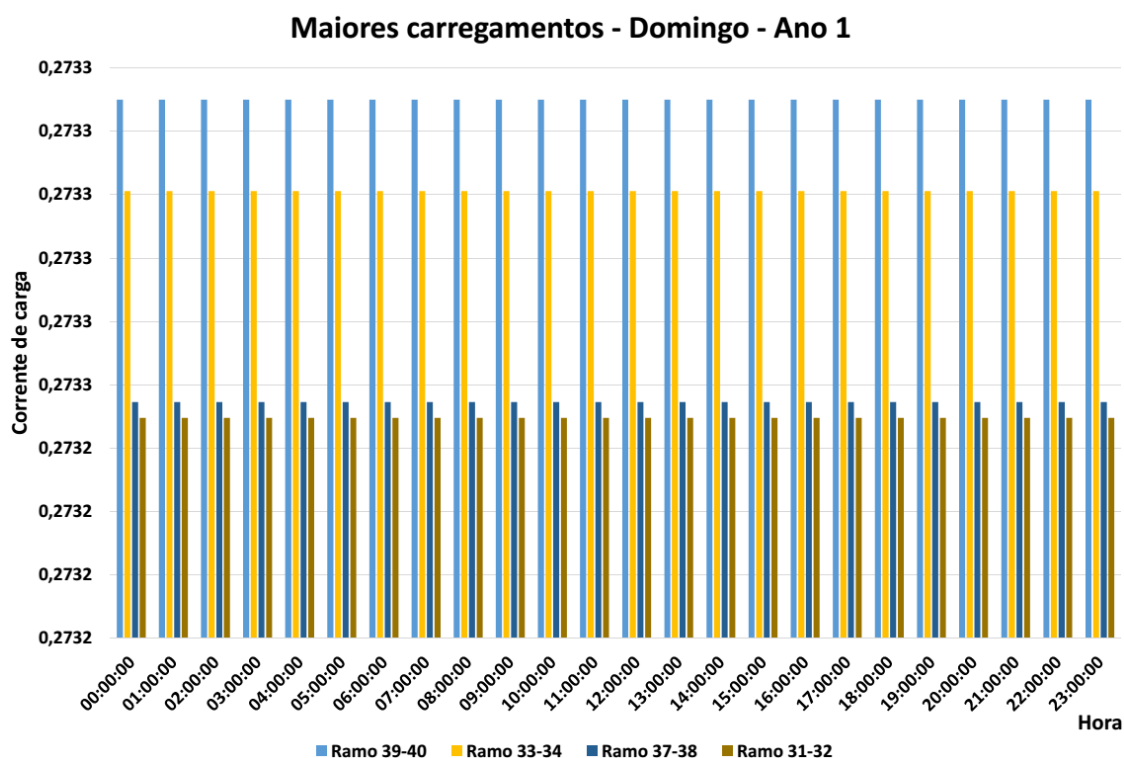


Gráfico A.8 – Maiores carregamentos – Domingo comercial – Ano 1.

Já que a curva de carga comercial para o domingo é constante ao longo do dia, o mesmo acontece com as tensões nas barras e com as correntes de carga nos ramos do alimentador. É notável que nenhuma dessas grandezas ultrapassou os limites estipulados, pois o valor máximo de tensão obtido foi o da barra da subestação, igual a 1,0 pu; os valores mínimos de tensão todos superiores a 0,98 pu; e o carregamento não passou de 0,28. Quando se comparam esses valores com os obtidos para as UC's industriais, percebe-se que os resultados para as UC's comerciais foram mais folgados quanto à proximidade dos limites. Fato explicado pelo menor consumo comercial aos domingos, sendo que a localização deles na rede foi a mesma, pelos mesmos motivos já explicados.

Para esse alimentador, optou-se por fazer a análise das perdas técnicas no final, abordando os resultados de todos os anos do planejamento. Dessa forma, apresenta-se a seguir os valores de tensão e de corrente de carga ao longo dos 5 anos do planejamento considerando a demanda anual incrementada em 4,22% dos dois dias típicos em análise.

Inicia-se a análise pelo perfil de tensão de das barras 2 e 40 de um dia útil, avaliando a tensão ao longo dos anos na barra que possui o maior valor de tensão variando ao longo do dia e a



tensão na barra cujo valor é o mínimo. O Gráfico A.9 mostra a tensão na barra 2 e o Gráfico A.10, a tensão na barra 40.

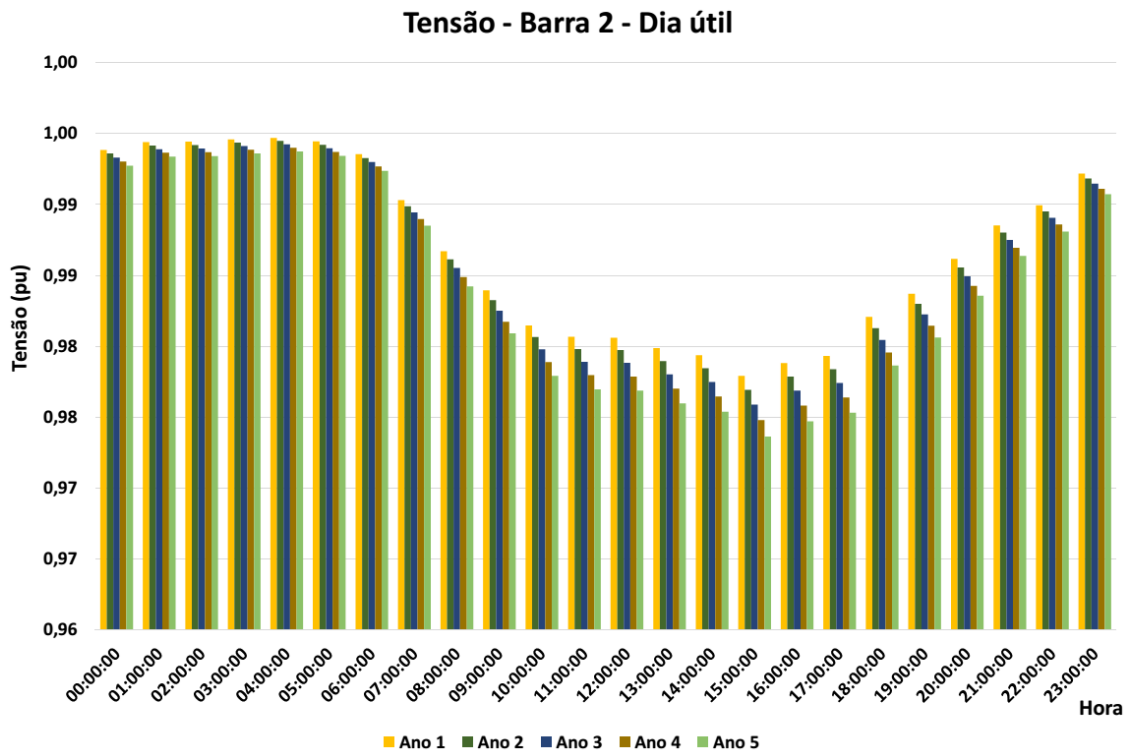


Gráfico A.9 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil comercial.

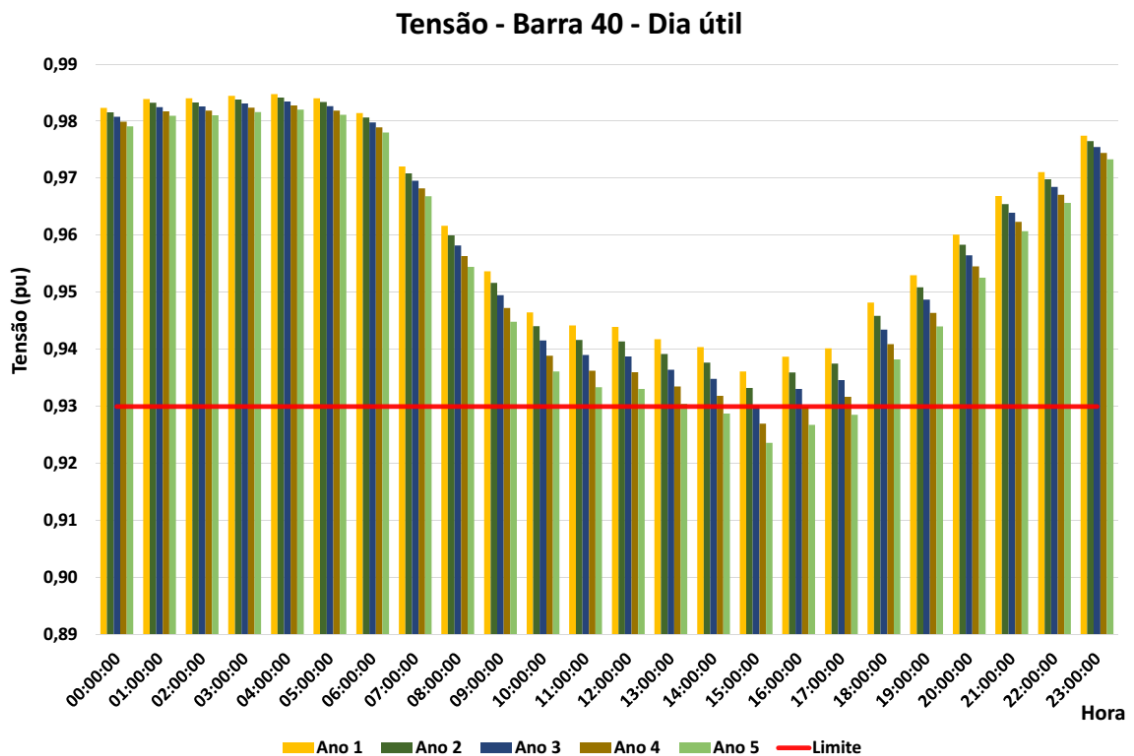


Gráfico A.10 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil comercial.

Analisando o valor das tensões, percebe-se que ele reduz com o passar dos anos por conta do aumento da demanda, sendo que isso ocorre tanto para a barra 2 quanto para a barra 40. Quanto aos valores limites, vê-se que o limite superior não foi ultrapassado, ocorrência esperada já que a única alteração foi o aumento da demanda. Todavia, houve uma redução da tensão mínima além do menor valor estabelecido pelo PRODIST, tendo isso ocorrido nos horários de maior consumo, entre às 15h e às 17h, para os anos 4 e 5. Esse comportamento da tensão mínima aquém do normal evidencia a necessidade de investimentos, traduzidos em reforços ou ajustes na rede, para que esse cenário de fato não ocorra.

O perfil de tensão dessas mesmas barras é apresentado para o domingo. O Gráfico A.11 traz os resultados da barra 2 e o Gráfico A.12, da barra 40. O valor da tensão na barra 2 aos domingos quase não varia ao longo dos anos, adotando valores máximo e mínimo acima de 0,99 pu. E na barra 40, a tensão exibe comportamento semelhante, ficando em torno de 0,98 pu para os 5 anos.

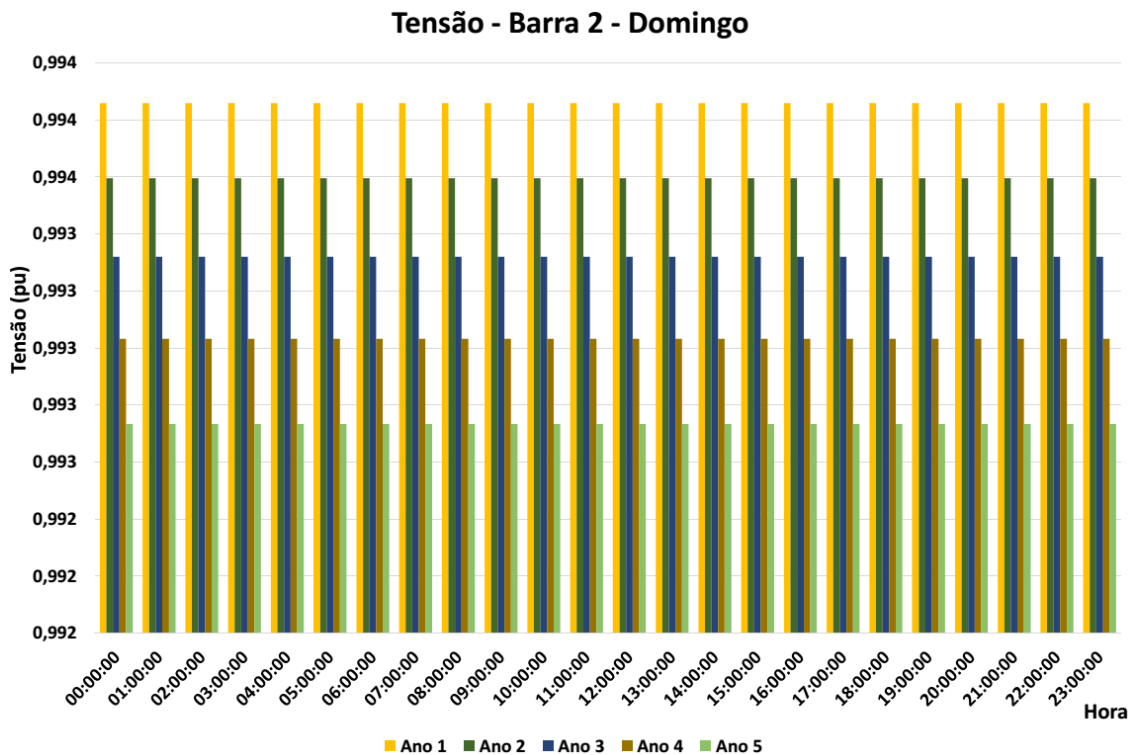


Gráfico A.11 – Perfil de tensão barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo comercial.

Logo, para o critério de nível de tensão, o dia típico limitante é o dia útil. Haja vista que o desempenho da rede naquele dia não foi satisfatório, ficando abaixo do limite de 0,93 pu para os dois últimos anos do planejamento.

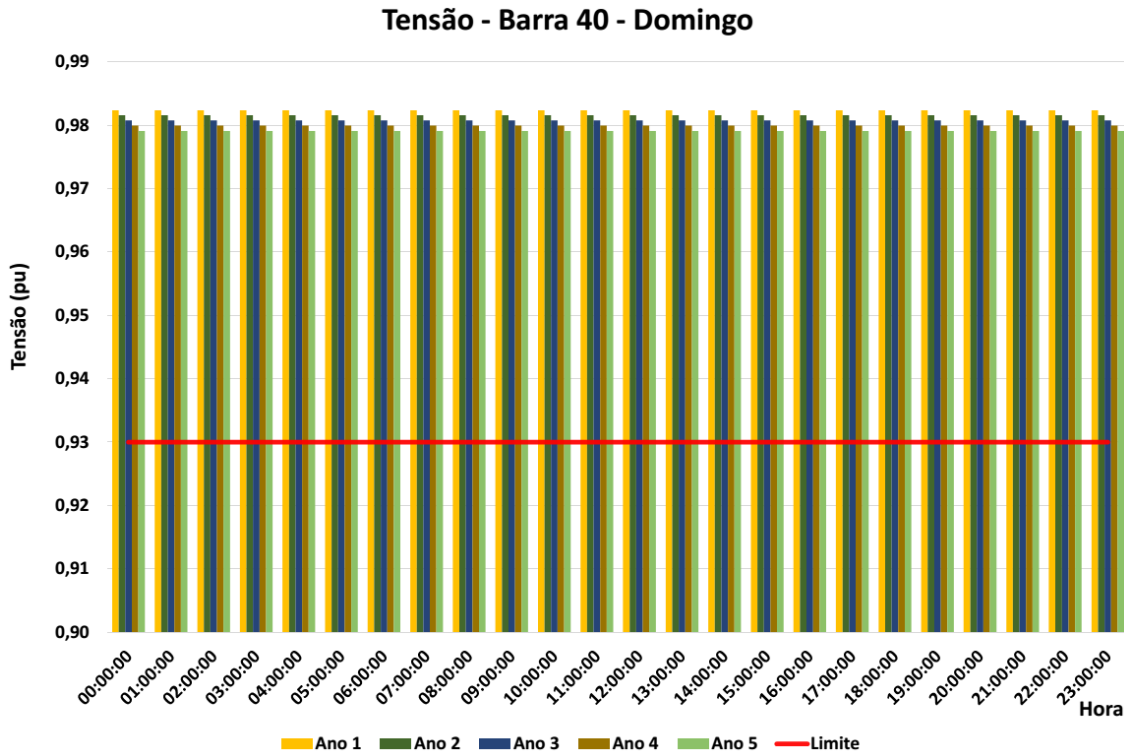


Gráfico A.12 – Perfil de tensão barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo comercial.

Parte-se agora para a verificação dos valores das correntes de cargas. Para isso, repetiu-se o procedimento utilizado para a rede exclusivamente industrial, começando a verificação pelos últimos anos do planejamento da expansão. Assim, o Gráfico A.13 apresenta os quatro maiores valores de corrente de carga para o quinto ano.

Analisando o carregamento do último ano, nota-se sobrecarga em trechos da rede durante o pico do consumo. Repare que a sobrecarga ocorre em quatro momentos do dia quando o tipo das UC's da rede é comercial (Gráfico A.13) e, quando as UC's apresentam consumo industrial típico, somente em três horas do dia houve a sobrecarga (Gráfico 4.13). Entretanto, ainda comparando esses gráficos, pode-se afirmar que os valores de sobrecorrente são superiores para os consumidores industriais do que para os comerciais. Observe, no Gráfico 4.13, que nos três momentos do dia em que houve sobrecarga, todos os valores da corrente de carga passaram de 1,10, enquanto que, no Gráfico A.13, somente em duas horas do dia, às 15h e às 16h, a corrente de carga passou desse valor.

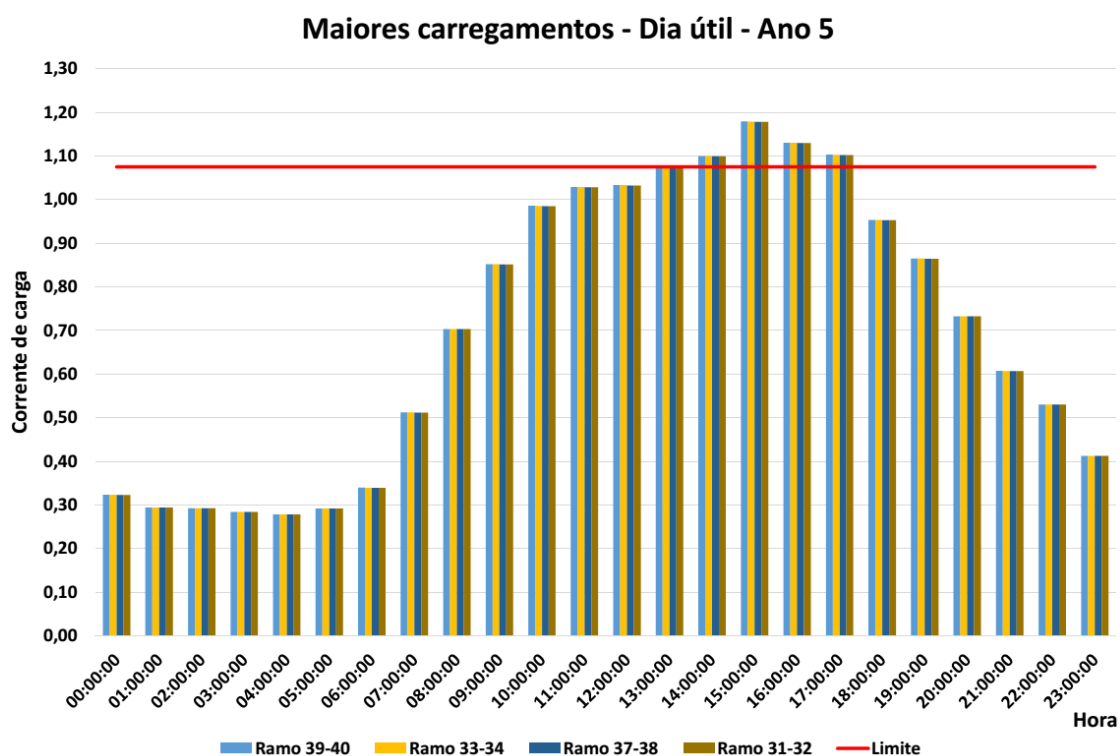


Gráfico A.13 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 5.

Esse aspecto fica claro quando se analisa os carregamentos para o ano 4 do planejamento para os comércios (Gráfico A.14) e para as indústrias (Gráfico 4.14). Na rede que alimenta somente consumidores industriais, há a ocorrência de sobrecorrente em três momentos do dia, nos mesmos instantes que também ocorreram no quinto ano. Enquanto que, no alimentador exclusivamente comercial, teve sobrecarga somente em dois momentos, às 15h e às 16h, naqueles instantes em que os valores da corrente de carga ultrapassaram o valor de 1,10 no ano 5.

Visto isso, parte-se para a verificação dos carregamentos para o ano 3, os quais são revelados no Gráfico A.15. É perceptível que, no terceiro ano, não ocorre sobrecarga em nenhum momento ao longo do dia útil. Assim mostra-se que há a necessidade de intervenção na rede de distribuição para que não haja sobrecarga no quarto e no quinto ano do horizonte de planejamento da expansão.

Com isso, fica restando saber se há sobrecarga no alimentador aos domingos dos anos contemplados pelo planejamento. Seguindo os mesmos passos adotados para o dia útil, mostra-se os maiores carregamentos para os domingos do ano 5 no Gráfico A.16.

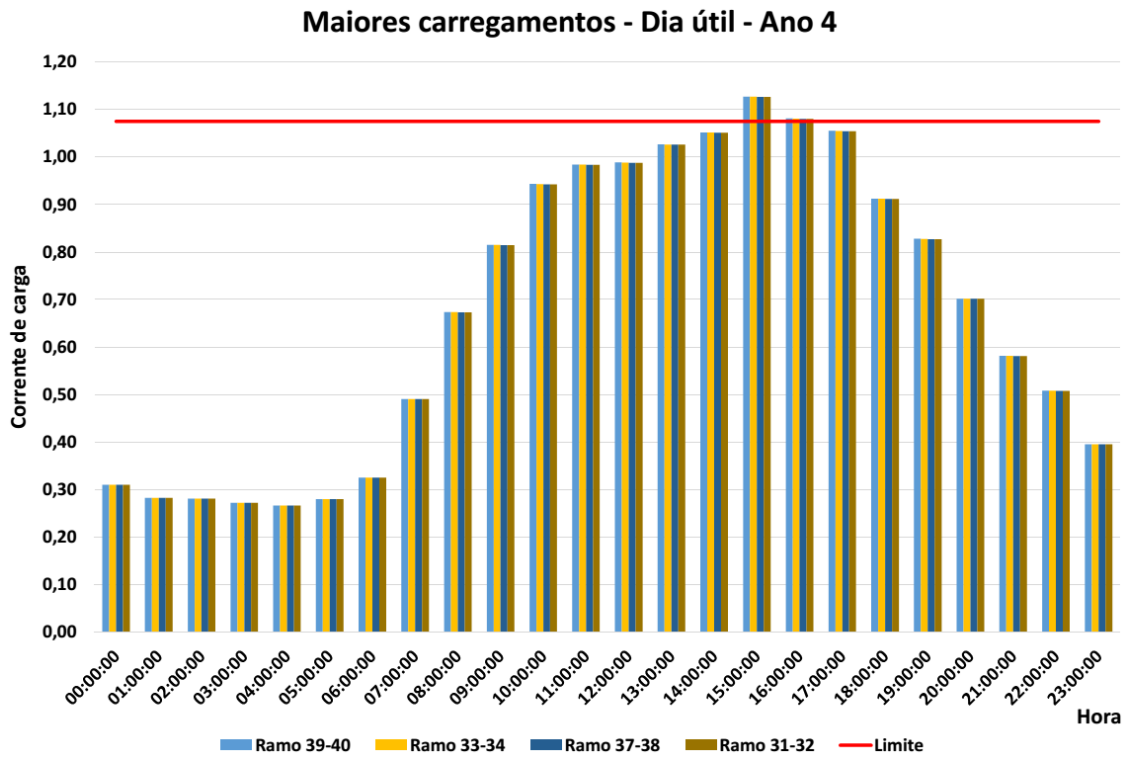


Gráfico A.14 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 4.

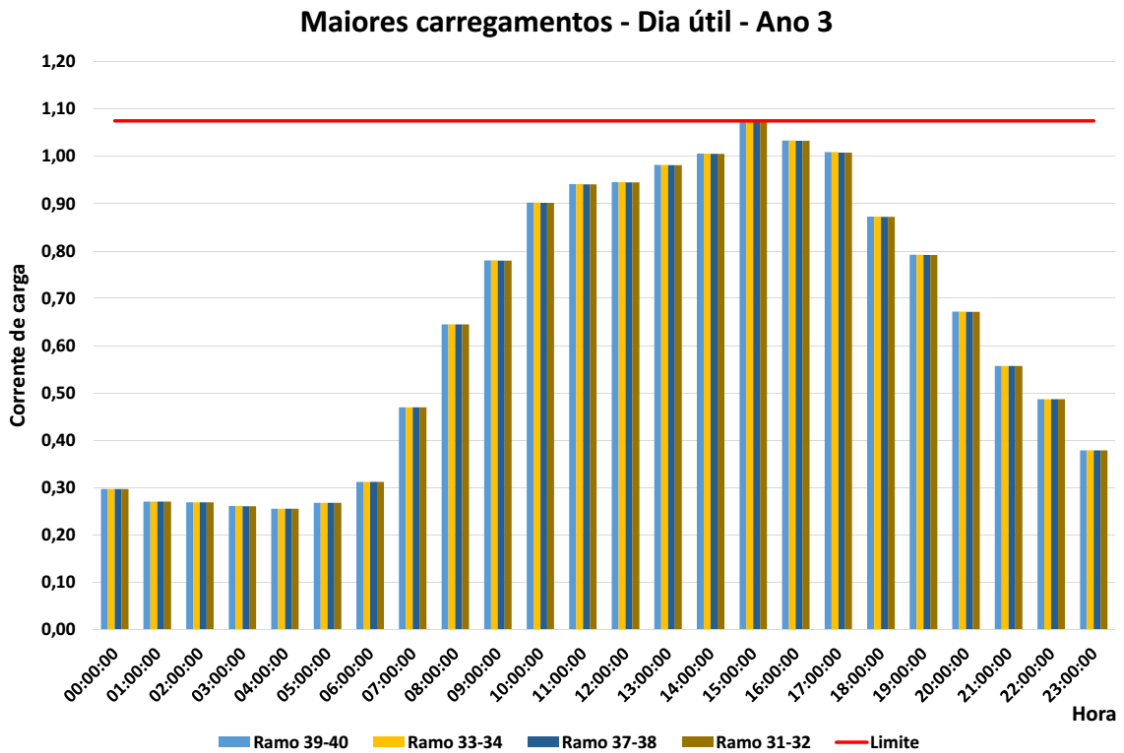


Gráfico A.15 – Maiores carregamentos – Dia útil comercial – Ano 3.

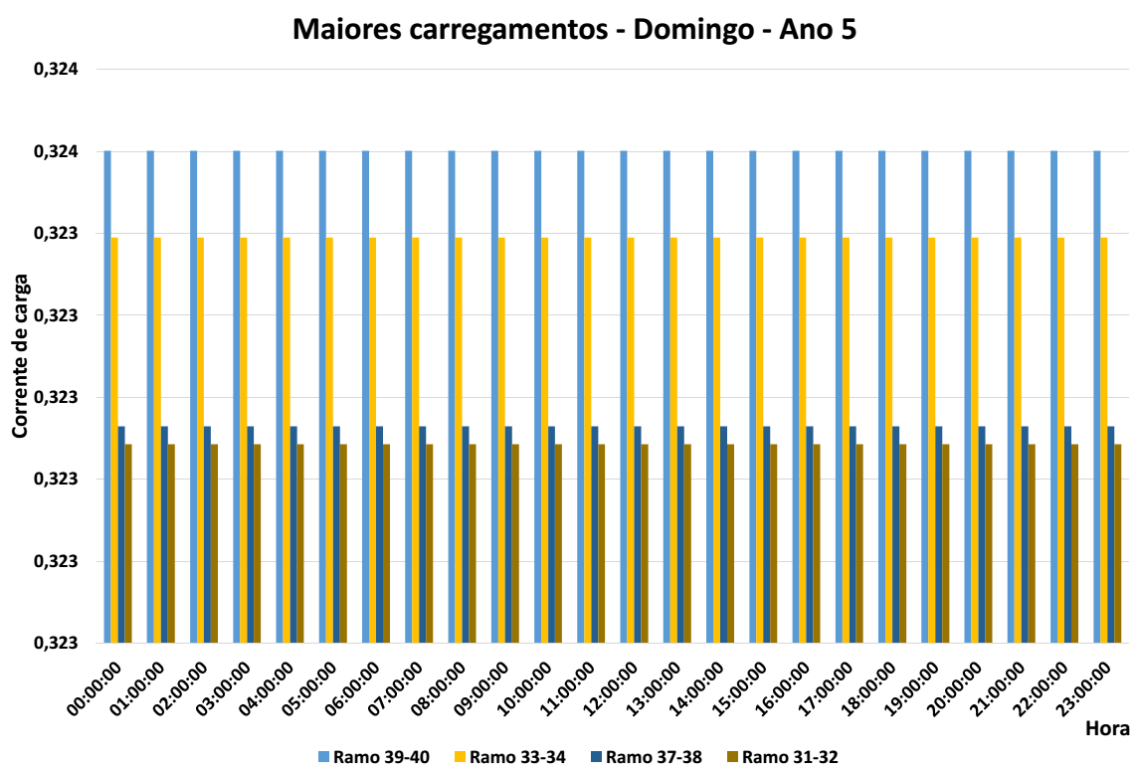


Gráfico A.16 – Maiores carregamentos – Domingo comercial – Ano 5.

Olhando para os maiores carregamentos do domingo comercial no quinto ano, conclui-se que não há sobrecarga na rede, tendo sido aproximadamente 0,324 o valor máximo da corrente de carga.

Feita as verificações das condições operativas de tensão e de carregamento da rede para o horizonte de planejamento, conclui-se que os limites mínimos de tensão não foram respeitados e que houve sobrecarga em ramos do alimentador, o que indica a necessidade intervenção a partir do quarto ano. E que esses problemas na rede distribuição ocorreram sempre no dia em que houve maior solicitação de carga, nos dias úteis, revelando o dia crítico para o planejamento.

Para analisar as perdas técnicas para a rede que atende somente unidades consumidoras comerciais, utiliza-se a Tabela A.1, onde são exibidos os valores absolutos, em kWh, e percentuais da energia dissipada no alimentador.

Assim como foi observado para o caso industrial, vê-se que as perdas aumentam com o passar dos anos. Isso ocorre porque há um aumento no carregamento, que eleva as correntes

que percorrem a rede, o que culmina incrementando a energia dissipada no sistema de distribuição.

Tabela A.1 – Perdas técnicas – Comércio.

Ano	Dia típico	Perdas (kWh)	Perdas (%)
1	Dia útil	917,61	3,63
	Domingo	162,36	1,35
2	Dia útil	1001,19	3,81
	Domingo	176,61	1,41
3	Dia útil	1092,63	3,98
	Domingo	192,11	1,47
4	Dia útil	1192,72	4,17
	Domingo	209,00	1,54
5	Dia útil	1302,32	4,37
	Domingo	227,37	1,60

Uma análise interessante é feita quando se comparam os valores das perdas técnicas industriais (Tabela 4.2) com os valores da energia dissipada no alimentador comercial (Tabela A.1). Ao se fazer isso conclui-se que, ao longo de todos os anos do planejamento, as perdas na rede industrial superaram as perdas na rede comercial. Isso acontece por conta da curva de carga industrial típica ser mais frequente em valores altos de potência ao longo do dia útil e demandar mais energia também durante a noite, fazendo com que o consumo industrial supere o comercial. E, se o consumo é maior, a energia que flui pelo alimentador também é, fazendo com que as perdas também sejam superiores.

#### Com GDFV

Conhecido o comportamento do sistema de distribuição para os anos contemplados pelo planejamento da expansão, parte-se para analisar como a GDFV altera o planejamento previsto. Foram utilizados os mesmos critérios aplicados para o alimentador exclusivamente industrial, onde a GDFV foi inserida paulatinamente com incrementos de 5%, tendo como referência sempre o consumo mensal do respectivo ano.

Os anos do planejamento em que foi inserida a GDFV foram aqueles que apresentaram restrições de operação por conta da sobrecarga e do perfil de tensão, o quarto e o quinto ano. Apresentar-se-á os resultados do ano 4 para os menores valores percentuais de GDFV que modificam o comportamento da rede, isto é, o menor valor percentual que posterga os investimentos necessários para adequação do funcionamento e o menor percentual que impacta de forma prejudicial o desempenho do alimentador. E, em seguida, será feita uma comparação das curvas de sensibilidade da rede quando se varia o percentual de GDFV instalada para os anos 4 e 5 do planejamento da expansão.

O menor valor percentual de GDFV que posterga os reforços necessários é de 5%. A potência resultante – potência gerada subtraída da demanda – de um dia útil é mostrada no Gráfico A.17 e o Gráfico A.18 exhibe a potência resultante de um domingo, sendo os dois com uma geração equivalente a 5% do consumo mensal.

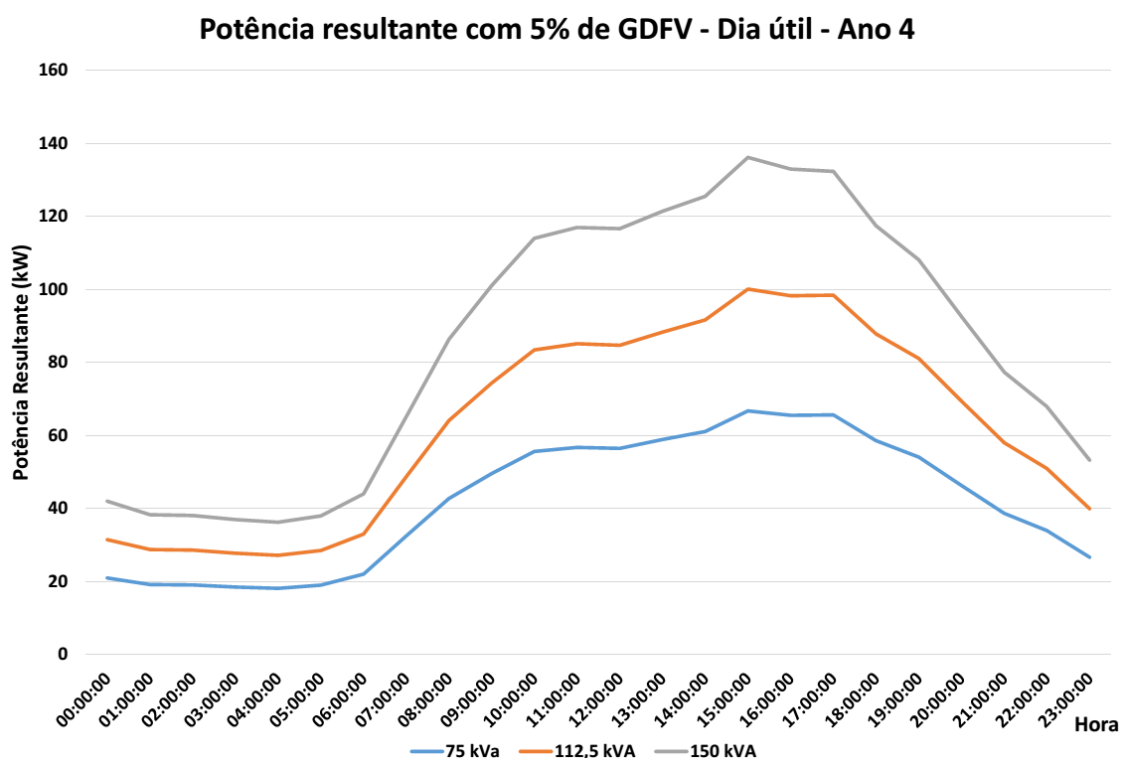


Gráfico A.17 – Potência resultante – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

Observando o Gráfico A.17, é quase imperceptível notar que a GDFV reduziu o consumo das UC's, haja vista que o percentual de geração é pequeno. Todavia ao analisar os resultados obtidos para o domingo (Gráfico A.18), fica fácil perceber a pequena redução da potência solicitada da rede com a instalação de GDFV. Verifica-se esse alívio de consumo na rede



quando se analisam os carregamentos máximos do alimentador, mostrados no Gráfico A.19 para o dia útil e para o domingo no Gráfico A.20.

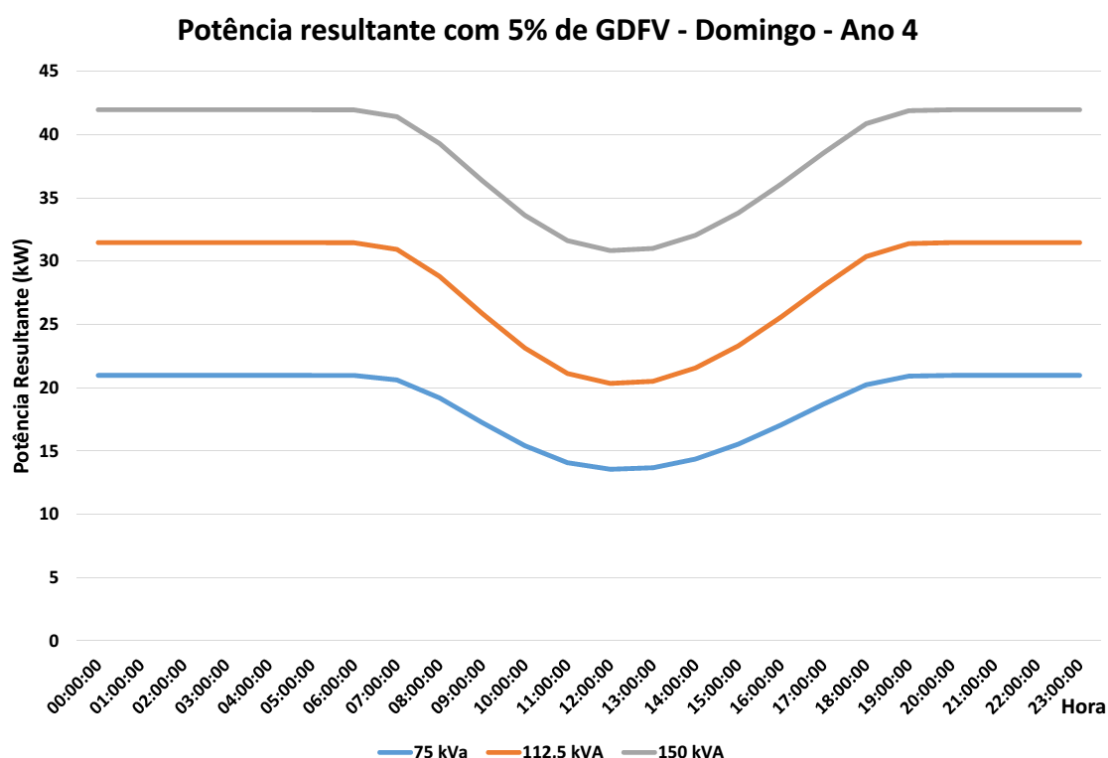


Gráfico A.18 – Potência resultante – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

Percebe-se que, no dia útil, o valor de GDFV foi o suficiente para que a corrente de carga ficasse inferior ao limite. Repare que o carregamento máximo, aquele no ramo 39-40 às 15h, ficou bem próximo ao limite, mas aquém dele. E essa redução no carregamento ocorreu para as horas do dia em que há luz solar, entre 8h e 17h, sendo que esse alívio no carregamento é sutil no início e no final do dia e no meio ele é mais intenso. Para perceber isso, basta comparar o Gráfico A.19 com o Gráfico A.14.

Como o carregamento da rede aos domingos é constante, quando se insere a GDFV percebe-se como a corrente de carga é reduzida ao longo do dia. Note, no Gráfico A.20, que os menores valores de carregamento ocorrem às 12h, quando o sol está a pino e apresenta os valores máximos de irradiância.

Assim como ocorreu para o alimentador exclusivamente industrial, esse alívio no carregamento da rede provocou uma redução da queda de tensão na rede, que culminou

elevando os valores de tensão nas barras, conforme apresentam o Gráfico A.21 para os dias úteis e o Gráfico A.22 para os domingos.

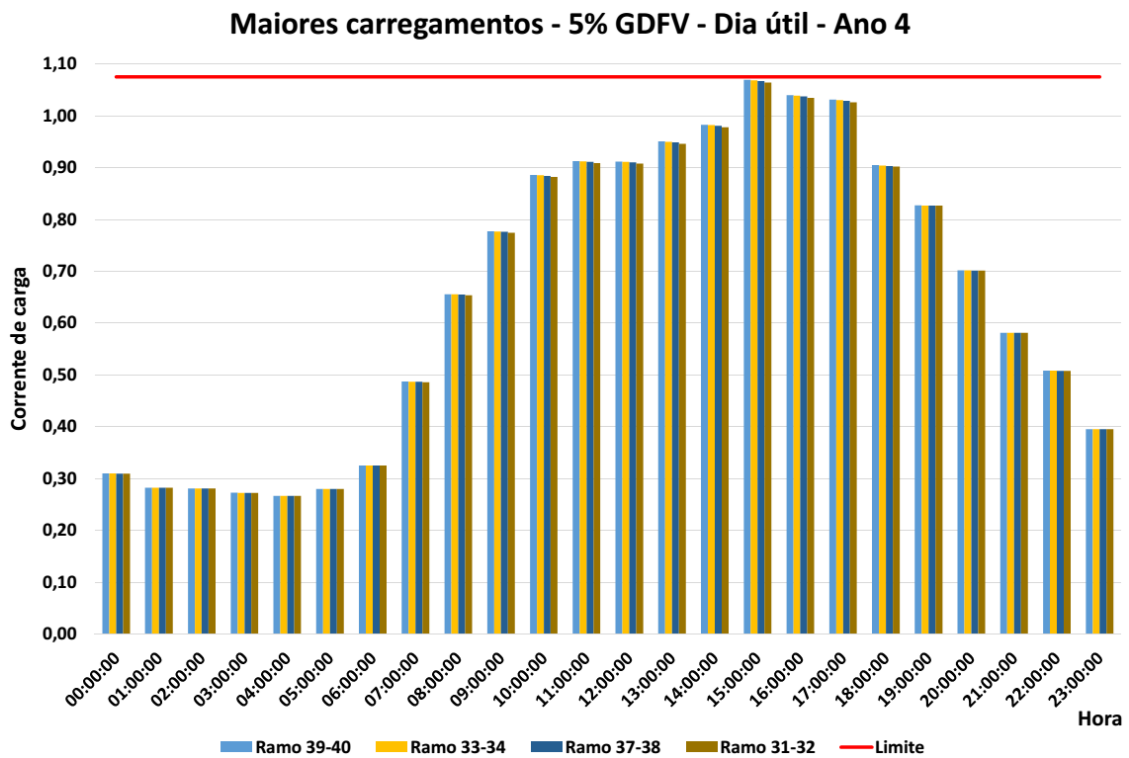


Gráfico A.19 – Maiores carregamentos – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

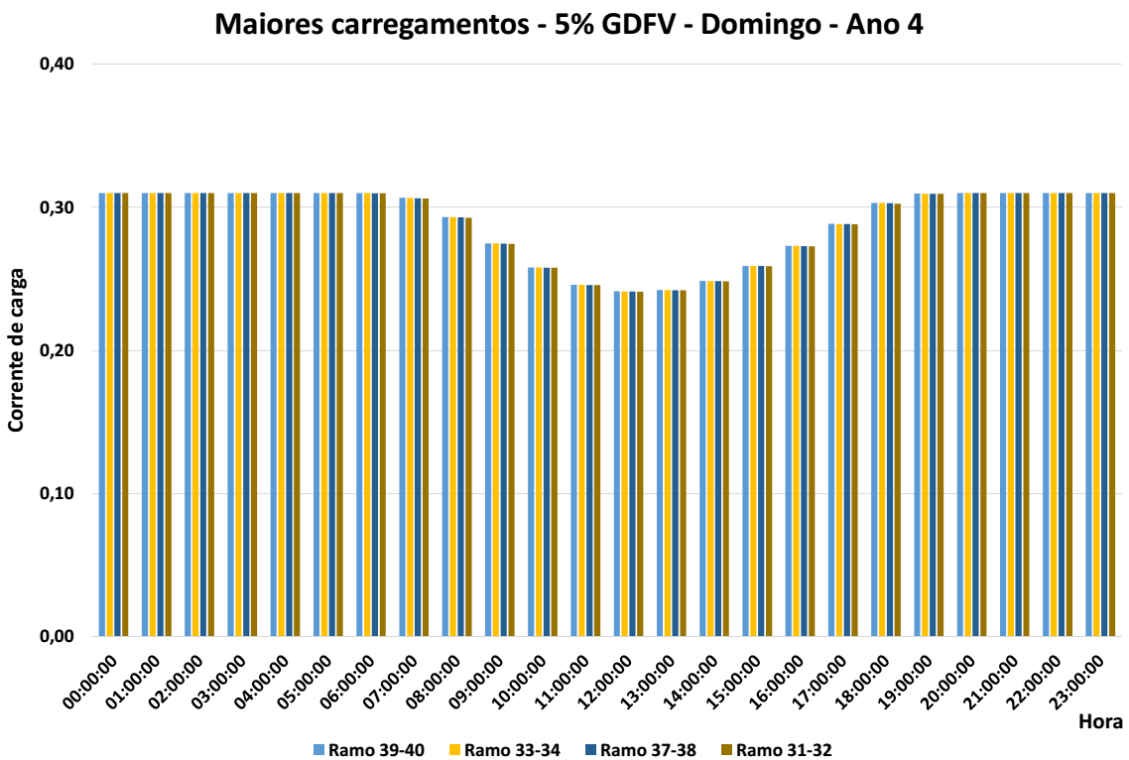


Gráfico A.20 – Maiores carregamentos – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

### Menores tensões - 5% GDFV - Dia útil - Ano 4

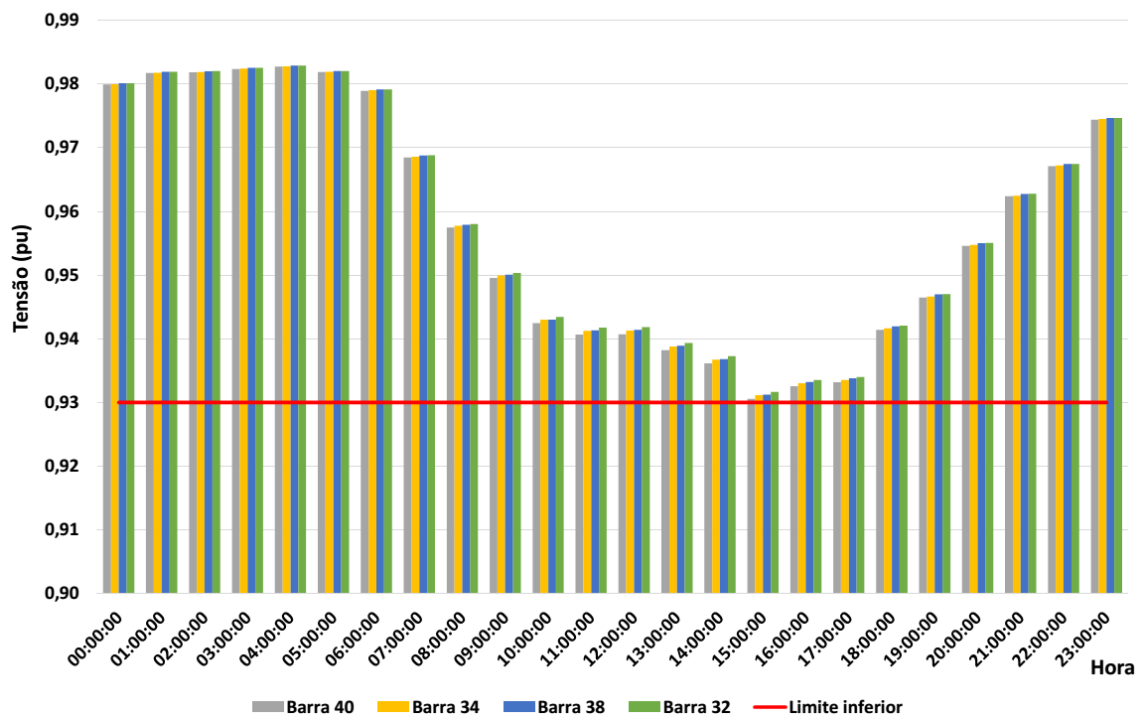


Gráfico A.21 – Menores tensões – 5% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

### Menores tensões - 5% GDFV - Domingo - Ano 4

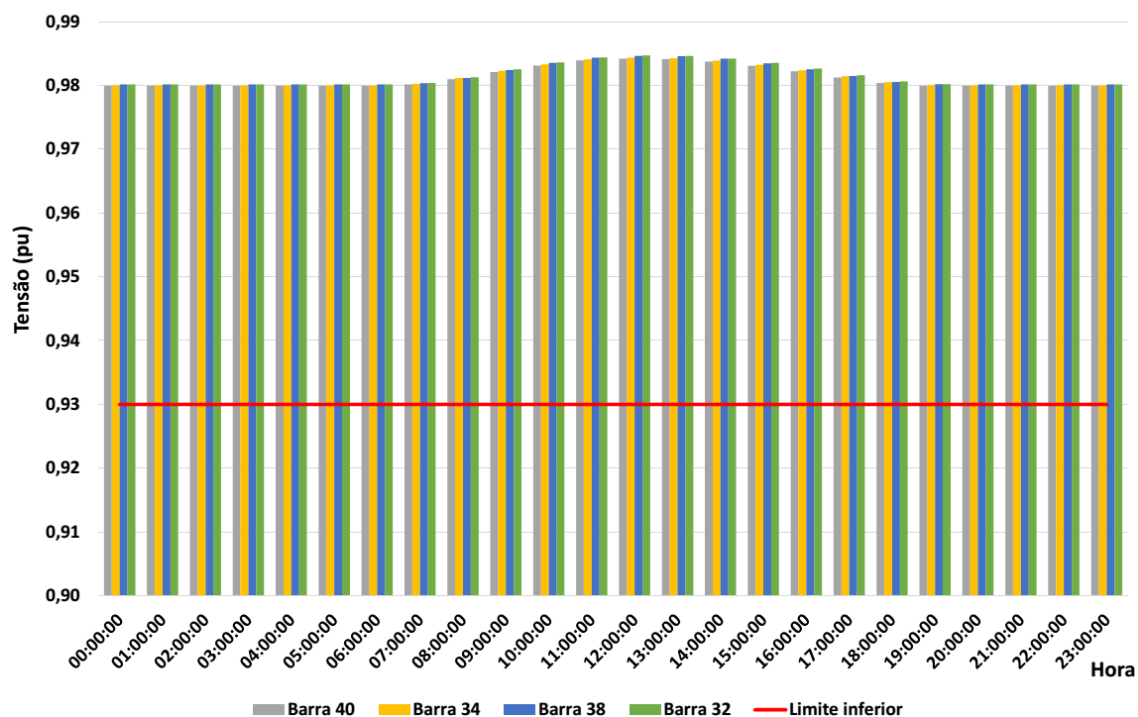


Gráfico A.22 – Menores tensões – 5% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

Ao se avaliar os níveis mínimos de tensão nas barras, vê-se que a redução do carregamento implica na elevação da tensão. Repare que os menores valores de tensão para um dia útil não ficaram aquém do limite de 0,93 pu, apesar de terem ficado bem próximo, contornando mais um problema revelado pelo planejamento. E, para os domingos, viu-se uma elevação da tensão nos horários em que a GDFV consegue alimentar parcela do consumo dos comércios.

Conforme já detectado para as redes industriais, esses valores de GDFV que aliviam a rede não causam alteração da localização das barras no alimentador cujos valores de tensão são máximos e mínimos e nem para os trechos que apresentam os maiores valores de corrente de carga. Dessa forma, a Figura A.1 também vale para esse cenário.

Então, constatou-se que a instalação de GDFV é capaz de postergar intervenções necessárias e detectadas no planejamento da expansão da rede de atendimento a consumidores comerciais, assim como foi verificado para a rede exclusiva de indústrias. Entretanto, os percentuais que provocam esse adiamento dos investimentos são diferentes para as duas redes, sendo que essa diferença é explicada pelo comportamento distinto da demanda e pela desigualdade no consumo de energia. Como as indústrias apresentam um consumo mais elevado, requerem maiores valores de geração para que os alívios necessários sejam alcançados.

Ainda com o intuito de verificar a capacidade de instalação de GDFV em redes de atendimento específico aos comércios, apresenta-se a seguir os resultados para o estudo com 100% de GDFV em um dia útil e um com 80% de geração em um domingo. Ver-se-á que 80% de GDFV no domingo impacta o alimentador de forma prejudicial e que nem 100% de geração prejudica o desempenho da rede comercial em um dia útil.

Os resultados dos maiores carregamentos em um dia útil com 100% de GDFV instalada são apresentados, através dos valores da corrente de carga, na Tabela A.2 e os valores máximos de tensão estão na Tabela A.3. Observando essas tabelas, nota-se que os locais da rede cujos valores foram máximos, tanto de tensão como de corrente de carga, variaram ao longo dia, conforme a variação da irradiância solar.

Tabela A.2 – Maiores carregamentos – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
01h	0,2825	39	40	0,2825	33	34	0,2824	37	38	0,2824	31	32
02h	0,2810	39	40	0,2809	33	34	0,2809	37	38	0,2809	31	32
03h	0,2726	39	40	0,2726	33	34	0,2726	37	38	0,2726	31	32
04h	0,2669	39	40	0,2669	33	34	0,2669	37	38	0,2668	31	32
05h	0,2801	39	40	0,2801	33	34	0,2801	37	38	0,2801	31	32
06h	0,3239	39	40	0,3239	33	34	0,3239	37	38	0,3239	31	32
07h	0,4124	39	40	0,4124	33	34	0,4123	37	38	0,4123	31	32
08h	0,3231	39	40	0,3230	37	38	0,3230	33	34	0,3230	31	32
09h	0,3345	35	36	0,3345	23	24	0,3345	37	38	0,3345	39	40
10h	0,5623	5	6	0,5623	11	12	0,5622	7	8	0,5622	13	14
11h	0,7923	5	6	0,7923	11	12	0,7920	7	8	0,7920	13	14
12h	0,8917	5	6	0,8917	11	12	0,8914	7	8	0,8914	13	14
13h	0,8486	5	6	0,8486	11	12	0,8483	7	8	0,8483	13	14
14h	0,7037	5	6	0,7037	11	12	0,7035	7	8	0,7035	13	14
15h	0,4944	23	24	0,4943	25	26	0,4943	27	28	0,4942	35	36
16h	0,4044	39	40	0,4044	37	38	0,4043	33	34	0,4043	35	36
17h	0,5705	39	40	0,5704	33	34	0,5703	37	38	0,5702	31	32
18h	0,7456	39	40	0,7454	33	34	0,7452	37	38	0,7452	31	32
19h	0,8165	39	40	0,8164	33	34	0,8161	37	38	0,8161	31	32
20h	0,7019	39	40	0,7018	33	34	0,7016	37	38	0,7016	31	32
21h	0,5818	39	40	0,5817	33	34	0,5816	37	38	0,5816	31	32
22h	0,5084	39	40	0,5084	33	34	0,5083	37	38	0,5083	31	32
23h	0,3956	39	40	0,3955	33	34	0,3955	37	38	0,3954	31	32

A partir das 9h até às 15h, as tensões nas barras e os valores de carregamento sofreram as alterações causadas pela GDFV. Sendo que os valores máximos de tensão foram apresentados pelas barras situadas no final do alimentador e os maiores carregamentos ficaram nos ramos próximos à subestação, da mesma maneira verificada no alimentador industrial.

Tabela A.3 – Maiores tensões – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
01h	1,0000	1	0,9937	2	0,9934	5	0,9934	11
02h	1,0000	1	0,9937	2	0,9934	5	0,9934	11
03h	1,0000	1	0,9939	2	0,9936	5	0,9936	11
04h	1,0000	1	0,9940	2	0,9938	5	0,9938	11
05h	1,0000	1	0,9937	2	0,9934	5	0,9934	11
06h	1,0000	1	0,9927	2	0,9924	5	0,9924	11
07h	1,0000	1	0,9907	2	0,9904	5	0,9904	11
08h	1,0000	1	0,9936	2	0,9933	5	0,9933	11
09h	1,0000	1	0,9998	15	0,9998	9	0,9998	13
10h	1,0096	39	1,0094	37	1,0093	33	1,0092	31
11h	1,0185	39	1,0181	37	1,0180	33	1,0177	31
12h	1,0222	39	1,0218	37	1,0217	34	1,0216	33
13h	1,0201	39	1,0198	37	1,0196	33	1,0193	31
14h	1,0141	39	1,0138	37	1,0137	33	1,0135	31
15h	1,0026	39	1,0025	37	1,0024	33	1,0024	31
16h	1,0000	1	0,9953	2	0,9951	5	0,9951	11
17h	1,0000	1	0,9879	2	0,9875	5	0,9875	11
18h	1,0000	1	0,9833	2	0,9826	5	0,9826	11
19h	1,0000	1	0,9817	2	0,9810	5	0,9810	11
20h	1,0000	1	0,9843	2	0,9836	5	0,9836	11
21h	1,0000	1	0,9869	2	0,9864	5	0,9864	11
22h	1,0000	1	0,9886	2	0,9881	5	0,9881	11
23h	1,0000	1	0,9911	2	0,9908	5	0,9908	11

Uma geração equivalente a 100% do consumo mensal da rede não conseguiu impactar o alimentador de forma prejudicial, enquanto que, para a rede industrial, 90% de GDFV foi capaz disso. O fato da curva de carga comercial apresentar valores de demanda levemente superiores ao industrial durante o dia é um dos motivos que justifica isso, pois são nesses momentos que a GDFV alcança seus valores máximos de geração. Mas a causa principal desse acontecimento é a diferença entre os consumos, como o consumo industrial é superior ao comercial, o valor de 100% de GDFV industrial é maior que 100% de GDFV comercial,

ficando reduzida, assim, a potência de geração. E como a injeção de potência é dada pela diferença entre demanda e geração, essa capacidade de injetar energia na rede fica menor. O Gráfico A.23, que ilustra a potência resultante, facilita esse entendimento.

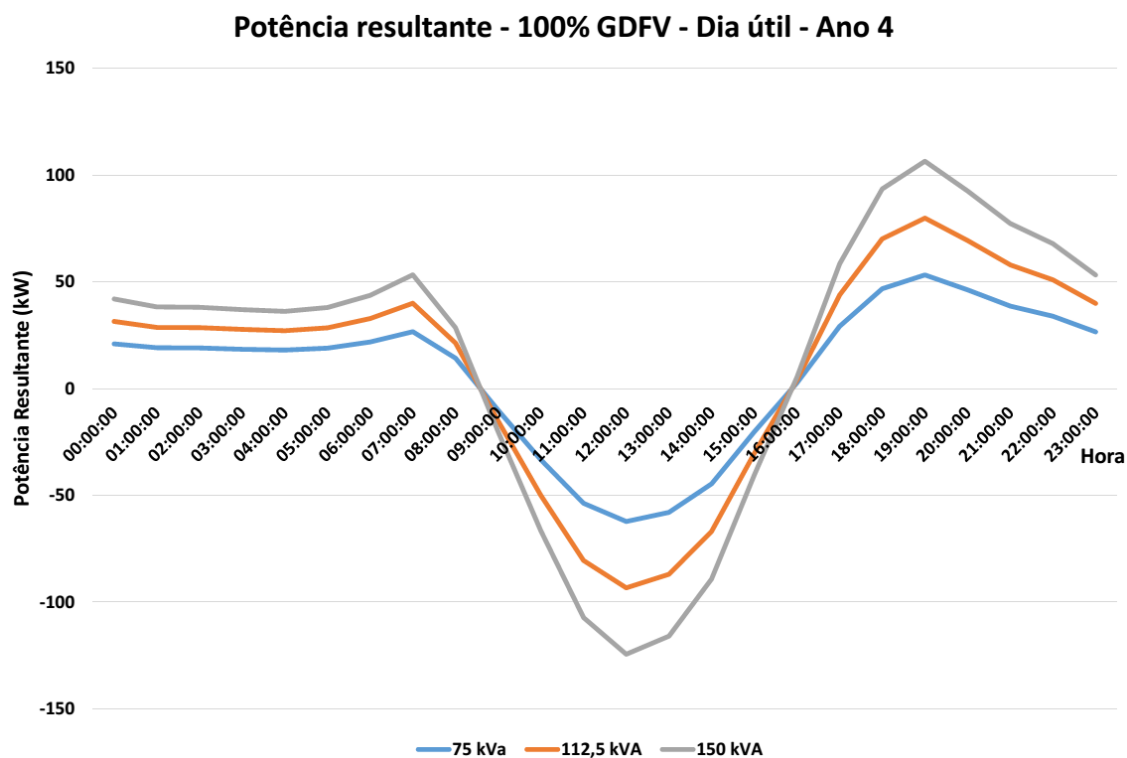


Gráfico A.23 – Potência resultante – 100% GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

Comparando o gráfico acima com o Gráfico 4.23, que ilustra potência resultante com 90% de GDFV para a rede comercial, percebe-se que a potência injetada no cenário atual é menor, fazendo com que as alterações na rede sejam mais amenas.

Apesar de uma geração equivalente a 100% do consumo mensal não causar alterações profundas no alimentador em um dia útil típico, o mesmo não acontece para o domingo típico, quando 80% de GDFV provoca distúrbios operacionais na rede exclusivamente comercial.

Observando os valores máximos de carregamento apresentados na Tabela A.4, constata-se que às 12h a corrente de carga máxima atingiu o valor de 1,0753, ultrapassando o limite de 1,075 e que essa sobrecarga ocorreu no ramo 5-6 do alimentador.

Tabela A.4 – Maiores carregamentos – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
01h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
02h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
03h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
04h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
05h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
06h	0,3087	39	40	0,3087	33	34	0,3086	37	38	0,3086	31	32
07h	0,2473	39	40	0,2473	33	34	0,2473	37	38	0,2473	31	32
08h	0,1306	35	36	0,1306	23	24	0,1306	37	38	0,1306	39	40
09h	0,4295	5	6	0,4295	11	12	0,4294	7	8	0,4294	13	14
10h	0,7496	5	6	0,7496	11	12	0,7493	7	8	0,7493	13	14
11h	0,9843	5	6	0,9843	11	12	0,9837	7	8	0,9837	13	14
12h	1,0753	5	6	1,0743	11	12	1,0737	7	8	1,0737	13	14
13h	1,0544	5	6	1,0544	11	12	1,0538	7	8	1,0538	13	14
14h	0,9332	5	6	0,9332	11	12	0,9327	7	8	0,9327	13	14
15h	0,7287	5	6	0,7287	11	12	0,7284	7	8	0,7284	13	14
16h	0,4625	5	6	0,4625	11	12	0,4624	7	8	0,4624	13	14
17h	0,1871	5	6	0,1871	11	12	0,1871	7	8	0,1871	13	14
18h	0,1882	39	40	0,1882	33	34	0,1882	37	38	0,1882	31	32
19h	0,3014	39	40	0,3013	33	34	0,3013	37	38	0,3013	31	32
20h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
21h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
22h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32
23h	0,3101	39	40	0,3101	33	34	0,3101	37	38	0,3101	31	32

O fato da sobrecarga ter ocorrido no trecho 5-6 da rede é compreendido quando se analisa os valores máximos de tensão, apresentados na Tabela A.5. Assim como aconteceu para o caso industrial (Figura 4.5), as tensões máximas ocorreram nas barras localizadas no final do alimentador, fazendo com que os ramos próximos à subestação apresentassem os maiores valores de corrente de carga. Tendo isso acontecido somente durante o dia, quando as UC's injetaram potência na rede, o que pode ser visto no Gráfico A.24.



Tabela A.5 – Maiores tensões – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
01h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
02h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
03h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
04h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
05h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
06h	1,0000	1	0,9931	2	0,9928	5	0,9928	11
07h	1,0000	1	0,9945	2	0,9942	5	0,9942	11
08h	1,0000	1	0,9999	15	0,9999	9	0,9999	13
09h	1,0145	34	1,0143	40	1,0143	32	1,0141	38
10h	1,0301	34	1,0300	40	1,0298	32	1,0295	38
11h	1,0413	34	1,0411	40	1,0409	32	1,0405	38
12h	1,0455	34	1,0453	40	1,0450	32	1,0447	38
13h	1,0446	34	1,0443	40	1,0441	32	1,0438	38
14h	1,0389	34	1,0387	40	1,0385	32	1,0382	38
15h	1,0291	34	1,0290	40	1,0288	32	1,0286	38
16h	1,0161	34	1,0160	40	1,0159	32	1,0157	38
17h	1,0032	39	1,0031	37	1,0031	33	1,0030	31
18h	1,0000	1	0,9959	2	0,9957	5	0,9957	11
19h	1,0000	1	0,9932	2	0,9929	5	0,9929	11
20h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
21h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
22h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
23h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11

Portanto, o limite de geração suportado pelo alimentador exclusivamente comercial é 75%, com o domingo sendo o dia crítico. Agora falta analisar os valores das perdas técnicas para cada um desses cenários em que foi instalada a GDFV. Os valores absolutos e percentuais das perdas são apresentados na Tabela A.6.

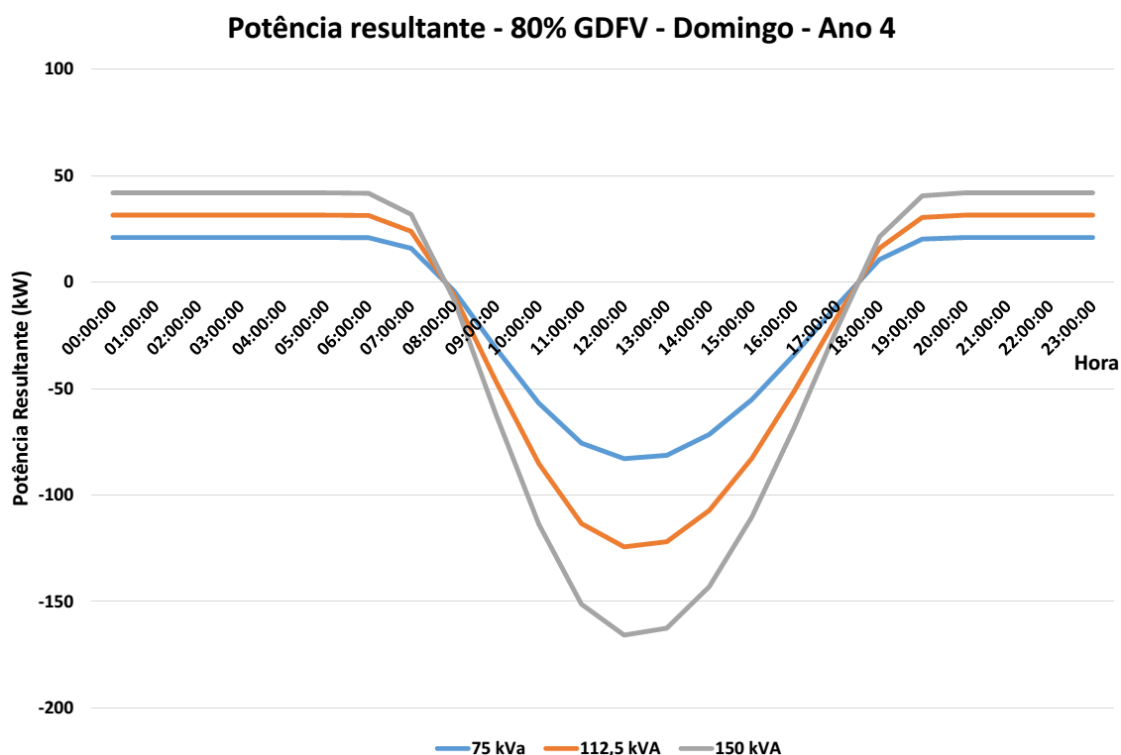


Gráfico A.24 – Potência resultante – 80% GDFV – Domingo comercial – Ano 4

Analisando as perdas dos dias úteis, percebe-se que o aumento de GDFV instalada reduziu os valores das perdas técnicas. O alívio no carregamento, causada pela inserção de GDFV, provoca a redução nas perdas por conta do abaixamento dos valores das correntes na rede. Mas, aos domingos, isso não foi constatado. Nota-se uma pequena redução nas perdas quando se instalou 5% de GDFV, contudo a inserção de 80% causou uma elevação. Isso aconteceu porque, na primeira situação, com 5% de geração, a GDFV causou um alívio no carregamento; e, na segunda, situação com 80%, a GDFV causou uma sobrecarga, elevando as correntes. Sendo que esses acontecimentos ocorreram da mesma forma constatada para a rede exclusivamente industrial.

Tabela A.6 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Comércio – Ano 4.

Ano	Dia típico	Sem GDFV		5% GDFV		80% GDFV		100% GDFV	
		Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
4	Dia útil	1192,72	4,17	1083,99	3,79	-	-	643,33	2,25
	Domingo	209,00	1,54	180,25	1,33	619,48	4,56	-	-

Com o objetivo de verificar a potência instalada de GDFV e a energia gerada para as situações analisadas, a Tabela A.7 mostra a potência de pico, em kW, e a energia mensal gerada da GD, em kWh, e a demanda e o consumo mensal da rede.

Tabela A.7 – Limites de GDFV em valores absolutos – Comércio.

	Alimentador	5% GDFV	80% GDFV	100% GDFV
<b>Demanda (kVA) / Potência de Pico (kW)</b>	2025,00	178,03	2826,21	3404,80
<b>Consumo Mensal (kWh) / Energia gerada por mês (kWh)</b>	113388,14	5833,56	91878,60	111566,88

Quando se comparam os valores da Tabela A.7, comércio, com os da Tabela 4.9, indústrias, percebe-se o quanto o consumo influencia os limites de GDFV que alteram o comportamento da rede. Para o caso industrial, uma geração equivalente a 10% do consumo mensal da rede, com potência de pico por volta de 445 kW, foi necessária para postergar os reforços detectados pelo planejamento. Enquanto que, para o caso comercial, uma GDFV equivalente a 5% do consumo mensal, com potência de pico aproximadamente de 178,03 kW, foi suficiente para postergar os investimentos, sendo que o mesmo fenômeno aconteceu para os limites que prejudicam o funcionamento do alimentador.

Outro ponto interessante é que a demanda da rede é a mesma para os dois casos, 2025 kVA, e os consumos são diferentes. A potência solicitada pelas UC's é a mesma porque as curvas de carga foram ajustadas para ter o mesmo valor de pico, 85% da potência dos transformadores. E o consumo é diferente porque os formatos das curvas são distintos, apesar de terem o valor de pico igual. Isso revela o quão importante é o consumo para a detecção dos limites de GDFV, sendo que esse consumo depende do valor de pico e do formato típico da curva de carga.

Após a verificação das modificações impostas pela GDFV na rede comercial, faz-se uma análise da sensibilidade desse alimentador quanto à inserção desse tipo de geração. Do

mesmo modo adotado para a rede industrial, traçou-se a curva da corrente de carga às 15h, horário de maior consumo, e às 12h, momento em que a geração é máxima, em função do percentual de GDFV instalada. O Gráfico A.25 mostra essa sensibilidade para o dia útil e o Gráfico A.26, para o domingo, todos do quarto ano do planejamento.

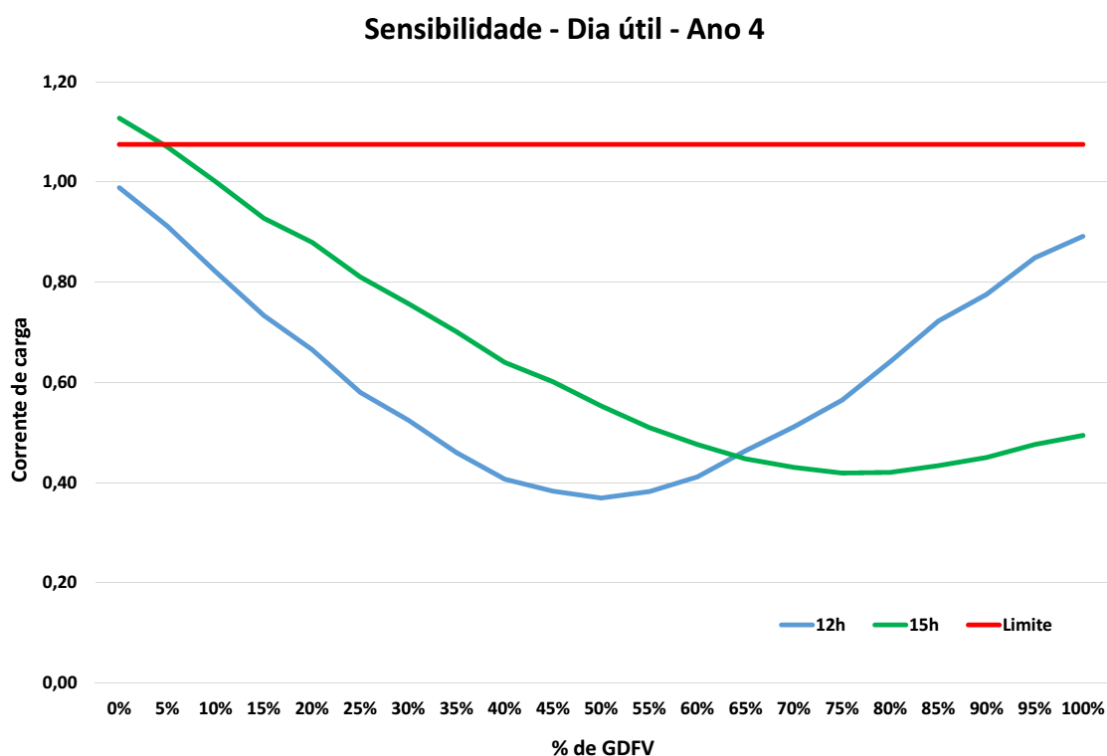


Gráfico A.25 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil comercial – Ano 4.

O comportamento das curvas é semelhante àquele observado para o cenário em que as UC's eram industriais. Para pequenos valores percentuais de GDFV, a corrente de carga às 15h, hora em que a demanda é máxima, é superior. E, depois, o carregamento às 12h, momento em que a irradiância solar é máxima, fica maior. Sendo que o ponto de encontro das duas curvas ocorre em um percentual próximo de 65% para o dia útil e próximo de 20% para o domingo.

Interessante notar que o valor de 65% percentual é superior ao valor de 50% para a rede industrial, em dias úteis, e o valor de 20% é inferior aos 25% das indústrias, em domingos. E também que a rede comercial não chega a ser prejudicada com 100% de GDFV, enquanto que o alimentador industrial suporta somente 85% em dias úteis. E, aos domingos, quando

se tem consumidores comerciais, a rede suporta 75% de geração e, quando se tem indústrias, ela suporta 70%. Essas diferenças são explicadas pelas características particulares de cada curva de carga, já discutidas em análises anteriores.

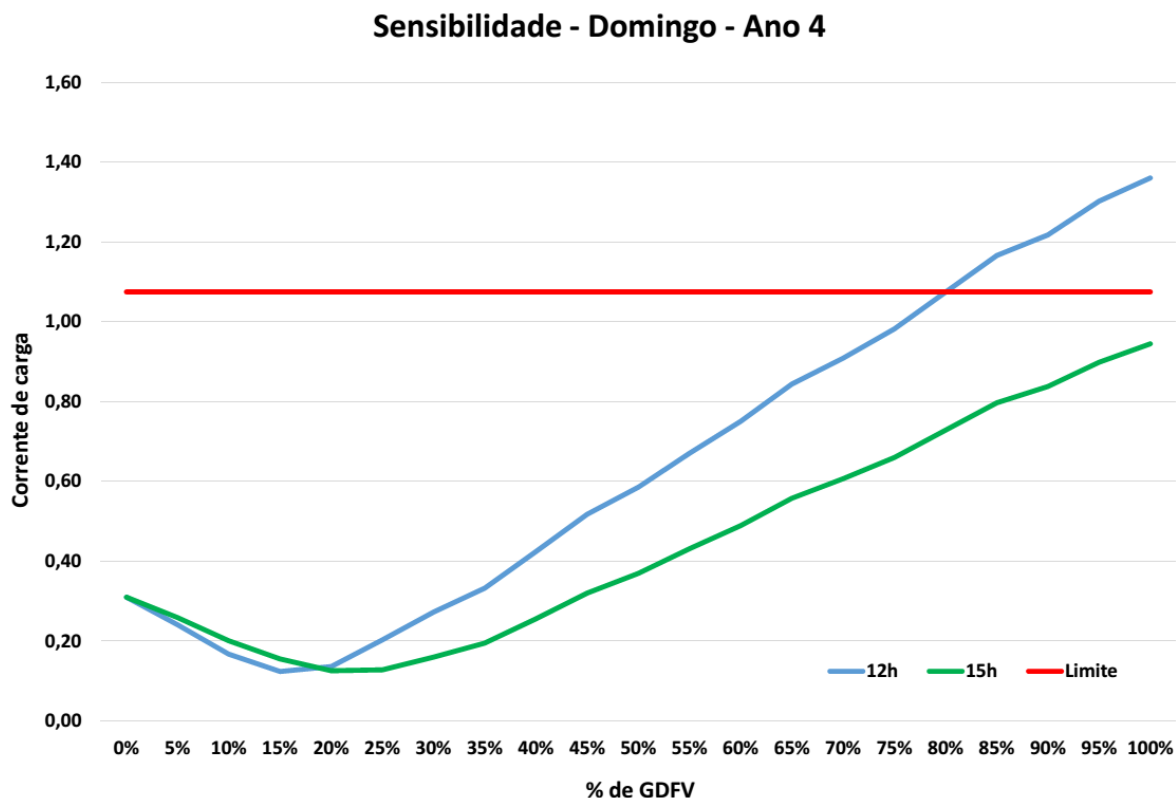


Gráfico A.26 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo comercial – Ano 4.

Ao se incrementar a curva de carga comercial em 4,22%, no ano 5, e repetir o procedimento de inserção de GDFV, obtém-se o Gráfico A.27 para a sensibilidade do dia útil e o Gráfico A.28 para o domingo.

O valor que no ano 4 era de 5% para postergar os investimentos, no ano 5 foi para aproximadamente 10%, em dias úteis, e o limite que era de 75%, caiu para ficar por volta de 65%, aos domingos. Isso revela que a rede comercial fica mais sensível à inserção de GDFV quando se aumenta o consumo. Repetindo o fenômeno constatado para a rede industrial e já discutido no capítulo 4.

### Sensibilidade - Dia útil - Ano 5

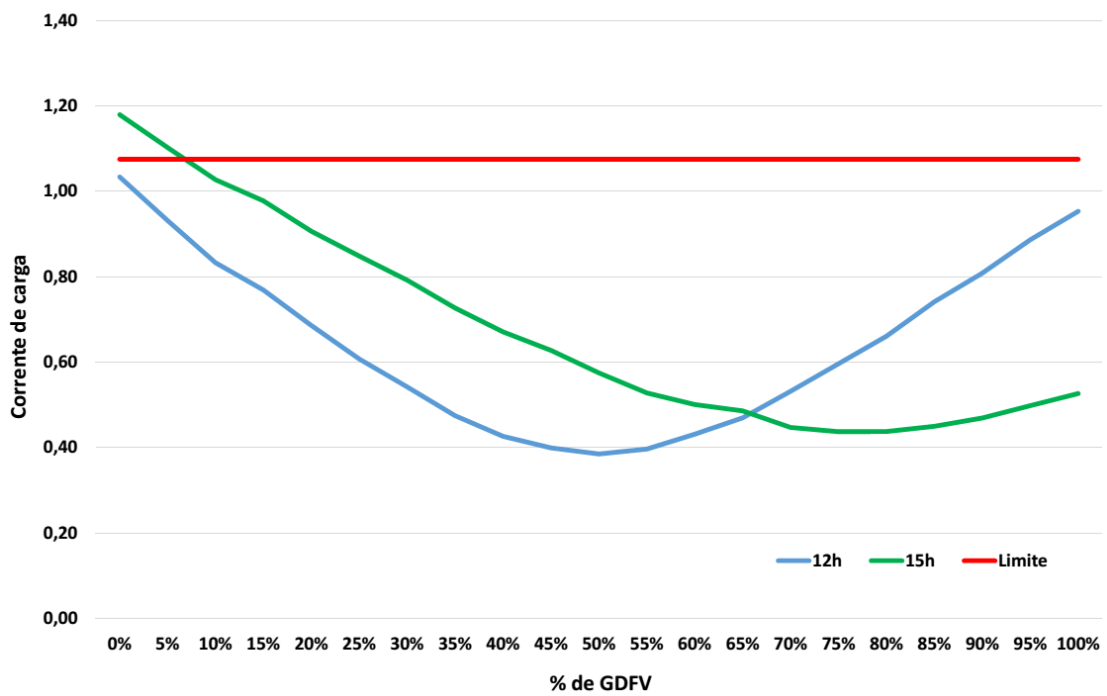


Gráfico A.27 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil comercial – Ano 5.

### Sensibilidade - Domingo - Ano 5

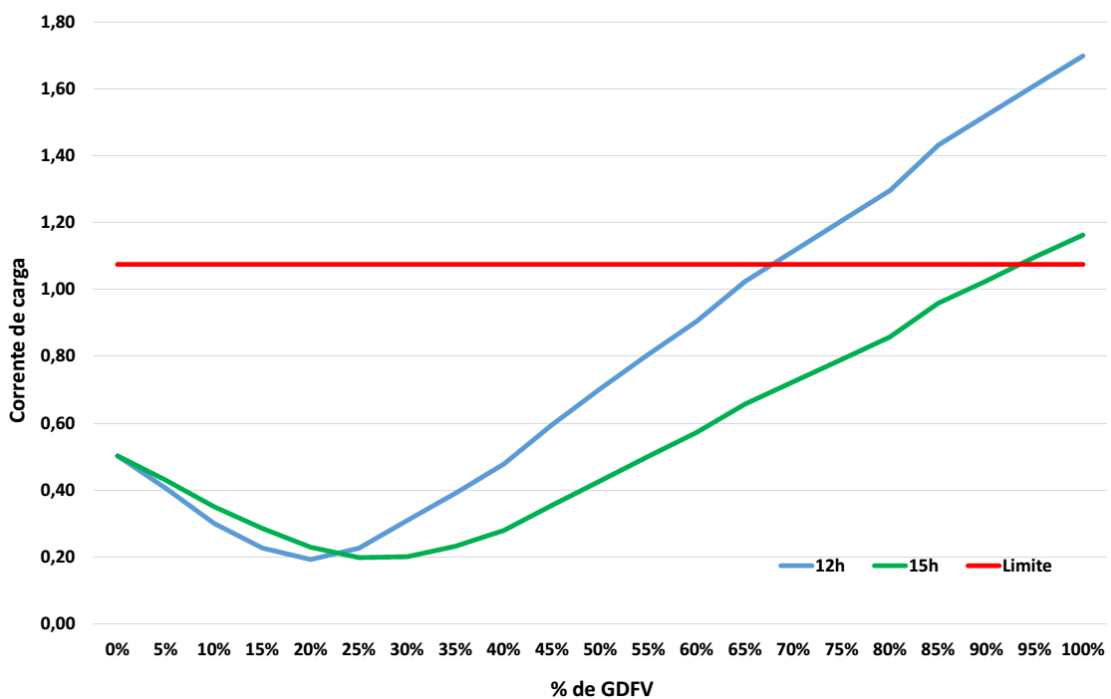


Gráfico A.28 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo comercial – Ano 5.

## UNIDADES CONSUMIDORAS COM CURVAS DE CARGA EXCLUSIVAMENTE RESIDENCIAIS

A última situação a ser analisada para o alimentador hipotético é feita considerando que o mesmo alimenta somente residências. As curvas de carga dos transformadores são tipicamente residenciais com valor de pico igual a 85% da potência dos trafos. Para o incremento anual de demanda, foi considerado 4,22% com fator de potência constante e igual a 0,92.

### Sem GDFV

Com o intuito de se conhecer o comportamento da rede residencial de distribuição de média tensão, são realizados os estudos do planejamento sem a instalação de GDFV. Para isso foram utilizadas as curvas de carga apresentadas no Gráfico A.29 para o dia útil e no Gráfico A.30 para o domingo.

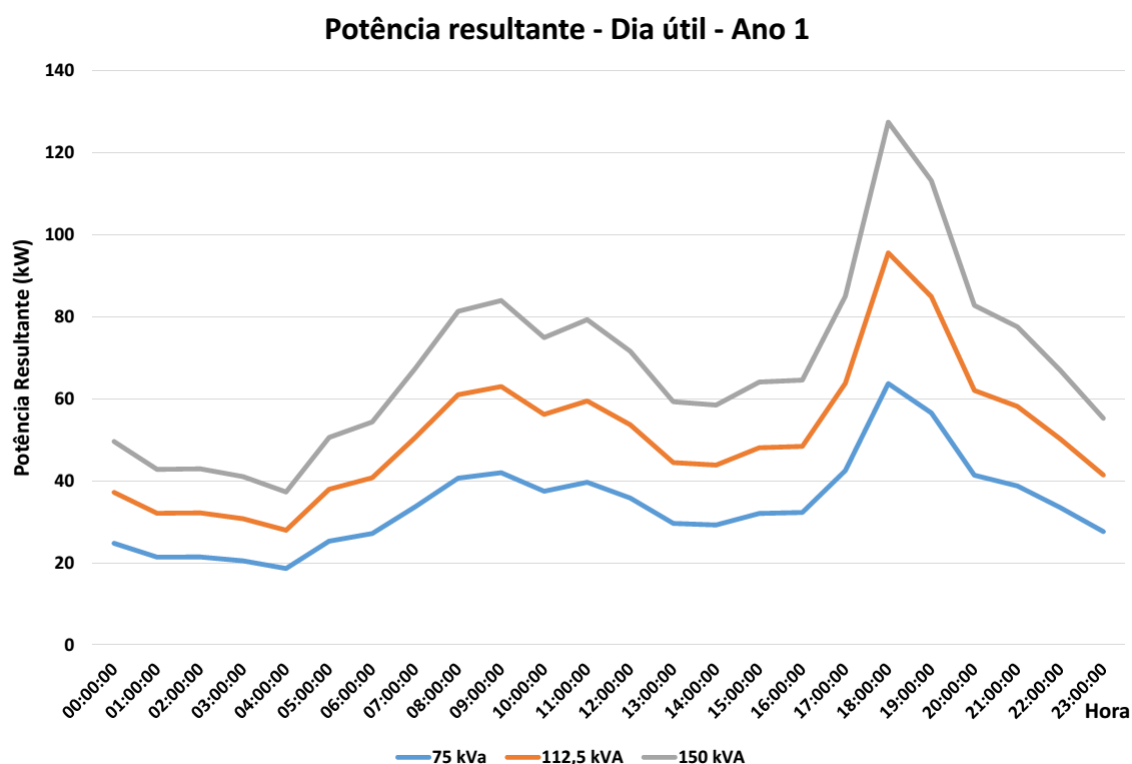


Gráfico A.29 – Potência resultante – Dia útil residencial – Ano 1.

Quando se compara a curva típica residencial de um dia útil com as curvas industrial (Gráfico 4.1) e comercial (Gráfico A.1), analisadas anteriormente, notam-se diferenças. A demanda

residencial é mais baixa em grande parte do dia e apresenta dois períodos nos quais os consumos são elevados: um no início da manhã e o outro no começo da noite, quando se atinge o consumo máximo às 18h. Dessa forma o consumo acaba sendo menor do que nas outras situações analisadas.

Um ponto importante é que as residências apresentam um consumo noturno intermediário entre as indústrias e os comércios, culminando com a distinção da demanda aos domingos dessas UC's. Isso fica claro ao se comparar a potência resultante de um domingo residencial (Gráfico A.30) com as demandas industrial (Gráfico 4.2) e comercial (Gráfico A.2), em que o consumo industrial é o maior, sendo seguido pelo residencial, e, por último, tem-se o comercial.

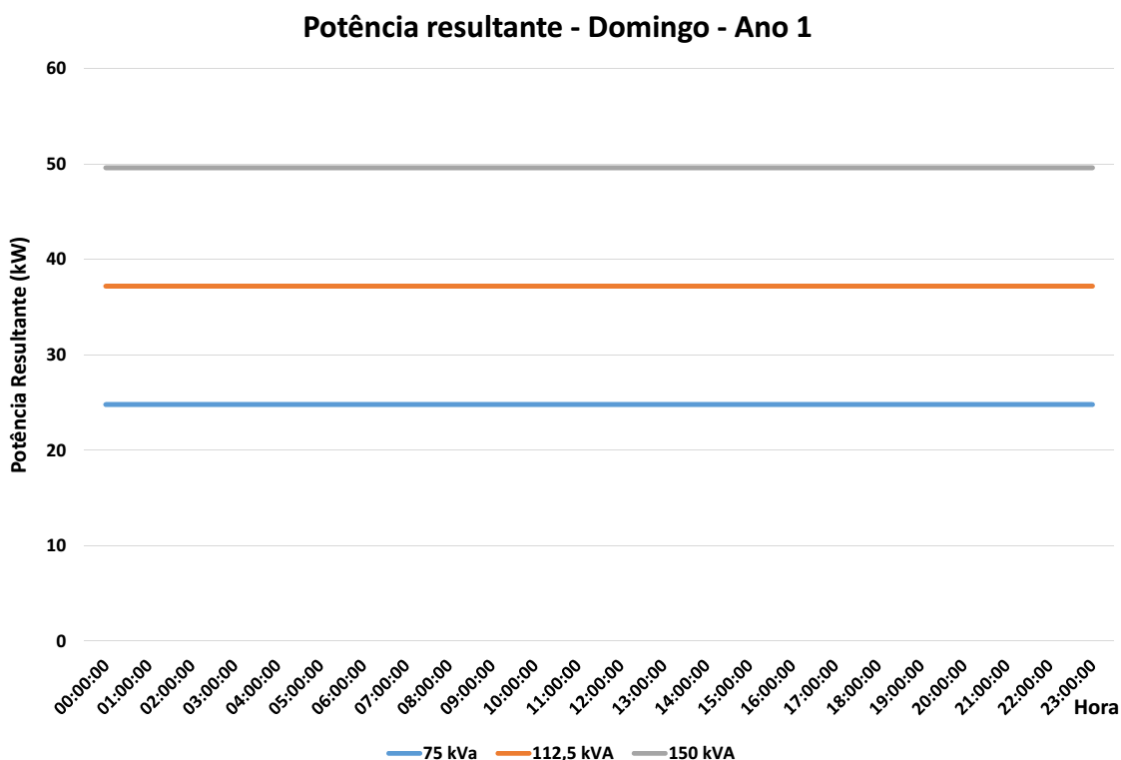


Gráfico A.30 – Potência resultante – Domingo residencial – Ano 1.

Aplica-se, então, essas curvas de carga na rede e calcula-se o fluxo de potência em cada hora do dia para se conhecer perfil de tensão, carregamento e perdas técnicas. Os resultados dos carregamentos máximos são apresentados no Gráfico A.31 para um dia útil e no Gráfico A.32 para um domingo.



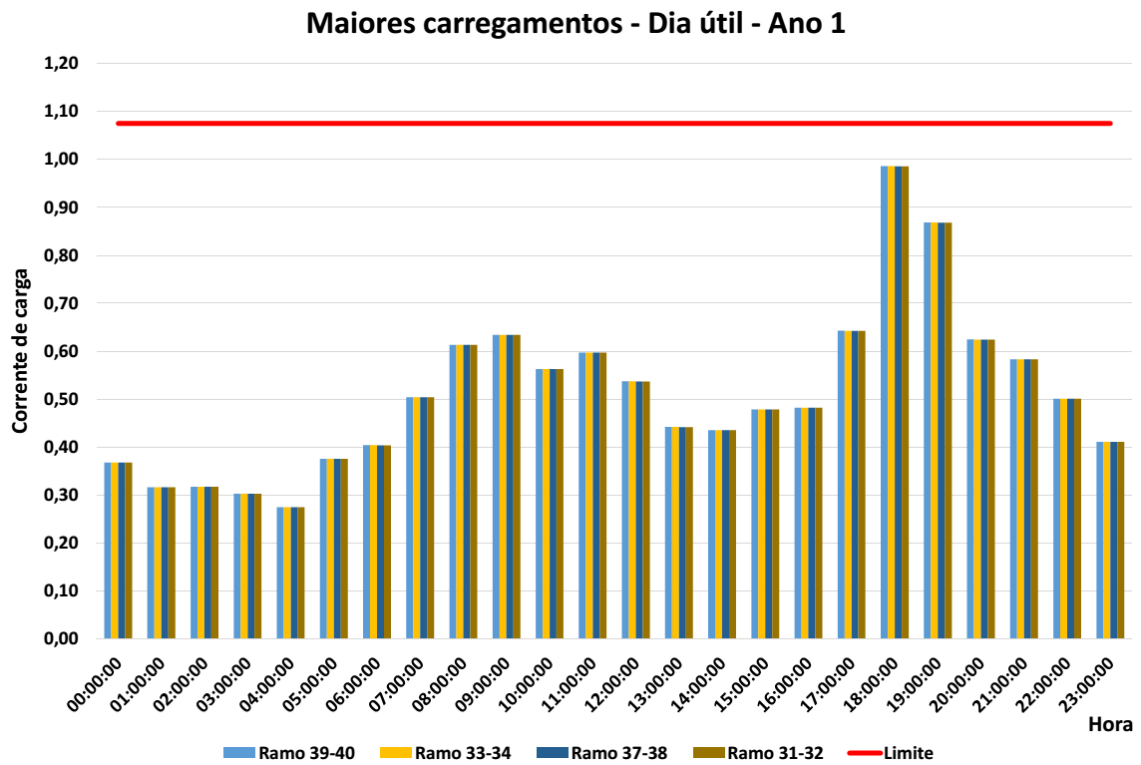


Gráfico A.31 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 1.

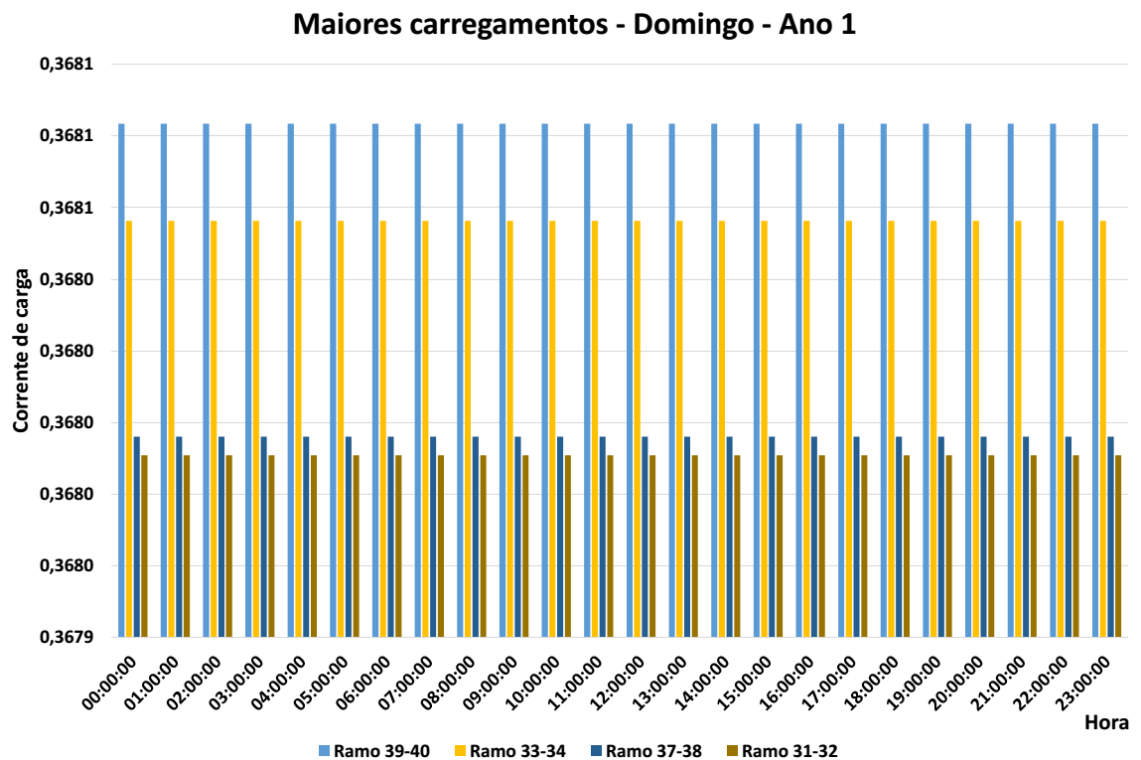


Gráfico A.32 – Maiores carregamentos – Domingo residencial – Ano 1.

Assim como aconteceu para os outros tipos de consumidores, o carregamento da rede refletiu a curva de demanda, uma vez que a corrente de carga aumenta com a demanda. Repare que

o carregamento do dia útil foi máximo no início da noite e também teve um pequeno aumento no começo da manhã; e aos domingos não sofreu variação.

Esse comportamento também pode ser observado quando se verifica o perfil de tensão, pois quanto maior a corrente, maior será a queda de tensão nos condutores. O perfil de tensão em dias úteis é mostrado através do Gráfico A.33, que apresenta os valores máximos, e do Gráfico A.34, que apresenta os valores mínimos.

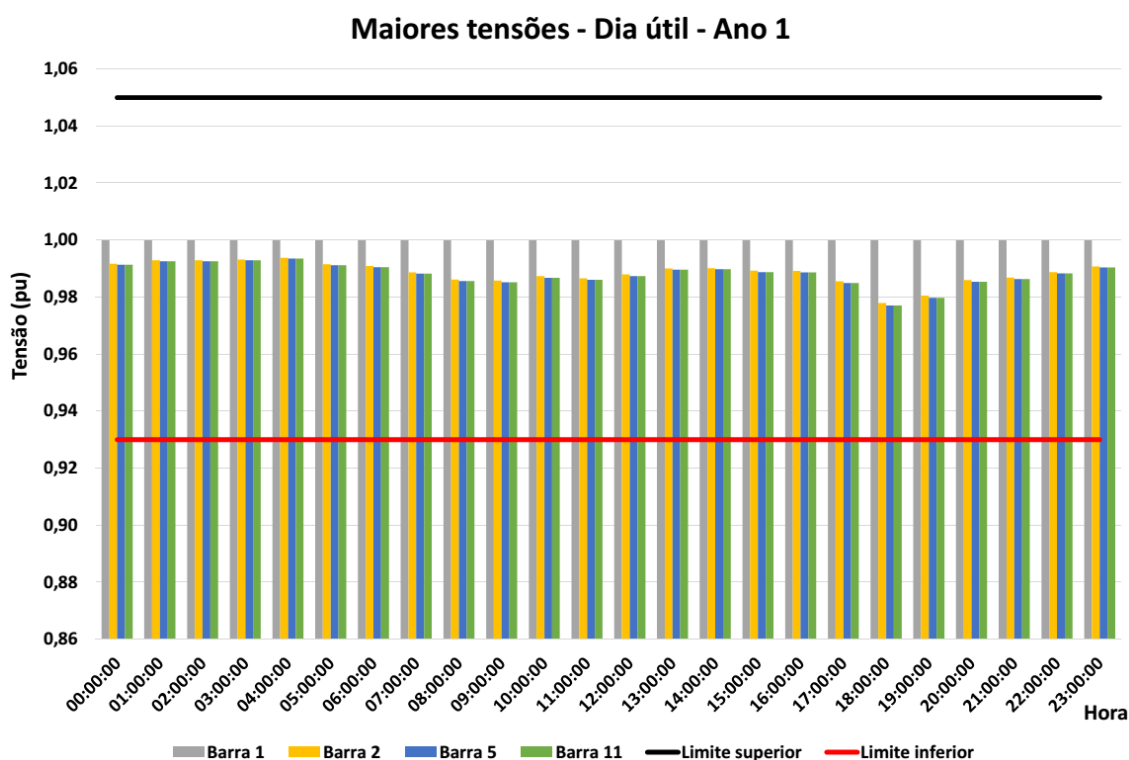


Gráfico A.33 – Maiores tensões – Dia útil residencial – Ano 1.

Nota-se que as tensões atingem os seus valores mais baixos nos momentos em que o consumo é alto e, por consequência, o carregamento também. Como o carregamento do domingo é constante, os níveis de tensão não variam. O Gráfico A.35 mostra os valores máximos da tensão e o Gráfico A.36, os valores mínimos, ambos aos domingos.

Para o primeiro ano do planejamento, conclui-se que a rede exclusivamente residencial não apresentou valores restritivos para a operação quanto ao carregamento e aos níveis de tensão, como verificado para os casos anteriores. E que as localizações na rede dos pontos de máximos valores de tensão e de carregamento e as barras cujas tensões foram mínimas, são as mesmas dos casos industrial e comercial, sendo ilustrado na Figura A.2.

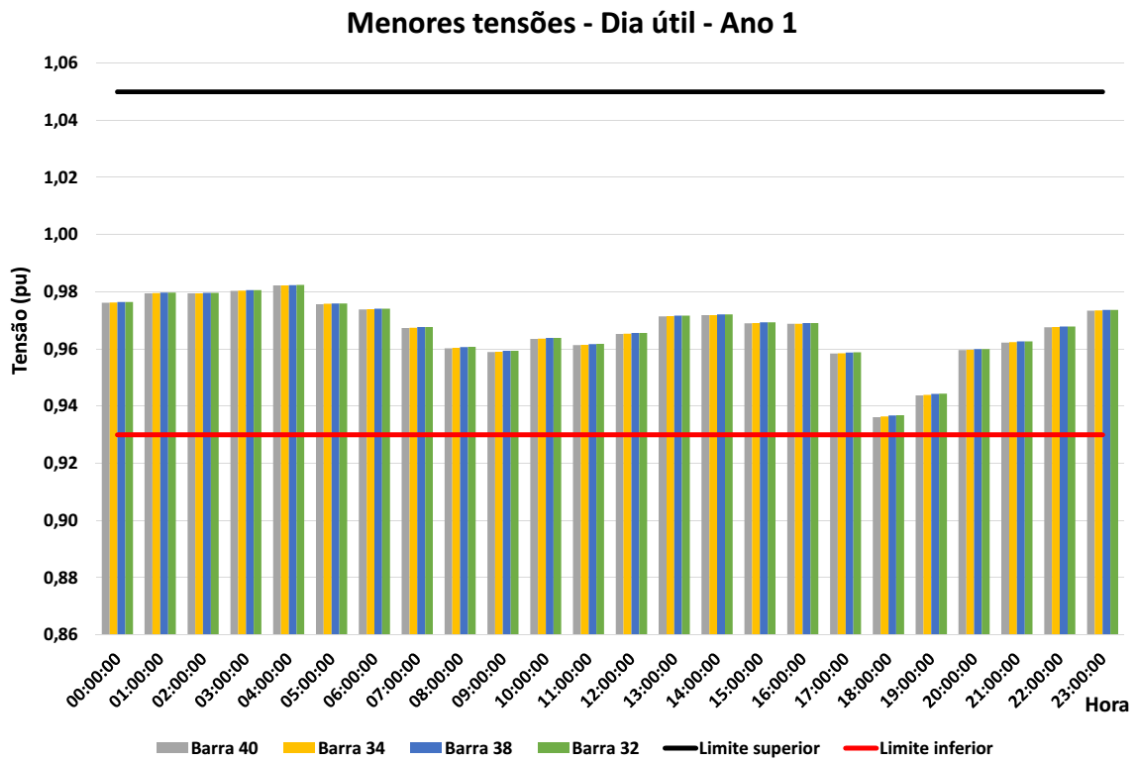


Gráfico A.34 – Menores tensões – Dia útil residencial – Ano 1.

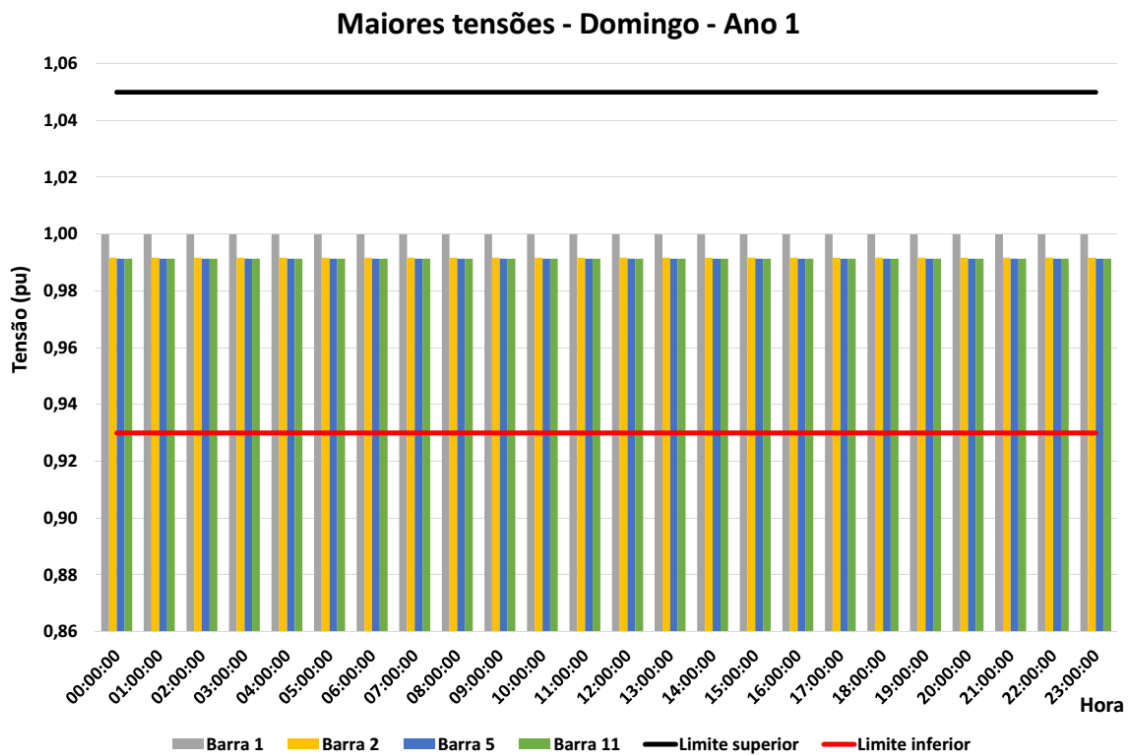


Gráfico A.35 – Maiores tensões – Domingo residencial – Ano 1.

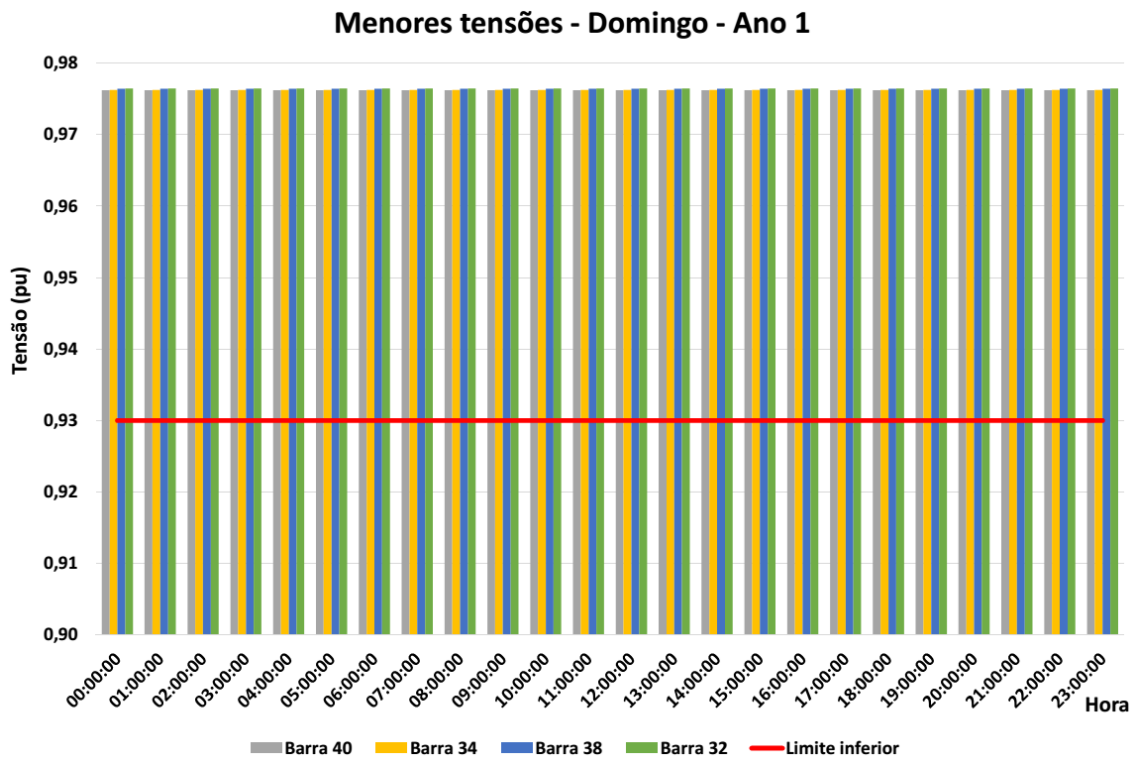


Gráfico A.36 – Menores tensões – Domingo residencial – Ano 1.

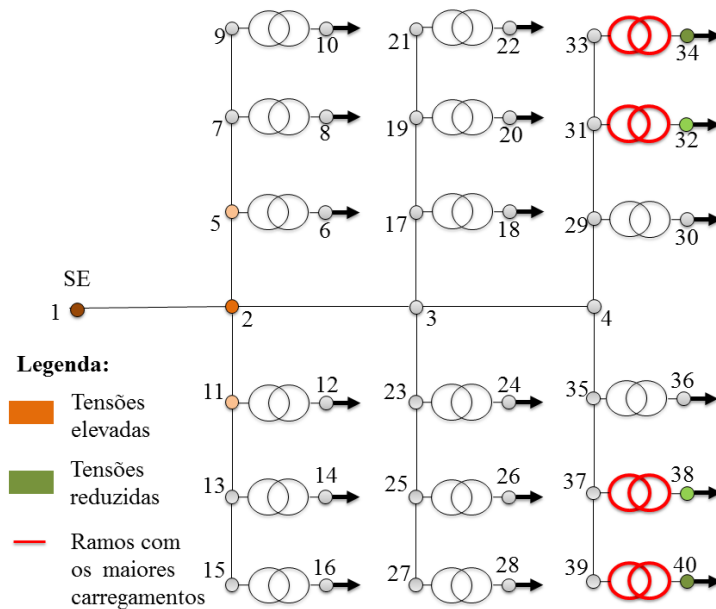


Figura A.2 – Localização dos valores máximos e mínimos de tensão e das maiores correntes de carga – Residencial – Ano 1.

Parte-se, então, para uma verificação da operação do alimentador para os demais anos do horizonte de planejamento, quando se incrementa anualmente a demanda em 4,22%. Para

isso, manteve-se os procedimentos adotados nos cenários passados. O Gráfico A.37 apresenta o perfil de tensão da barra 2 ao longo dos anos do horizonte de planejamento, para um dia útil, e o Gráfico A.38, o perfil de tensão da barra 40, também em um dia útil.

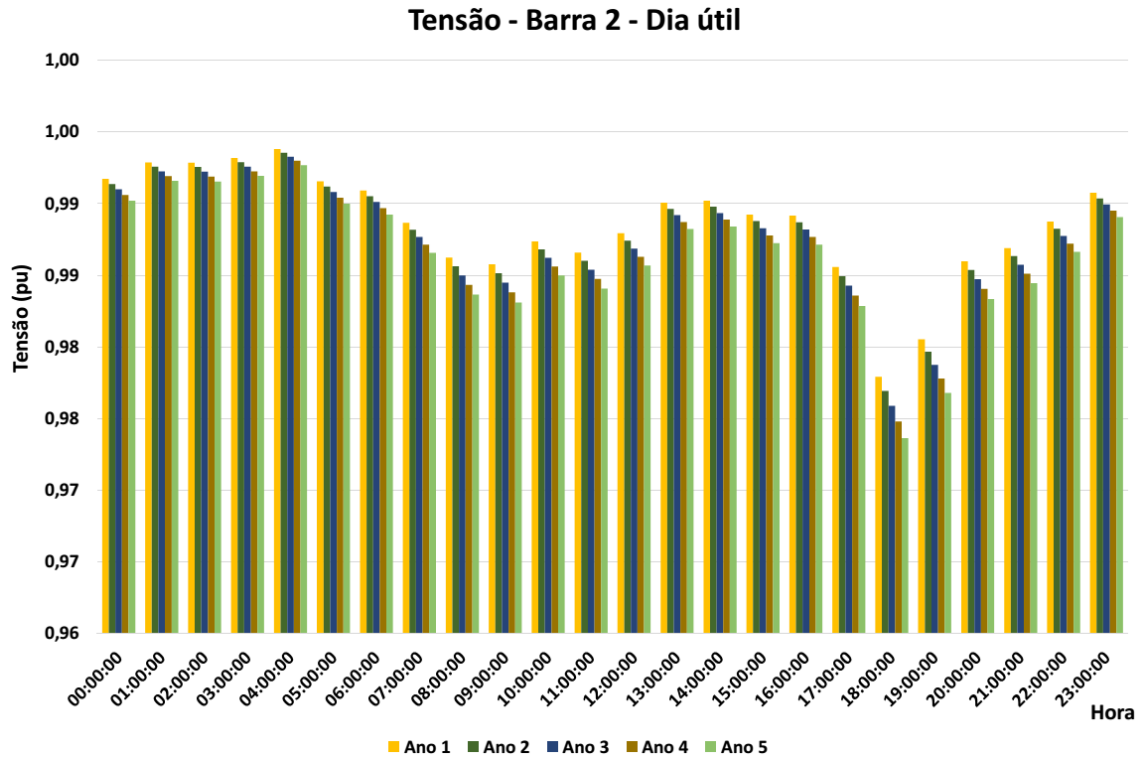


Gráfico A.37 – Perfil de tensão na barra 2 nos 5 anos de planejamento – Dia útil residencial.

À medida que os anos passaram, os valores da tensão caíram por conta do aumento da demanda, tanto para a barra 2 quanto para a barra 40, sendo que, nessa última barra, a tensão chegou a ficar abaixo de 0,93 pu, limite definido no PRODIST, no quarto e no quinto ano. Fato que evidencia a necessidade de ajustes e/ou reforços no alimentador.

Observando os mesmos dados de tensão para os domingos, Gráfico A.39 para a tensão da barra 2 e Gráfico A.40 para a tensão da barra 40, constata-se uma operação normal até o último ano, mesmo com o valor da tensão ter apresentado reduções de um ano para o outro. O que indica que o dia útil foi o dia crítico para o desempenho da rede quanto ao critério do perfil de tensão.

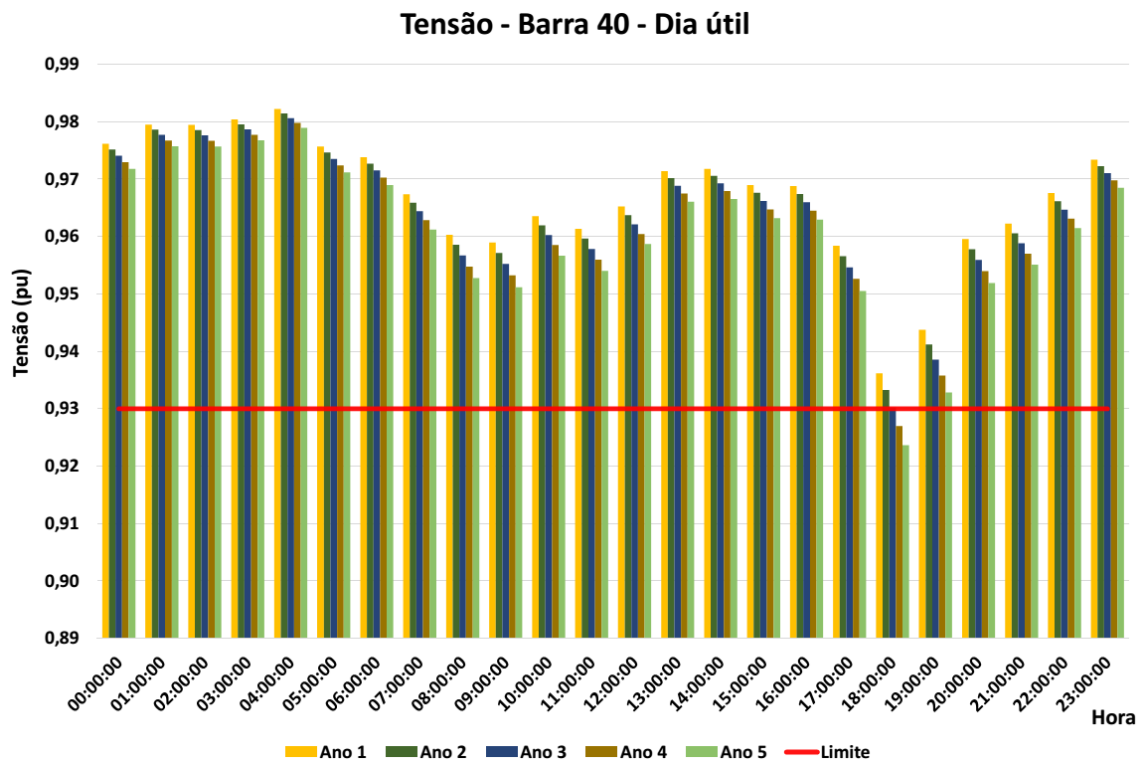


Gráfico A.38 – Perfil de tensão na barra 40 nos 5 anos de planejamento – Dia útil residencial.

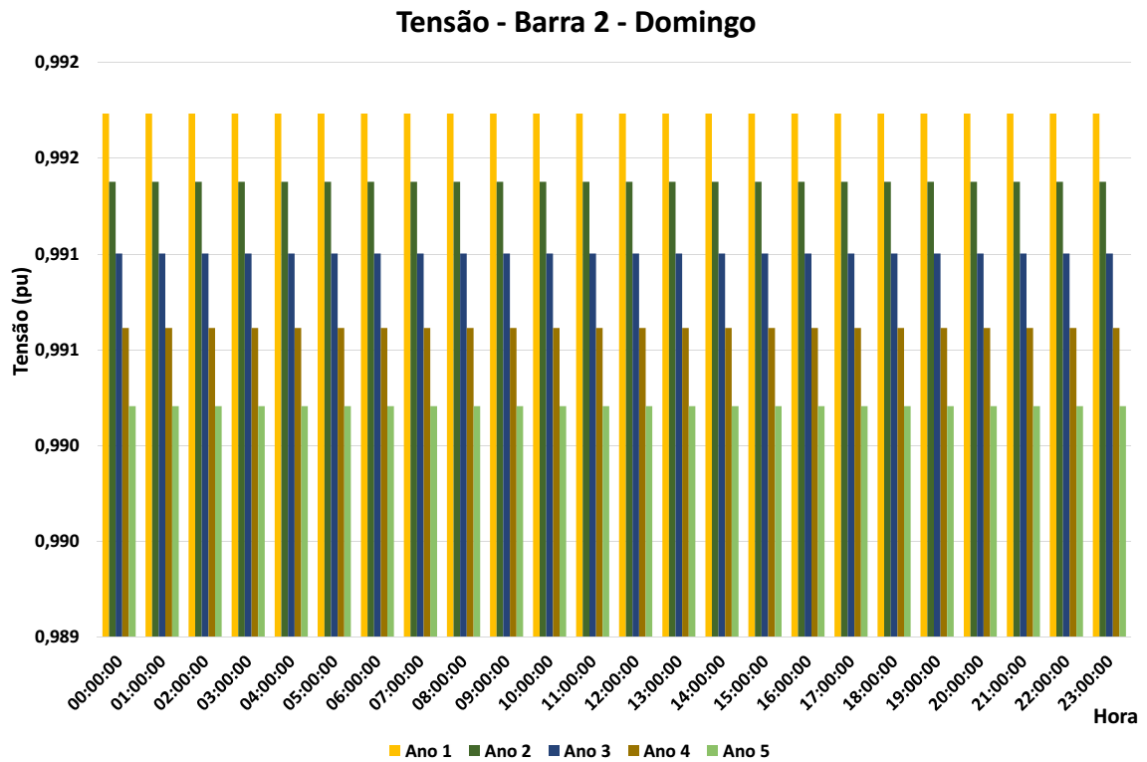


Gráfico A.39 – Perfil de tensão na barra 2 nos 5 anos de planejamento – Domingo residencial.

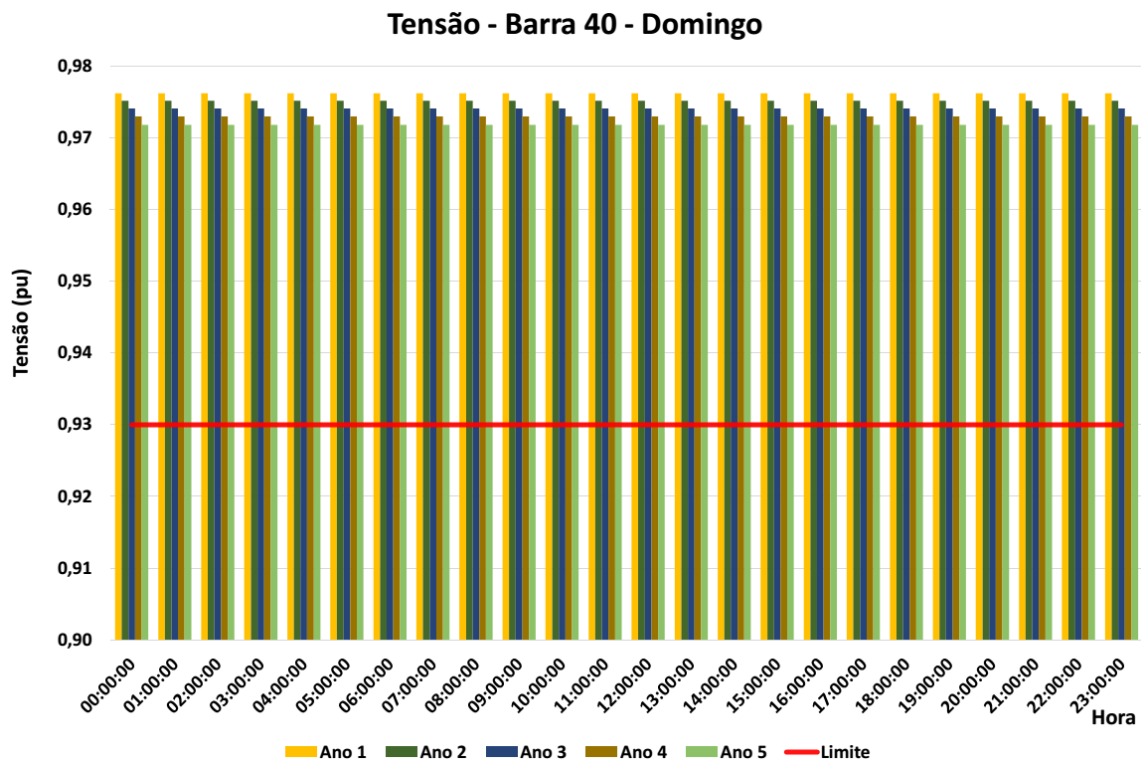


Gráfico A.40 – Perfil de tensão na barra 40 nos 5 anos de planejamento – Domingo residencial.

Agora, analisa-se o carregamento da rede residencial, começando pelos últimos anos cujas demandas são máximas. O Gráfico A.41 mostra os maiores carregamentos do ano 5, o Gráfico A.42 apresenta os mesmos resultados para o quarto ano e o Gráfico A.43, para o terceiro ano, todos eles tratam de um dia útil típico.

Foram mostrados os carregamentos até o ano 3, porque nele a corrente de carga máxima não ultrapassa o valor limite de 1,075, revelando que nos anos anteriores, com menor demanda, também não ultrapassaram o limite. Entretanto, no quarto e no quinto ano do planejamento, a corrente de carga, no pico do consumo, às 18h, supera o limite, evidenciando a necessidade de intervenção na rede para que ela não opere com sobrecarga nesses anos.

Uma diferença desse cenário para os estudados anteriormente é que se verifica a sobrecorrente somente na hora de demanda máxima, ou seja, apenas em um único momento do dia. Enquanto que, para a rede industrial (Gráfico 4.13), há sobrecarga em três horas do dia útil e, para a rede comercial (Gráfico A.13), verificam-se quatro momentos em que a corrente de carga ultrapassa o limite.

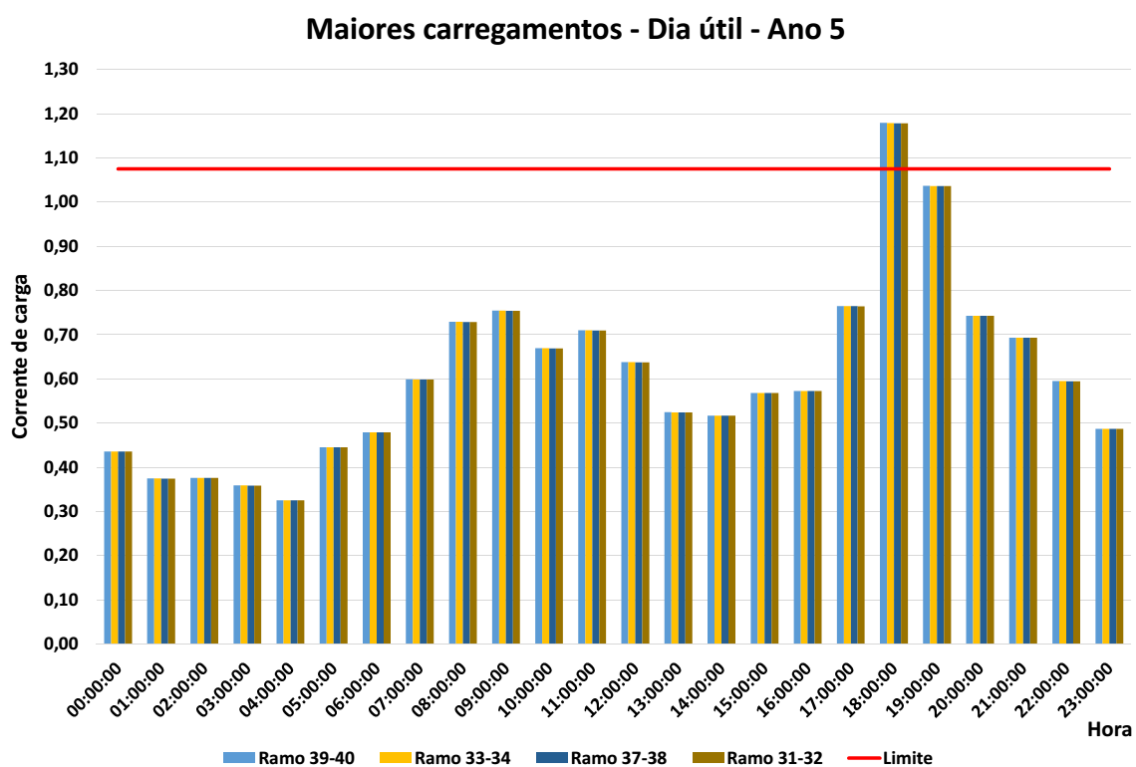


Gráfico A.41 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 5.

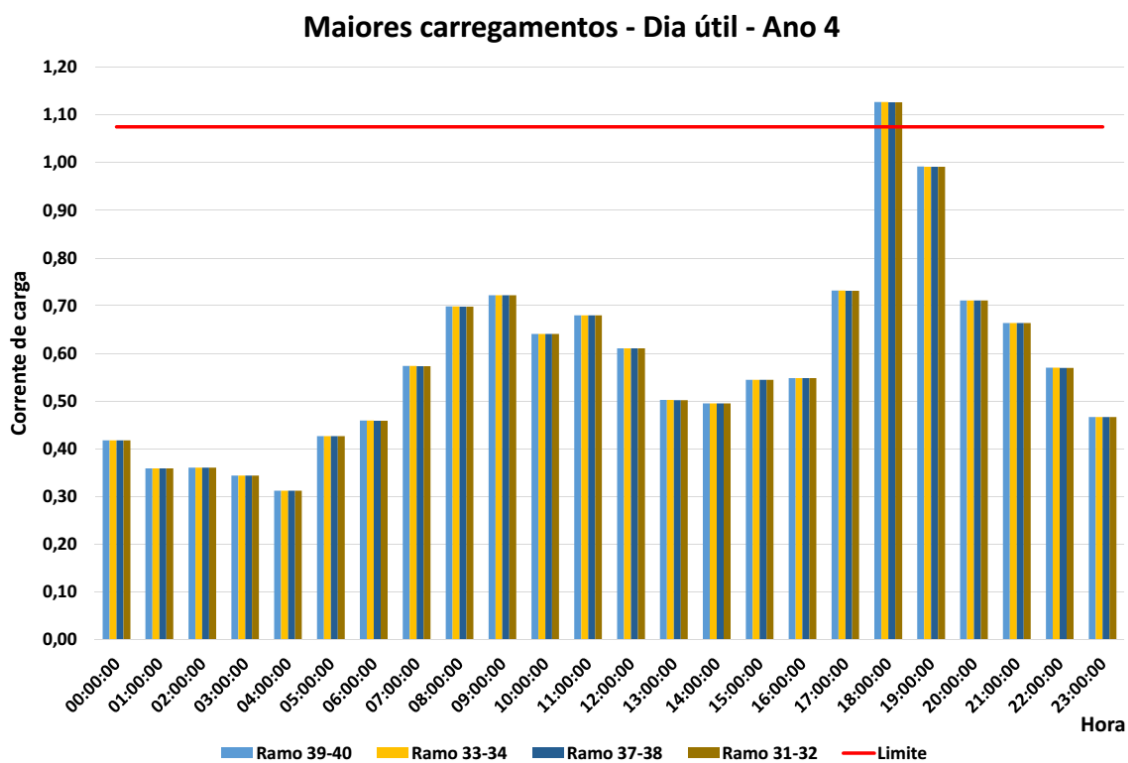


Gráfico A.42 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 4.



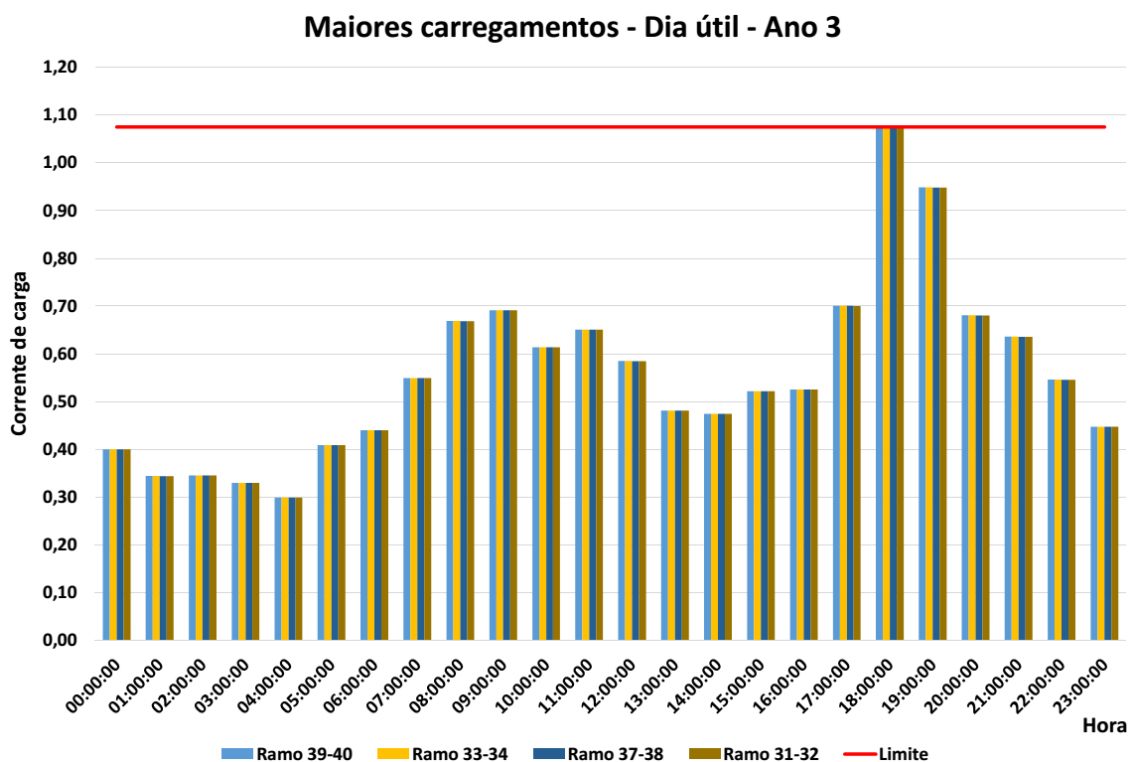


Gráfico A.43 – Maiores carregamentos – Dia útil residencial – Ano 3.

E quando se compara o carregamento dos três tipos de consumidores para o quarto ano, vê-se que, para o caso industrial, continua havendo sobrecorrente nos três horários do dia; para o caso comercial, há sobrecarga somente em dois momentos; e, para o caso residencial, a corrente de carga permanece ultrapassando o limite em uma hora do dia. Dessa forma, percebe-se o quanto o consumo é maior nas indústrias, com os comércios ficando em seguida e as residências apresentam os consumos mais reduzidos.

Falta agora verificar o carregamento do alimentador residencial em um domingo típico. Então, o Gráfico A.44 apresenta os valores máximos da corrente de carga para esse dia típico. Nota-se que, conforme o esperado, os limites de sobrecarga não são ultrapassados, com os valores máximos de corrente de carga não passando de 0,436.

Conclui-se, então, que o alimentador exclusivamente residencial apresenta restrições de operação nos critérios de tensão e carregamento nos anos 4 e 5, tendo isso verificado aos dias úteis na região mais distante do alimentador. Conforme registrado, também, para os cenários industrial e comercial.

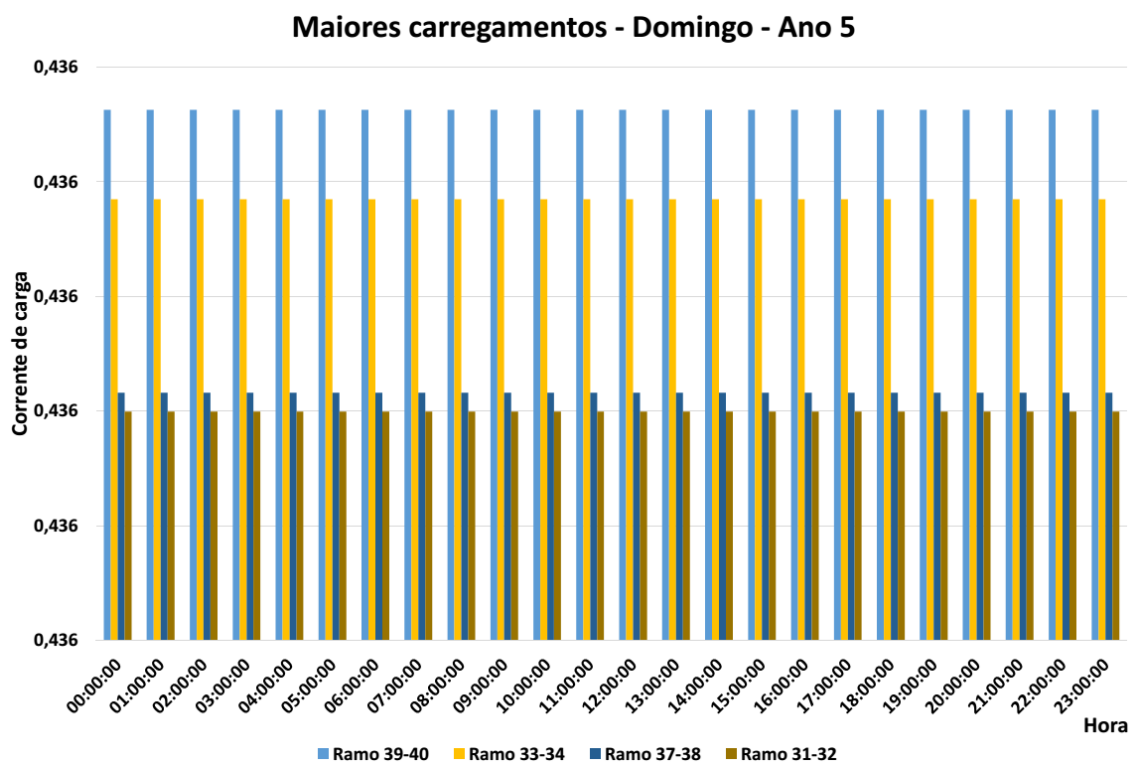


Gráfico A.44 – Maiores carregamentos – Domingo residencial – Ano 5.

A Tabela A.8 mostra os valores das perdas técnicas registradas para o alimentador residencial. Assim como esperado, as perdas aumentam com o passar dos anos, haja vista que as correntes aumentam com o aumento do consumo.

Tabela A.8 – Perdas técnicas – Residências.

Ano	Dia típico	Perdas (kWh)	Perdas (%)
<b>1</b>	Dia útil	626,70	2,84
	Domingo	294,23	1,83
<b>2</b>	Dia útil	683,07	2,97
	Domingo	320,20	1,91
<b>3</b>	Dia útil	744,64	3,11
	Domingo	348,51	2,00
<b>4</b>	Dia útil	811,92	3,25
	Domingo	379,35	2,08
<b>5</b>	Dia útil	885,43	3,41
	Domingo	412,96	2,18

Quando se comparam as perdas residenciais com aquelas verificadas para as indústrias (Tabela 4.2) e para os comércios (Tabela A.1), nota-se que as perdas residenciais foram as menores, com os comércios em seguida e as maiores foram registradas para as indústrias, isso em dias úteis. Esse fenômeno se deve aos diferentes comportamentos de consumos, como já foi dito na comparação das curvas de carga.

Contudo, ao se confrontar os valores das perdas aos domingos, elas não seguem a mesma ordem. A rede comercial apresentou as menores perdas, sendo seguida pela rede residencial e, por último, foi a industrial. Isso também se deve à diferença de consumo, pois as residências solicitam mais energia da rede que os comércios aos domingos, fazendo com que a quantidade de energia dissipada no alimentador também seja maior.

#### Com GDFV

Os critérios de inserção de GDFV foram os mesmos adotados nos casos anteriores, com o objetivo de analisar como essa geração altera o comportamento da rede residencial, podendo postergar as intervenções previstas pelo planejamento da expansão. O menor percentual de GDFV para postergar os investimentos, no quarto ano, foi de 35% do consumo mensal da rede. E os menores percentuais de GDFV que impactam o desempenho da rede de maneira prejudicial foi de 100% para o dia útil e de 90% aos domingos.

A Tabela A.9 apresenta os maiores valores de corrente de carga em um dia útil para o percentual de 35% de GDFV instalada. Percebe-se que não há valores de carregamento superiores a 1,075, tendo sido o maior igual a 1,0655 durante o pico de consumo, às 18h. Dessa forma, não há mais sobrecarga, como foi detectado pelo planejamento no quarto ano. Diferentemente dos cenários anteriores estudados, o menor valor percentual de GDFV que posterga as intervenções necessárias na rede é suficiente para causar alterações na localização na rede dos ramos que apresentam as maiores correntes de carga. Repare que, às 13h e às 14h, os maiores valores de corrente de carga não se situam mais nos ramos finais do alimentador, e sim nos trechos situados nas partes intermediária e inicial da rede.

Para entender essa alteração, observe a Tabela A.10, que mostra os valores máximos de tensão. Repare que, nos mesmos horários, as maiores tensões deixam de se localizar na

região inicial do alimentador, e passam a ficar em regiões mais distantes e intermediárias da rede. Registrando o processo inverso das correntes de carga máximas.

Tabela A.9 – Maiores carregamentos – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
01h	0,3593	39	40	0,3593	33	34	0,3592	37	38	0,3592	31	32
02h	0,3607	39	40	0,3607	33	34	0,3606	37	38	0,3606	31	32
03h	0,3442	39	40	0,3442	33	34	0,3441	37	38	0,3441	31	32
04h	0,3121	39	40	0,3121	33	34	0,3120	37	38	0,3120	31	32
05h	0,4268	39	40	0,4268	33	34	0,4267	37	38	0,4267	31	32
06h	0,4588	39	40	0,4588	33	34	0,4587	37	38	0,4587	31	32
07h	0,5454	39	40	0,5453	33	34	0,5452	37	38	0,5452	31	32
08h	0,5599	39	40	0,5598	33	34	0,5597	37	38	0,5597	31	32
09h	0,4437	39	40	0,4436	33	34	0,4436	37	38	0,4435	31	32
10h	0,2746	39	40	0,2745	37	38	0,2745	33	34	0,2745	31	32
11h	0,2630	39	40	0,2630	37	38	0,2630	33	34	0,2629	35	36
12h	0,2382	39	40	0,2382	37	38	0,2382	35	36	0,2381	33	34
13h	0,2351	23	24	0,2351	25	26	0,2351	5	6	0,2351	11	12
14h	0,2081	35	36	0,2081	23	24	0,2081	37	38	0,2081	25	26
15h	0,2144	39	40	0,2144	37	38	0,2144	33	34	0,2144	31	32
16h	0,2756	39	40	0,2755	33	34	0,2755	37	38	0,2755	31	32
17h	0,5560	39	40	0,5559	33	34	0,5558	37	38	0,5557	31	32
18h	1,0655	39	40	1,0652	33	34	1,0647	37	38	1,0646	31	32
19h	0,9879	39	40	0,9877	33	34	0,9872	37	38	0,9872	31	32
20h	0,7113	39	40	0,7112	33	34	0,7110	37	38	0,7110	31	32
21h	0,6642	39	40	0,6642	33	34	0,6640	37	38	0,6639	31	32
22h	0,5701	39	40	0,5700	33	34	0,5699	37	38	0,5699	31	32
23h	0,4671	39	40	0,4670	33	34	0,4669	37	38	0,4669	31	32

E o que explica esses fatos discutidos é a injeção de potência provocada pela GDFV inserida. Note no Gráfico A.45, que apresenta a potência resultante dessa situação, que às 13h e às 14h, as residências deixam de consumir e passam a injetar energia na rede, provocando todas essas alterações constatadas. Isso revela que esse percentual de GDFV não só reduz o

consumo das UC's, como também faz com que elas injetem potência na rede, sendo que isso não foi verificado para os casos anteriores.

Tabela A.10 – Maiores tensões – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
01h	1,0000	1	0,9919	2	0,9916	5	0,9916	11
02h	1,0000	1	0,9919	2	0,9916	5	0,9916	11
03h	1,0000	1	0,9923	2	0,9919	5	0,9919	11
04h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
05h	1,0000	1	0,9904	2	0,9900	5	0,9900	11
06h	1,0000	1	0,9897	2	0,9893	5	0,9893	11
07h	1,0000	1	0,9878	2	0,9873	5	0,9873	11
08h	1,0000	1	0,9875	2	0,9870	5	0,9870	11
09h	1,0000	1	0,9903	2	0,9899	5	0,9899	11
10h	1,0000	1	0,9951	2	0,9949	5	0,9949	11
11h	1,0000	1	0,9965	2	0,9964	5	0,9964	11
12h	1,0000	1	0,9988	2	0,9988	11	0,9988	5
13h	1,0017	39	1,0016	37	1,0016	33	1,0016	31
14h	1,0000	1	1,0000	27	1,0000	39	1,0000	25
15h	1,0000	1	0,9970	2	0,9969	5	0,9969	11
16h	1,0000	1	0,9944	2	0,9942	5	0,9942	11
17h	1,0000	1	0,9876	2	0,9871	5	0,9871	11
18h	1,0000	1	0,9762	2	0,9752	5	0,9752	11
19h	1,0000	1	0,9779	2	0,9770	5	0,9770	11
20h	1,0000	1	0,9841	2	0,9834	5	0,9834	11
21h	1,0000	1	0,9851	2	0,9845	5	0,9845	11
22h	1,0000	1	0,9872	2	0,9867	5	0,9867	11
23h	1,0000	1	0,9895	2	0,9891	5	0,9891	11

Como no horário do consumo máximo das residências, 18h, a irradiância solar é bem reduzida, necessita-se de uma potência maior de GDFV para causar um alívio na rede que evite a sobrecarga. Contudo, esse valor de GDFV que alivia a rede às 18h supera a demanda às 13h e às 14h, culminando com a injeção de potência. Para os consumidores industriais e

comerciais, o pico de consumo ocorria às 15h, quando a irradiância ainda é considerável, fazendo com que a potência de GDFV que aliviava a rede não fosse suficiente para provocar a injeção de potência na rede.

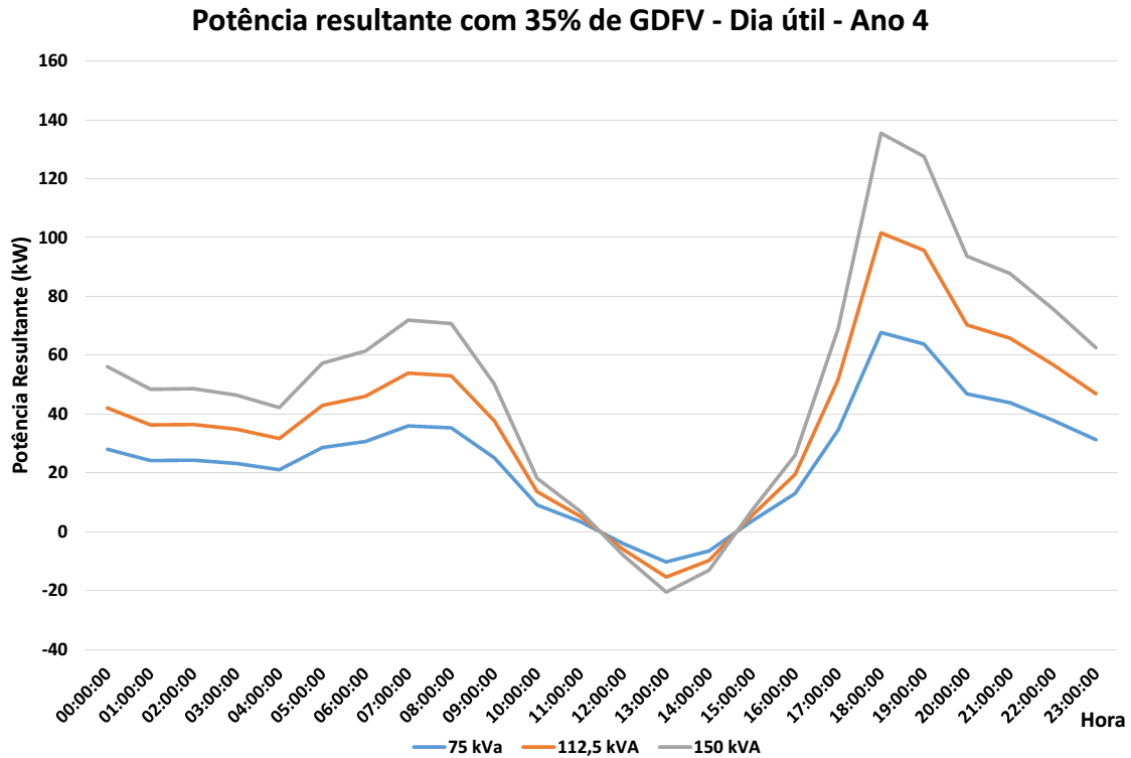


Gráfico A.45 – Potência resultante – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

A posição dos ramos de corrente máxima e as barras cujos valores de tensão foram máximos às 13h são apresentados na Figura A.3.

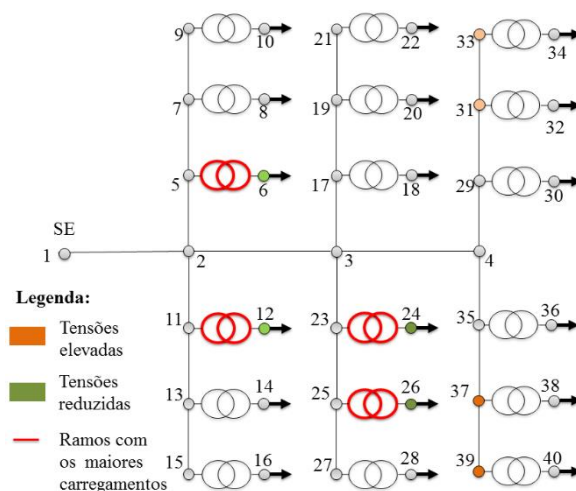


Figura A.3 – Localização dos valores máximos de tensão e de sobrecarga – 35% GDFV – Dia útil residencial às 13h – Ano 4.

Com o intuito de mostrar que o problema de tensão mínima detectado pelo planejamento foi sanado com 35% de GDFV, são apresentados, na Tabela A.11, os valores mínimos de tensão. Observe que às 18h o valor mínimo foi de 0,9305 pu, superior ao limite estabelecido pela ANEEL. E a alteração das barras que apresentaram os menores valores de tensão também ocorreu às 13h e às 14h, causada pela injeção de energia na rede. Na Figura A.3 também são identificadas as barras de tensão mínima às 13h.

Tabela A.11 – Menores tensões – 35% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	0,9730	40	0,9731	34	0,9732	38	0,9733	32
01h	0,9768	40	0,9768	34	0,9770	38	0,9770	32
02h	0,9767	40	0,9768	34	0,9769	38	0,9769	32
03h	0,9778	40	0,9778	34	0,9780	38	0,9780	32
04h	0,9798	40	0,9799	34	0,9800	38	0,9800	32
05h	0,9724	40	0,9725	34	0,9727	38	0,9727	32
06h	0,9703	40	0,9704	34	0,9706	38	0,9706	32
07h	0,9644	40	0,9646	34	0,9648	38	0,9648	32
08h	0,9626	40	0,9627	34	0,9629	38	0,9630	32
09h	0,9694	40	0,9696	34	0,9697	38	0,9698	32
10h	0,9820	40	0,9821	38	0,9821	34	0,9822	32
11h	0,9850	40	0,9851	38	0,9852	34	0,9853	36
12h	0,9913	40	0,9913	38	0,9913	36	0,9914	34
13h	0,9971	24	0,9971	26	0,9972	6	0,9972	12
14h	0,9950	36	0,9950	24	0,9950	38	0,9951	26
15h	0,9874	40	0,9874	38	0,9875	34	0,9876	32
16h	0,9810	40	0,9811	34	0,9811	38	0,9812	32
17h	0,9625	40	0,9627	34	0,9629	38	0,9630	32
18h	0,9305	40	0,9307	34	0,9311	38	0,9312	32
19h	0,9360	40	0,9362	34	0,9366	38	0,9367	32
20h	0,9540	40	0,9541	34	0,9544	38	0,9545	32
21h	0,9570	40	0,9572	34	0,9575	38	0,9575	32
22h	0,9631	40	0,9632	34	0,9635	38	0,9635	32
23h	0,9698	40	0,9699	34	0,9701	38	0,9701	32

Para se verificar o impacto dos 35% de GDFV aos domingos, apresentam-se os valores máximos de corrente de carga na Tabela A.12. Repare que, as alterações percebidas nos dias úteis, também ocorreram aos domingos, sendo frequentes em mais horas do dia. Entre às 11h e às 14h, os maiores carregamentos foram registrados nas barras próximas à subestação, e as barras que atingiram os maiores valores de tensão foram aquelas situadas no final do alimentador, conforme mostrado na Tabela A.13.

Tabela A.12 – Maiores carregamentos – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
01h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
02h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
03h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
04h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
05h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
06h	0,4174	39	40	0,4174	33	34	0,4173	37	38	0,4173	31	32
07h	0,3903	39	40	0,3902	33	34	0,3902	37	38	0,3902	31	32
08h	0,2870	39	40	0,2870	33	34	0,2870	37	38	0,2870	31	32
09h	0,1785	39	40	0,1785	37	38	0,1785	33	34	0,1785	31	32
10h	0,1749	35	36	0,1749	37	38	0,1749	23	24	0,1749	39	40
11h	0,2384	5	6	0,2384	11	12	0,2384	7	8	0,2384	13	14
12h	0,2703	5	6	0,2703	11	12	0,2703	7	8	0,2703	13	14
13h	0,2630	5	6	0,2630	11	12	0,2630	7	8	0,2630	13	14
14h	0,2217	5	6	0,2217	11	12	0,2217	7	8	0,2217	13	14
15h	0,1713	35	36	0,1713	37	38	0,1713	39	40	0,1713	23	24
16h	0,1724	39	40	0,1724	37	38	0,1724	33	34	0,1724	31	32
17h	0,2544	39	40	0,2544	33	34	0,2544	37	38	0,2544	31	32
18h	0,3621	39	40	0,3621	33	34	0,3621	37	38	0,3620	31	32
19h	0,4142	39	40	0,4142	33	34	0,4141	37	38	0,4141	31	32
20h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
21h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
22h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
23h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32



Tabela A.13 – Maiores tensões – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
01h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
02h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
03h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
04h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
05h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
06h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
07h	1,0000	1	0,9912	2	0,9909	5	0,9909	11
08h	1,0000	1	0,9936	2	0,9934	5	0,9934	11
09h	1,0000	1	0,9969	2	0,9968	5	0,9968	11
10h	1,0000	1	0,9999	15	0,9999	9	0,9999	13
11h	1,0036	39	1,0036	37	1,0035	33	1,0035	31
12h	1,0051	39	1,0050	37	1,0049	33	1,0049	31
13h	1,0048	39	1,0047	37	1,0046	33	1,0046	31
14h	1,0028	39	1,0028	37	1,0027	33	1,0027	31
15h	1,0000	1	0,9997	15	0,9997	9	0,9997	13
16h	1,0000	1	0,9972	2	0,9971	5	0,9971	11
17h	1,0000	1	0,9945	2	0,9942	5	0,9942	11
18h	1,0000	1	0,9919	2	0,9915	5	0,9915	11
19h	1,0000	1	0,9907	2	0,9903	5	0,9903	11
20h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
21h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
22h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
23h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11

O motivo pelo qual essas alterações ocorreram mais vezes ao longo do dia é explicado pelo menor consumo das residências aos domingos, culminando com uma maior injeção de potência naqueles horários em que a irradiância solar é forte. O Gráfico A.46 ilustra esses momentos em que a geração supera a demanda. Note que, assim como no dia útil, os momentos, em que os ramos no início da rede apresentaram os valores máximos de corrente de carga e as tensões máximas ocorreram no final do alimentador, são os mesmos em que se registra injeção de potência pela GDFV.

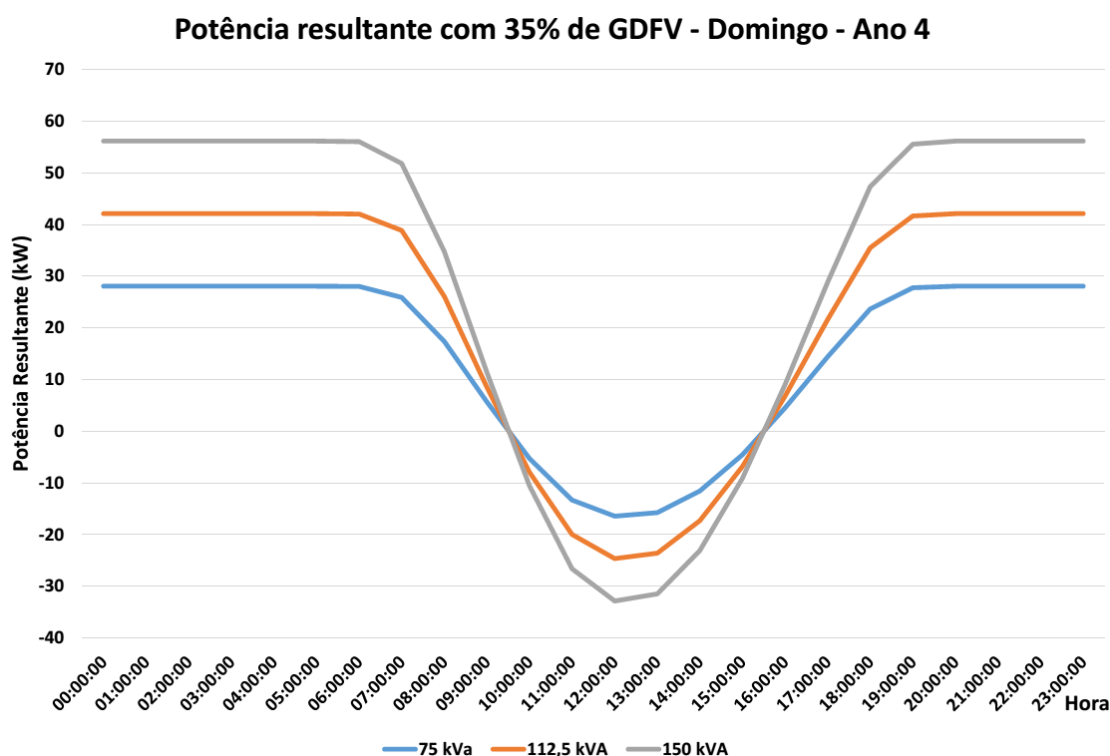


Gráfico A.46 – Potência resultante – 35% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Parte-se agora para as situações em que GDFV alterou o desempenho da rede de maneira prejudicial. Para os dias úteis, isso aconteceu com 100% de GDFV instalada e, para os domingos, com 90%. Inicia-se a análise com os impactos de 100% de GDFV nos dias úteis.

A Tabela A.14 mostra os maiores carregamentos e a Tabela A.15, os valores máximos de tensão para os dias úteis. Constata-se sobrecarga em dois momentos do dia, às 12h a corrente de carga foi igual a 1,0842 e às 13h, 1,1375. Isso mostra que o horário crítico é às 13h e não, às 12h, como nas redes analisadas anteriormente. O motivo dessa alteração é o fato do consumo às 12h ser superior ao das 13h, e como os valores de irradiância nesses horários são próximos, a diferença no consumo acaba sendo preponderante.

Verifica-se que a elevação de tensão às 13h também é superior ao aumento provocado às 12h. A Tabela A.15 traz os maiores valores de tensão para essa ocasião. A tensão máxima foi 1,0377 pu ao meio-dia e 1,0426 pu às 13h, tendo ambas ocorrido na barra 34, situada no final do alimentador.

Tabela A.14 – Maiores carregamentos – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
01h	0,3593	39	40	0,3593	33	34	0,3592	37	38	0,3592	31	32
02h	0,3607	39	40	0,3607	33	34	0,3606	37	38	0,3606	31	32
03h	0,3442	39	40	0,3442	33	34	0,3441	37	38	0,3441	31	32
04h	0,3121	39	40	0,3121	33	34	0,3120	37	38	0,3120	31	32
05h	0,4268	39	40	0,4268	33	34	0,4267	37	38	0,4267	31	32
06h	0,4578	39	40	0,4577	33	34	0,4576	37	38	0,4576	31	32
07h	0,4989	39	40	0,4989	33	34	0,4988	37	38	0,4987	31	32
08h	0,3599	39	40	0,3598	33	34	0,3598	37	38	0,3598	31	32
09h	0,3303	5	6	0,3303	11	12	0,3303	7	8	0,3303	13	14
10h	0,6899	5	6	0,6899	11	12	0,6896	7	8	0,6896	13	14
11h	0,9332	5	6	0,9332	11	12	0,9328	7	8	0,9328	13	14
12h	1,0842	5	6	1,0842	11	12	1,0836	7	8	1,0836	13	14
13h	1,1375	5	6	1,1375	11	12	1,1368	7	8	1,1368	13	14
14h	1,0011	5	6	1,0011	11	12	1,0005	7	8	1,0005	13	14
15h	0,7290	5	6	0,7290	11	12	0,7287	7	8	0,7287	13	14
16h	0,4271	5	6	0,4271	11	12	0,4270	7	8	0,4270	13	14
17h	0,3223	39	40	0,3222	37	38	0,3222	33	34	0,3222	31	32
18h	0,9647	39	40	0,9644	33	34	0,9641	37	38	0,9640	31	32
19h	0,9810	39	40	0,9808	33	34	0,9804	37	38	0,9803	31	32
20h	0,7113	39	40	0,7112	33	34	0,7110	37	38	0,7110	31	32
21h	0,6642	39	40	0,6642	33	34	0,6640	37	38	0,6639	31	32
22h	0,5701	39	40	0,5700	33	34	0,5699	37	38	0,5699	31	32
23h	0,4671	39	40	0,4670	33	34	0,4669	37	38	0,4669	31	32

Assim como já observado, houve o deslocamento das posições dos valores máximos registrados na rede. Quando há injeção de potência, os maiores valores de tensão são exibidos nas barras situadas no final da rede e os carregamentos máximos, no começo da rede. Isso por conta da limitação da ferramenta utilizada no cálculo do fluxo de potência, que modela as cargas como potência constante.

Tabela A.15 – Maiores tensões – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
01h	1,0000	1	0,9919	2	0,9916	5	0,9916	11
02h	1,0000	1	0,9919	2	0,9916	5	0,9916	11
03h	1,0000	1	0,9923	2	0,9919	5	0,9919	11
04h	1,0000	1	0,9930	2	0,9927	5	0,9927	11
05h	1,0000	1	0,9904	2	0,9900	5	0,9900	11
06h	1,0000	1	0,9897	2	0,9893	5	0,9893	11
07h	1,0000	1	0,9888	2	0,9884	5	0,9884	11
08h	1,0000	1	0,9926	2	0,9923	5	0,9923	11
09h	1,0014	39	1,0013	37	1,0013	33	1,0013	31
10h	1,0182	34	1,0180	32	1,0180	40	1,0176	38
11h	1,0291	34	1,0288	40	1,0287	32	1,0283	38
12h	1,0377	34	1,0375	40	1,0373	32	1,0369	38
13h	1,0426	34	1,0423	40	1,0421	32	1,0417	38
14h	1,0364	34	1,0362	40	1,0361	32	1,0357	38
15h	1,0225	34	1,0222	40	1,0222	32	1,0219	38
16h	1,0089	39	1,0088	37	1,0087	33	1,0085	31
17h	1,0000	1	0,9941	2	0,9939	5	0,9939	11
18h	1,0000	1	0,9785	2	0,9776	5	0,9776	11
19h	1,0000	1	0,9780	2	0,9771	5	0,9771	11
20h	1,0000	1	0,9841	2	0,9834	5	0,9834	11
21h	1,0000	1	0,9851	2	0,9845	5	0,9845	11
22h	1,0000	1	0,9872	2	0,9867	5	0,9867	11
23h	1,0000	1	0,9895	2	0,9891	5	0,9891	11

O Gráfico A.47 apresenta a potência resultante de cada UC residencial, mostrando que a máxima injeção de potência ocorre às 13h e, não às 12h como verificado para as indústrias e os comércios.

Exposto isso, identifica-se que a rede residencial suporta uma instalação de até 95% de GDFV em um dia útil. Para identificar o limite aos domingos, apresenta-se os resultados para uma GDFV equivalente a 90% do consumo mensal.

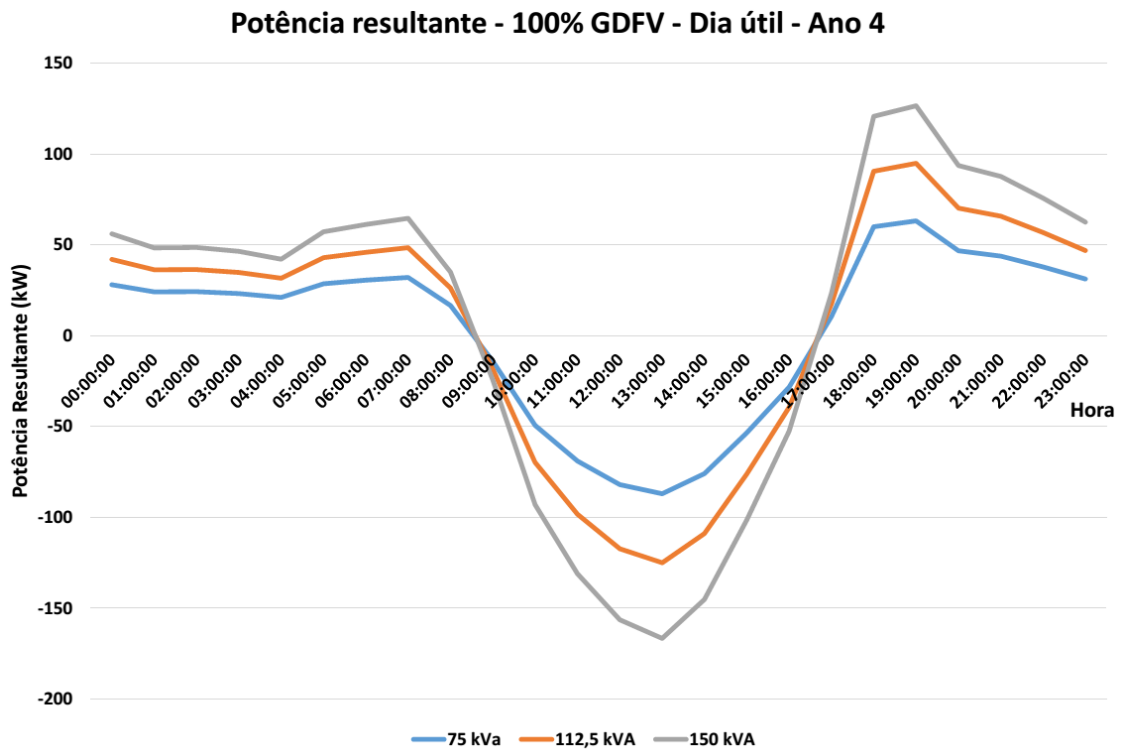


Gráfico A.47 – Potência resultante – 100% GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

O Gráfico A.48 mostra a potência resultante dos consumidores residenciais em um domingo com 90% de GDFV.

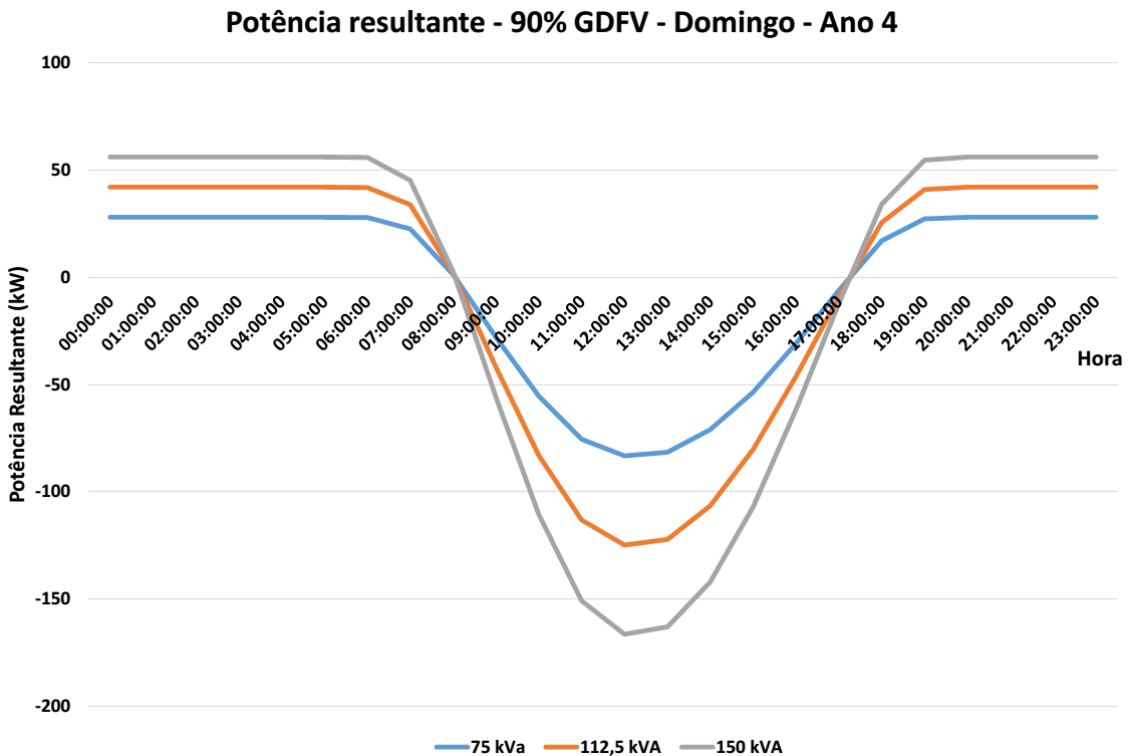


Gráfico A.48 – Potência resultante – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Note que, aos domingos, a potência injetada na rede às 12h é um pouco superior àquela injetada às 13h, sendo que isso reflete nos resultados de tensão e corrente de carga, apresentados na Tabela A.16 e Tabela A.17, respectivamente.

Tabela A.16 – Maiores tensões – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior tensão		2ª maior tensão		3ª maior tensão		4ª maior tensão	
	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra	Valor	Barra
00h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
01h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
02h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
03h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
04h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
05h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
06h	1,0000	1	0,9906	2	0,9903	5	0,9903	11
07h	1,0000	1	0,9922	2	0,9918	5	0,9918	11
08h	1,0000	1	0,9981	2	0,9980	5	0,9980	11
09h	1,0104	34	1,0104	39	1,0103	32	1,0103	40
10h	1,0273	34	1,0271	40	1,0270	32	1,0267	38
11h	1,0393	34	1,0390	40	1,0389	32	1,0385	38
12h	1,0438	34	1,0435	40	1,0433	32	1,0429	38
13h	1,0428	34	1,0425	40	1,0424	32	1,0420	38
14h	1,0367	34	1,0365	40	1,0363	32	1,0360	38
15h	1,0262	34	1,0260	40	1,0259	32	1,0256	38
16h	1,0122	34	1,0120	32	1,0120	40	1,0118	38
17h	1,0002	39	1,0002	27	1,0002	37	1,0002	33
18h	1,0000	1	0,9937	2	0,9935	5	0,9935	11
19h	1,0000	1	0,9908	2	0,9904	5	0,9904	11
20h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
21h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
22h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11
23h	1,0000	1	0,9906	2	0,9902	5	0,9902	11

Repare, na Tabela A.16, que a tensão máxima às 12h é 1,0438 pu e às 13h 1,0428 pu, mostrando que a diferença entre os dois horários do dia é realmente pequena. E para os carregamentos faz-se a mesma constatação, às 12h o valor máximo obtido foi de 1,0448 e às

13h, 1,0635. Apesar de serem bem próximos, o valor máximo de corrente de carga às 12h ultrapassa o limite e o das 13h, não. Dessa forma, só há sobrecarga ao meio dia no domingo.

Esse fato mostra que o horário crítico do domingo não é o mesmo do dia útil, porque nos domingos a demanda é a mesma durante o dia todo e nos dias úteis o consumo às 12h é superior ao consumo das 13h, fazendo com que o horário crítico seja às 13h nos dias úteis e às 12h aos domingos.

Tabela A.17 – Maiores carregamentos – 90% GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

Hora	1ª maior corrente de carga			2ª maior corrente de carga			3ª maior corrente de carga			4ª maior corrente de carga		
	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino	Valor	Origem	Destino
00h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
01h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
02h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
03h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
04h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
05h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
06h	0,4165	39	40	0,4165	33	34	0,4164	37	38	0,4164	31	32
07h	0,3495	39	40	0,3495	33	34	0,3494	37	38	0,3494	31	32
08h	0,1619	39	40	0,1619	37	38	0,1619	33	34	0,1619	35	36
09h	0,4022	5	6	0,4022	11	12	0,4022	7	8	0,4022	13	14
10h	0,7387	5	6	0,7387	11	12	0,7384	7	8	0,7384	13	14
11h	0,9887	5	6	0,9887	11	12	0,9881	7	8	0,9881	13	14
12h	1,0848	5	6	1,0848	11	12	1,0842	7	8	1,0842	13	14
13h	1,0635	5	6	1,0635	11	12	1,0629	7	8	1,0629	13	14
14h	0,9342	5	6	0,9342	11	12	0,9337	7	8	0,9337	13	14
15h	0,7165	5	6	0,7165	11	12	0,7162	7	8	0,7162	13	14
16h	0,4363	5	6	0,4363	11	12	0,4362	7	8	0,4362	13	14
17h	0,1791	23	24	0,1791	35	36	0,1791	25	26	0,1791	37	38
18h	0,2832	39	40	0,2831	33	34	0,2831	37	38	0,2831	31	32
19h	0,4085	39	40	0,4085	33	34	0,4084	37	38	0,4084	31	32
20h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
21h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
22h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32
23h	0,4181	39	40	0,4180	33	34	0,4179	37	38	0,4179	31	32

Como o limite de GDFV aos domingos foi de 85% e aos dias úteis de 95%, conclui-se que o valor máximo de GDFV suportado pelo alimentador é de 85%, visto que essa quantidade não prejudica a rede residencial em nenhum dia. Isso mostra que o domingo é o dia crítico para a determinação desse limite, repetindo os resultados verificados nos casos industrial e comercial.

A Tabela A.18 mostra os valores das perdas técnicas no ano 4 para as situações discutidas, com e sem GDFV. Quando se inseriu uma GDFV equivalente a 35%, percebeu-se que as perdas foram reduzidas para os dois dias analisados. Agora, os cenários em que a quantidade de GDFV foi maior, notou-se um aumento nas perdas. Isso se justifica porque a GDFV tem grande impacto na rede durante o dia e, à noite, essa influência é limitada porque quase não se tem irradiância solar ou, quando se tem, possui valores reduzidos. Como as unidades residenciais consomem mais energia no período noturno, a GDFV quase não alivia a rede nesses horários e, durante o dia, acaba por aumentar o carregamento por conta da injeção de potência, fazendo com que as perdas aumentem.

Tabela A.18 – Perdas técnicas com e sem GDFV – Residências – Ano 4.

Ano	Dia típico	Sem GDFV		35% GDFV		90% GDFV		100% GDFV	
		Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
4	Dia útil	811,92	3,25	557,54	2,23	-	-	913,75	3,66
	Domingo	379,35	2,08	261,85	1,44	712,24	3,91	-	-

A Tabela A.19 mostra o tamanho da geração para o caso residencial. Repare que, como o consumo residencial é o menor dentre indústrias, comércios e residências, os valores de potência de pico da GDFV foi a menor dentre os três casos estudados, confirmando o que foi destacado comparando-se as potências de geração para os consumidores industriais e comerciais.

Finalmente, analisa-se as curvas de sensibilidade do alimentador exclusivamente residencial em relação à inserção de GDFV. A geração foi inserida com incrementos de 5% do consumo mensal, e registraram-se os valores das correntes de carga dos horários que impactam o



alimentador residencial. O Gráfico A.49 apresenta sensibilidade de um dia útil e o Gráfico A.50, de um domingo, todos os referentes à demanda do quarto ano.

Tabela A.19 – Limites de GDFV em valores absolutos – Residências.

	Alimentador	35% GDFV	90% GDFV	100% GDFV
<b>Demanda (kVA) / Potência de Pico (kW)</b>	2025,00	1201,70	3004,24	3226,77
<b>Consumo Mensal (kWh) / Energia gerada por mês (kWh)</b>	107423,01	39376,54	98441,36	105733,31

Observando esses gráficos, nota-se uma diferença ao se reparar quais correntes que foram utilizadas: para os dias úteis, foi utilizado às 18h e às 13h, horários de maior consumo e maior impacto provocado pela GDFV respectivamente; e, para os domingos, manteve-se o horário de pico de consumo, às 18h, e, além das 13h, inclui-se a corrente das 12h, pois ela é a que mais impacta neste dia típico.

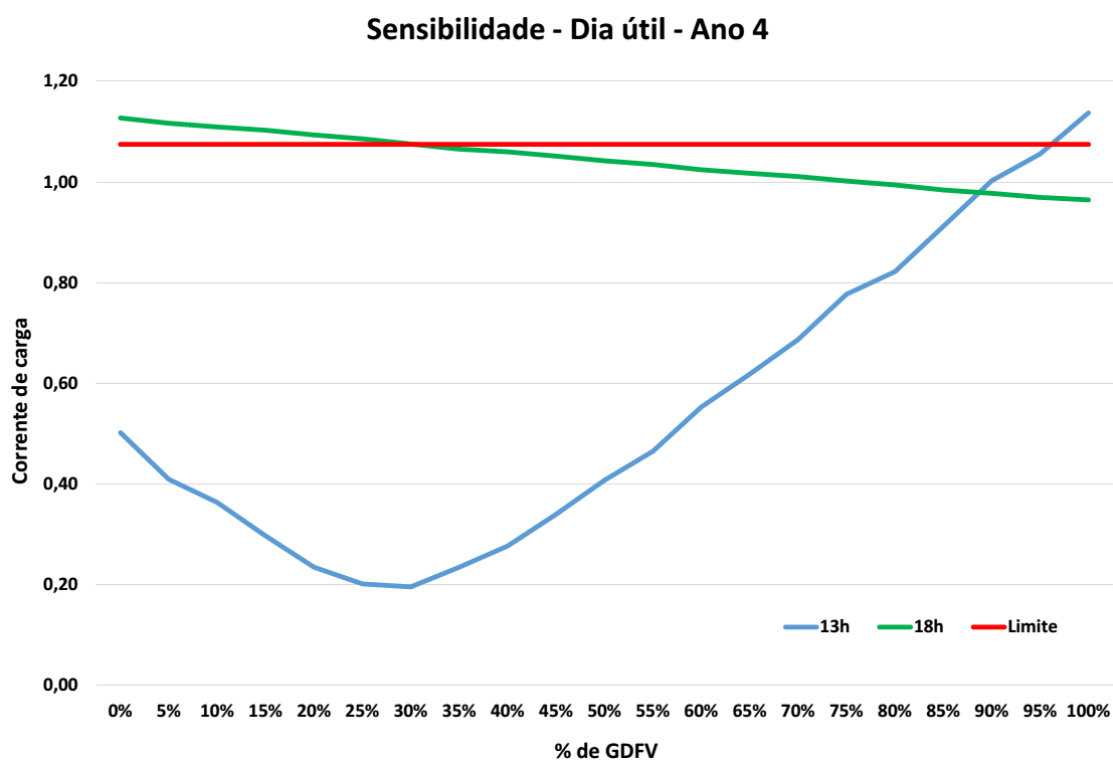


Gráfico A.49 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil residencial – Ano 4.

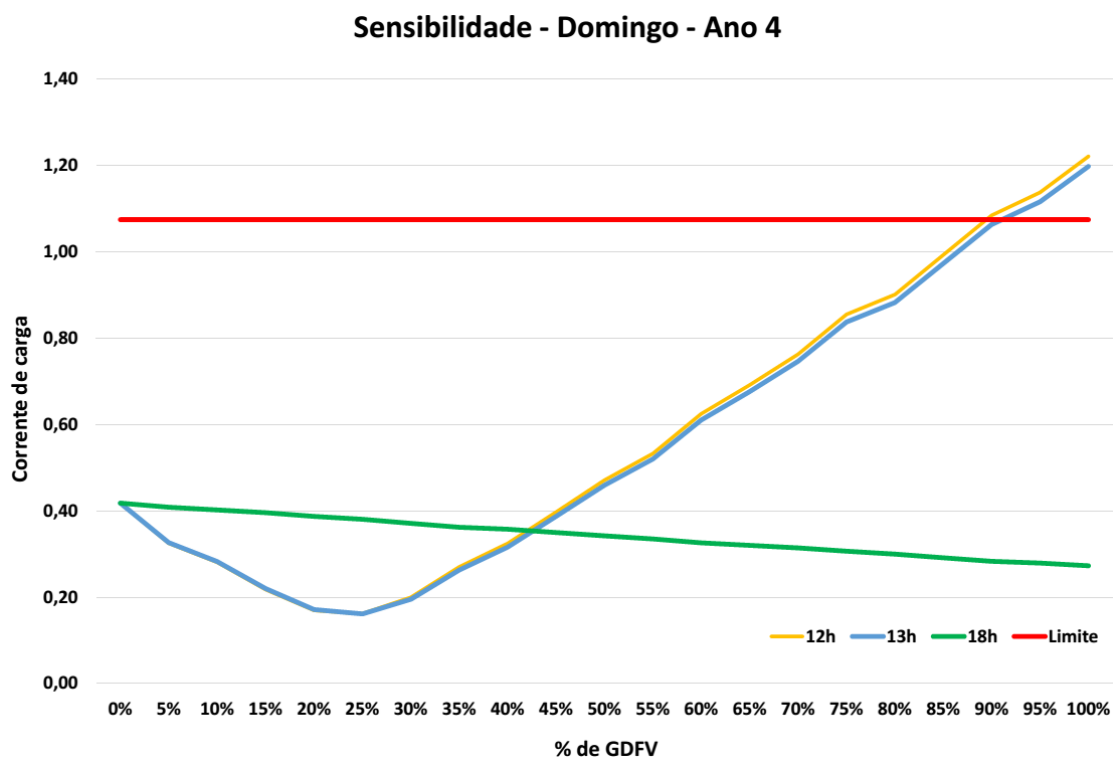


Gráfico A.50 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo residencial – Ano 4.

É interessante perceber que a corrente às 18h decai quase que linearmente com o aumento de GDFV. Isso ocorre pelo fato de, nesse horário o valor de irradiância ser baixo, o aumento da GDFV manifesta alterações amenas na corrente de carga. Como, nos alimentadores industrial e comercial, o pico de demanda ocorria às 15h – momento que irradiância tem valores expressivos – o aumento de GDFV faz com que os impactos se pronunciem de forma mais intensa.

Por isso, o valor de GDFV em que as duas curvas se encontram, por volta de 85% para o dia útil, acaba sendo mais alto que os dois casos anteriores. E, é também por conta desse fenômeno, que a rede suporta 95% de GDFV instalada, haja vista que os 100% culmina com sobrecarga em alguns ramos.

Na curva de sensibilidade aos domingos (Gráfico A.50), vê-se que corrente de carga das 18h decai quase que linearmente com o aumento de GDFV, não sendo a corrente limitante e, sim, as correntes às 12h e às 13h. Repara-se que os valores dessas últimas são muito próximos, com a corrente ao meio-dia sendo superior. Fato já discutido e que justifica apresentá-la no gráfico.

Com o intuito de comparar a sensibilidade quando se aumenta a demanda, foram repetidos os procedimentos para o último ano do horizonte de planejamento, em que os resultados são apresentados no Gráfico A.51, dia útil, e no Gráfico A.52, domingo.

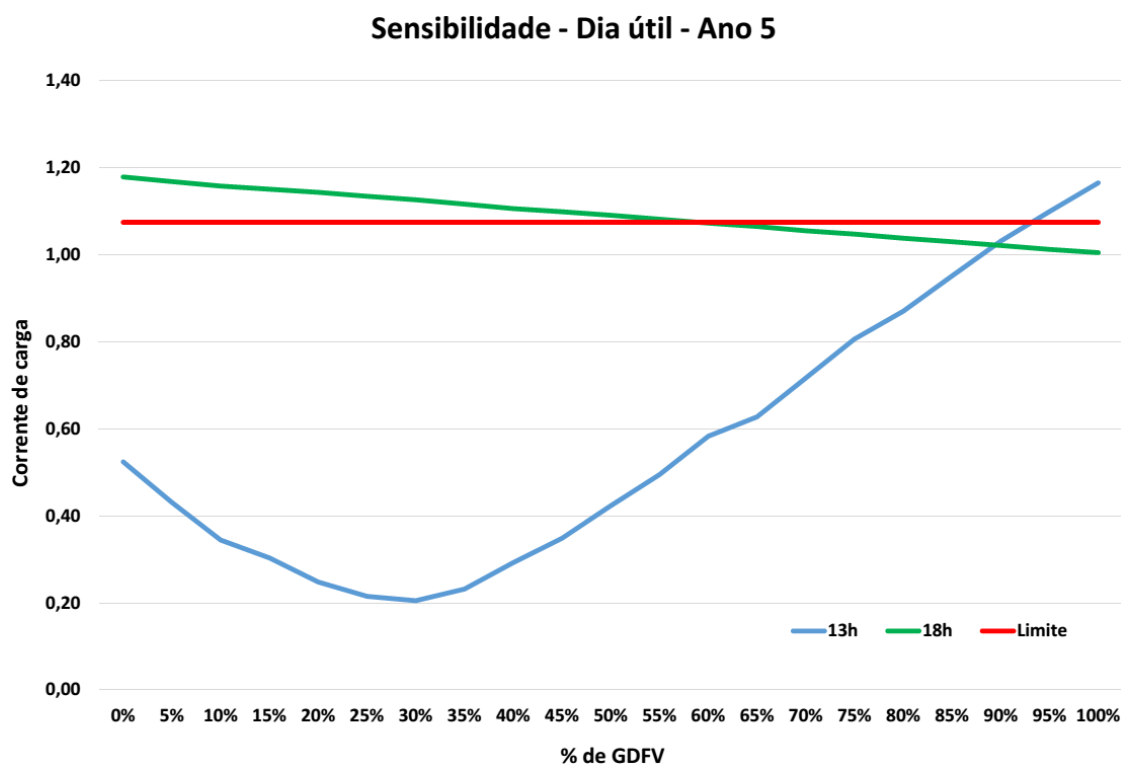


Gráfico A.51 – Curva de sensibilidade de GDFV – Dia útil residencial – Ano 5.

Da mesma como foi verificada para as outras redes, o aumento da demanda reduziu o limite de GDFV suportada pela residencial. O limite que era de 95% em um dia útil passou a ser de 90%. Entretanto, aos domingos, o limite não se alterou, permanecendo em 85%, mas percebe-se um aumento discreto nas correntes das 12h quando se comparam os gráficos dos dois anos (Gráfico A.50 e Gráfico A.52).

Com isso, encerra-se a análise de como o planejamento da expansão de redes de distribuição primárias pode ser feito para se considerar a inserção de GDFV. Viu-se que os domingos são importantes na análise, pois limitam a quantidade de geração que pode ser inserida. Viu-se também que cada rede merece um estudo específico para que os limites sejam encontrados, uma vez que o perfil dos consumidores define como a rede irá operar.

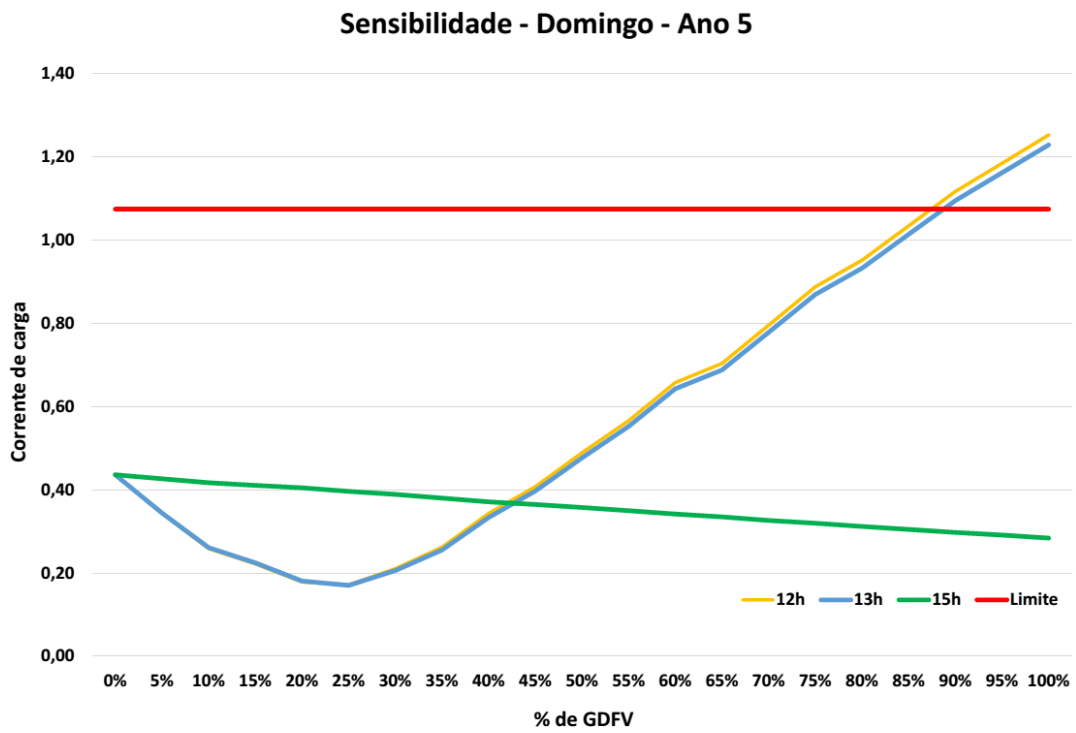


Gráfico A.52 – Curva de sensibilidade de GDFV – Domingo residencial – Ano 5.

## **ANEXOS**

## A. DADOS DAS CURVAS DE CARGA

Tabela A.1 – Curva de carga normalizada – Residencial – Dia útil (modificado-CEB, 2011).

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,3892	12h	0,5617
01h	0,3358	13h	0,4651
02h	0,3371	14h	0,4588
03h	0,3220	15h	0,5029
04h	0,2926	16h	0,5065
05h	0,3971	17h	0,6674
06h	0,4265	18h	1,0000
07h	0,5286	19h	0,8882
08h	0,6382	20h	0,6493
09h	0,6589	21h	0,6082
10h	0,5880	22h	0,5254
11h	0,6221	23h	0,4334

Tabela A.2 – Curva de carga normalizada – Comercial – Dia útil (modificado-CEB, 2011).

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,2908	12h	0,8855
01h	0,2653	13h	0,9172
02h	0,2639	14h	0,9382
03h	0,2562	15h	1,0000
04h	0,2510	16h	0,9621
05h	0,2632	17h	0,9407
06h	0,3050	18h	0,8216
07h	0,4547	19h	0,7497
08h	0,6167	20h	0,6411
09h	0,7390	21h	0,5357
10h	0,8475	22h	0,4705
11h	0,8820	23h	0,3688

Tabela A.3 – Curva de carga normalizada – Industrial – Dia útil (modificado-CEB, 2011).

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,4464	12h	0,8799
01h	0,4180	13h	0,8910
02h	0,4288	14h	0,9188
03h	0,4873	15h	1,0000
04h	0,5728	16h	0,9882
05h	0,6603	17h	0,9952
06h	0,6909	18h	0,9191
07h	0,7462	19h	0,8326
08h	0,8135	20h	0,7085
09h	0,8498	21h	0,6238
10h	0,8612	22h	0,5359
11h	0,8925	23h	0,5064

Tabela A.4 – Curva de carga normalizada – Residencial – Domingo.

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,3892	12h	0,3892
01h	0,3892	13h	0,3892
02h	0,3892	14h	0,3892
03h	0,3892	15h	0,3892
04h	0,3892	16h	0,3892
05h	0,3892	17h	0,3892
06h	0,3892	18h	0,3892
07h	0,3892	19h	0,3892
08h	0,3892	20h	0,3892
09h	0,3892	21h	0,3892
10h	0,3892	22h	0,3892
11h	0,3892	23h	0,3892

Tabela A.5 – Curva de carga normalizada – Comercial – Domingo.

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,2908	12h	0,2908
01h	0,2908	13h	0,2908
02h	0,2908	14h	0,2908
03h	0,2908	15h	0,2908
04h	0,2908	16h	0,2908
05h	0,2908	17h	0,2908
06h	0,2908	18h	0,2908
07h	0,2908	19h	0,2908
08h	0,2908	20h	0,2908
09h	0,2908	21h	0,2908
10h	0,2908	22h	0,2908
11h	0,2908	23h	0,2908

Tabela A.6 – Curva de carga normalizada – Industrial – Domingo.

Hora	Demanda Ativa (pu)	Hora	Demanda Ativa (pu)
00h	0,4464	12h	0,4464
01h	0,4464	13h	0,4464
02h	0,4464	14h	0,4464
03h	0,4464	15h	0,4464
04h	0,4464	16h	0,4464
05h	0,4464	17h	0,4464
06h	0,4464	18h	0,4464
07h	0,4464	19h	0,4464
08h	0,4464	20h	0,4464
09h	0,4464	21h	0,4464
10h	0,4464	22h	0,4464
11h	0,4464	23h	0,4464



## B. DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Tabela B.1 – Irradiância solar e desvio padrão anuais (modificado – Lopes, 2011).

Horário (h)	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Irradiância Solar (W/m <sup>2</sup> )	0	0	0	0	0	0	0,8	35,9	176,6	370,6	551,2	684,4
Desvio padrão	0	0	0	0	0	0	2,0	37,2	88,3	140,2	177,9	201,9
Horário (h)	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Irradiância Solar (W/m <sup>2</sup> )	735,9	724,5	655,3	539,4	389,3	225,5	72,9	4,9	0	0	0	0
Desvio padrão	225,2	244,0	244,0	217,6	176,2	116,8	55,8	10,1	0	0	0	0

## C. PARÂMETROS DO ALIMENTADOR HIPOTÉTICO

Tabela C.1 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador hipotético (modificado-Lopes, 2011).

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (km)	Seção reta (AWG)
1	2	2,0	2
2	3	1,0	2
3	4	1,0	2
5	6	0,5	4
5	7	0,5	4
7	9	0,5	4
2	11	0,5	4
11	13	0,5	4
13	15	0,5	4
3	17	0,5	4
17	19	0,5	4
19	21	0,5	4
3	23	0,5	4
23	25	0,5	4
25	27	0,5	4
4	29	0,5	4
29	31	0,5	4
31	33	0,5	4
4	35	0,5	4
35	37	0,5	4
37	39	0,5	4

Tabela C.2 – Identificação das barras de carga do alimentador hipotético (modificado-Lopes, 2011).

Barra	Tipo	Quantidade de consumidores	Perfil de carga
6	PQ	72	Variável
8	PQ	72	Variável
10	PQ	72	Variável
12	PQ	72	Variável
14	PQ	72	Variável
16	PQ	72	Variável
18	PQ	72	Variável
20	PQ	72	Variável
22	PQ	72	Variável
24	PQ	72	Variável
26	PQ	72	Variável
28	PQ	72	Variável
30	PQ	72	Variável
32	PQ	72	Variável
34	PQ	72	Variável
36	PQ	72	Variável
38	PQ	72	Variável
40	PQ	72	Variável

## D. MODELAGEM DO ALIMENTADOR HIPOTÉTICO SEM GDFV

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = AlimentadorDM

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 2;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax
Vmin
bus = [
1 3 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
3 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
4 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
5 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
6 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
7 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
8 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
9 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
10 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
11 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
12 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
13 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
14 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
15 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
16 1 0.0552 0.023515102 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
17 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
18 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
19 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
20 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
21 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
22 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
23 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
;
```

```

24 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
25 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
26 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
27 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
28 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
29 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
30 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
31 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
32 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
33 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
34 1 0.0828 0.035272652 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
35 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
36 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
37 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
38 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
39 1 0 0 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
;
40 1 0.1104 0.047030203 0 0 1 1 0 13.8 1 1.05 0.93
];

```

```

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1
Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q
apf
gen = [
1 0 0 0 0 1.0 1 1 300 1;

];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle
status angmin angmax
branch = [
1 2 0.020079815 0.009514808 0 1.816574887 0 0 0 0 1 ;
2 3 0.010039908 0.004757404 0 1.816574887 0 0 0 0 1 ;
3 4 0.010039908 0.004757404 0 1.816574887 0 0 0 0 1 ;
2 5 0.007986767 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
5 6 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;
5 7 0.007986767 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
7 8 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;
7 9 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
9 10 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;
2 11 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
11 12 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;
11 13 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
13 14 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;

```

```

13 15 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
15 16 0.426666667 0.830100396 0 0.037526613 0 0 1 0 1 ;
3 17 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
17 18 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
17 19 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
19 20 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
19 21 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
21 22 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
3 23 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
23 24 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1 ;
23 25 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
25 26 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1 ;
25 27 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
27 28 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1 ;
4 29 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
29 30 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
29 31 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
31 32 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
31 33 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
33 34 0.260740741 0.564955538 0 0.056289919 0 0 1 0 1 ;
4 35 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
35 36 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1 ;
35 37 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
37 38 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1 ;
37 39 0.0079868 0.002468 0 1.362431165 0 0 0 0 1 ;
39 40 0.182222222 0.429619412 0 0.075053226 0 0 1 0 1
];

```

## E. PARÂMETROS DO ALIMENTADOR TG01

Tabela E.1 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01 (modificado-Shayani, 2010).

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Seção reta (AWG)
165	1	992	4/0
1	2	22	4/0
2	3	65	4/0
3	4	21	4/0
1	5	100	4/0
5	6	188	4/0
6	7	60	4/0
7	8	38	4/0
8	9	107	4
9	10	63	4
10	11	79	4
11	12	72	4
12	13	79	4
13	14	28	4
8	15	51	4/0
15	16	5	4
15	17	310	4/0
17	18	26	4/0
18	19	96	4
19	20	80	4
20	21	74	4
21	22	78	4
22	23	80	4
18	24	5	4/0
24	25	80	4/0
25	26	200	4
25	27	92	4/0
27	28	88	4/0
28	29	135	4/0
29	30	124	4
30	31	89	4
31	32	87	4
32	33	90	4
33	34	56	4
34	35	58	4
29	36	240	4/0
36	37	205	4/0
37	38	88	4
38	39	69	4
38	40	45	4
40	41	75	4
41	42	85	4
40	43	58	4
43	44	101	4
44	45	67	4

44	46	42	4
46	47	50	4
47	48	93	4
48	49	86	4
37	50	189	4/0
50	51	99	4/0
51	52	20	4
51	53	79	4/0
53	54	33	4/0
54	55	91	4
55	56	40	4
55	57	53	4
57	58	91	4
57	59	71	4
59	60	83	4
60	61	95	4
60	62	88	4
62	63	53	4
63	64	93	4
63	65	94	4
63	66	59	4
66	67	72	4
67	68	80	4
68	69	84	4
69	70	54	4
54	71	283	4/0
71	72	199	4/0
72	73	96	4/0
73	74	131	4
73	75	337	4/0
75	76	77	4/0
27	77	102	4/0
77	78	190	4/0
78	79	40	4/0
79	80	182	4/0
80	81	74	4/0
81	82	152	4/0
82	83	124	4/0
83	84	76	4/0
84	85	72	4/0
85	86	190	4/0
86	87	121	4/0
87	88	48	4/0
88	89	106	4/0
89	90	91	4/0
90	91	62	4/0

Tabela E.2 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01  
(modificado-Shayani, 2010).

Barra	Potência (kVA)	Perfil de carga	Identificação CEB	Quantidade de consumidores
2	150	Comercial	DP0775	72
3	150	Comercial	DP0825	72
4	75	Comercial	DP3840	72
5	75	Comercial	DP3841	72
6	75	Comercial	TP0744	72
7	75	Comercial	DP2515	72
9	75	Residencial	DP0471	72
10	112,5	Residencial	DP0310	72
11	112,5	Residencial	DP1071	72
12	75	Residencial	DP0841	72
13	75	Residencial	DP1546	72
14	30	Comercial	DP1182	72
16	225	Comercial	PA6429	72
17	112,5	Comercial	DP0751	72
19	75	Residencial	DP0297	72
20	112,5	Residencial	DP1540	72
21	112,5	Residencial	DP0104	72
22	75	Residencial	DP1283	72
23	112,5	Residencial	DP1386	72
24	150	Comercial	DP0871	72
26	75	Residencial	DP4129	72
28	112,5	Comercial	DP1757	72
30	150	Residencial	DP0579	72
31	75	Residencial	DP5069	72
32	112,5	Residencial	DP1331	72
33	150	Residencial	DP0218	72
34	75	Residencial	DP1135	72
35	75	Comercial	DP1215	72
36	112,5	Comercial	DP0026	72
39	150	Residencial	DP0659	72
41	75	Comercial	DP1046	72
42	75	Comercial	DP2021	72
43	150	Residencial	DP0725	72
45	150	Comercial	DP0873	72
46	112,5	Residencial	DP1578	72
47	150	Residencial	DP0456	72
48	112,5	Residencial	DP0555	72
49	75	Residencial	DP0948	72
50	75	Comercial	DP0092	72
52	150	Comercial	PA2114	72
53	75	Comercial	DP2934	72
56	150	Residencial	DP0942	72
58	75	Comercial	DP1619	72
59	112,5	Residencial	DP0333	72
61	75	Comercial	DP0290	72
62	112,5	Residencial	DP0872	72
64	75	Residencial	DP1575	72
65	75	Residencial	DP1083	72
66	150	Residencial	DP0666	72
67	112,5	Residencial	DP0881	72



68	112,5	Residencial	DP0788	72
69	112,5	Residencial	DP0701	72
70	112,5	Residencial	DP0849	72
71	112,5	Comercial	DP1545	72
72	75	Comercial	DP4566	72
74	75	Comercial	DP5266	72
75	112,5	Comercial	DP0248	72
76	30	Comercial	DP1055	72
77	112,5	Comercial	DP1543	72
78	112,5	Comercial	DP1477	72
79	150	Comercial	DP0803	72
80	75	Comercial	DP1511	72
81	75	Comercial	DP0436	72
82	75	Comercial	DP0315	72
83	75	Comercial	DP3837	72
84	225	Comercial	PA4196	72
85	75	Comercial	DP0330	72
86	75	Comercial	DP1463	72
87	75	Comercial	DP0447	72
88	45	Comercial	TP5146	72
89	75	Comercial	DP0665	72
90	112,5	Comercial	DP0724	72
91	112,5	Comercial	DP0454	72

## F. MODELAGEM DO ALIMENTADOR TG01 SEM GDFV

```

function mpc = AlimentadorTG01DM
%CASE5 Power flow data for modified 5 bus, 5 gen case based on PJM 5-bus
system
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Based on data from ...
% F.Li and R.Bo, "Small Test Systems for Power System Economic
Studies",
% Proceedings of the 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting

% Created by Rui Bo in 2006, modified in 2010, 2014.
% Distributed with permission.

% MATPOWER
% $Id: case5.m 2408 2014-10-22 20:41:33Z ray $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 7.5;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax
Vmin
mpc.bus = [
1 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
3 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
4 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
5 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
6 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
7 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
8 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
9 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
10 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
11 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
12 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
13 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
14 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
15 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
16 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
17 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
18 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
19 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
20 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
21 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
22 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
23 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
24 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
25 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
26 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
27 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
28 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
29 1 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;

```



91	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
92	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
93	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
94	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
95	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
96	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
97	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
98	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
99	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
100	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
101	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
102	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
103	1	0.0276	0.011757551	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
104	1	0.207	0.088181631	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
105	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
106	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
107	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
108	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
109	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
110	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
111	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
112	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
113	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
114	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
115	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
116	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
117	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
118	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
119	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
120	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
121	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
122	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
123	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
124	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
125	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
126	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
127	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
128	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
129	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
130	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
131	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
132	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
133	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
134	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
135	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
136	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
137	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
138	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
139	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
140	1	0.138	0.058787754	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
141	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
142	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
143	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
144	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
145	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
146	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
147	1	0.069	0.029393877	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
148	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
149	1	0.0276	0.011757551	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
150	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;
151	1	0.1035	0.044090815	0	0	1	1	0	1	1	1.05	0.93	;

```

152 1 0.138 0.058787754 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
153 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
154 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
155 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
156 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
157 1 0.207 0.088181631 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
158 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
159 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
160 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
161 1 0.0414 0.017636326 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
162 1 0.069 0.029393877 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
163 1 0.1035 0.044090815 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
164 1 0.1035 0.044090815 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
165 3 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1.05 0.93 ;
];

```

```

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl
Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q
apf
mpc.gen = [
165 0 0 0 0 1.0 1 1 300 1;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle
status angmin angmax
mpc.branch = [
165 1 0.011720227 0.015978576 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
1 2 0.000259924 0.000354364 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
2 3 0.000767958 0.001046983 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
3 4 0.00024811 0.000338256 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
1 5 0.001181474 0.001610744 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
5 6 0.002221172 0.003028198 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
6 7 0.000708885 0.000966446 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
7 8 0.00044896 0.000612083 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
8 9 0.006409381 0.001980545 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
9 10 0.003773748 0.001166115 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
10 11 0.00473216 0.001462272 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
11 12 0.004312854 0.001332703 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
12 13 0.00473216 0.001462272 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
13 14 0.001677221 0.000518273 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
8 15 0.000602552 0.000821479 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
15 16 0.000299504 9.25488E-05 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
15 17 0.003662571 0.004993305 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
17 18 0.000307183 0.000418793 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
18 19 0.005750473 0.001776938 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
19 20 0.00479206 0.001480781 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
20 21 0.004432656 0.001369723 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
21 22 0.004672259 0.001443762 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
22 23 0.00479206 0.001480781 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
18 24 5.90737E-05 8.05372E-05 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
24 25 0.00094518 0.001288595 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
25 26 0.011980151 0.003701953 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
25 27 0.001086957 0.001481884 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
27 28 0.001039698 0.001417454 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
28 29 0.001594991 0.002174504 0 1.000709675 0 0 0 0 1 ;
29 30 0.007427694 0.002295211 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
30 31 0.005331167 0.001647369 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
31 32 0.005211366 0.00161035 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
32 33 0.005391068 0.001665879 0 0.363314977 0 0 0 0 1 ;
];

```

33	34	0.003354442	0.001036547	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
34	35	0.003474244	0.001073566	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
29	36	0.002835539	0.003865784	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
36	37	0.002422023	0.003302024	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
37	38	0.005271267	0.001628859	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
38	39	0.004133152	0.001277174	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
38	40	0.002695534	0.00083294	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
40	41	0.004492557	0.001388233	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
41	42	0.005091564	0.00157333	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
40	43	0.003474244	0.001073566	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
43	44	0.006049976	0.001869486	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
44	45	0.004013351	0.001240154	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
44	46	0.002515832	0.00077741	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
46	47	0.002995038	0.000925488	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
47	48	0.00557077	0.001721408	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
48	49	0.005151465	0.00159184	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
37	50	0.002232987	0.003044305	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
50	51	0.00116966	0.001594636	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
51	52	0.001198015	0.000370195	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
51	53	0.000933365	0.001272487	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
53	54	0.000389887	0.000531545	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
54	55	0.005450969	0.001684389	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
55	56	0.00239603	0.000740391	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
55	57	0.00317474	0.000981018	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
57	58	0.005450969	0.001684389	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
57	59	0.004252954	0.001314193	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
59	60	0.004971763	0.001536311	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
60	61	0.005690572	0.001758428	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
60	62	0.005271267	0.001628859	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
62	63	0.00317474	0.000981018	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
63	64	0.00557077	0.001721408	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
63	65	0.005630671	0.001739918	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
63	66	0.003534145	0.001092076	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
66	67	0.004312854	0.001332703	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
67	68	0.00479206	0.001480781	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
68	69	0.005031664	0.00155482	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
69	70	0.003234641	0.000999527	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
54	71	0.003343573	0.004558404	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
71	72	0.002351134	0.00320538	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
72	73	0.001134216	0.001546314	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
73	74	0.007846999	0.002424779	0	0.363314977	0	0	0	0	1	;
73	75	0.003981569	0.005428206	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
75	76	0.000909735	0.001240273	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
27	77	0.001205104	0.001642958	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
77	78	0.002244802	0.003060413	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
78	79	0.00047259	0.000644297	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
79	80	0.002150284	0.002931553	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
80	81	0.000874291	0.00119195	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
81	82	0.001795841	0.00244833	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
82	83	0.001465028	0.001997322	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
83	84	0.000897921	0.001224165	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
84	85	0.000850662	0.001159735	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
85	86	0.002244802	0.003060413	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
86	87	0.001429584	0.001949	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
87	88	0.000567108	0.000773157	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
88	89	0.001252363	0.001707388	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
89	90	0.001075142	0.001465777	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
90	91	0.000732514	0.000998661	0	1.000709675	0	0	0	0	1	;
2	92	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
3	93	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
4	94	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;

5	95	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
6	96	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
7	97	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
9	98	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
10	99	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
11	100	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
12	101	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
13	102	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
14	103	0.0475	0.073484692	0	0.004	0	0	1	0	1	;
16	104	0.004148148	0.014415022	0	0.03	0	0	1	0	1	;
17	105	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
19	106	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
20	107	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
21	108	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
22	109	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
23	110	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
24	111	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
26	112	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
28	113	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
30	114	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
31	115	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
32	116	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
33	117	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
34	118	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
35	119	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
36	120	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
39	121	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
41	122	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
42	123	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
43	124	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
45	125	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
46	126	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
47	127	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
48	128	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
49	129	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
50	130	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
52	131	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
53	132	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
56	133	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
58	134	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
59	135	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
61	136	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
62	137	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
64	138	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
65	139	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
66	140	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
67	141	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
68	142	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
69	143	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
70	144	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
71	145	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
72	146	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
74	147	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
75	148	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
76	149	0.0475	0.073484692	0	0.004	0	0	1	0	1	;
77	150	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
78	151	0.009777778	0.021185833	0	0.015	0	0	1	0	1	;
79	152	0.006833333	0.016110728	0	0.02	0	0	1	0	1	;
80	153	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
81	154	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;
82	155	0.016	0.031128765	0	0.01	0	0	1	0	1	;

```
83 156 0.016      0.031128765 0 0.01 0 0 1 0 1 ;
84 157 0.004148148 0.014415022 0 0.03 0 0 1 0 1 ;
85 158 0.016      0.031128765 0 0.01 0 0 1 0 1 ;
86 159 0.016      0.031128765 0 0.01 0 0 1 0 1 ;
87 160 0.016      0.031128765 0 0.01 0 0 1 0 1 ;
88 161 0.027777778 0.051294959 0 0.006 0 0 1 0 1 ;
89 162 0.016      0.031128765 0 0.01 0 0 1 0 1 ;
90 163 0.009777778 0.021185833 0 0.015 0 0 1 0 1 ;
91 164 0.009777778 0.021185833 0 0.015 0 0 1 0 1 ;
];
```