

UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL

LEANDRO DE MELO MACEDO

**ANÁLISE DO AUMENTO DE CONSUMIDORES DO GRUPO A4 COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

CAXIAS DO SUL

2020

LEANDRO DE MELO MACEDO

**ANÁLISE DO AUMENTO DE CONSUMIDORES DO GRUPO A4 COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso II
apresentado como requisito parcial para
obtenção de grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica na Universidade de Caxias do Sul.
Orientador: Prof. Me. Tiago Cassol Severo

CAXIAS DO SUL

2020

LEANDRO DE MELO MACEDO

**ANÁLISE DO AUMENTO DE CONSUMIDORES DO GRUPO A4 COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso II
apresentado como requisito parcial para
obtenção de grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica na Universidade de
Caxias do Sul.

Orientador: Prof. Me. Tiago Cassol
Severo

Aprovado em ____ / ____ / ____

Banca Examinadora

Prof. Me. Tiago Cassol Severo (Orientador)
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Profa. Dra. Danusia de Oliveira de Lima
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Me. André Bernardes Michel
Universidade de Caxias do Sul – UCS

“Todo homem é culpado por todo bem que ele não fez. ”

Voltaire

RESUMO

Nos últimos anos fatores econômicos, ambientais e tecnológicos têm impulsionado a busca e pesquisa em soluções energéticas que possam trazer mais eficiência, sustentabilidade e qualidade ao setor e ao sistema elétrico em geral. Nesse sentido, a geração distribuída tem se mostrado uma alternativa ao mercado energético, ainda mais quando alinhada a energia solar fotovoltaica, a qual possui um potencial pouco explorado no Brasil. Para tal, a introdução de sistemas fotovoltaicos não pode afetar o funcionamento do sistema de distribuição, por isso, alguns parâmetros de qualidade de energia, como a tensão em regime permanente, precisam ser seguidos de forma a garantir o pleno funcionamento e segurança do sistema. Assim sendo, como objeto de estudo deste trabalho, a garantia dos parâmetros de tensão em regime permanente garantem não apenas o funcionamento de consumidores residenciais e comerciais, mas também a operação de centros de carga que operam em faixas de tensão superiores a 2,3 kV, conhecidos como grupo A4, e, quando acompanhada de sistemas de geração distribuída, pode mitigar problemas estruturais do sistema atual como a distância de fontes geradoras às suas cargas, aliviar o pico das curvas de demanda, entre outros. Assim, este trabalho apresenta os resultados obtidos a partir de simulações da introdução de pontos de geração distribuída fotovoltaica num sistema de distribuição, o qual opera em média tensão e apresenta valores de subtensão. Dessa forma, devido à elevação da tensão causada pela geração distribuída fotovoltaica no período de geração, os valores de tensão apresentados pelo sistema aumentam conforme aumenta-se a potência total injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Geração distribuída, energia solar fotovoltaica, tensão em regime permanente, grupo A4.

ABSTRACT

For the last years the economical, environmental and technological factors have encouraged the search for energetic solutions that may improve the efficiency, sustainability and quality in the electric sector and in the electric system in general. Following it, the distributed generation has come up as an alternative to the energy market, even more when it is aligned to the photovoltaic solar energy, which has a big potential in Brazil and that is not explored as it could. But, for that, the photovoltaic systems introduction can not affect the distribution system operation and that's why some energy quality parameters, such as steady state voltage, need to be fulfilled to ensure the full operation and security of the system. Then, as the main subject of this work, the assurance of the steady state voltage parameters ensures not just the correctly operation of residential and commercial loads, but also the operation of load centers that operate in a range above 2,3 kV, such as A4 group, and when followed by distributed generation can mitigate structural problems of the actual system, such as the big distances from generation sources to their loads, the peak of the demand curve and others. With that, this work presents the simulation results of the photovoltaic generation distributed connections in a medium voltage distribution system, which one presents undervoltage values. This way, because of the overvoltage caused by the photovoltaic distributed generation, during the generation time, the voltage values presented by the distributed system increase while the total power injected, by the photovoltaic systems, into the grid also increases.

Key words: Distributed generation, photovoltaic solar energy, steady state voltage, A4 group.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Matriz elétrica mundial.....	14
Figura 2 — Matriz elétrica brasileira.....	14
Figura 3 — Crescimento central elétrica autoproductora solar.	15
Figura 4 — Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência.	16
Figura 5 — Classificação dos consumidores conectados à rede de distribuição.	17
Figura 6 — Faixas de tensão em relação à tensão de referência.	19
Figura 7 — Faixas de tensão para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	19
Figura 8 — Curva de carga de um consumidor comercial real.....	21
Figura 9 — Curvas de carga do setor industrial.	21
Figura 10 — Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil.....	23
Figura 11 — Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 12 — Curva característica de um painel fotovoltaico.	25
Figura 13 — Utilização do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR).	28
Figura 14 — Representação do fluxo de potência bidirecional em um alimentador radial de distribuição com a inserção de geração distribuída.	29
Figura 15 — Equação dos valores de tensão a partir da matriz inversa de admitância.	33
Figura 16 — Visão geral de um dia típico da simulação.	35
Figura 17 — Qualidade de fornecimento de tensão sem unidades de BES.....	36
Figura 18 — Qualidade do fornecimento de tensão com controle distribuído das unidades de BES.....	37
Figura 19 — Curva normalizada da função de custo durante o dia.....	38
Figura 20 — Topologias de sistemas BS.	38
Figura 21 — Fluxograma de construção.	39
Figura 22 — Diagrama unifilar IEEE 34 barras.	40
Figura 23 — Esquemático do modelo PV no OpenDSS.	43
Figura 24 — Equação cálculo da temperatura no módulo fotovoltaico.	44
Figura 25 — Descrição de parâmetros da equação para estimação da temperatura no módulo fotovoltaico.	44

Figura 26 — Nº total de UCs por grupo de tensão.	46
Figura 27 — Potência total instalada por grupo (MW).....	47
Figura 28 — Total de UCs enquadradas na microgeração por grupo.	47
Figura 29 — Total de UCs enquadradas na minigeração por grupo.	48
Figura 30 — Percentual de consumidores A4 em micro geração por faixa de potência	49
Figura 31 — Percentual de consumidores A4 em mini geração por faixa de potência	49
Figura 32 — Perfil dos consumidores A4 com micro GD	50
Figura 33 — Perfil dos consumidores A4 com mini GD	50
Figura 34 — Curva de carga industrial e comercial.....	51
Figura 35 — Média velocidade do vento e da radiação horário na cidade de Bento Gonçalves em outubro de 2019.	54
Figura 36 — Média da temperatura instantânea e temperatura estimada no painel fotovoltaico na cidade de Bento Gonçalves do mês de outubro de 2019.	54
Figura 37 — Curva PMP do painel fotovoltaico	55
Figura 38 — Curva eficiência do inversor.	55
Figura 39 — Resultados cenário base.	58
Figura 40 — Resultados cenário 1 separados por fase.	60
Figura 41 — Resultados cenário 2 separados por fase.	62
Figura 42 — Resultados cenário 3 separados por fase.	64
Figura 43 — Resultados cenário 4 separados por fase.	66
Figura 44 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V1.	68
Figura 45 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V2.	69
Figura 46 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V3.	69
Figura 47 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V1.	70
Figura 48 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V2.	71
Figura 49 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V3.	71
Figura 50 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V1.	72
Figura 51 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V2.	73
Figura 52 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V3.	73
Figura 53 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V1.	74
Figura 54 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V2.	75
Figura 55 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V3.	75

Figura 56 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V1.	76
Figura 57 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V2.	77
Figura 58 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V3.	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BES	<i>Batery Energy Storage</i>
BESS	<i>Batery Energy Storage System</i>
GD	Geração Distribuída
HESS	<i>Hybrid Energy Storage System</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PMP	Ponto de Máxima Potência
PV	<i>Photovoltaic</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
REN	Resolução Normativa
RS	Rio Grande do Sul
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Integrado Nacional
TR	Tensão Referência
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	JUSTIFICATIVA DO TEMA	10
1.2	OBJETIVO GERAL.....	11
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	13
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO	13
2.2	SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL.....	16
2.3	QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	17
2.3.1	Tensão em regime permanente.....	18
2.4	CURVA DE CARGA	20
2.4.1	Perfil Comercial	20
2.4.2	Perfil Industrial.....	21
2.5	ASPECTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR	22
2.5.1	Localização da instalação.....	22
2.5.2	Painéis e associação de conjuntos de painéis fotovoltaicos.....	24
2.5.3	Inversores.....	26
2.6	PRÓS E CONTRAS DA GD SOLAR	28
2.7	LEGISLAÇÃO PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
2.8	SOFTWARE DE SIMULAÇÃO – OPENDSS.....	32
2.9	ESTADO DA ARTE	34
3	METODOLOGIA.....	39
3.1	SISTEMA BASE	39
3.2	DEFINIÇÃO CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO	41
3.3	SIMULAÇÕES DO SISTEMA BASE E CENÁRIOS PROPOSTOS.....	42
3.4	OBTENÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS.....	44
4	POPULAÇÃO DE ANÁLISE	46
4.1	PERFIL DE CONSUMIDORES	50
5	SIMULAÇÕES.....	52
5.1	CENÁRIO BASE.....	56
5.2	RESULTADOS DOS CENÁRIOS PROPOSTOS	59

6	ANÁLISE DE RESULTADOS	68
6.1	PONTO 806A	68
6.2	PONTO 824A	70
6.3	PONTO 830A	72
6.4	PONTO 840A	74
6.5	PONTO 848A	76
6.6	ANÁLISE GERAL	78
7	CONCLUSÃO.....	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
	ANEXO A.....	83
	ANEXO B.....	84
	APÊNDICE A	88
	APÊNDICE B	90
	APÊNDICE C	93
	APÊNDICE D	94
	APÊNDICE E	96
	APÊNDICE F.....	97
	APÊNDICE G	100
	APÊNDICE H	103
	APÊNDICE I.....	105
	APÊNDICE J.....	106
	APÊNDICE K	107
	APÊNDICE L.....	108
	APÊNDICE M.....	109

APÊNDICE N110

APÊNDICE O115

APÊNDICE P116

APÊNDICE Q118

APÊNDICE R120

1 INTRODUÇÃO

Desde o início da comercialização da eletricidade, em meados do século XX, o sistema elétrico tem sido fortemente expandido para garantir o funcionamento da sociedade atual, pois, independente do segmento, a eletricidade se tornou essencial para sua operação em praticamente todos os setores produtivos. Dessa forma, constituiu-se o sistema conhecido até então, dividido entre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os quais são fiscalizados por órgãos reguladores.

Nesse sentido, grandes geradoras localizam-se distantes dos centros de consumo, obrigando a construção de complexos sistemas de transmissão que acarretam em valores de perda próximos a 8% do total da potência transmitida (1). Além disso, há também o fato que cerca de 40% de toda eletricidade gerada é proveniente de usinas termoeletricas à carvão, conhecidas por serem emissoras de gases de efeito estufa (2).

Somado à isso, ainda há o crescimento estimado do consumo de energia, um percentual de 30% até 2040, principalmente em países em desenvolvimento como o Brasil (2). Por isso, novas alternativas, tanto para os problemas nas perdas com a transmissão quanto para a diversificação da matriz energética, têm sido buscadas e estudadas e, nesse sentido, fontes de energias renováveis aliadas à geração distribuída têm se mostrado como excelentes opções.

Contudo, deve ser ressaltado que o sistema de distribuição tem sido construído e planejado para a operação com fluxo de potência unidirecional, de modo que a direção é sempre da fonte geradora até o local do centro de carga. Porém, a geração distribuída traz justamente a alteração desse fluxo, já que a carga, durante um determinado período, pode passar a operar como uma fonte geradora. Essa condição inverte o sentido do fluxo, de modo que ele passa a ser da carga até a fonte nos períodos em que a geração é maior que a carga demandada.

Para tal, este trabalho fundamenta-se na simulação de cenários que prevejam a adesão de consumidores que possuam cargas elevadas, característico de consumidores enquadrados no subgrupo A4, à sistemas de geração distribuída fotovoltaica. E assim, com esses resultados, apresentar características provenientes dessa inserção dentro do sistema de distribuição atual, no âmbito da qualidade de energia elétrica, dentro dos critérios específicos de tensão em regime permanente.

Desta forma, este trabalho está subdividido em sete capítulos, sendo eles a introdução, fundamentação teórica, metodologia, população de análise, simulações, análise de resultados e conclusão. Inicialmente, no capítulo 1, a introdução faz a contextualização do assunto, traz as motivações e justificativa para o desenvolvimento deste, apresenta os objetivos gerais e específicos, além de discorrer sobre a estrutura geral do trabalho.

Durante o capítulo 2, denominado fundamentação teórica, apresenta-se uma revisão da literatura e diversos materiais que apresentam conceitos fundamentais para o desenvolvimento e alcance dos objetivos aqui propostos. Dentre desses conceitos estão aspectos da geração distribuída no Brasil e no mundo, a estruturação do sistema elétrico nacional, parâmetros de qualidade de energia elétrica, aspectos técnicos da geração distribuída solar, bem como prós e contras dessa, a legislação vigente, apresentação e aspectos gerais do *software* utilizado e, por fim, o estado da arte.

Já o capítulo 3, metodologia, apresenta e descreve as técnicas, ferramentas e parâmetros utilizados para a construção dos resultados, além de apresentar o fluxograma com a sequência das atividades necessárias para essa construção.

Durante o capítulo 4 apresenta-se o levantamento de dados sobre população analisada para fins de definição da construção dos cenários de simulação. Também é nesse capítulo em que se apresenta os cenários construídos.

O capítulo 5 apresenta diretamente os resultados obtidos, tanto com a simulação do cenário base como os resultados referentes às simulações dos cenários propostos.

O capítulo 6 faz uma análise dos resultados anteriormente apresentados durante o capítulo 5, visando uma comparação entre os diferentes resultados apresentados para cada ponto definido, a partir das situações impostas por cada cenário. Por fim, o capítulo 7 apresenta um fechamento do trabalho com os principais pontos aqui descritos, além da sugestão de trabalhos futuros a partir deste.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TEMA

Atualmente, cerca de 88% da matriz energética brasileira é composta por fontes hidro e termoeletricas, tornando necessário a diversificação das fontes que a compõem devido a suscetibilidade do recurso hídrico, principalmente por fontes que

causem baixo impacto ao meio ambiente. Assim, o aproveitamento do recurso solar brasileiro apresenta-se como uma opção, favorecendo inclusive o controle hídrico em reservatórios, além do planejamento para investimentos de geração, transmissão e distribuição de energia (3).

Ademais, hoje, o SIN possui um percentual de cerca de 15% de perdas, onde um dos fatores refere-se a distância entre os locais de geração e centros de consumo. Nesse sentido, a geração distribuída, juntamente com fontes alternativas de energia, como a fotovoltaica, contribuem para a redução desses valores por aproximar os pontos de geração com suas cargas (3).

Por fim, ressalta-se que, estudos demonstram que o horário comercial é o que atinge os maiores valores de demanda de energia durante o dia, o qual também corresponde com o período de maior disponibilidade do recurso solar (3), mostrando, dessa forma, a necessidade de estudos na área para aumentar a expansão e alcance dessas alternativas, favorecendo sistema elétrico como um todo.

1.2 OBJETIVO GERAL

Analisar o impacto na tensão em regime permanente causado pelo aumento de consumidores do grupo A4 com sistema fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição a partir da comparação de resultados de simulação de cenários propostos.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Definir diferentes cenários de simulação do sistema de distribuição com consumidores do grupo A4 com sistemas fotovoltaicos interligados à rede;
- b) Definir um sistema de barramentos de base que seja passível de modificações para adaptação de características conforme sistemas de distribuição locais e, ao mesmo tempo, permita aplicação dentro dos cenários de simulação;
- c) Verificar os níveis de tensão das barras em que há conexão de cargas com geração distribuída fotovoltaica em cada um dos cenários propostos de acordo com os parâmetros estabelecidos pela ANEEL;

- d) Comparar os resultados obtidos com as simulações dos cenários propostos com a simulação do cenário base, a partir da análise de limites de tensão de regime permanente.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO

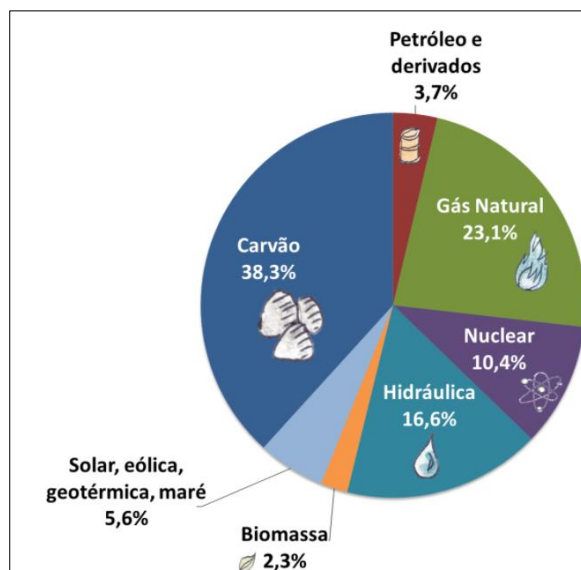
Energia solar tem se tornado um termo comum nos últimos anos, onde boa parte da sociedade entende que há a possibilidade de produzir energia elétrica através do Sol. Contudo, a popularização da ideia geral de energia solar não é acompanhada pelo aumento do percentual de produção desse tipo de energia elétrica quando comparada a outras fontes, como a queima de combustíveis fósseis, por exemplo (4).

A verdade é que esse assunto é estudado pela humanidade há algum tempo. Em 1839 foi descoberto o efeito fotovoltaico, o qual possibilita a geração de energia elétrica através do Sol, onde Edmond Becquerel, um físico francês, observou que duas placas de platina ou prata com um eletrólito líquido geravam um pequeno valor de tensão quando expostas à luz solar. Desde então, passou-se a estudar esse efeito e como ele poderia ser utilizado em larga escala, até que em 1954, a primeira célula a base de silício com eficiência de 6% era alcançada (5).

De forma geral, a maior parte das células comerciais de hoje encontram-se com uma eficiência em torno de 15%. Mesmo com o baixo percentual de eficiência, o investimento e a popularização de placas solares têm aumentado devido a composição da matriz elétrica, seja ela mundial ou brasileira.

A matriz elétrica mundial, conforme apresenta a Figura 1, é composta principalmente por fontes não renováveis (carvão e gás natural). Fontes não renováveis entendem-se como provenientes de recursos limitados, assim, considerando o aumento de demanda energética ao longo dos anos, a dependência desse tipo de fonte torna-se insustentável e podendo trazer riscos ao funcionamento do sistema atual.

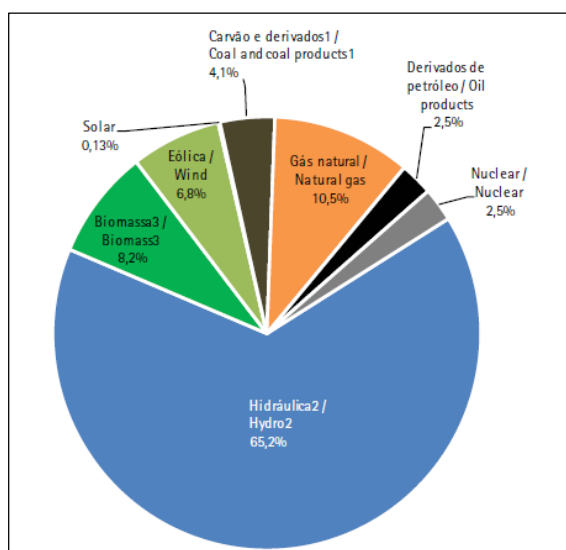
Figura 1 — Matriz elétrica mundial.



Fonte: (6)

A matriz elétrica brasileira, apresentada na Figura 2, diferentemente da mundial, é composta principalmente por recursos hídricos, já que o país possui um potencial hidráulico significativo, e, considerando a soma da oferta interna de energia elétrica de fontes hídricas, eólicas, solar e biomassa, cerca de 80% da matriz brasileira é proveniente de fontes renováveis (6).

Figura 2 — Matriz elétrica brasileira.



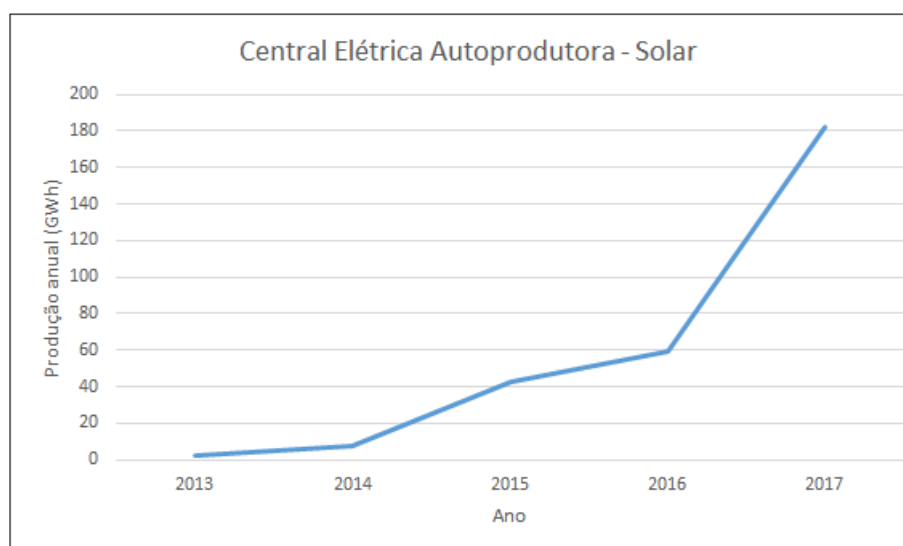
Fonte: (7).

Porém, mesmo a matriz brasileira sendo composta principalmente por fontes renováveis, há problemas na oferta de energia devido sua principal fonte ser

hidráulica, já que ela é dependente de fatores naturais. Por vezes, as épocas de seca, ou baixa de rios, obrigam a utilização de fontes termelétricas, por exemplo, encarecendo o custo para o consumidor final.

Dados mostram que centrais elétricas autoprodutoras renováveis (considerando autoprodução injetada ou não no sistema de transmissão e distribuição público) geraram 68927 GWh em 2017, ao passo que em 2013 eram 61785 GWh (7). Embora a maior parte desse valor seja composto por bagaço de cana, lixívia e geradores hidráulicos, há um destaque para o crescimento dos últimos anos das centrais solares, conforme ilustra Figura 3.

Figura 3 — Crescimento central elétrica autoprodutora solar.



Fonte: (7).

Dados também mostram que a micro e a mini geração distribuída atingiram 359,15 GWh, onde novamente há um destaque para as fontes fotovoltaicas, as quais foram responsáveis pela geração de 165,87 GWh desse montante (7).

Esse crescimento da geração distribuída com fonte solar fotovoltaica dos últimos anos pode ser explicado por diversos fatores. Inicialmente, pode ser marcado pela regularização através da REN nº 482/2012, a qual criou o sistema de compensação de energia elétrica através de micro ou minigeração, considerando micro as geradoras com capacidade de até 75 kW e mini a partir de 75 kW até 5 MW.

Após, em 2015, a REN nº 482 é revista e, em março de 2016, a REN nº 687/2015 passa a vigorar possibilitando a compensação além daquela estabelecida por meio da geração local, onde a geração é realizada na unidade consumidora que

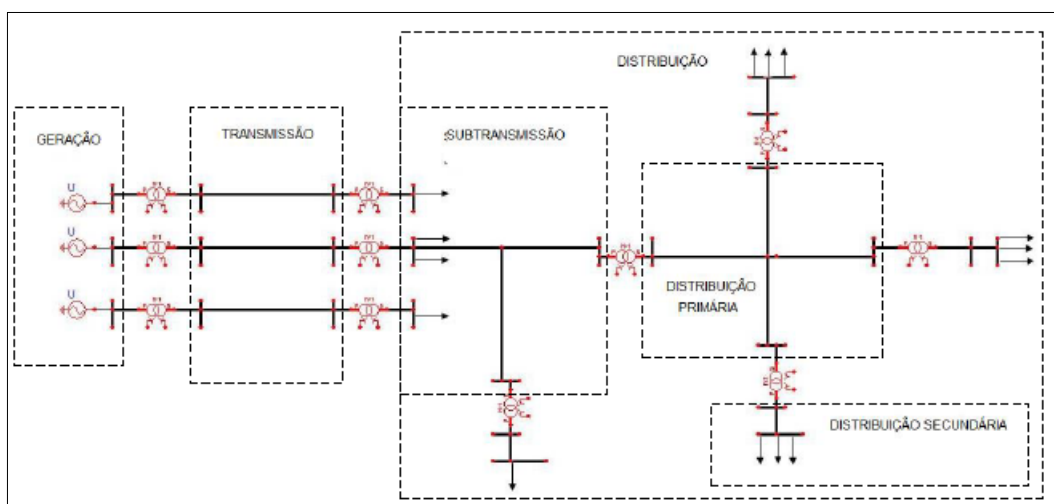
é a mesma que será feito o abatimento do consumo. Assim outras três modalidades foram criadas como o autoconsumo remoto, semelhante a geração local, em que o consumidor também possui uma central produtora, contudo, o abatimento pode ser feito em uma outra unidade de consumo que seja do mesmo titular e na área da mesma concessionária do local da geração.

Além dessa, também se criou os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e a geração compartilhada. Em ambas as opções os créditos provenientes das centrais são divididos entre duas ou mais unidades consumidoras com diferentes titulares, a diferença entre ambas é que a primeira é o caso de prédios e condomínios, por exemplo. Já a segunda, a central é em nome de um consórcio ou cooperativa e os abatimentos são divididos entre os associados.

2.2 SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O sistema elétrico nacional é subdividido entre a geração, transmissão e o sistema de distribuição, conforme Figura 4.

Figura 4 — Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência.



Fonte: (8).

O sistema de distribuição, foco principal deste trabalho, é composto pela subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária. A subtransmissão são casos específicos onde é abrangida, na maior parte das vezes, pela responsabilidade das distribuidoras, contudo, ressalta-se que em algumas situações a responsabilidade

pode ficar com as transmissoras, já que as mesmas operam com os limites de 69 kV a 230 kV (8). A distribuição primária é entendida como média tensão e compreende tensões de superiores a 1kV e inferiores a 69 kV. Por último, a rede secundária corresponde as linhas de distribuição e equipamentos que operam abaixo ou igual a 1 kV (9).

De acordo com a localização do ponto de conexão do consumidor, esse é classificado entre dois grupos principais, A e B, sendo que dentro deles há demais subgrupos que são diferenciados por suas demais características, como faixa de tensão ou tipo de consumidor (classe). A Figura 5 traz os grupos e subgrupos atualmente vigentes.

Figura 5 — Classificação dos consumidores conectados à rede de distribuição.

Grupo	Subgrupo	Faixa de Tensão (kV)	Classe
A	A1	≥ 230	Indiferente
A	A2	≥ 88 e ≤ 138	Indiferente
A	A3	69	Indiferente
A	A3a	≥ 30 e ≤ 44	Indiferente
A	A4	$\geq 2,3$ e ≤ 25	Indiferente
A	AS	$< 2,3$	Fornecimento a partir do sistema subterrâneo
B	B1	$< 2,3$	Residencial
B	B2	$< 2,3$	Rural
B	B3	$< 2,3$	Demais classes
B	B4	$< 2,3$	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado de (10).

2.3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Hoje, devido aos diferentes tipos de consumidores e cargas instaladas, bem como as distintas fontes de energia elétrica, desvios são causados nas formas de onda e podem comprometer a estabilidade e funcionamento do sistema. Esses desvios podem ser afundamentos e elevações dos valores de tensão, interrupções e flutuações de tensão, distorções harmônicas, variações de frequência, entre outros.

Os itens anteriormente citados afetam diretamente a energia e, assim, afetam a qualidade do produto e do serviço prestado. Por isso, os parâmetros de qualidade

de energia são hoje normatizados e padronizados pela ANEEL (11), onde esses são avaliados através de indicadores e observados tanto pelo ONS quanto pelas distribuidoras.

A qualidade do produto analisa os seguintes fenômenos dentro do regime permanente:

- a) Tensão em regime permanente;
- b) Fator de potência;
- c) Harmônicos;
- d) Desequilíbrio de tensão;
- e) Flutuação de tensão;
- f) Variação de frequência.

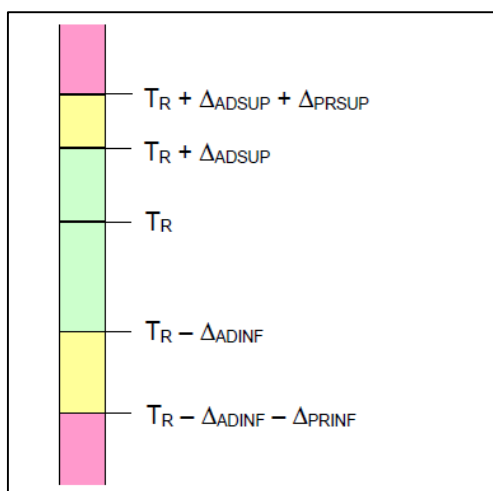
Para o presente trabalho o foco será a análise da tensão em regime permanente. Contudo, ressalta-se que o fenômeno da flutuação de tensão é caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea (11). Entretanto, para avaliação desse fenômeno, se faz necessário leitura de valores instantâneos num intervalo contínuo de 10 minutos para avaliação de flutuação de curta duração e intervalo de 10 minutos para longa duração. Ambos casos com intervalo menor do que o definido no escopo desse trabalho, o qual trabalha com valores de tensão avaliados a cada 1 hora.

2.3.1 Tensão em regime permanente

Os valores de tensão de regime permanente são classificados em limites adequados, precários e críticos, sendo que a avaliação desses é feita através de indicadores individuais e coletivos. A tensão em regime permanente deve ser seguida e acompanhada em todo o sistema de distribuição e a avaliação deve ser feita por um conjunto de leituras obtidas, sendo os pontos de avaliação os pontos de conexão à rede de distribuição e os pontos entre distribuidoras e as UCs (11).

Para a avaliação, deve ser estabelecido um valor de referência, o qual deve ser a tensão nominal ou tensão contratada, de acordo com o ponto de conexão. As tensões medidas são então classificadas dentro de faixas em torno da tensão de referência, conforme Figura 6, a qual apresenta a classificação de cada leitura dos valores de tensão.

Figura 6 — Faixas de tensão em relação à tensão de referência.



Fonte: (11).

Na Figura 6, as faixas vermelhas são as faixas das tensões precárias, as amarelas das críticas e a faixa em verde dos valores considerados adequados. Onde:

- a) T_R : Tensão de referência;
- b) Δ_{ADSUP} : Diferença do valor de tensão adequado superior;
- c) Δ_{ADINF} : Diferença do valor de tensão adequado inferior;
- d) Δ_{PRSUP} : Diferença do valor de tensão precário superior;
- e) Δ_{PRINF} : Diferença do valor de tensão precário inferior;

Os valores limites das faixas são especificados conforme valor de T_R , nesse caso, valor de tensão nominal. Para o grupo de consumidores A4 que utiliza tensão de 2,3 kV até 25 kV, utiliza-se a classificação da ANEEL para tensões superiores a 1 kV até 69 kV, conforme apresentado pela Figura 7:

Figura 7 — Faixas de tensão para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (11).

2.4 CURVA DE CARGA

Os consumidores conectados ao sistema de distribuição são diversos, desde a sua forma de conexão que pode ser trifásica, bifásica ou monofásica, até a sua natureza, sendo mais comum os consumidores de natureza residencial, comercial, industrial, rural, iluminação pública e serviço público. Além disso, cada tipo de consumidor também apresenta um diferente comportamento, trazendo diferentes modelos de curvas de carga, dependendo do tipo do consumidor em questão (12). Ressalta-se que para esse trabalho o foco é aos consumidores de perfil comercial e industrial, característico do grupo A4.

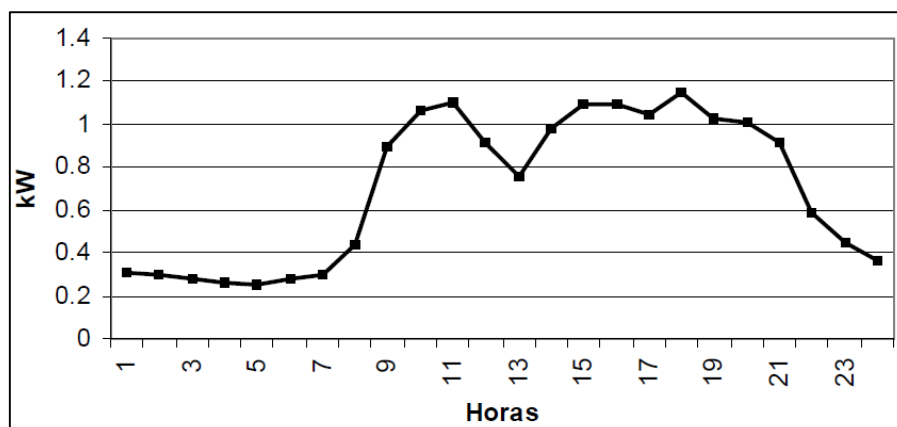
2.4.1 Perfil Comercial

Consumidores comerciais são classificados por ramo de atividade e consumo mensal de energia elétrica. Enquanto supermercados e restaurantes possuem aproximadamente metade do seu consumo total correspondente a refrigeração dos alimentos, 17% do consumo de edifícios comerciais correspondem aos equipamentos de refrigeração (12).

A curva de carga desse tipo de consumidor é caracterizada por ter seu pico máximo de demanda durante o horário comercial, com uma leve diminuição durante horários próximos ao meio dia. Fora do horário comercial, a demanda deve-se a iluminação e refrigeração (12).

A Figura 8 apresenta a curva de carga de um consumidor real como exemplo.

Figura 8 — Curva de carga de um consumidor comercial real.



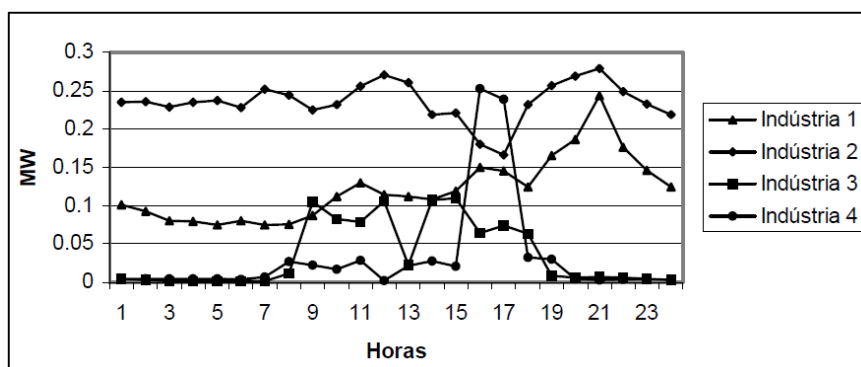
Fonte: (12).

2.4.2 Perfil Industrial

Consumidores industriais são caracterizados por estarem conectados em média tensão e possuírem subestações abaixadoras internas. Bem como os consumidores comerciais, os consumidores industriais também são classificados por ramo de atividade e faixa de consumo de energia elétrica. A maior demanda desse tipo de consumidor encontra-se em sistemas de iluminação e, principalmente, em consumo de motores, que chega a representar até metade da energia consumida no setor industrial. Quanto a curva de carga do setor industrial, essa são estimadas por ramo de atividade e localização (12).

A Figura 9 apresenta exemplos da variação de atividades do setor industrial.

Figura 9 — Curvas de carga do setor industrial.



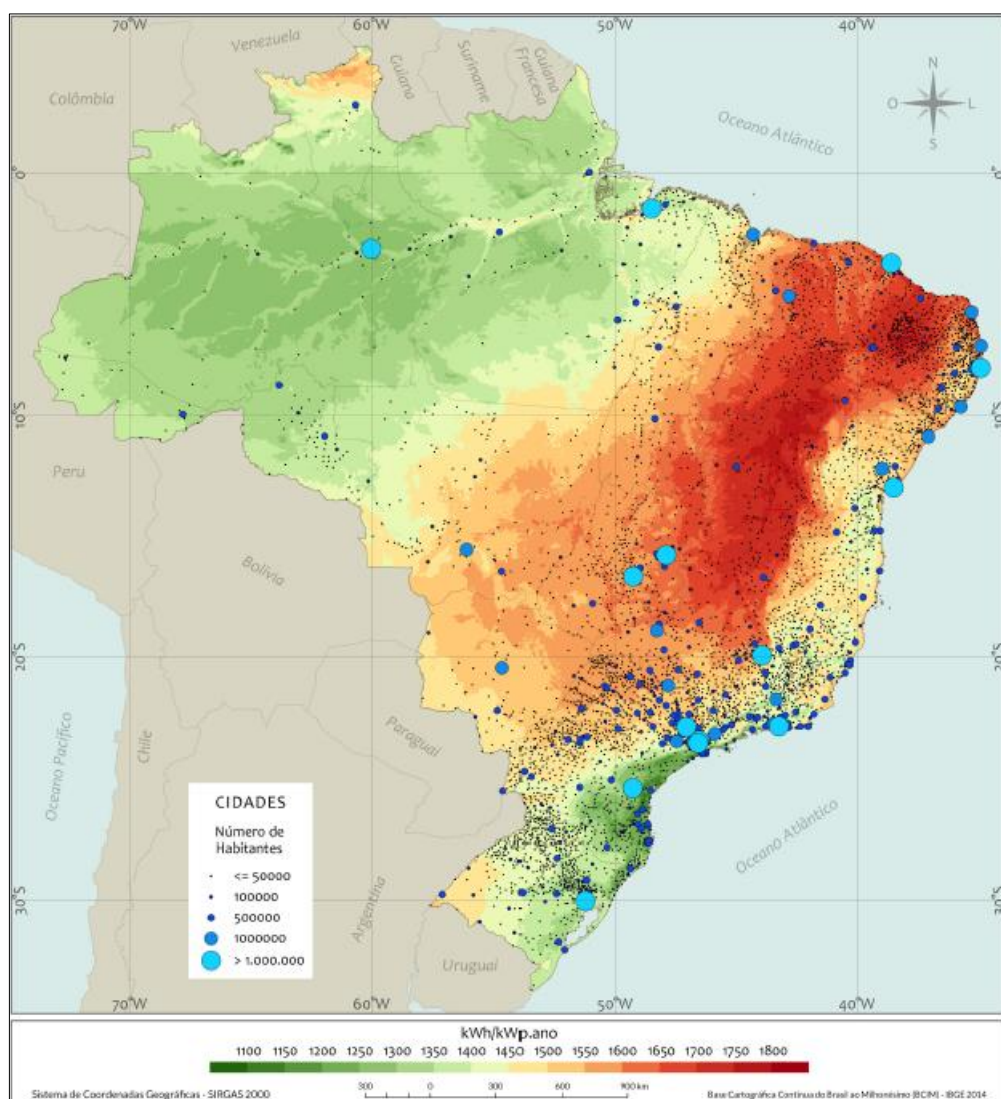
Fonte: (12).

2.5 ASPECTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR

2.5.1 Localização da instalação

O Brasil possui um alto potencial solar o que lhe garante um potencial para geração fotovoltaica de energia elétrica. Esse fato fica ainda mais evidente quando considera-se que o local menos ensolarado do Brasil pode gerar mais energia do que no local mais ensolarado da Alemanha (3). A Figura 10 traz a representação do potencial de geração solar fotovoltaico do Brasil considerando uma taxa de desempenho médio de 80%, contudo, vale ressaltar que a distribuição do potencial de geração é variável de acordo com a época do ano e com a região em questão.

Figura 10 — Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil.



Fonte: (3).

A Figura 10 apresenta o perfil de cores medido em kWh/kWp.ano, admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades.

No sul e sudeste, durante o verão, a geração é máxima e coincide com os picos máximos de demanda dessas regiões, fazendo com que a geração de energia elétrica fotovoltaica seja um possível recurso para mitigação dos picos de demanda, podendo trazer benefícios para o planejamento e operação do SIN.

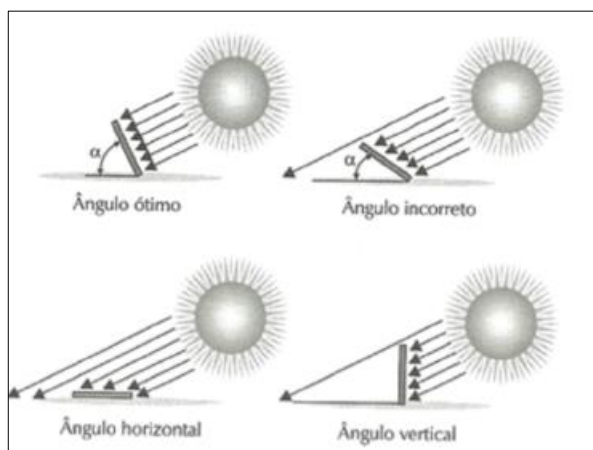
Considerando esses fatores, hoje, com o sistema de compensação e sabendo-se do potencial brasileiro para esse tipo de geração, muitas empresas tem

oferecido ferramentas de financiamento para instalação de painéis solares em residências para fins de abatimento e diminuição da fatura mensal.

Além do estudo do potencial solar e dos níveis de irradiação da região em que será instalado o sistema de geração fotovoltaica, há duas premissas principais que devem ser adotadas para garantir o máximo aproveitamento.

A primeira trata-se de orientar a face do módulo para o norte geográfico, maximizando a produção diária de energia. A segunda trata-se de encontrar o ângulo ideal com relação ao solo do local escolhido. A superfície da terra é curva e, por esse motivo, a incidência dos raios solares não é uniforme. De forma geral, quanto maior a latitude, maior o ângulo de inclinação (13), conforme traz a Figura 11.

Figura 11 — Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: (13).

2.5.2 Painéis e associação de conjuntos de painéis fotovoltaicos

Em sistemas fotovoltaicos geradores de energia elétrica, a transformação de energia acontece através de materiais semicondutores que, quando postos sob luz solar, absorvem os fótons da radiação luminosa e os transformam em energia elétrica a partir da liberação de cargas. Tal situação é denominada efeito fotovoltaico.

Os semicondutores mais comuns para essa aplicação são o silício monocristalino, silício policristalino e amorfo, além de arseneto de gálio, disseleneto de cobre e índio, disseleneto de cobre, gálio e índio e telureto de cádmio, sendo as variações de silício os mais comuns entre painéis solares (14).

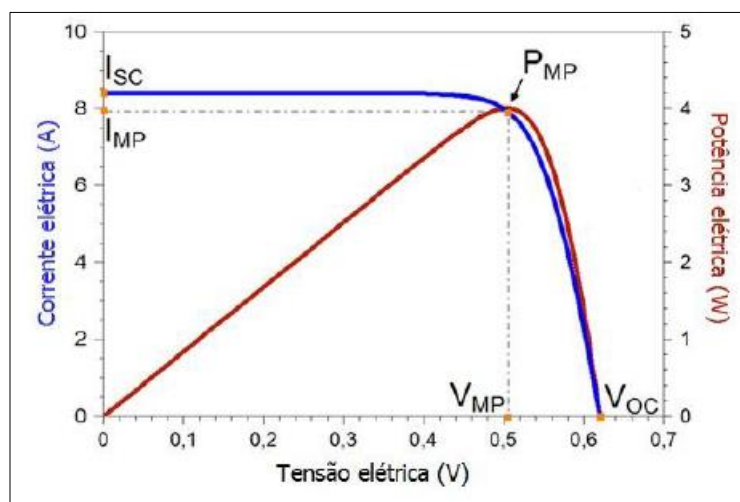
Há diversos fabricantes de painéis solares e, por isso, diferentes modelos de painéis podem ser encontrados com variedade de tamanhos, materiais e potência

nominal. Portanto, devido à grande variedade de painéis fotovoltaicos encontrados no mercado, há uma variedade de valores dependendo do painel escolhido, fundamental para o início do projeto do sistema gerador fotovoltaico.

De uma forma geral, o processo de fabricação de células fotovoltaicas com base em lâminas de Silício pode ser resumido em alguns passos. Inicialmente realiza-se um ataque químico nas superfícies das lâminas com fim de reduzir a refletância e, então, uma limpeza é realizada para a remoção de contaminantes. Após se faz a difusão do fósforo em temperaturas em torno de 800°C a 950°C nas suas faces para, posteriormente, suas as bordas serem tratadas, eliminando a camada com fósforo. Então é seguido da deposição de filme fino, de um filme antirreflexo na face frontal e de uma camada de pasta de alumínio na face posterior. Assim realiza-se a metalização nas faces frontal e traseira com pastas de prata e prata-alumínio para os contatos metálicos e, com isso, é realizado o isolamento das bordas para finalização (15).

A seleção do painel deve ser feita a partir das necessidades e peculiaridades do consumidor. Contudo, é importante observar os valores nominais informados pelo fabricante e que são obtidos através de testes padronizados. Além disso, é de extrema importância a observação das curvas características do painel, onde essa curva traz a informação do ponto de potência máxima, auxiliando na combinação da ligação dos painéis com fim de aumentar a eficiência e aproveitamento do sistema. A Figura 12 traz um exemplo de curva característica de um painel fotovoltaico.

Figura 12 — Curva característica de um painel fotovoltaico.



Fonte: (15).

Conforme apresentado em Figura 12, o valor de máxima potência (P_m) é registrado em uma combinação de valores de tensão e corrente, diferentes de seus valores máximos apresentados, os quais são os pontos de corrente de curto circuito e de tensão de circuito aberto. Essa avaliação básica dos dados dos painéis é essencial para que se possa trabalhar com o máximo de eficiência oferecido pelo painel e faça-se a adaptação da associação dos painéis de acordo com a necessidade do projeto.

Além disso, a irradiância solar sobre o painel aumenta linearmente os valores gerados de corrente. Contudo, ao passo que a irradiância pode aumentar os valores de eficiência, o aumento da temperatura a diminui, já que o valor de tensão cai com a elevação da temperatura (15).

Um outro quesito que precisa ser levado em consideração para instalação dos módulos é o efeito do sombreamento sobre as células do módulo. A partir do momento que há uma irregularidade na irradiância sobre as células, haverá uma diminuição no valor de corrente total do módulo, bem como afetará todos os demais painéis ligados em série. A potência não entregue é dissipada no próprio módulo e pode, por vezes, causar a ruptura do vidro de proteção, já que ocorre em uma única célula.

A dissipação da potência sobre uma única célula pode ser evitada a partir de diodos de *by-pass* entre as células do módulo. O diodo abre uma passagem de corrente alternativa, evitando que circule sobre as células sombreadas e que, com o aumento da temperatura, possa causar danos ao conjunto do módulo, bem como a ruptura do material de proteção, conforme já mencionado anteriormente.

Durante a associação de módulos fotovoltaicos, o diodo também pode desempenhar uma função importante. Quando módulos são associados em paralelo, devido questões físicas ou de montagem, por exemplo, podem ter diferentes níveis de irradiância entre eles, fazendo com que a potência entregue seja diferente para cada um dos conjuntos. Dessa forma, a ligação do diodo de bloqueio no polo de cada conjunto evita o fluxo reverso, onde um poderia operar como carga por estar com um valor de tensão diferente, causada por uma diferença de temperatura ambiente (15).

2.5.3 Inversores

Os painéis fotovoltaicos operam em regime contínuo tanto para corrente e quanto para tensão, o que difere da forma que operam as linhas de transmissão e

distribuição, cujo a operação é de forma alternada. Por isso, o dimensionamento de inversores é fundamental para interligação do sistema gerador com a rede de distribuição, onde o mesmo é responsável pela conversão para a integração entre ambos os sistemas.

Para casos conectados à rede elétrica, é necessário que a frequência seja sincronizada com a frequência da rede, além do valor de tensão e controle das harmônicas injetadas na rede. Sobre a comutação dos inversores, hoje, há os modelos autocomutados e os comutados pela rede, onde o primeiro opera a partir de tiristores, fornecendo um alto teor de harmônicos, enquanto que o segundo utiliza modulação por PWM, embora mais complexos, permite um melhor controle sobre valores de tensão e redução das harmônicas.

Muitos parâmetros precisam ser considerados durante a escolha do modelo do inversor. Dentre eles, há a potência nominal de saída, a qual é definida a partir de uma avaliação de demanda no consumidor, sendo que inversores de até 5kW geralmente são encontrados com saída monofásica, enquanto que inversores de potência maior tendem a ser com saída trifásica.

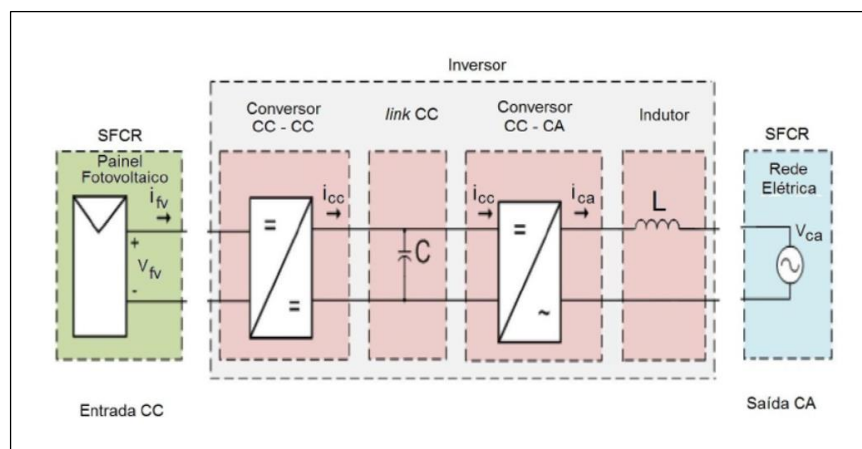
Além disso, há a eficiência do inversor, a qual é definida pela razão entre potência de saída com a potência de entrada. Para esse cálculo de eficiência, a potência de entrada deve ser considerada mais alta que a potência total dos módulos, já que a eficiência máxima informada pelo fabricante não necessariamente é a eficiência durante a potência máxima do inversor.

Tem-se também parâmetros de qualidade de energia, onde questões como forma de onda e distorção harmônica, além de, conseqüentemente, fator de potência, precisam ser considerados para que seja aceito o projeto pela concessionária de energia (15).

Uma função dos inversores para sistemas fotovoltaicos é a entrada de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), que maximiza a potência dos módulos e, independente das condições de operação, faz com que trabalhem em seu ponto de máxima potência.

A Figura 13 traz a representação genérica dos sistemas fotovoltaicos integrados a rede elétrica (SFCE).

Figura 13 — Utilização do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR).

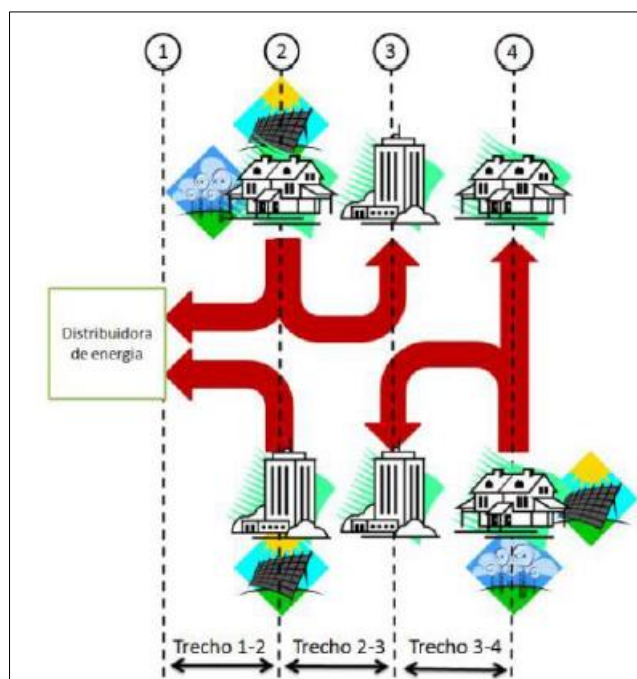


Fonte: Adaptado de (15).

2.6 PRÓS E CONTRAS DA GD SOLAR

O sistema de distribuição é projetado para um fluxo unidirecional, onde um consumidor não é fornecedor de energia ao longo do tempo. Contudo, a geração distribuída, desde que começou a ser implementada, trouxe ao sistema nacional a situação do fluxo bidirecional. Fluxo bidirecional entende-se como o efeito causado por consumidores que ora consomem energia da rede, ora fornecem energia para rede. A Figura 14 traz a representação do fluxo bidirecional de potência dentro de um sistema radial.

Figura 14 — Representação do fluxo de potência bidirecional em um alimentador radial de distribuição com a inserção de geração distribuída.



Fonte: (16).

Pode-se observar a partir da Figura 14 que, devido à instalação de sistemas fotovoltaicos nos pontos 2 e 4, durante todos os trechos o fluxo de potência passou a ser das unidades com GD para as demais cargas e, inclusive, para a própria subestação da distribuidora, a qual passa a receber potência em algum momento.

Esses fluxos bidirecionais acabam por alterar o perfil de tensão na rede e, levando em consideração que redes de distribuição são planejadas para fluxos unidirecionais, podem gerar instabilidade na rede (2). Contudo, há aspectos positivos a partir da inserção de GD, entre eles destacam-se (16):

- Por vezes, o sistema de transmissão acaba sobrecarregado devido à alta demanda local. Por isso, a geração distribuída pode reduzir essa sobrecarga considerando que a fonte se encontraria mais próxima à demanda;
- Os índices de confiabilidade podem aumentar já que a geração distribuída auxilia para que o número de interrupções de fornecimento diminua, embora atualmente a legislação não permita a operação ilhada por questões de segurança;

- c) A inserção de GD contribui para o aumento do nível de tensão em sistemas de distribuição radial, auxiliando sistemas que apresentem valores de subtensão;
- d) A questão ambiental é outro benefício de extrema importância, pois, fontes com menores impactos ambientais e baixos níveis de poluentes têm sido buscadas ao passar dos anos, fazendo com que investidores olhem cada vez mais para fontes de energia limpas;
- e) A GD pode contribuir para a diminuição da necessidade de construção de projetos de linha de transmissão e gastos com fontes geradoras de alta potência;
- f) Além de tudo, a GD também pode ser uma solução para o fornecimento de energia em lugares remotos, onde há poucos consumidores e os investimentos para construção de linhas de distribuição e transmissão seriam muito altos.

Apesar dos pontos positivos, há possíveis pontos negativos que afetam o sistema elétrico com a inserção de GD (1):

- a) A GD altera os valores de corrente curto, por exemplo. Assim, os parâmetros utilizados durante a especificação dos equipamentos de proteção do sistema de distribuição precisam ser ajustados, dependendo do aumento dos níveis de curto-circuito que a GD acarretará;
- b) Pela característica de fluxo bidirecional da geração distribuída, a inserção desta deve considerar a avaliação da redistribuição dos fluxos de potência dentro do sistema radial, bem como das correntes de curto-circuito, já que ela também afeta a corrente de falta;
- c) Há também o efeito conhecido como ilhamento. O ilhamento ocorre quando o sistema é desligado e, devido a característica de fonte da GD, uma região permanece alimentada. Apesar de poder ser interessante o fato de algumas cargas se manterem ligadas durante o desligamento geral do sistema, muitos riscos são apresentados durante esse efeito, seguem alguns:
 - Como a linha mantém-se energizada, há o risco eminente de morte por funcionários da concessionária durante a manutenção do sistema;

- Os parâmetros de qualidade de energia podem não ser atendidos durante o ilhamento e, conseqüentemente, há possibilidade de danos aos equipamentos dos consumidores a partir do momento que a rede não opera dentro dos parâmetros estabelecidos. Durante o ilhamento a concessionária perde o controle da energia fornecida às centrais consumidoras;
- Dependendo do sistema instalado, durante o restabelecimento do sistema, existe o risco de o sincronismo entre o alimentador e a fonte de geração local não ocorrer corretamente;

Apesar do exposto anteriormente sobre os efeitos do ilhamento, atualmente para homologação de inversores no Brasil, conforme portaria do INMETRO nº 004/2011, os inversores devem passar por uma sequência de ensaios e que entre eles está o de anti-ilhamento. Para a realização deste, deve ser utilizada a norma ABNT NBR IEC 62116:2012, a qual trata de uma tradução da norma IEC de mesma numeração e descreve características necessárias e padrões que devem ser seguidos para este teste (17).

De forma geral, observa-se que os impactos que a geração distribuída traz ao sistema nacional de energia elétrica, sejam positivos ou negativos, estão ligados às questões de qualidade de energia e comportamento da curva de carga. Contudo, é importante ressaltar que ela ajuda a diversificar a matriz energética e, quando bem planejada, pode trazer benefícios que vão além dos indicadores de qualidade de energia, como a redução de custos com projetos de transmissão, por exemplo.

2.7 LEGISLAÇÃO PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 24 de novembro de 2015, trouxe a resolução normativa nº687 que altera a resolução normativa nº482 de 17 de abril de 2012. Assim sendo, alguns pontos principais foram estabelecidos, os quais são válidos até então para a regulamentação de unidades micro e minigeradoras de energia.

Primeiramente, foi estabelecido que geração distribuída se trata de centrais geradores conectadas a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, sendo essa classificada em microgeração quando possui potência

instalada de até 75kW e que utiliza cogeração qualificada. Para centrais com potência superior a 75kW e menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, essas se enquadram em minigeração distribuída.

Além disso, estabelece-se também o sistema de compensação de energia elétrica, onde toda energia ativa injetada na rede por um consumidor, seja por micro ou minigeração, é cedido à distribuidora e posteriormente compensada pelo consumo de energia elétrica ativa. Também, como já mencionado anteriormente durante o subcapítulo “Geração Distribuída Solar no Brasil e no mundo”, estabeleceu-se os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

É estabelecido um prazo de sessenta meses para que o consumidor que injetou energia ativa no sistema de distribuição consuma o crédito disponibilizado a ele. Também ficam restritos ao sistema de compensação consumidores livres ou especiais.

O excedente de energia não compensado na própria unidade consumidora passou a poder ser utilizado para compensação de outras unidades consumidoras e fica sob responsabilidade do titular da unidade consumidora definir o percentual da energia excedente que é destinada para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação.

Um dos principais pontos é o que trata o inciso XIV da resolução que estabelece as informações que devem ser prestadas na fatura, como a informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica; o saldo anterior de créditos em kWh; a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário; energia elétrica injetada, por posto tarifário; histórico da energia elétrica ativa consumida e injetada dos últimos 12 ciclos de faturamento; total de créditos utilizados, discriminados por unidade consumidora; total de créditos expirados no ciclo de faturamento; saldo atualizado de créditos; próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar (18).

2.8 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO – OPENDSS

OpenDSS é um *software* de licença de código aberto visando o desenvolvimento de Smart Grids, onde este é baseado em linhas de comando,

podendo elas serem descritas pelo próprio usuário ou proveniente da integração de programas externos (19).

O *software* apresenta como principais recursos a resolução de problemas relacionados com fluxo de potência, curto-circuito, fluxo de harmônicos, estabilidade e crescimento de demanda. Sendo que, dentro do recurso de resolução do fluxo de potência aqui utilizado, há diversos modos de execução, como o modo padrão, o modo diário, modo anual e o modo *dutycycle*, onde o usuário define o período de tempo analisado (19).

O método padrão de resolução do fluxo de potência é baseado na inversa da matriz de admitâncias nodais da rede, sendo que que fontes lineares de tensão são representadas pelo seu respectivo Norton equivalente, enquanto que geradores não lineares são representados por uma impedância mais uma fonte de corrente de compensação (19). A Figura 15 apresenta a equação dos valores de tensão a partir da matriz inversa de admitância.

Figura 15 — Equação dos valores de tensão a partir da matriz inversa de admitância.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_j \\ \vdots \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1j} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \dots & \bar{Y}_{jj} & \dots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{Nj} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_j \\ \vdots \\ \dot{I}_N \end{bmatrix}$$

Fonte: (19).

Importante ressaltar que o *software* em questão possui seus respectivos prós e contras, conforme relatado na referência (19). Como pontos prós pode se relatar a velocidade e eficiência computacional que se deve principalmente ao fato de a matriz de admitâncias somente ser alterada quando uma matriz de admitância de um dos elementos de transmissão se modifica, facilitando assim as iterações futuras. Também a generalidade do modelo de transformador faz com que haja convergência para qualquer configuração possível desse componente, sem as restrições que há em outros *softwares*, por exemplo. Além disso, o fato de o algoritmo utilizar fontes de corrente de compensação faz com que qualquer carga não linear possa ser modelada.

Há também o fato de o OpenDSS apresentar licença de código aberto, justificando o motivo da ANEEL adotá-lo para cálculos de perdas técnicas (19).

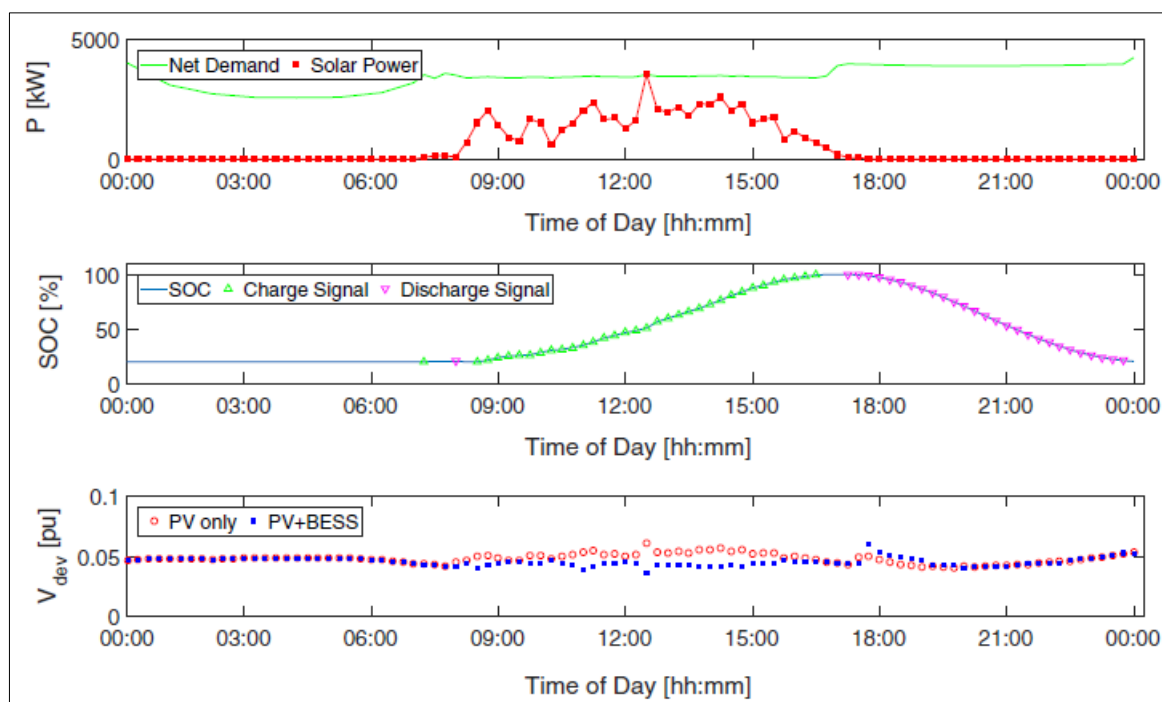
Entretanto, como pontos contra, ressalta-se que o *software* não realiza estudos de transitórios em sistemas elétricos, não possui uma interface, sendo necessário utilização de linhas de comando, além da necessidade de conhecimento elevado de sistemas de potência, dificultando o aprendizado (19).

2.9 ESTADO DA ARTE

Embora a geração distribuída tenha começado a se difundir amplamente no Brasil, associações híbridas com sistemas de armazenamento ainda não estão regularizadas. Estas têm sido estudadas para otimizar a curva de carga de energia com a de geração, além de serem efetivos na mitigação de alguns problemas que ocorrem na rede devido a integração de sistemas fotovoltaicos.

Nesse sentido, um estudo onde um algoritmo foi desenvolvido para dimensionamento do sistema de armazenamento com foco, principalmente, em diminuir os valores de sobretensão que podem ser gerados a partir da GD e *Battery Energy Storage System* (BESS) (20), traduzido livremente para o português como sistema de armazenamento de energia por bateria. A Figura 16 apresenta os resultados obtidos com o algoritmo em questão, dando uma visão geral da curva de demanda então utilizada e o período de geração fotovoltaica, a curva de carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento proposto pelo algoritmo e, por último, a simulação dos valores de flutuação de tensão somente com o sistema fotovoltaico e com o sistema fotovoltaico integrado com o sistema de armazenamento. O primeiro gráfico apresenta a curva de demanda em comparação com a curva de geração, o gráfico central apresenta a curva do estado da carga e descarga do sistema de armazenamento de energia proposto enquanto que o gráfico inferior apresenta a flutuação de tensão apenas com o sistema fotovoltaico e com o sistema fotovoltaico integrado com o sistema de armazenamento.

Figura 16 — Visão geral de um dia típico da simulação.

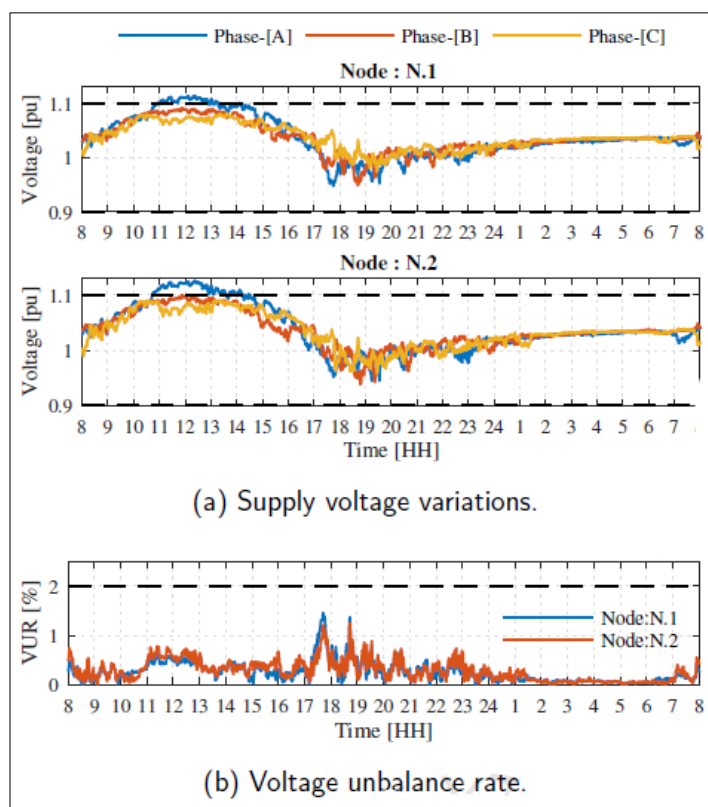


Fonte: (20).

Seguindo essa busca na melhora dos resultados e minimização dos impactos causados pela integração da GD e sistemas armazenadores, foi proposto um método (21) (22) para controlar o armazenador de energia por bateria (BES) de forma que atendesse ao esperado do cliente pelo sistema armazenador e também pudesse solucionar problemas de sobretensão. Para tal, o sistema armazenador seria controlado para que a capacidade máxima de armazenamento nunca atinja seu valor antes do pico máximo da geração de energia, evitando valores de sobretensão na rede, podendo, em casos de não atingir o valor máximo de carga, ser carregado pela rede, caso seja economicamente interessante.

A Figura 17 e a Figura 18 apresentam respectivamente os resultados de qualidade de energia antes e após a implementação do sistema de controle distribuído dos armazenadores, dentro de um sistema de distribuição europeu com 56 consumidores, sendo que 40 desses com um sistema fotovoltaico integrado na rede e, desses 40 consumidores, 15 com sistema de armazenamento. Onde, assim, os valores de sobretensão que inicialmente eram apresentados, foram totalmente solucionados após a inserção dos sistemas fotovoltaicos.

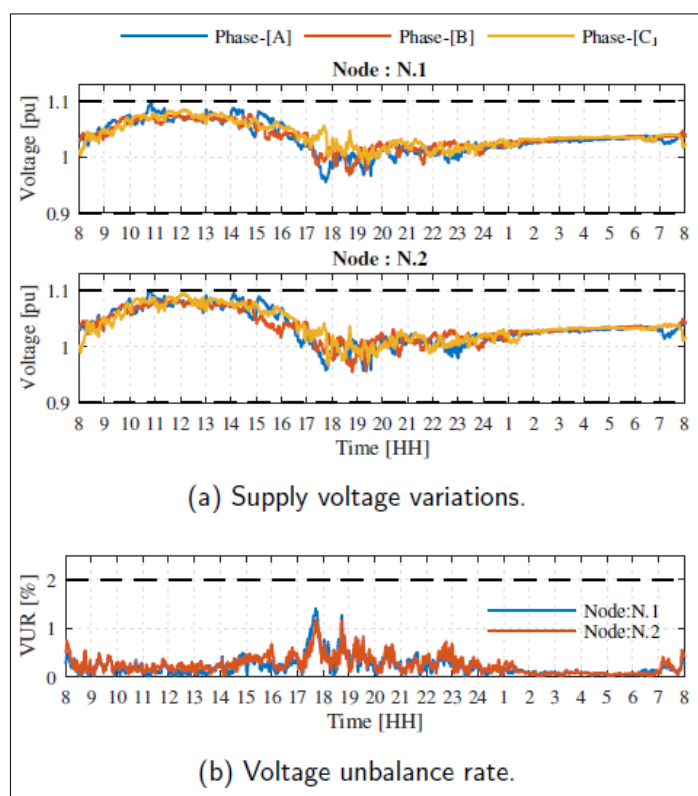
Figura 17 — Qualidade de fornecimento de tensão sem unidades de BES.



Fonte: (21).

A Figura 17 **a** traz a variação dos valores de tensão entre as fases. Já a Figura 17 **b** apresenta a taxa de desequilíbrio da tensão.

Figura 18 — Qualidade do fornecimento de tensão com controle distribuído das unidades de BES.

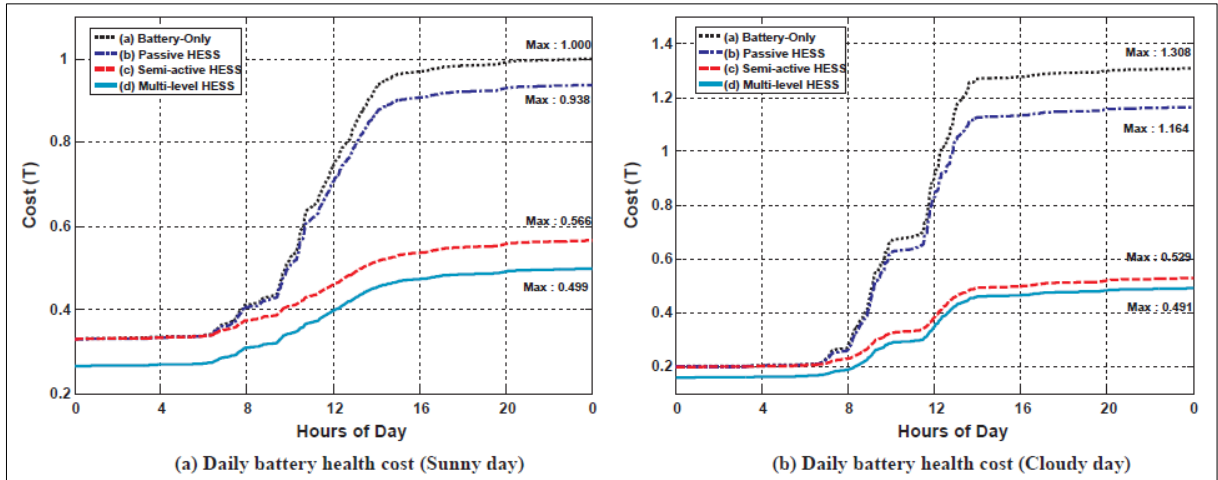


Fonte: (21).

A Figura 18 **a** apresenta a variação dos valores de tensão entre as fases com o controle distribuído das unidades de BES, a Figura 18 **b** traz a taxa de desequilíbrio desse sistema.

Ainda assim, também foi avaliado a inserção de supercapacitores juntamente com os bancos de baterias (22), visando otimizar a vida-útil das baterias utilizadas e, consequentemente, diminuindo os custos necessários para manter um BESS. Os sistemas híbridos de armazenamento de energia (HESS) apresentam algumas topologias possíveis e diferentes resultados são obtidos dependendo da topologia escolhida, desde melhor utilização do supercapacitor e diminuição dos valores de correntes exigidos das baterias. A Figura 19 apresenta um gráfico com uma taxa do valor de custo da bateria, dependendo do sistema escolhido, onde atinge-se um percentual de até 50% de redução, quando comparado a um sistema BES convencional.

Figura 19 — Curva normalizada da função de custo durante o dia.

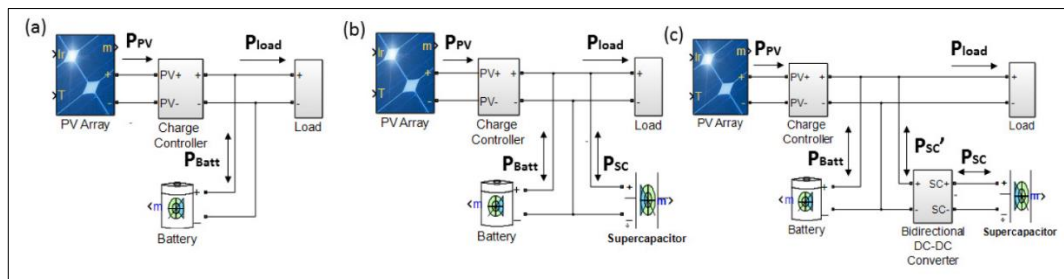


Fonte: (22).

A Figura 19 **a** apresenta os resultados para um dia ensolarado, enquanto que a Figura 19 **b** os resultados são referentes a um dia nublado.

Algumas topologias possíveis, além do modelo padrão de armazenamento somente com sistemas de baterias, é o sistema passivo híbrido (BS-HESS) e semiativo híbrido (*Semi-Active* BS-HESS), apresentados na Figura 20. Essas topologias foram testadas em um consumidor residencial rural onde, a partir das análises realizadas, constatou-se que o estresse sofrido pelas baterias devido à variação da corrente de carga e o valor de pico da corrente de carga das baterias diminuiriam com um sistema semiativo BS-HESS, melhorando a vida-útil da bateria e maximizando a utilização do supercapacitor (23).

Figura 20 — Topologias de sistemas BS.



Fonte: (23).

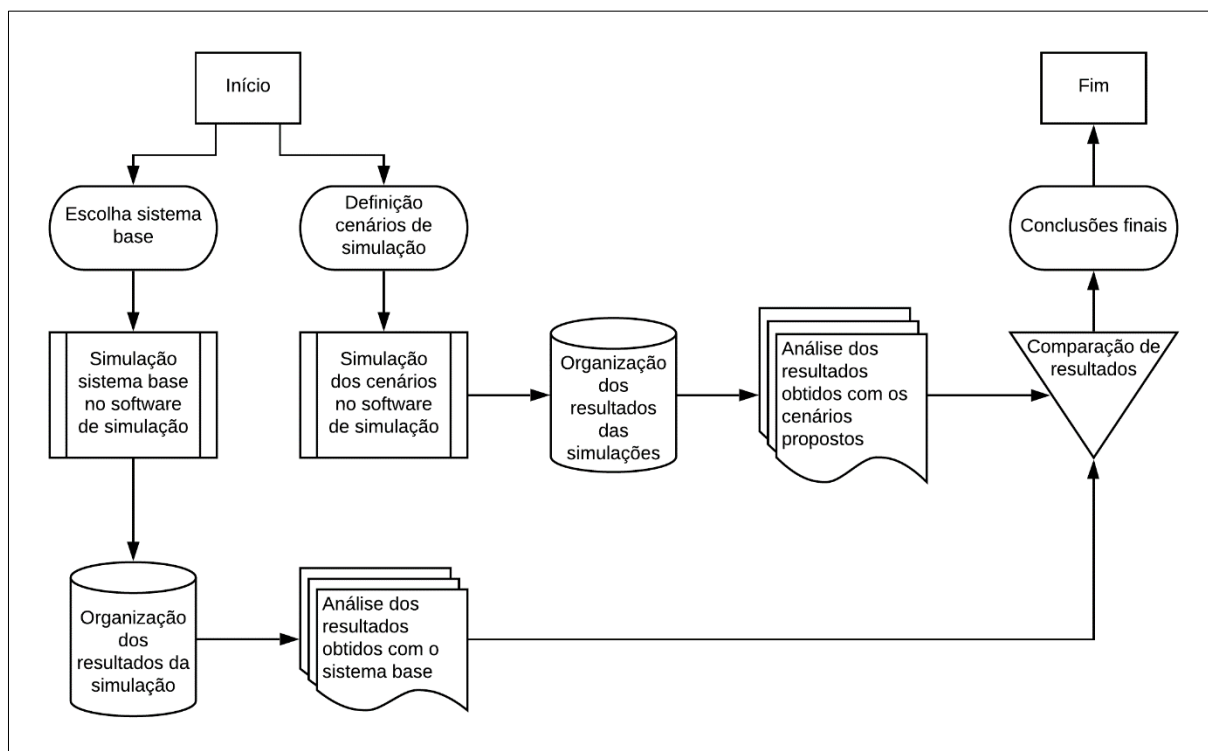
A topologia da Figura 20 **a** é a representação de um sistema autônomo fotovoltaico com sistema de armazenamento por baterias, ao passo que a topologia da Figura 20 **b** trata-se do sistema de armazenamento híbrido (BS-HESS) e, por fim, na topologia da Figura 20 **c**, o sistema de armazenamento é híbrido semi-ativo.

3 METODOLOGIA

Este trabalho tem como objetivo analisar as consequências do aumento do número de consumidores enquadrados na geração distribuída, sendo eles na micro ou na minigeração. Trata-se de uma análise que visa antecipar consequências, sejam elas positivas ou negativas, caso o sistema de distribuição brasileiro permaneça estruturado da forma atual e haja o aumento da instalação de sistemas de GD fotovoltaico em consumidores ligados na média tensão.

Para tal, os processos de construção desse trabalho são apresentados na Figura 21.

Figura 21 — Fluxograma de construção.



Fonte: O autor.

3.1 SISTEMA BASE

Para o sistema base definiu-se o sistema IEEE 34 barras, apresentado na Figura 22. A IEEE possui alguns sistemas padrões para utilização na avaliação e simulação de sistemas radiais trifásicos desequilibrados. O caso em questão trata-se

As bases estabelecidas para o sistema são de 13,8 kV e 100 MVA. Além disso a subestação é representada pela barra 0 na Figura 22, a qual opera com tensão de 1,05 p.u. (por unidade).

Demais alterações no sistema base são dadas devido às inserções de sistemas geradores fotovoltaicos em determinadas barras, até o perfil de consumo de cada consumidor. Além da alteração nos valores de potência das cargas, a depender do cenário estabelecido.

3.2 DEFINIÇÃO CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Para a construção dos cenários de simulação, analisam-se relatórios das UCs com GD conectados ao sistema de distribuição em resumos separados por distribuidora, por estado, tipo de geração, classe de consumo, modalidade e data de conexão (10). Assim, a partir dos resumos por distribuidora, considerando os dados da distribuidora local, Rio Grande Energia - RGE, consideram-se todos os consumidores registrados dentro do subgrupo A4 com GD que possuam a fonte de geração como radiação solar.

Após a listagem dos consumidores, variando-se de 0 até o maior valor de potência instalada em kW, classificados em escalas de 5 em 5 kW de potência dentro da micro ou minigeração, identificando-se quais são as faixas de potência majoritárias que tais consumidores se encontram.

Próximo passo trata-se da identificação do perfil destes consumidores através dos dados analisados. Com a identificação do perfil de consumo, analisam-se os principais para que seja possível a modelação das cargas de acordo com a curva de carga característica de cada um, construídas a partir dos modelos apresentados em 2.4.

A partir dos dados levantados anteriormente, constroem-se quatro cenários principais. Sendo que desses, dois com os valores de potência instalada com maior número de consumidores enquadrados na microgeração e dois com os valores de potência instalada com maior número de consumidores enquadrados na minigeração.

Após a definição do valor de potência de cada um dos quatro cenários, estabelecem-se os seguintes percentuais de UCs com sistemas fotovoltaicos de mesmo valor de potência instalada definida anteriormente:

- a) 4% de todas as UCs do sistema de distribuição base com geração fotovoltaica;
- b) 12% de todas as UCs do sistema de distribuição base com geração fotovoltaica;
- c) 20% de todas as UCs do sistema de distribuição base com geração fotovoltaica;

Em suma, constroem-se quatro cenários com os valores de potência mais aderidos pelos consumidores da micro e da minigeração. Dessa forma, a partir de cada um dos quatro principais cenários, definem-se outros três prevendo diferentes percentuais de crescimento da GD nas UCs conectadas ao sistema de distribuição, totalizando diferentes valores de injeção de potência na rede de distribuição.

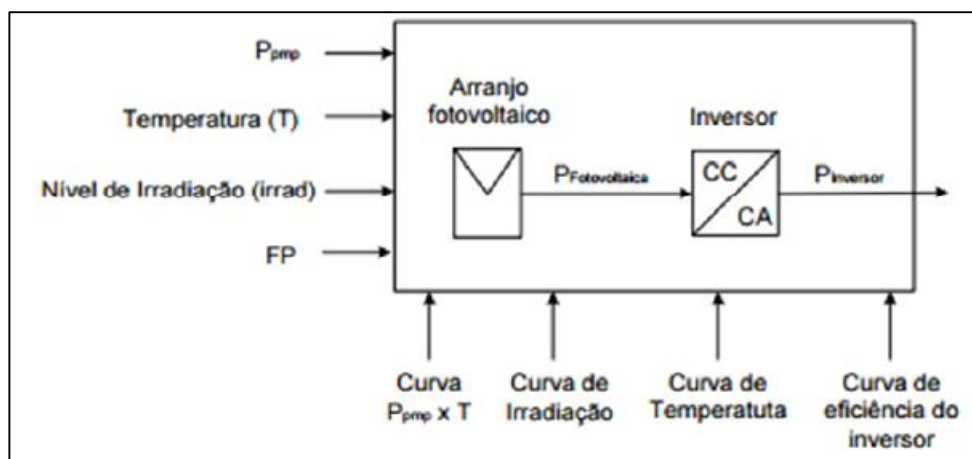
3.3 SIMULAÇÕES DO SISTEMA BASE E CENÁRIOS PROPOSTOS

Através do *software* OpenDSS se faz o modelamento do sistema base e, posteriormente, modificam-se algumas características desse a partir do avanço nas simulações dos cenários. O modelamento do sistema se dá através da modelação de suas partes que o compõe, bem como as barras, gerador, transformador, linhas, capacitores e afins. O modelamento destes é realizado dentro do *software* OpenDSS, após a inserção dos parâmetros de cada um dos componentes, estes já fornecidos (25), através de linhas de comando com funções específicas para cada dispositivo.

Para a avaliação dos níveis de tensão nas barras utiliza-se o recurso de fluxo de potência do *software* no modo diário, assim o cálculo é resolvido para cada hora do dia. O tipo de curva de carga de cada consumidor é definida a partir dos dados levantados em 3.2.

Para o modelamento dos sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema, informações sobre a região de instalação do sistema e informações específicas do fornecedor do modelo de painel instalado são necessárias. A Figura 23 apresenta o esquemático para a construção do modelo fotovoltaico no *software*.

Figura 23 — Esquemático do modelo PV no OpenDSS.



Fonte: (19).

As informações da curva de temperatura e curva de irradiação são provenientes do ambiente em que o sistema será instalado. As curvas de ponto de máxima potência e de eficiência do inversor, bem como a temperatura nominal, são informações de catálogo fornecidas pelo fabricante dos equipamentos. A informação da tensão nominal do sistema será definida a partir do arranjo da ligação dos painéis fotovoltaicos e convertidas para a tensão nominal do sistema de distribuição através de transformadores elevadores. Demais informações como potência nominal do sistema, potência máxima e potência aparente nominal do inversor variam de acordo com cada cenário estabelecido.

Para o modelamento do sistema fotovoltaico dos consumidores se faz necessário ter conhecimento de informações do ambiente do local escolhido. Para este trabalho definiu-se a cidade de Bento Gonçalves para a busca desses dados, já que a mesma possui uma estação meteorológica automática do Instituto Nacional de Meteorologia (A840), que faz o registro diário em intervalos de uma em uma hora dos dados coletados. Além disso, também se trata de uma das maiores economias do estado do Rio Grande do Sul, contando com a presença de indústrias e centros comerciais turísticos.

Para estimação da temperatura no painel fotovoltaico, a equação exposta pela Figura 24 apresenta melhor desempenho na estimação da temperatura de modelos reais, dentro das analisadas (26). Para os dados de entrada utilizou-se os registros da estação A840, calculando-se a média horária da temperatura instantânea e de velocidade do vento do mês de outubro, visando a busca por temperaturas não muito

superiores a temperatura nominal do painel e valores de irradiância significativos. Os parâmetros da equação estabelecida são apresentados na Figura 25.

Figura 24 — Equação cálculo da temperatura no módulo fotovoltaico.

$$T_c = T_a + \left[\left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8 \cdot V_w} \right) \cdot (T_{cNOCT} - T_{aNOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right]$$

Fonte: (26).

Figura 25 — Descrição de parâmetros da equação para estimação da temperatura no módulo fotovoltaico.

Parâmetro	Descrição
T_a	Temperatura ambiente em °C
G	Irradiância total em W/m ²
T_{cNOCT}	Temperatura de operação nominal na célula fotovoltaica, fornecida pelo fabricante do módulo fotovoltaico, em °C
T_{aNOCT}	Temperatura ambiente de acordo com SRE, fixada em 20°C
G_{NOCT}	Irradiância total segundo SRE, fixada em 800 W/m ²
V_w	Velocidade do vento em m/s
α	Constante igual a 0,0138
β	Constante igual a 0,031
γ	Constante igual a 0,042
η_c	Eficiência de conversão do módulo descrito em sua folha de dados
$\tau\alpha$	Produto da transmitância-absortância, valor exato desconhecido, porém estimado em 0,9
η_m	Razão entre η_c e $\tau\alpha$

Fonte: (26).

Para os cálculos da intensidade, modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar, utilizou-se o software RADIASOL que, através de modelos matemáticos, determina o efeito da inclinação na superfície do painel.

3.4 OBTENÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

O OpenDSS possui um comando de monitoramento dos parâmetros dos componentes do sistema simulado, denominado *monitor*. Assim, se faz possível o levantamento dos gráficos das tensões analisadas. Com isso, para cada cenário simulado, bem como para o sistema base inicial, constroem-se gráficos dos valores retornados pelas simulações, sendo que os valores de tensão são tem sua unidade

convertida para p.u., para melhor compreensão e análise dos dados. Além disso, para a análise dos efeitos das inserções de potência na rede pelo sistema de GD fotovoltaico de cada cenário, no âmbito da tensão em regime permanente, cada fase do sistema de distribuição será analisada individualmente, devido a característica de desequilíbrio da rede e, conseqüentemente, diferentes valores encontrados em cada uma delas.

Com isso se faz possível a comparação entre os próprios resultados através dos níveis de qualidade de energia elétrica, conforme padrões estabelecidos pela ANEEL. Ressalta-se que, para levantamento de indicadores individuais e coletivos, a ANEEL estabelece que são necessárias a realização de 1008 leituras intercaladas em intervalos de dez minutos cada. Contudo, para este trabalho, a análise não se dará pelo cálculo dos indicadores individuais e coletivos, já que a simulação é feita em intervalos de tempo maiores que os pré-estabelecidos, mas sim será através da análise do valor instantâneo de tensão horária, a partir de cada simulação, de acordo com o apresentado em 2.3.1.

Por fim, para cada fase de cada ponto analisado, calcula-se a média diária da tensão fornecida ao longo das 24 horas em cada um dos valores de potência injetada na rede, a qual define-se a partir do cenário em questão. Com o levantamento das médias diárias de tensão para cada valor de potência, se faz possível a construção de gráficos com levantamento da linha de tendência linear, bem como o cálculo do desvio padrão em cada uma das situações, para cada valor de potência, podendo-se, assim, observar comportamentos e tendências do impacto da GD nesse sistema dentro do quesito aqui tratado.

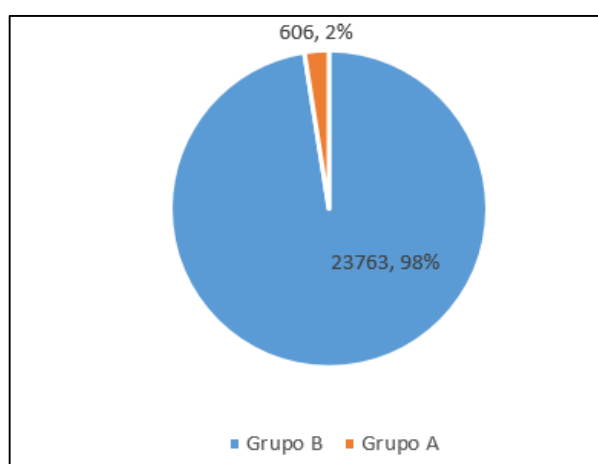
4 POPULAÇÃO DE ANÁLISE

Para a população de análise em questão, optou-se por observar os dados da região serrana do estado do Rio Grande do Sul. Sendo assim, para esses levantamentos, analisou-se os dados referente a distribuidora da região.

Assim, a partir dos dados, constata-se que de todas as 24379 UCs cadastradas com GD, 96,96% possuem como fonte da unidade geradora a radiação solar. O 0,4% restante utiliza a cinética do vento e potencial hidráulico (10).

Sendo assim, a partir das UCs conectadas que utilizam a radiação solar como fonte de energia, totaliza-se um valor total de potência instalada de 288,3 MW. Considerando que o maior percentual delas, atualmente, pertence a consumidores do grupo B, conforme apresentado na Figura 26.

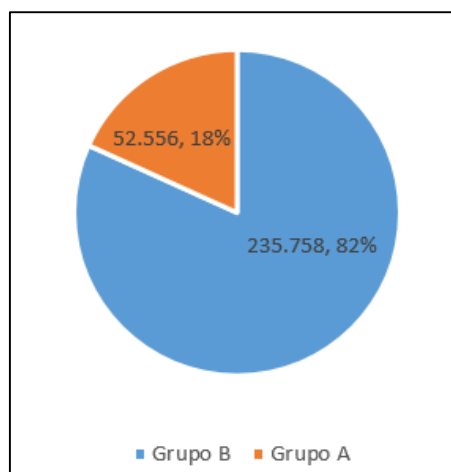
Figura 26 — Nº total de UCs por grupo de tensão.



Fonte: O autor.

Além disso, destaca-se também que, conforme apresentado na Figura 27, devido à grande maioria dos consumidores pertencer ao grupo B, a maior parcela da potência total instalada pertence a esse mesmo grupo.

Figura 27 — Potência total instalada por grupo (MW).

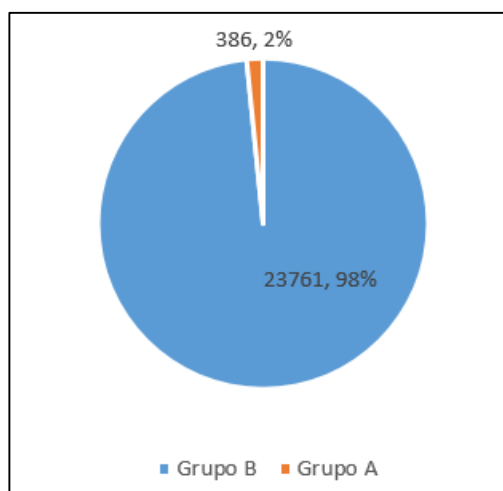


Fonte: O autor.

Assim, comparando a Figura 26 e a Figura 27, observa-se que, embora o grupo A corresponda a cerca de somente 2% de todos os consumidores, a parcela de contribuição da potência total instalada está em torno de 18%. Com isso, ao passo que, a partir dos dados apresentados, dividindo-se o total gerado pelo grupo B pelo total de UCs do mesmo grupo observa-se que a média de potência instalada por consumidor não chega a 10 kW, enquanto que fazendo-se o mesmo cálculo para o grupo A, a média individual de cada consumidor ultrapassa os 80 kW.

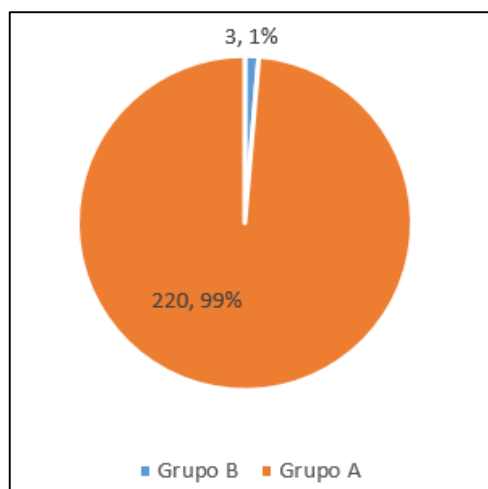
É possível chegar a essa mesma conclusão a partir da Figura 28 e Figura 29, onde apresentam-se os consumidores enquadrados na micro e minigeração.

Figura 28 — Total de UCs enquadradas na microgeração por grupo.



Fonte: O autor.

Figura 29 — Total de UCs enquadradas na minigeração por grupo.



Fonte: O autor.

Dessa forma, além das questões já citadas como a maior parte do consumo de energia elétrica no Brasil se concentrar no setor comercial e, principalmente, no industrial, há a característica dos maiores centros de carga se localizarem longe de suas fontes geradoras. Por isso, o grupo de consumidores A se torna um dos principais favorecidos com a GD fotovoltaica. Isso pois, consumidores industriais são caracterizados por estarem conectados as redes de média tensão (26), característico do grupo A.

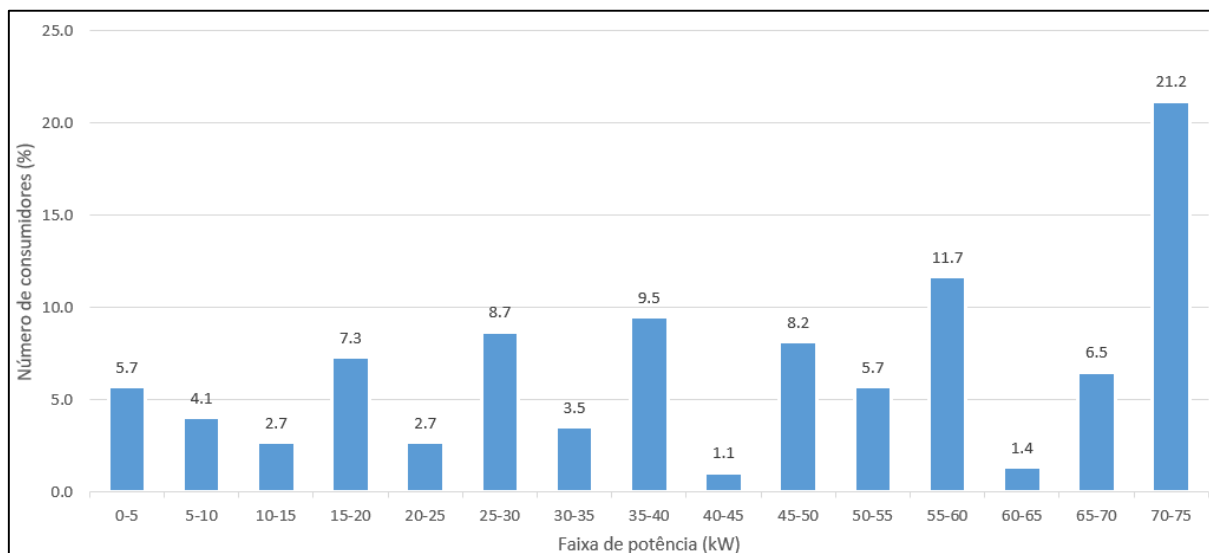
Ressalta-se ainda que a média de potência instalada de GD fotovoltaica por consumidor do grupo A é 8 vezes maior que a média de potência instalada de GD fotovoltaica por consumidor do grupo B, fazendo com que um único consumidor do grupo A com GD fotovoltaica tenha muito mais impacto no sistema de distribuição quando comparado a consumidor do grupo B.

Dentro do estudo realizado, pode-se constatar também que para o grupo A, 99% desses consumidores pertencem ao subgrupo A4 e esse subgrupo também corresponde a pouco mais de 52,3 MW dos 52,5 MW total de potência instalada do grupo. O segundo subgrupo mais significativo é o A3 com 95 kW de potência instalada, acompanhado do subgrupo AS que corresponde ao total de 94,3 kW de toda a potência instalada.

A partir dos dados levantados, se fez necessário identificar aqueles classificados na micro e na minigeração. Assim, com esses dados, pode-se separar os consumidores dentro de escalas de potência, de 5 em 5 kW, para identificar as

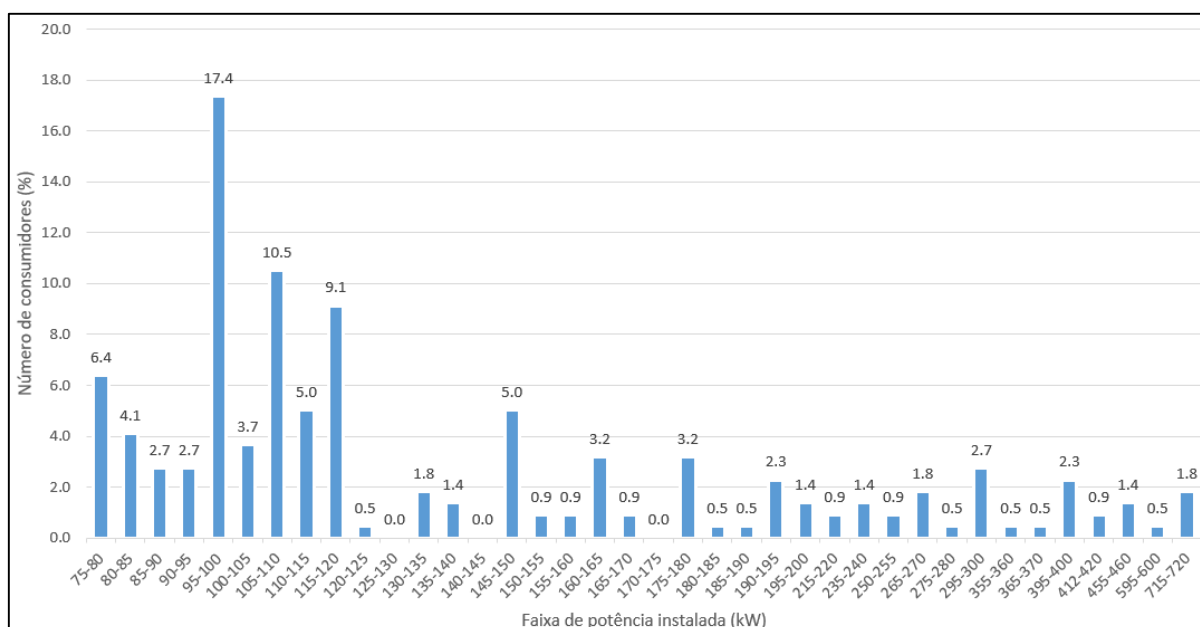
faixas de potência principais, onde se encontram a maioria dessas UCs, na mini ou na micro GD. A Figura 30 e Figura 31 trazem essas informações.

Figura 30 — Percentual de consumidores A4 em micro geração por faixa de potência



Fonte: O autor.

Figura 31 — Percentual de consumidores A4 em mini geração por faixa de potência



Fonte: O autor.

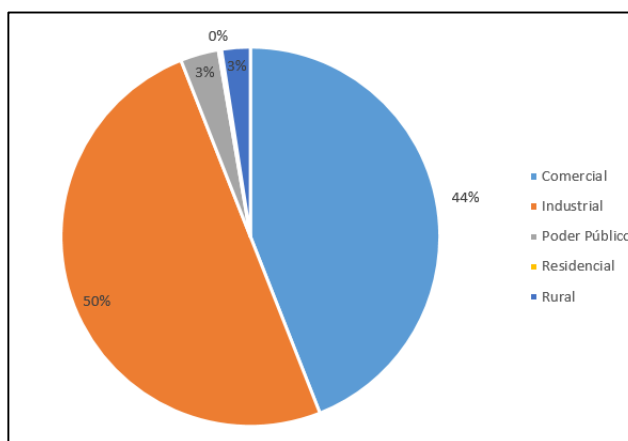
A partir da Figura 30 conclui-se que a faixa de 70-75 kW abrange a maior parte dos consumidores em micro geração, seguido da faixa de 55-60 kW. Já pela Figura

31 observam-se as faixas de 95-100 kW e de 105-110 kW com os maiores percentuais de consumidores.

4.1 PERFIL DE CONSUMIDORES

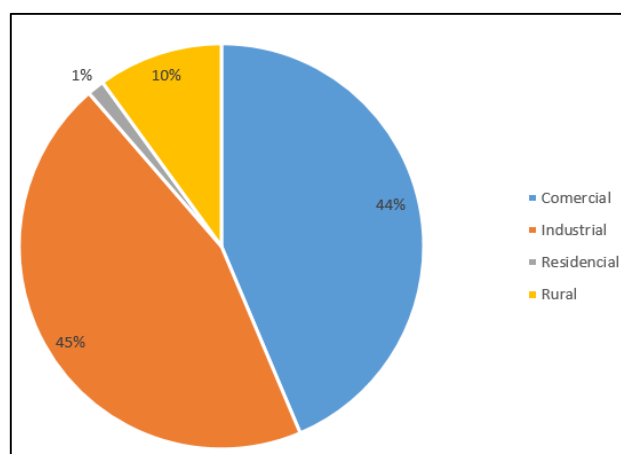
Conforme citado em 3.2, se faz necessário identificar o perfil dos consumidores para que se possa modelar a curva de carga característica de cada um dos perfis identificados. Dessa forma, analisou-se o perfil de cada uma das UCs cadastradas, onde o perfil industrial e comercial se destacam tanto na micro quanto na mini GD, conforme apresentam a Figura 32 e a Figura 33.

Figura 32 — Perfil dos consumidores A4 com micro GD



Fonte: O autor.

Figura 33 — Perfil dos consumidores A4 com mini GD

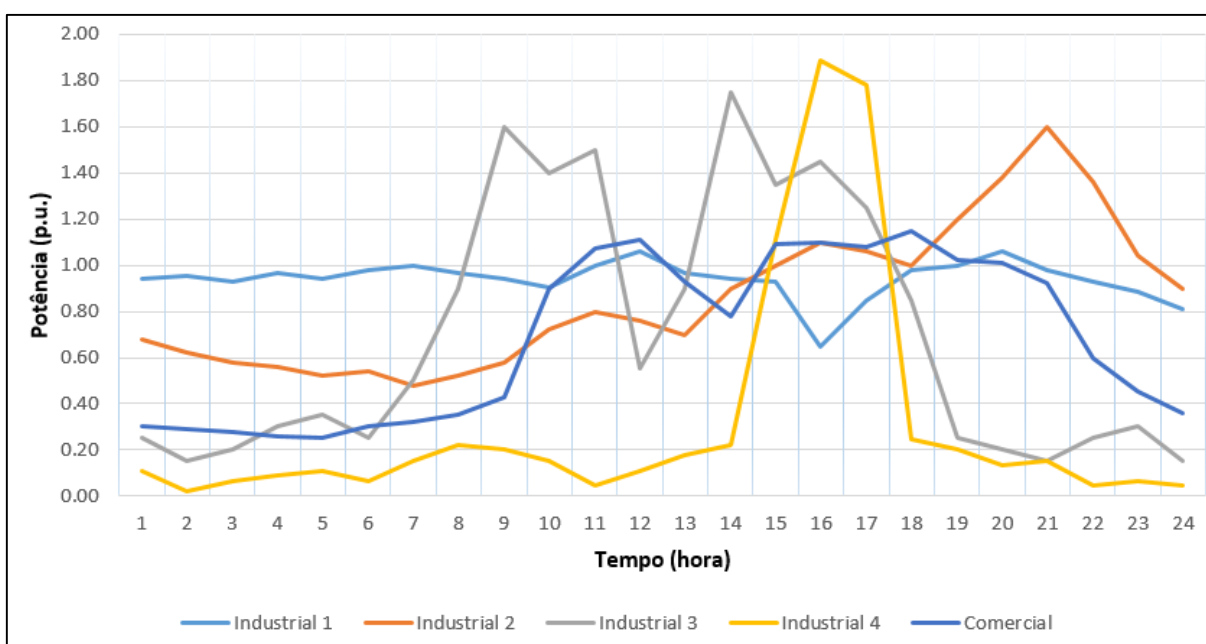


Fonte: O autor.

Desta forma, a partir da Figura 32 e Figura 33, pode se afirmar que o perfil de carga desse grupo de consumidores é em maior parte comercial, seguido da carga industrial, dividindo-se quase que igualmente a parcela correspondente a cada classe, quando desconsideradas as demais. Enquanto a curva de carga de consumidores comerciais caracteriza-se pela alta demanda no horário comercial e pequena queda no horário próximo ao meio dia, as curvas de carga do setor industrial são estimadas por ramo de atividade e possuem enorme variação (26).

Com isso, construiu-se as curvas de carga dos perfis industriais e comercial, conforme apresentado na Figura 34, as quais serão utilizadas para modelação das cargas para simulação. O valor da potência é dado em p.u., cuja base é a potência da carga em questão.

Figura 34 — Curva de carga industrial e comercial



Fonte: Adaptado de (26).

5 SIMULAÇÕES

Para início das simulações foram modelados todos os componentes necessários para descrição do modelo, conforme apresentado em 3.1, os quais são comuns a todos os cenários propostos:

- a) Parâmetros das linhas (IEEELineCodes.dss), apresentado em ANEXO A;
- b) Dados das linhas (lines.dss), apresentado em ANEXO B;
- c) Curvas de carga (loadshape.dss), apresentado em APÊNDICE A;
- d) Cargas (loads.dss), apresentado em APÊNDICE B;
- e) Capacitores (capacitors.dss), apresentado em APÊNDICE C;
- f) Reguladores (regulators.dss), apresentado em APÊNDICE D;
- g) Definição de tensão base (tensao_base.dss), apresentado em APÊNDICE EAPÊNDICE ;
- h) Monitores (monitores.dss), apresentado em APÊNDICE FAPÊNDICE ;
- i) Comando para exportar gráficos (export.dss), apresentado em APÊNDICE GAPÊNDICE .

Destaca-se que para a modelação das cargas, considerando simulação no modo diário, essas tiveram suas curvas de perfil de carga definidas conforme as curvas apresentadas em 4.1 e distribuídas conforme tabela a seguir:

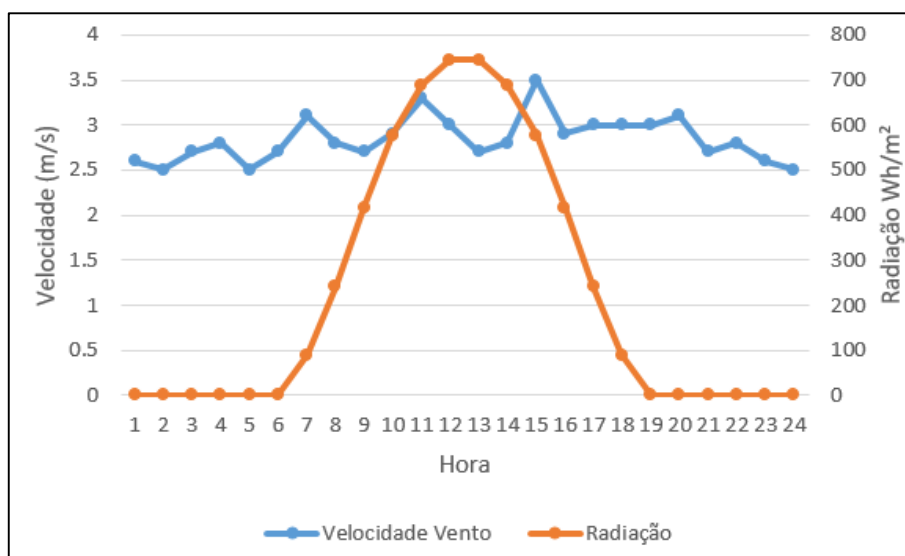
Tabela 1: Dados das cargas

Carga	Modelo	kV	Barra	Perfil	kW	kVAR
1	1	13.8	802	Industrial 2	55	29
2	4	13.8	810	Comercial	16	8
3	2	13.8	818	Industrial 4	34	17
4	1	13.8	822	Industrial 2	135	70
5	5	13.8	816	Comercial	5	2
6	5	13.8	826	Industrial 3	40	20
7	5	13.8	824	Comercial	4	2
8	1	13.8	828	Comercial	7	3
9	1	13.8	856	Comercial	4	2
10	2	13.8	832	Comercial	15	7
11	1	13.8	864	Comercial	2	1
12	1	13.8	858	Industrial 4	32	17
13	2	13.8	860	Industrial 2	146	73
14	1	13.8	836	Industrial 2	82	43
15	5	13.8	840	Industrial 3	40	20
16	1	13.8	838	Industrial 4	28	14
17	1	13.8	844	Comercial	9	5
18	1	13.8	846	Industrial 3	45	23
19	1	13.8	848	Industrial 4	23	11
20	1	13.8	860	Industrial 3	60	48
21	5	13.8	840	Industrial 4	27	21
22	2	13.8	844	Industrial 1	405	315
23	1	13.8	848	Industrial 3	60	48
24	5	13.8	890	Industrial 1	450	225
25	2	13.8	830	Industrial 3	45	20

Os valores de potência ativa e reativa, modelo da carga, barra na qual ela está conectada são dadas conforme modelo IEEE (25), o valor de tensão foi ajustado conforme tensão de fornecimento da rede primária da região em estudo.

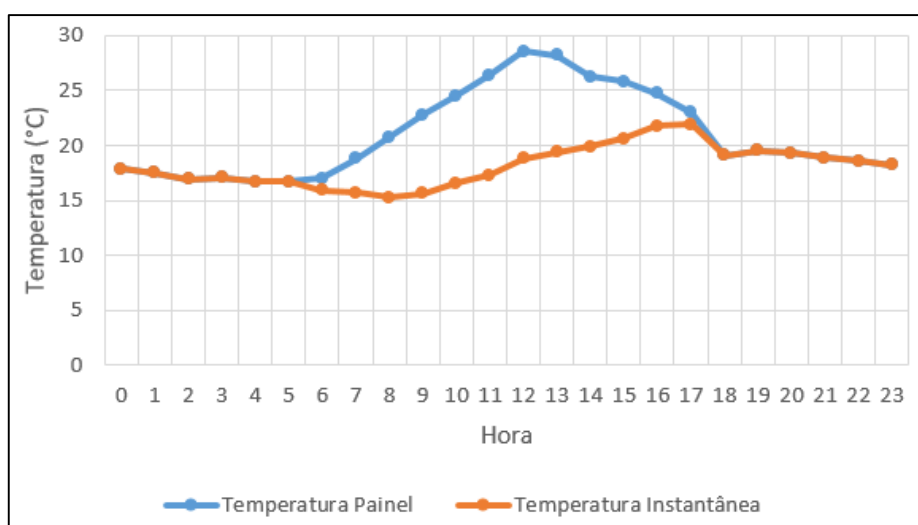
Para estimação da temperatura no painel fotovoltaico, conforme apresentado em 3.3, obteve-se os dados da radiação solar horária da cidade de Bento Gonçalves através do software RADIASOL, além da velocidade do vento e temperatura instantânea obtidos através dos registros da estação meteorológica do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) de Bento Gonçalves (A840), conforme apresentado na Figura 35 e Figura 36:

Figura 35 — Média velocidade do vento e da radiação horário na cidade de Bento Gonçalves em outubro de 2019.



Fonte: O autor.

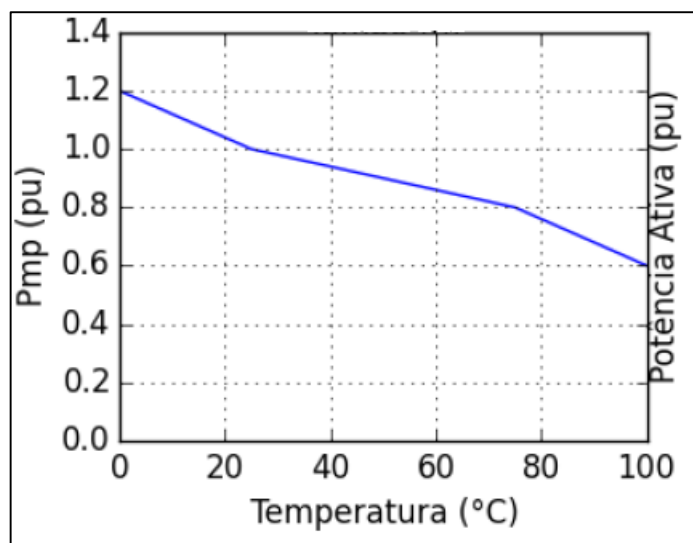
Figura 36 — Média da temperatura instantânea e temperatura estimada no painel fotovoltaico na cidade de Bento Gonçalves do mês de outubro de 2019.



Fonte: O autor.

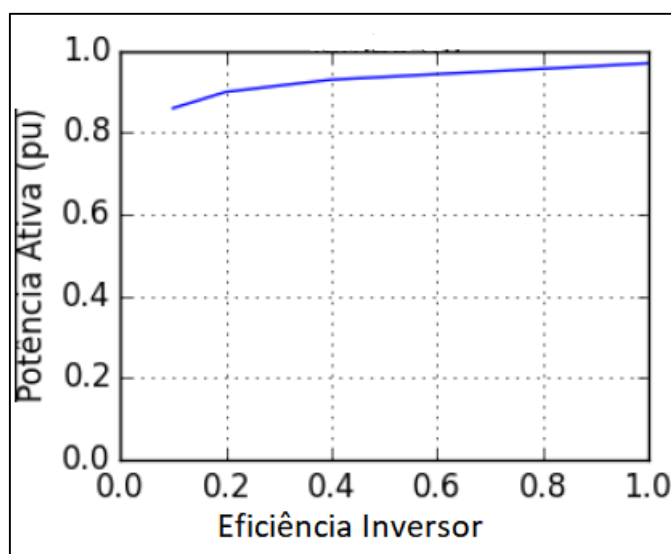
Já a curva de PMP do painel e a curva de eficiência do inversor são apresentadas a seguir na Figura 37 e Figura 38, respectivamente:

Figura 37 — Curva PMP do painel fotovoltaico



Fonte: (19).

Figura 38 — Curva eficiência do inversor.



Fonte: (19).

Com os dados da radiação horária, temperatura estimada no painel, curva PMP do painel e eficiência do inversor, é possível modelar cada um dos sistemas fotovoltaicos.

Por fim, os cenários estabelecidos a partir dos dados apresentados em 4, foram:

a) Cenário 1:

— 1 UC com 40 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 40 kW instalada no sistema);

- 3 UCs com 40 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 120 kW instalada no sistema);
- 5 UCs com 40 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 200 kW instalada no sistema);

b) Cenário 2:

- 1 UC com 75 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 75 kW instalada no sistema);
- 3 UCs com 75 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 225 kW instalada no sistema);
- 5 UCs com 75 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 375 kW instalada no sistema);

c) Cenário 3:

- 1 UC com 100 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 100 kW instalada no sistema);
- 3 UCs com 100 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 300 kW instalada no sistema);
- 5 UCs das UCs com 100 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 500 kW instalada no sistema);

d) Cenário 4:

- 1 UC com 120 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 120 kW instalada no sistema);
- 4 UCs com 120 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 360 kW instalada no sistema);
- 5 UCs com 120 kW de GD fotovoltaica instalada (total de 600 kW instalada no sistema);

Ressalta-se que, tanto para o cenário 1 quanto para o cenário 4, utilizou-se a terceira faixa com maior percentual de UCs enquadradas, para se obter maior variação nos valores simulados e possível maior diferença nos resultados conforme varia-se o valor de potência instalada por GD.

5.1 CENÁRIO BASE

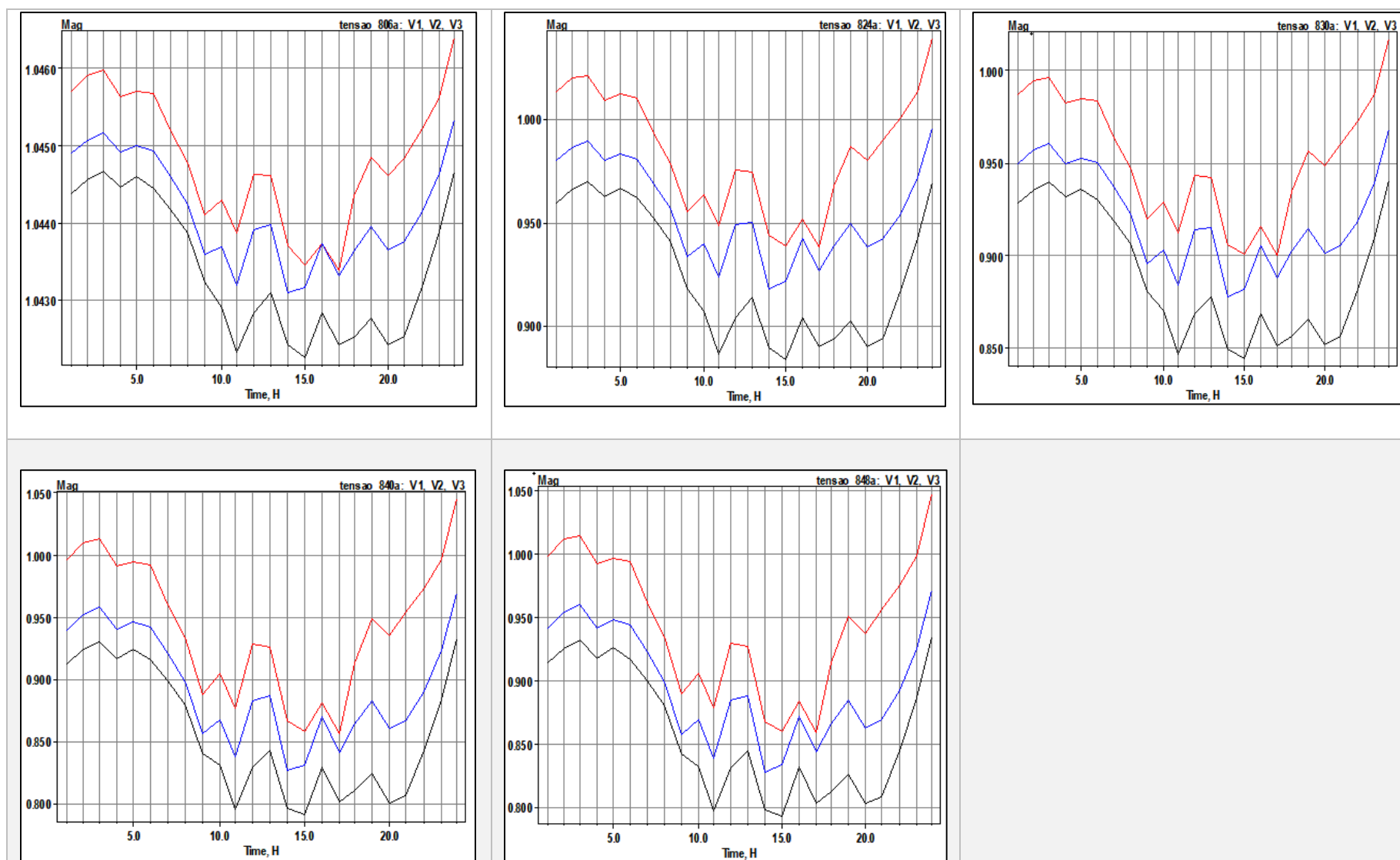
Para a simulação do cenário base, utilizou-se o arquivo descrito em APÊNDICE H, onde foram monitorados os valores de tensão ao longo das 24 horas

em todos os pontos de conexão de carga. Os resultados são apresentados no APÊNDICE N, separado por ponto de conexão e fase, sendo a linha em preto representando a tensão V1, a linha azul a tensão em V2 e a linha vermelha a tensão em V3. Destaca-se que os pontos finalizados em “a” representam cargas conectadas numa única barra e os pontos finalizados em “b” representam cargas conectadas entre barras.

A partir dos resultados apresentados constata-se que, de forma geral, o sistema opera abaixo dos limites inferiores considerados adequados, a partir do estabelecido na Figura 7, principalmente durante o horário comercial, chegando a valores precários e críticos na maioria dos pontos analisados. Destaca-se também que os pontos mais próximos à subestação, 806A e 810A, tiveram menor variação de valor de tensão ao longo do tempo, mantendo-se dentro da faixa considerada adequada.

Assim, foram estabelecidos alguns pontos de interesse para conexão de GD fotovoltaica conforme cenários estabelecidos. A partir dos resultados, estabelecem-se os pontos 806A, 824A, 830A, 840A e 848A para inserção de sistemas de geração fotovoltaica. Assim, a partir dos pontos estabelecidos, pode-se observar um ponto mais próximo possível à subestação, pontos em que há desde valores próximos ao limite de 1,05 p.u. até valores críticos de subtensão, além de um ponto em que há conectado sistema de capacitores. Os resultados dos pontos estabelecidos durante a simulação do cenário base são apresentados na Figura 39, a qual mostra os valores tensão instantâneo para cada hora do dia.

Figura 39 — Resultados cenário base.



Fonte: O autor

5.2 RESULTADOS DOS CENÁRIOS PROPOSTOS

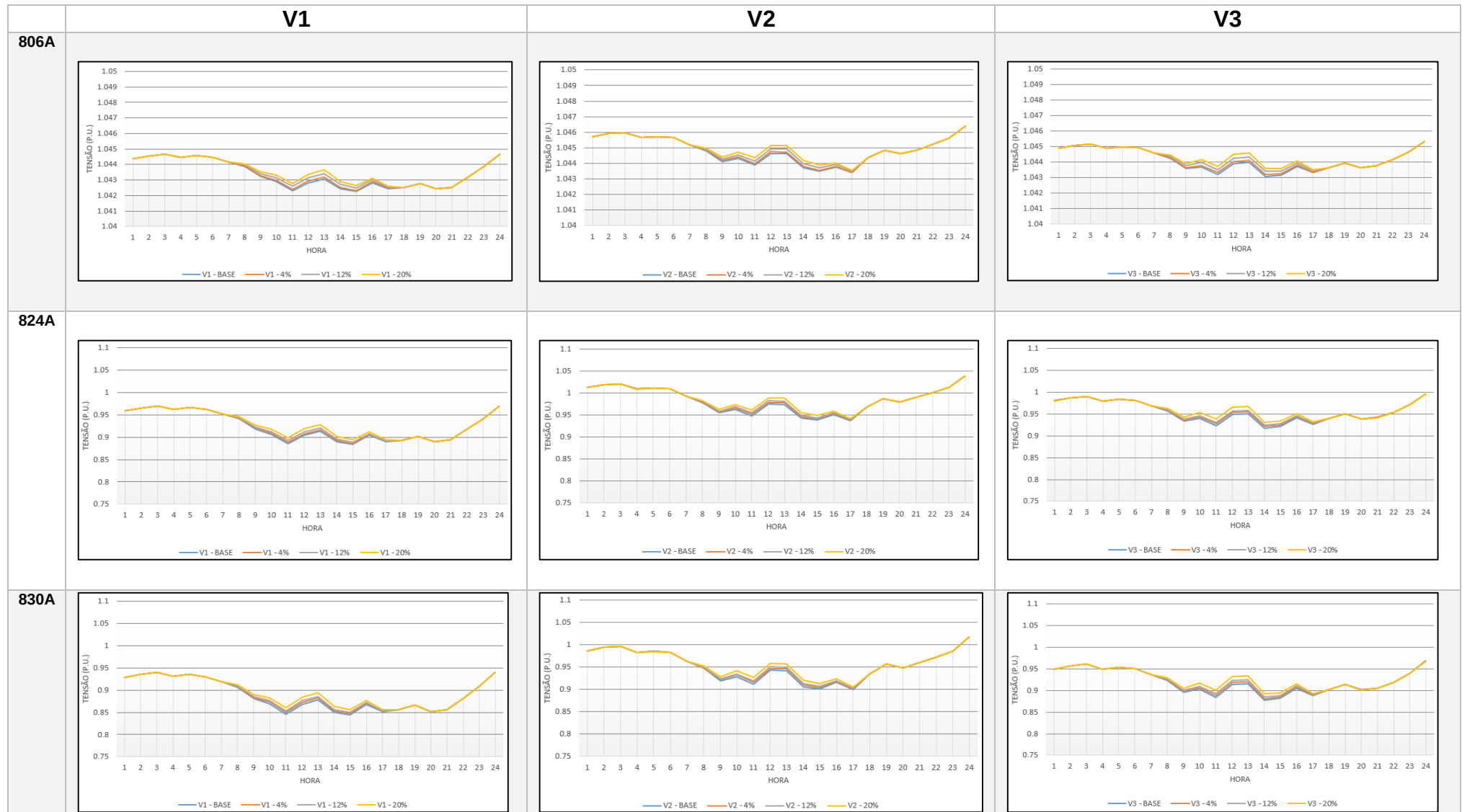
Para o primeiro cenário, foram criados 5 módulos fotovoltaicos conectados aos pontos anteriormente definidos em 5.1, sendo eles descritos em APÊNDICE I, APÊNDICE J, APÊNDICE K, APÊNDICE L, APÊNDICE M e APÊNDICE N. Ressalta-se que para os demais cenários utilizou-se os mesmos módulos citados, alterando-se apenas os parâmetros de potência definidos em cada um.

Os resultados individuais dos pontos analisados com 4%, 12% e 20% das UCs conectadas ao sistema de distribuição com geração fotovoltaica instalada do cenário 1, 2, 3 e 4 podem ser verificados respectivamente em APÊNDICE O, APÊNDICE P, APÊNDICE Q e APÊNDICE R. Contudo, para fins de comparação, as fases foram separadas e analisadas individualmente com o aumento dos valores de potência de GD fotovoltaica instalada no sistema para cada um dos cenários, apresentados respectivamente na Figura 40, Figura 41, Figura 42 e Figura 43.

Dessa forma, pode-se observar o desequilíbrio entre as fases, isso, pois, há cargas monofásicas conectadas no sistema que causam esse desbalanceamento. Além disso, é possível observar uma pequena melhora nos valores de tensão ao longo do tempo conforme aumenta-se o valor total de potência instalada de GD durante o horário de produção dos sistemas fotovoltaicos. Destaca-se o caso do cenário 4 com 20% das UCs do sistema com GD instalada de 120 kW, onde, em boa parte dos pontos em questão, passou a apresentar valores adequados, ao passo que no sistema base apresentavam valores precários de tensão.

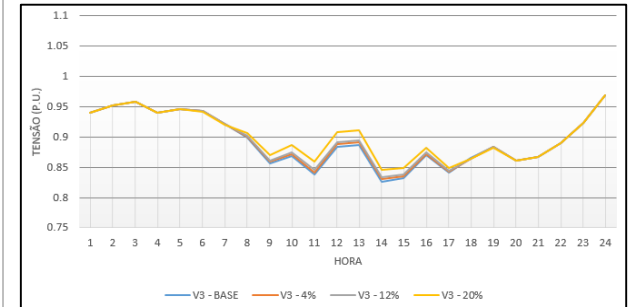
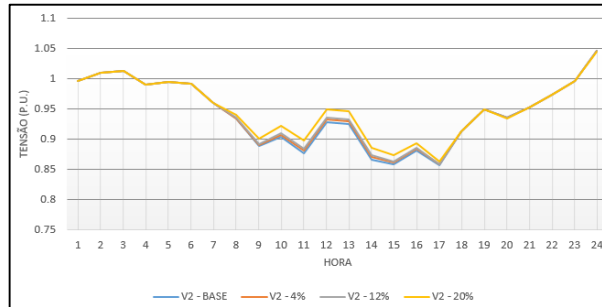
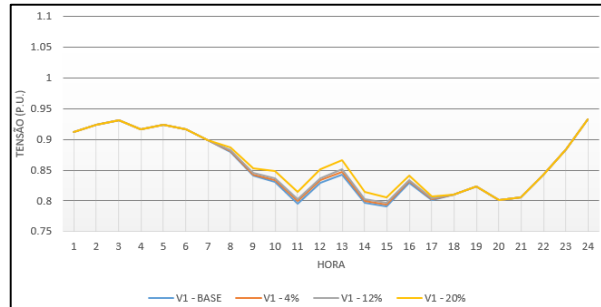
Figura 40 — Resultados cenário 1 separados por fase.

(Continua)



(Conclusão)

840A



848A

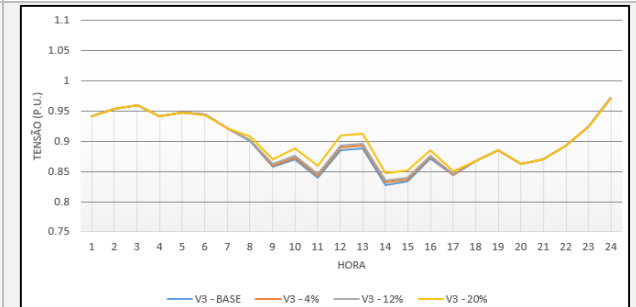
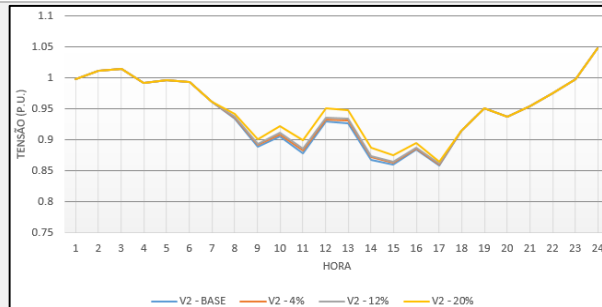
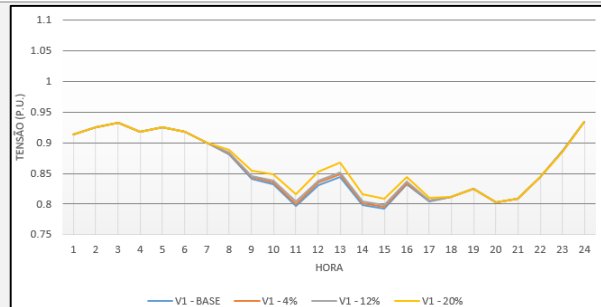
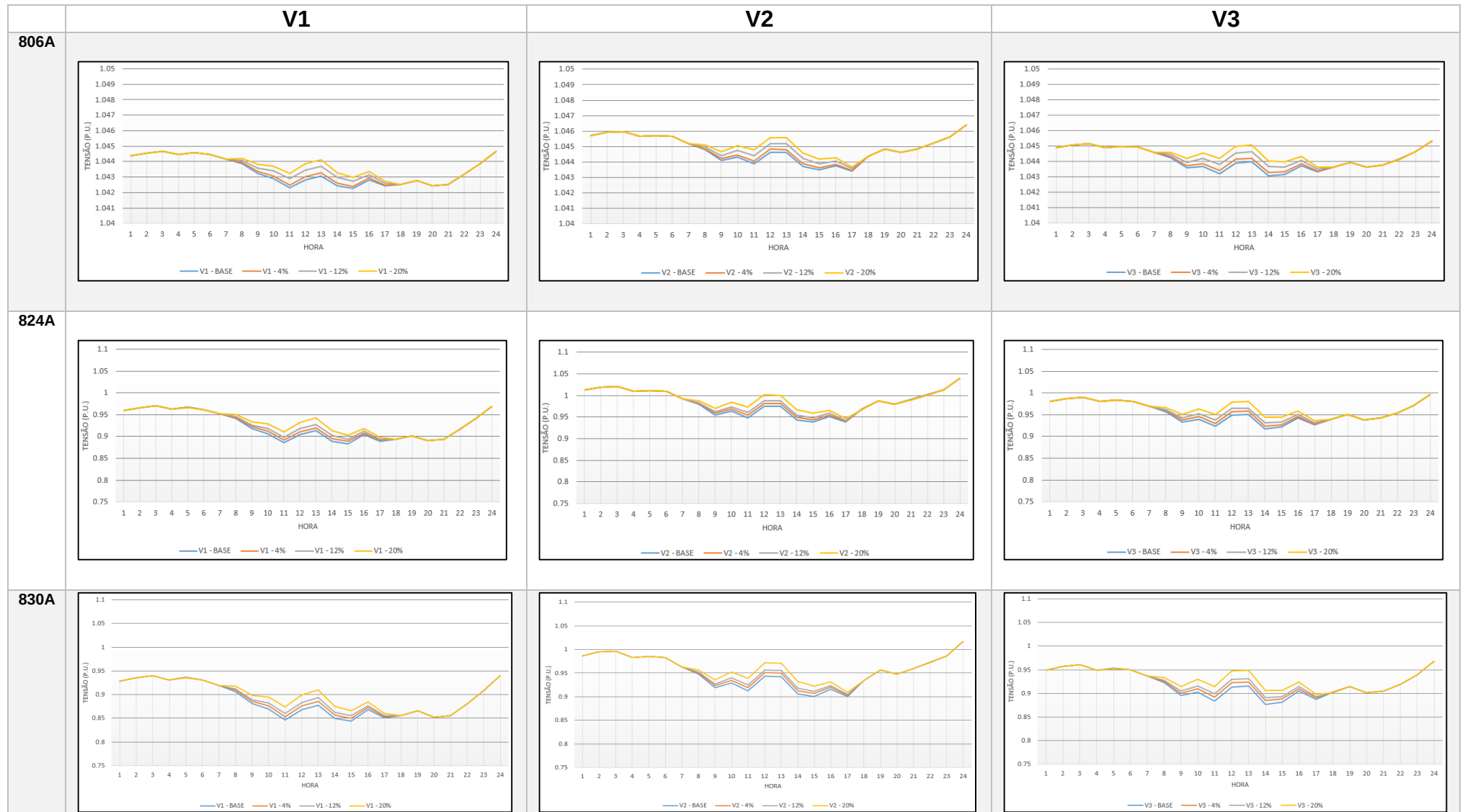


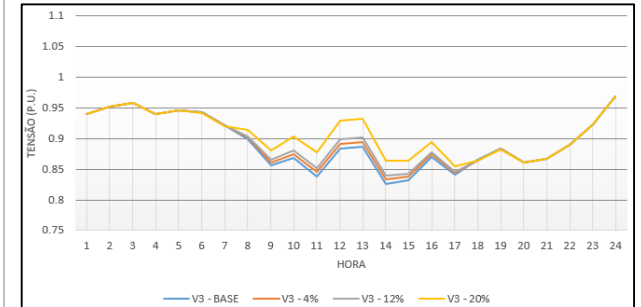
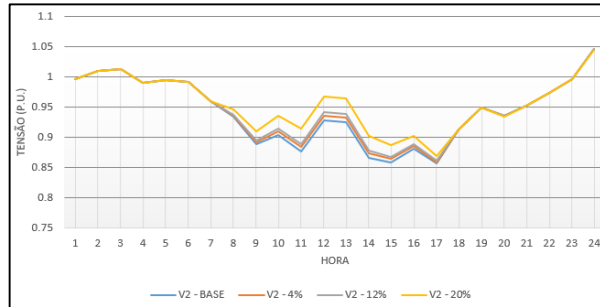
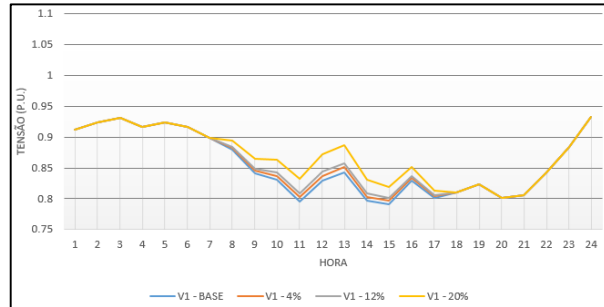
Figura 41 — Resultados cenário 2 separados por fase.

(Continua)



(Conclusão)

840A



848A

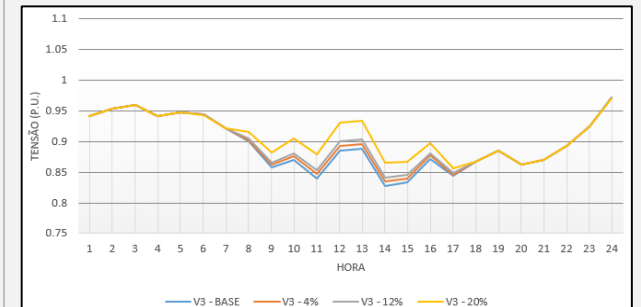
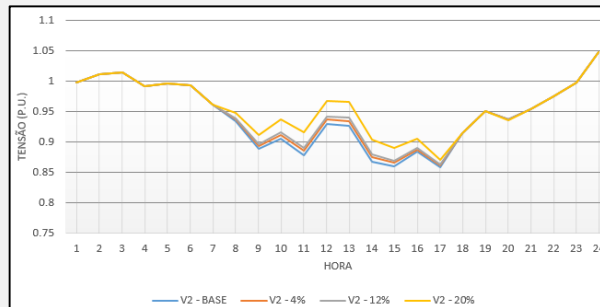
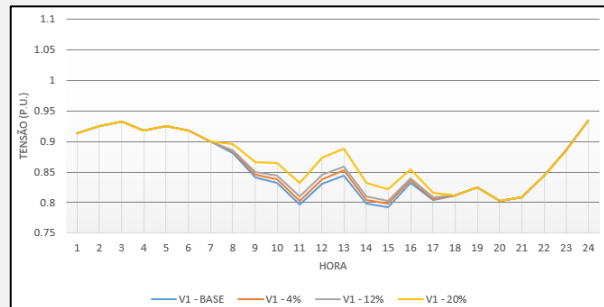
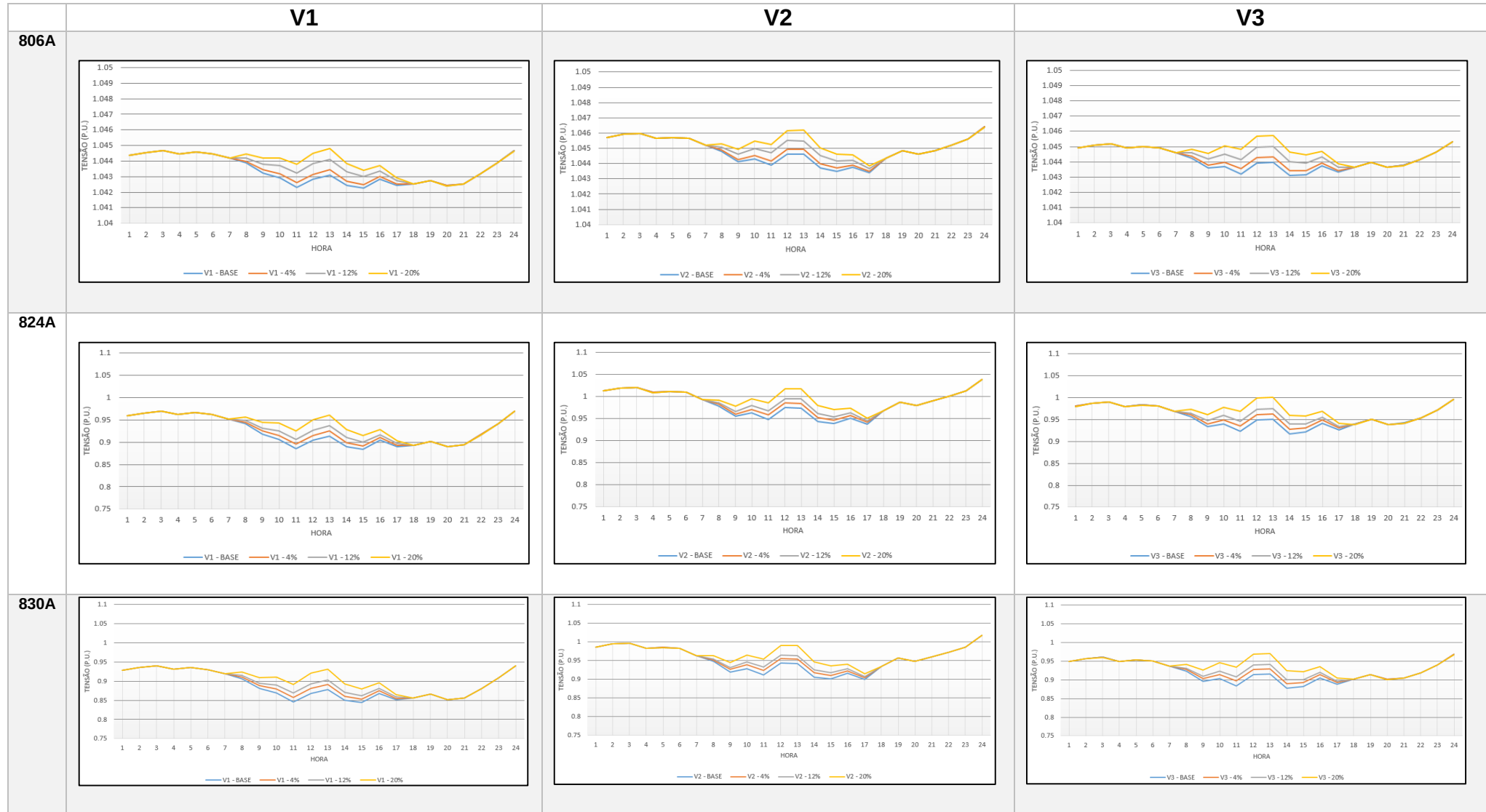


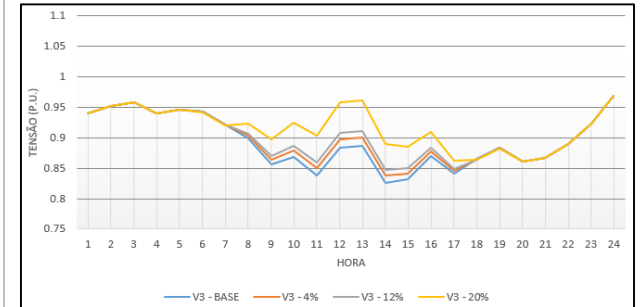
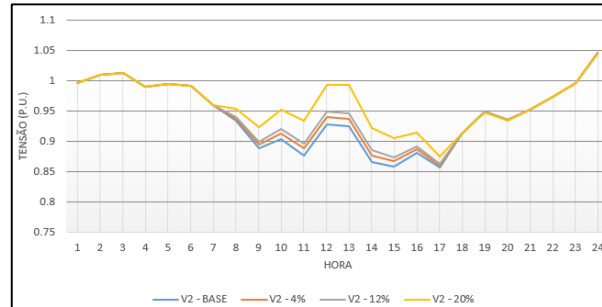
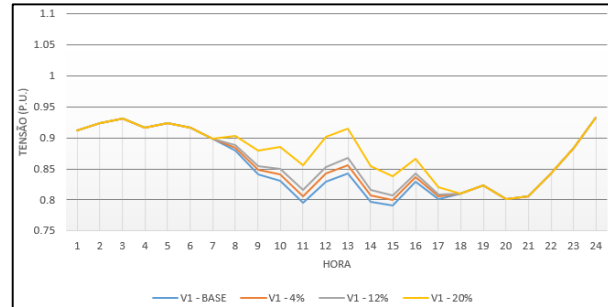
Figura 42 — Resultados cenário 3 separados por fase.

(Continua)



(Conclusão)

840A



848A

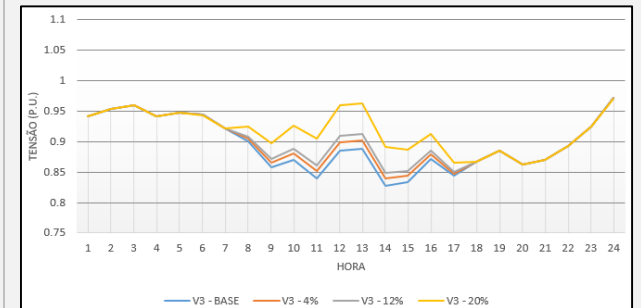
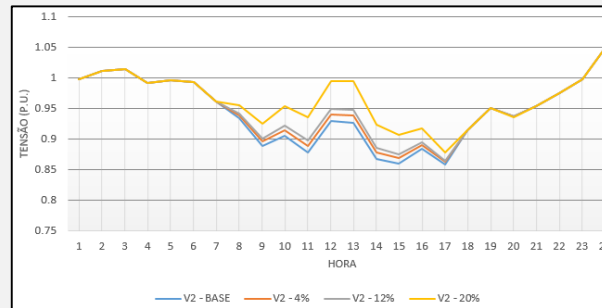
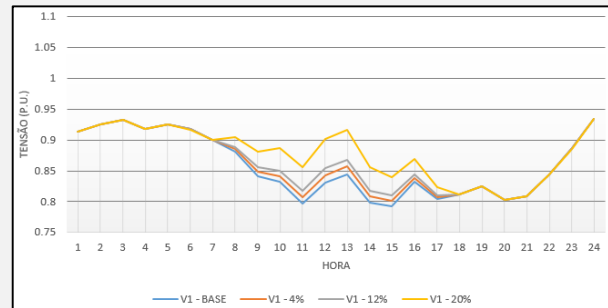
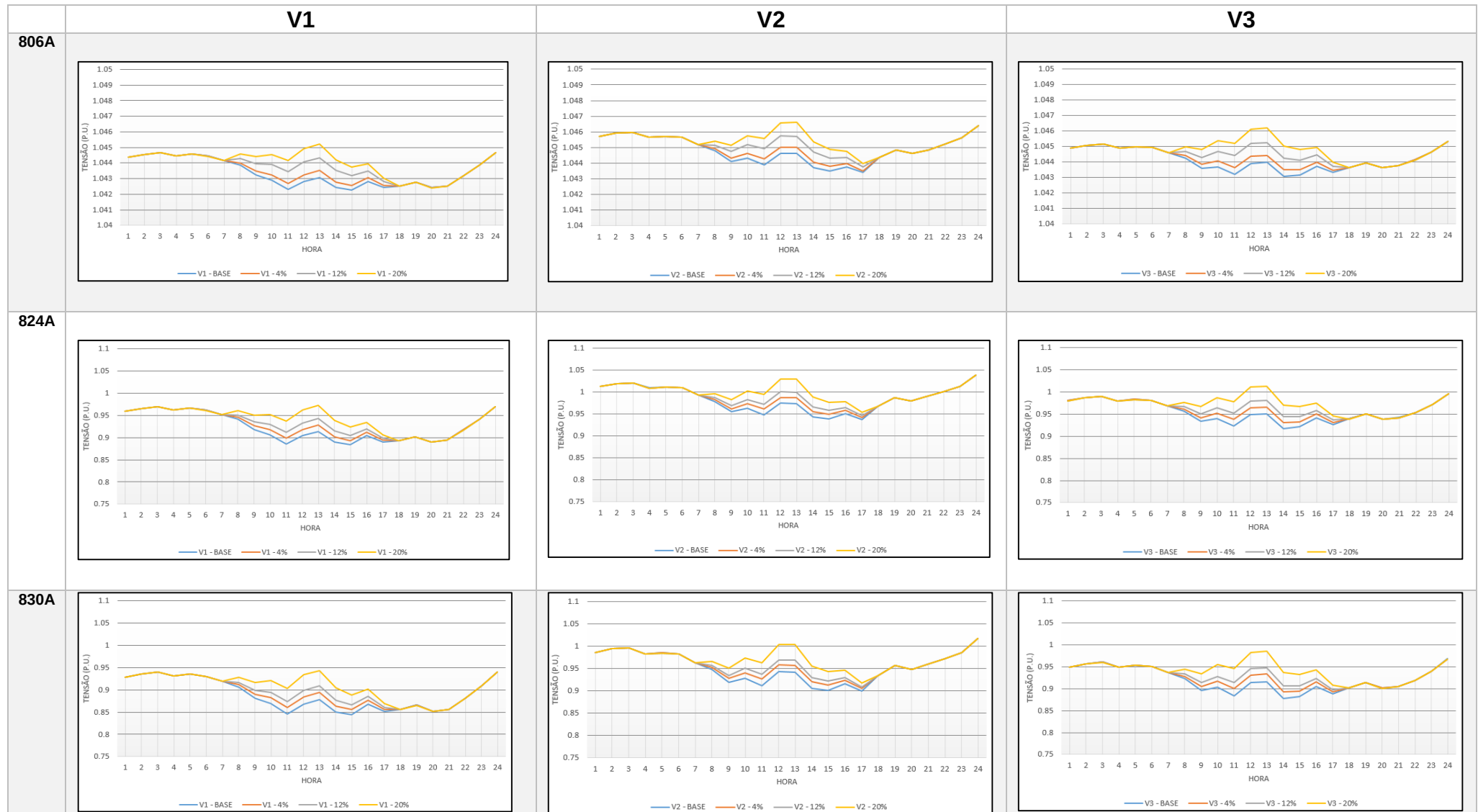
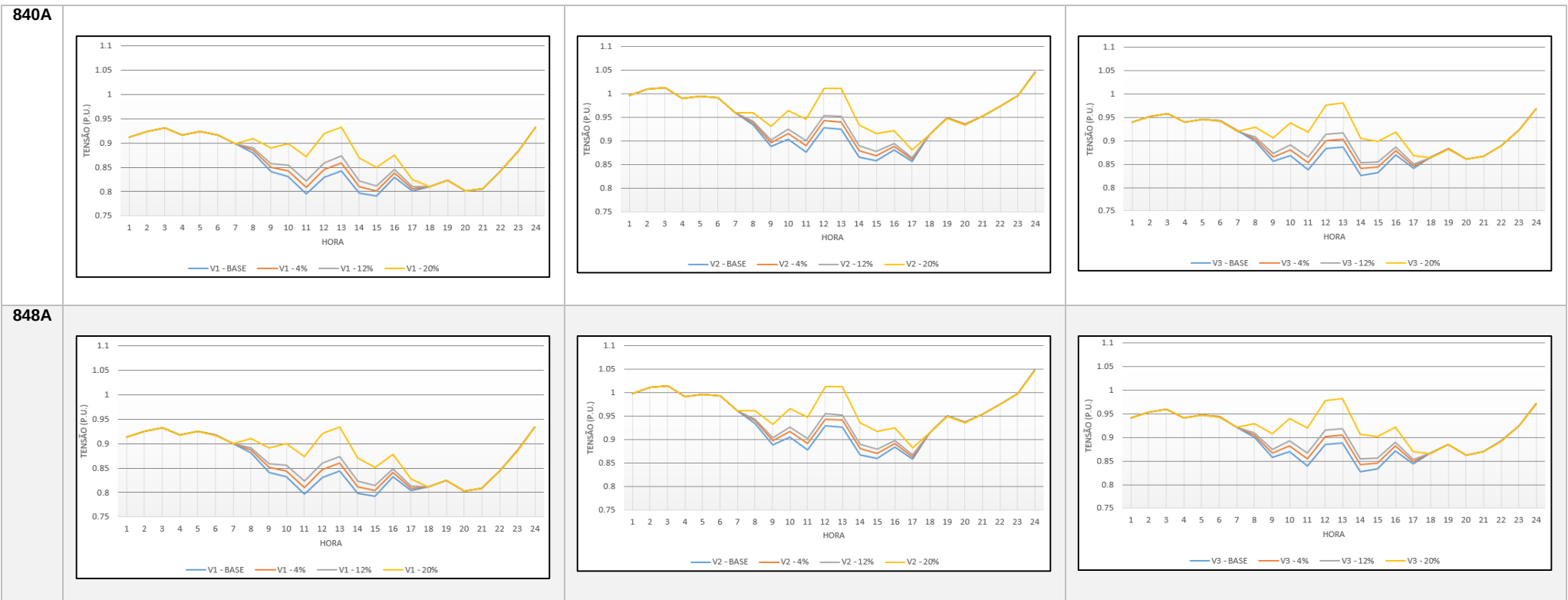


Figura 43 — Resultados cenário 4 separados por fase.

(Continua)



(Conclusão)



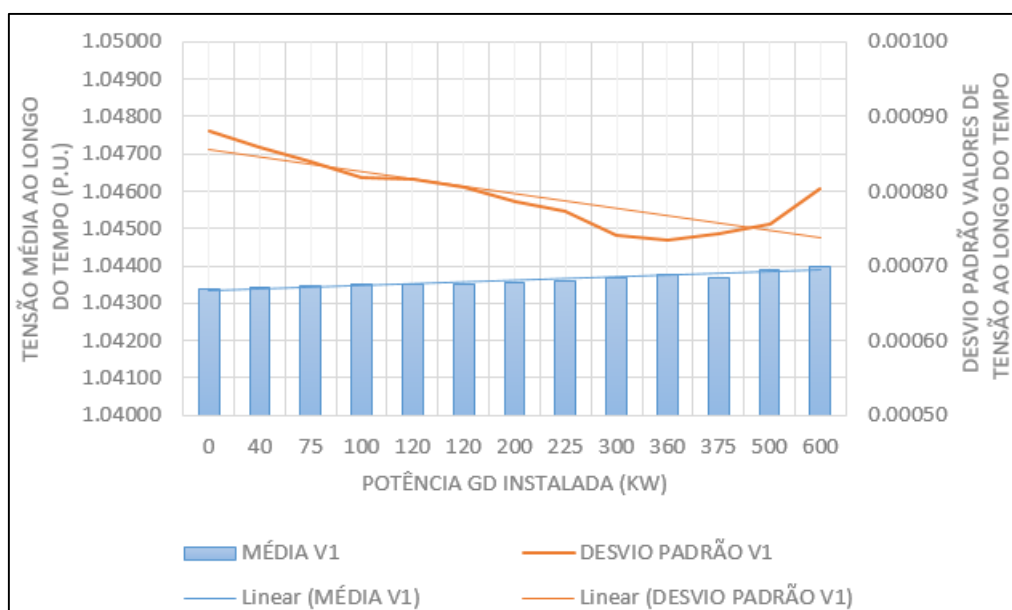
6 ANÁLISE DE RESULTADOS

Para análise dos resultados, levantou-se a média da tensão fornecida cada uma das 24 horas simuladas em cada cenário, em cada ponto analisado para cada uma das fases, estimando-se o possível crescimento linear. Também se calculou o desvio padrão de cada uma das médias, a fim de verificar o aumento ou redução da variação da tensão ao longo do dia. Ressalta-se que as médias aqui levantadas são referentes aos valores instantâneos de tensão medida, em intervalos de 1 hora cada, para o dia.

6.1 PONTO 806A

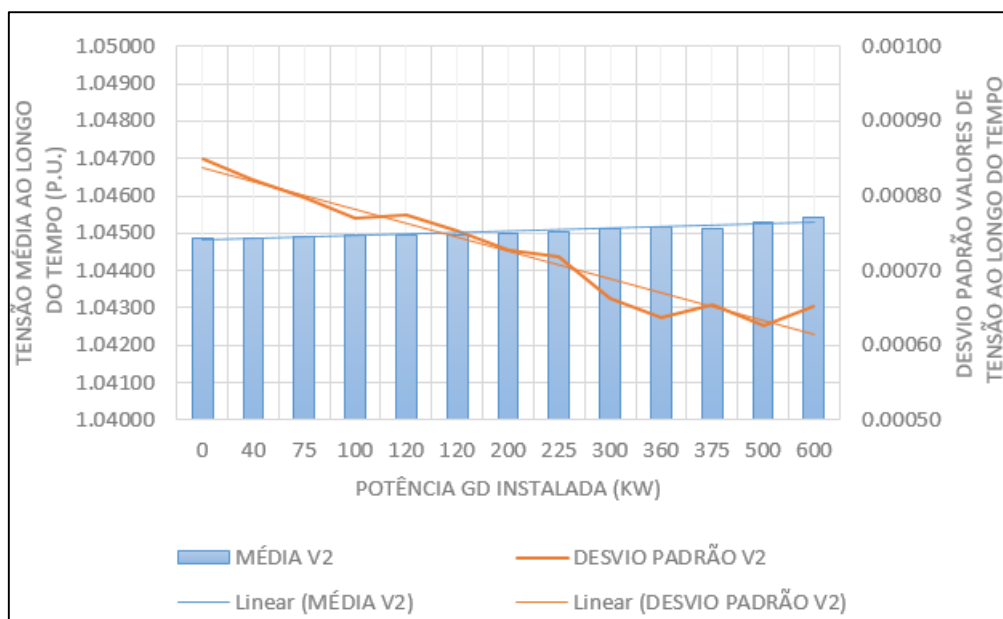
O ponto 806A trata-se do mais próximo à subestação e apresenta-se também como o ponto que menos sofreu interferência de tensão ao longo do dia devido às inserções de GD no sistema. As Figura 44, Figura 45 e Figura 46 apresentam as médias e o desvio padrão respectivo encontrados para as fases V1, V2 e V3 do ponto 806A para cada um dos cenários propostos.

Figura 44 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V1.



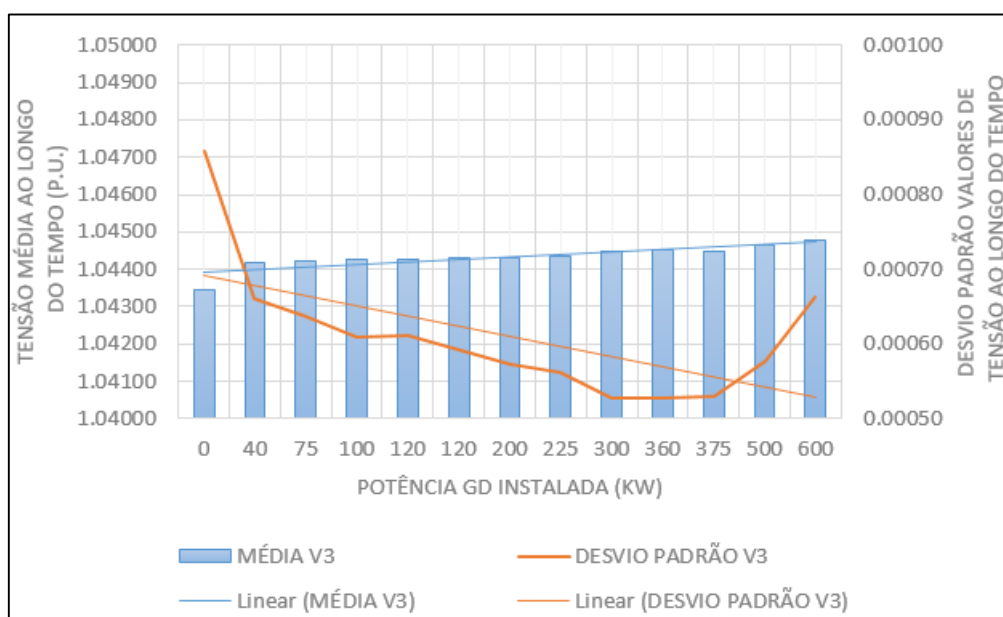
Fonte: O autor.

Figura 45 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V2.



Fonte: O autor.

Figura 46 — Média e desvio padrão calculado no ponto 806A fase V3.



Fonte: O autor.

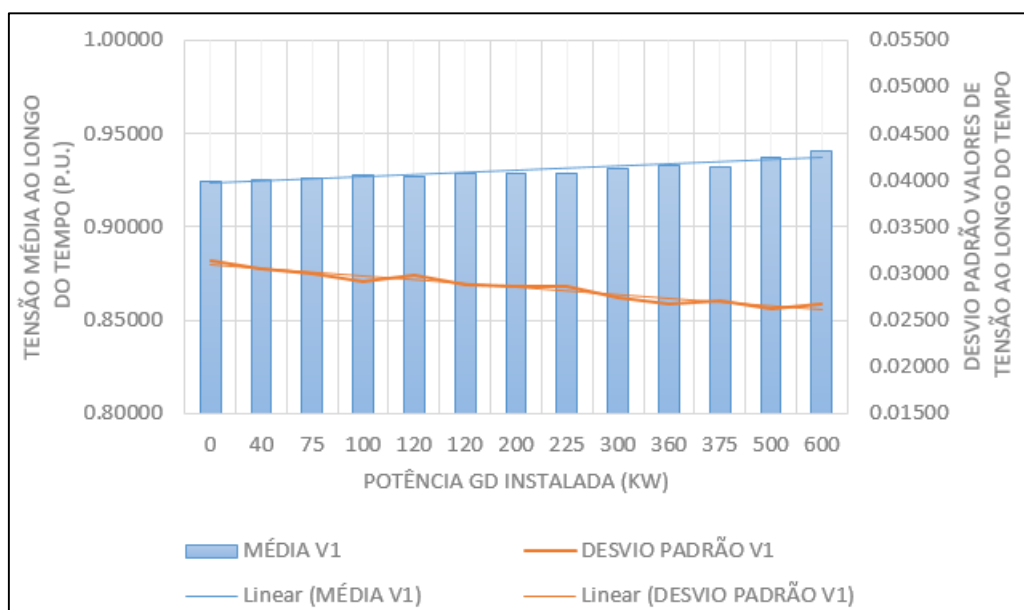
Considerando isso, pode-se afirmar que, embora o ponto 806A possua seus valores de tensão próximos ao limite de 1,05 p.u., o qual é o limite máximo entre o nível adequado e crítico, o aumento de tensão gerado pelos sistemas de geração distribuída fotovoltaico não teve impacto significativo nesse ponto.

6.2 PONTO 824A

Conforme apresentado durante os resultados das simulações, o ponto de conexão 824A possuía a fase V1 enquadrada como precária logo após às 08:00 e chegava a alcançar valores críticos de subtensão após às 10:00, retornando para valores adequados somente após às 23:00. Conforme foi sendo injetado maiores valores de potência pelos sistemas de GD na rede, esses valores foram aumentando, alcançando valores considerados adequados durante o período de geração fotovoltaica, inclusive para a fase V1 que possuía valores que atingiam níveis críticos de subtensão durante esse mesmo período.

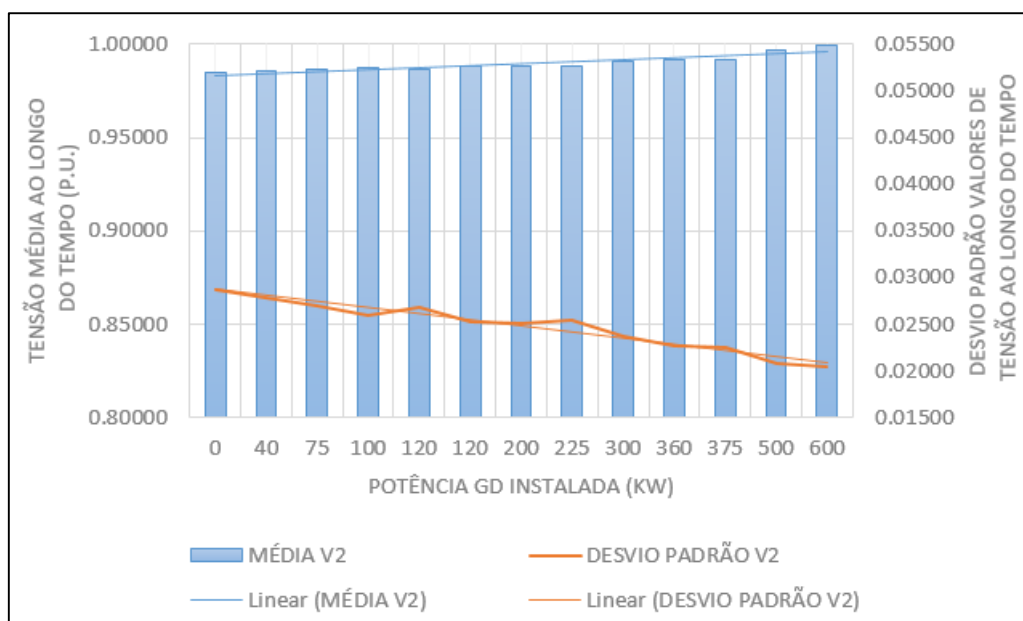
A Figura 47, Figura 48 e Figura 49 apresentam as médias e o desvio padrão respectivo encontrados para as fases V1, V2 e V3 do ponto 824A para cada um dos cenários propostos.

Figura 47 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V1.



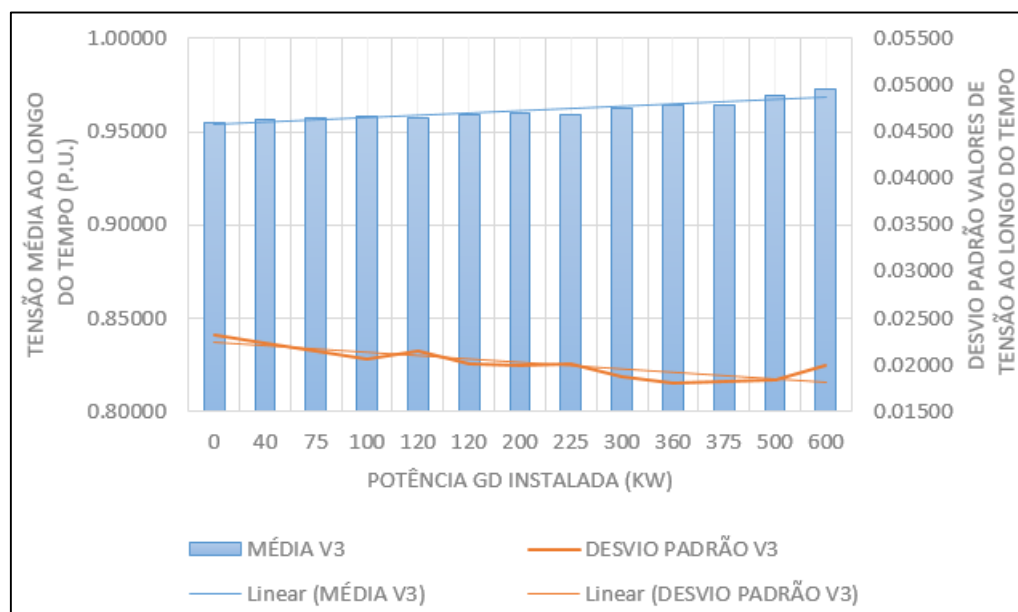
Fonte: O autor.

Figura 48 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V2.



Fonte: O autor.

Figura 49 — Média e desvio padrão calculado no ponto 824A fase V3.



Fonte: O autor.

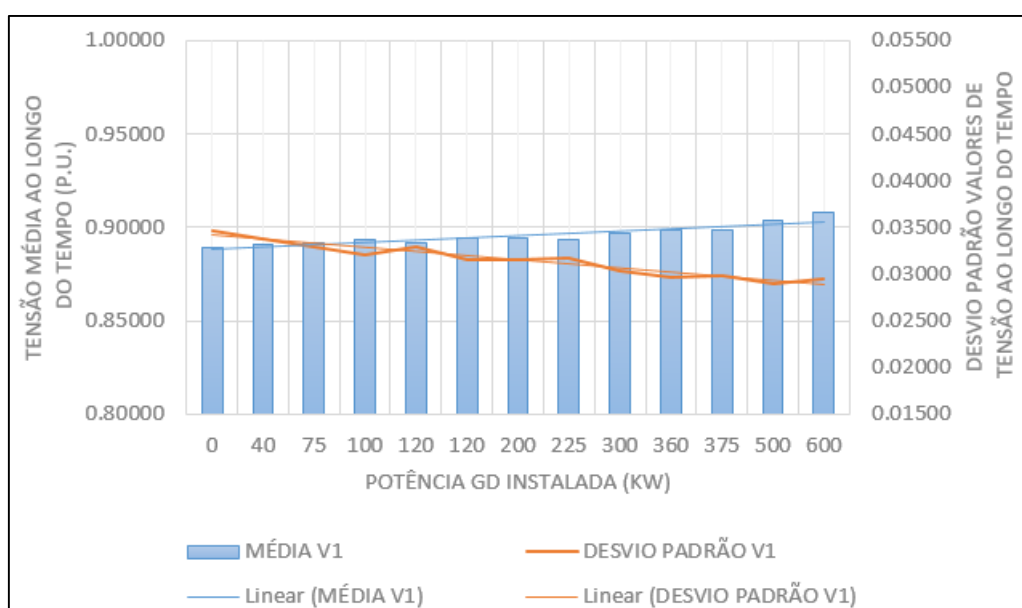
Dessa forma, conclui-se que no ponto 824A, com 600 kW de GD fotovoltaica instalada, foi possível obter uma média tensão superior a 0,93 p.u. para todas as fases. Destaca-se também que é possível observar uma tendência a diminuição do valor de desvio padrão, ao passo que o valor médio aumenta, o que representa uma melhora na tensão fornecida, já que há menor variação de tensão ao longo do tempo.

6.3 PONTO 830A

Conforme resultado da simulação do cenário base, o ponto 830A apresentou valores precários e até mesmo críticos nas suas 3 fases, sendo os valores críticos principalmente nas fases V2 e V1. Os valores de subtensão tendem a diminuir durante o horário comercial e apresentavam o aumento dos seus valores após as 20:00. Conforme maiores valores de potência foram injetados na rede, os níveis de tensão aumentaram, chegando a valores superiores a 0,93 em alguns períodos de geração.

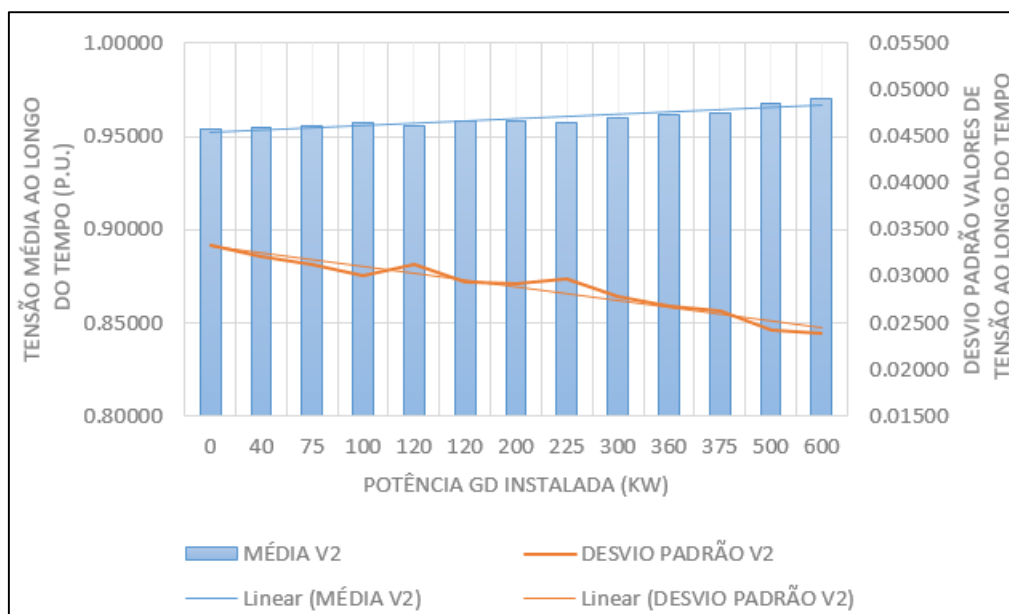
A Figura 50, Figura 51 e Figura 52 apresentam as médias e o desvio padrão respectivo encontrados para as fases V1, V2 e V3 do ponto 830A em cada um dos cenários propostos.

Figura 50 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V1.



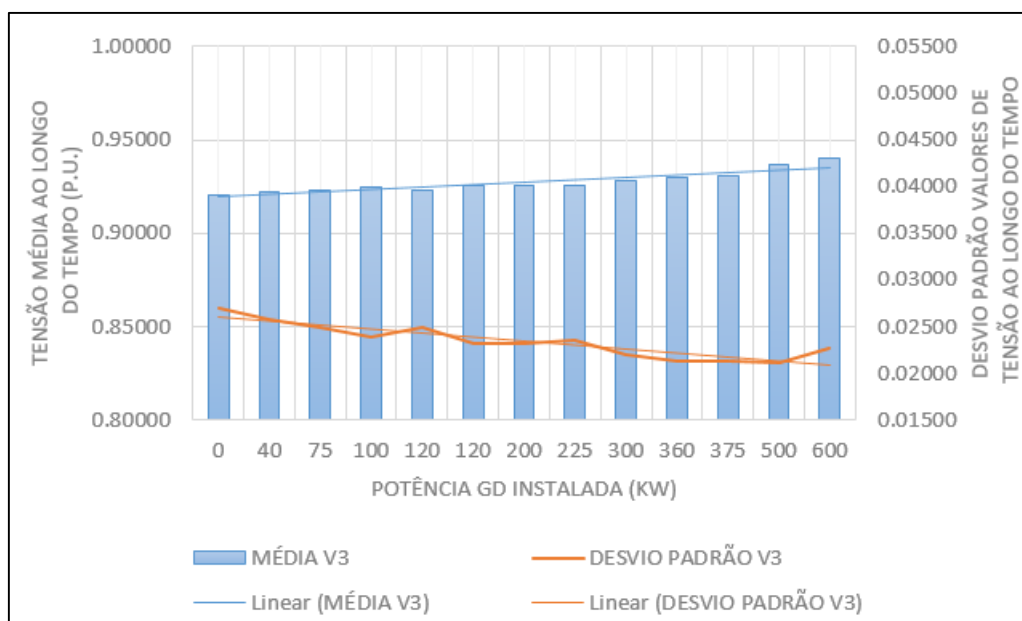
Fonte: O autor.

Figura 51 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V2.



Fonte: O autor.

Figura 52 — Média e desvio padrão calculado no ponto 830A fase V3.



Fonte: O autor.

Em todas as fases do ponto 830A pode-se observar uma melhora no valor médio de tensão ao longo do dia, bem como uma diminuição no valor do desvio padrão do valor de tensão, ao passo que o valor de potência da GD fotovoltaica instalada aumenta. Destaca-se a fase V3 que possuía uma média abaixo do valor de 0,93 p.u.

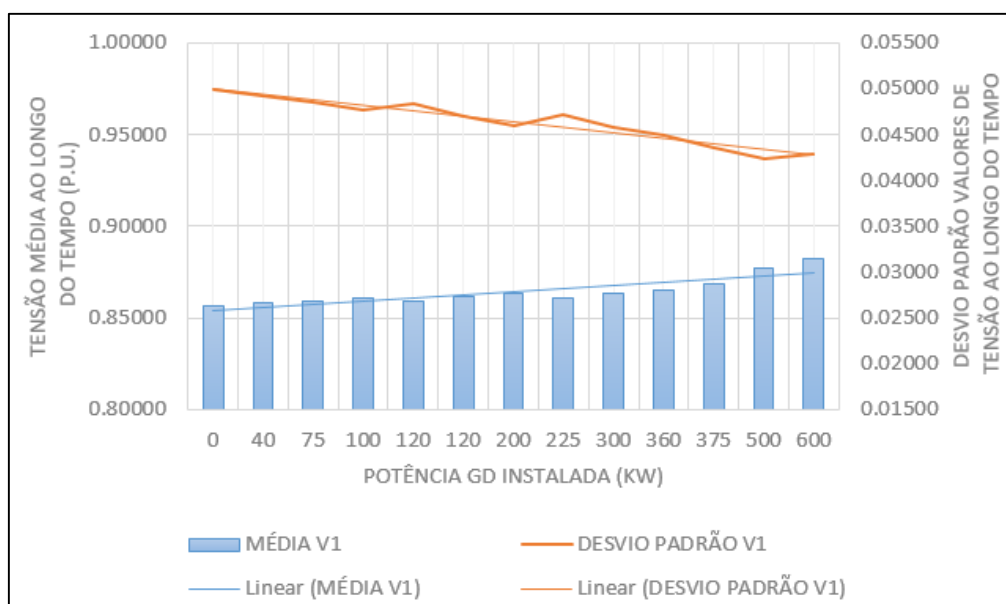
e que alcançou valores considerados adequados a partir dos 375 kW de GD instalada conectada ao sistema.

6.4 PONTO 840A

A partir dos valores simulados, pode-se observar que o ponto 840A apresentava em todas as suas fases valores de níveis críticos de subtensão, com destaque para V1 que chegou a apresentar valores abaixo de 0,8 p.u. em alguns períodos do dia. Embora o aumento da injeção de potência no sistema pela GD fotovoltaica tenha aumentado os valores de tensão ao longo do período de geração, não foi o suficiente para trazer a níveis considerados adequados, com exceção de V2 que com 600 kW de potência injetada na rede manteve-se acima de 0,93 até às 15:00 horas do dia.

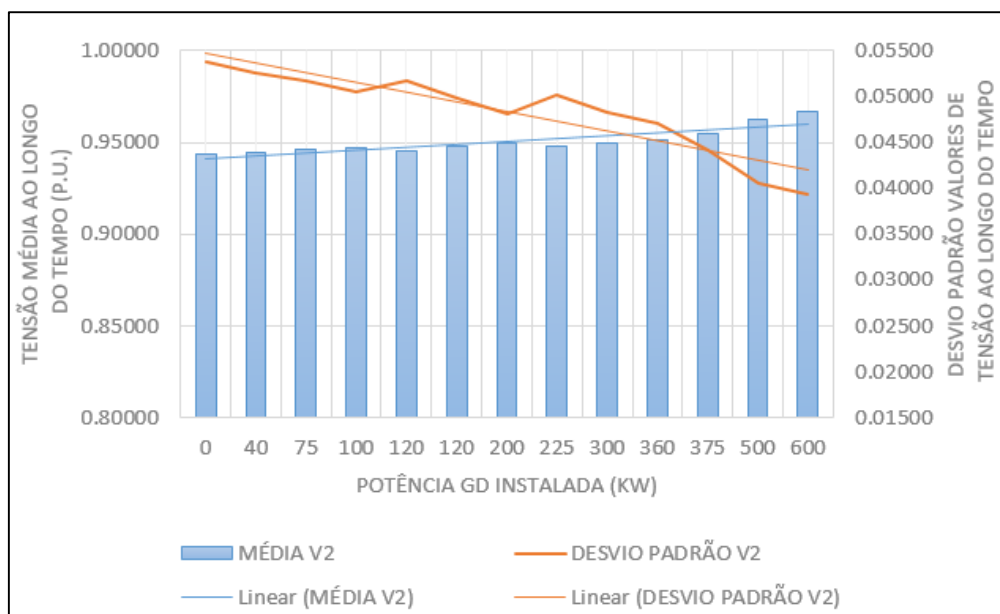
A Figura 53, Figura 54 e Figura 55 apresentam as médias e o desvio padrão respectivo encontrados para as fases V1, V2 e V3 do ponto 840A em cada um dos cenários propostos.

Figura 53 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V1.



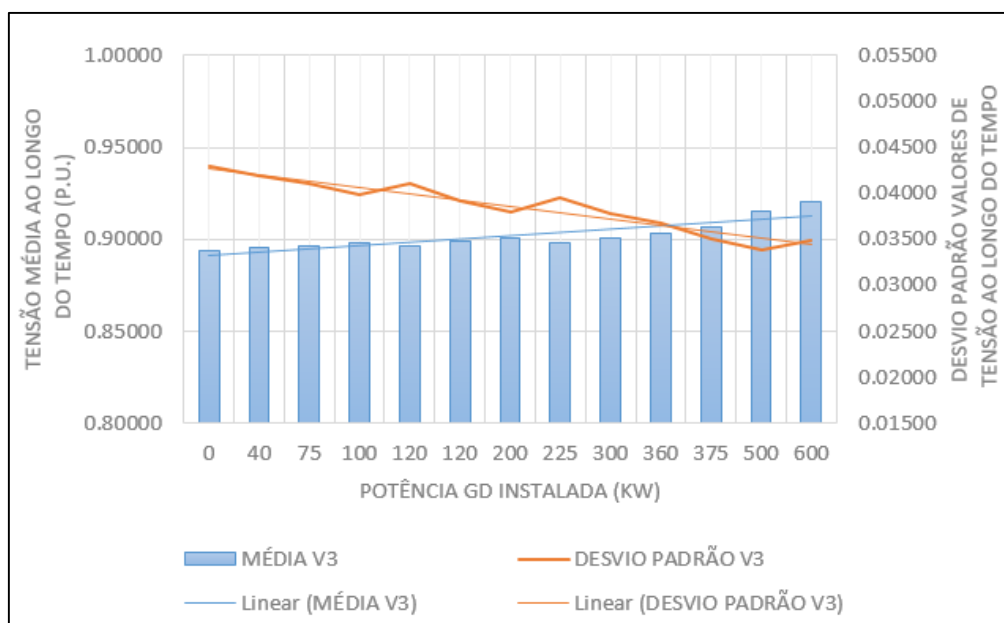
Fonte: O autor.

Figura 54 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V2.



Fonte: O autor.

Figura 55 — Média e desvio padrão calculado no ponto 840A fase V3.



Fonte: O autor.

Conforme apresentado, embora os aumentos de injeção de potência tenham aumentado as médias dos valores de tensão ao longo do dia, os valores propostos não foram suficientes para uma melhoria na média diária a ponto de alcançar um valor acima de 0,93 p.u., limite mínimo para ser considerado um nível adequado. Contudo, destaca-se a diminuição da variação em torno da média, ao passo que a média

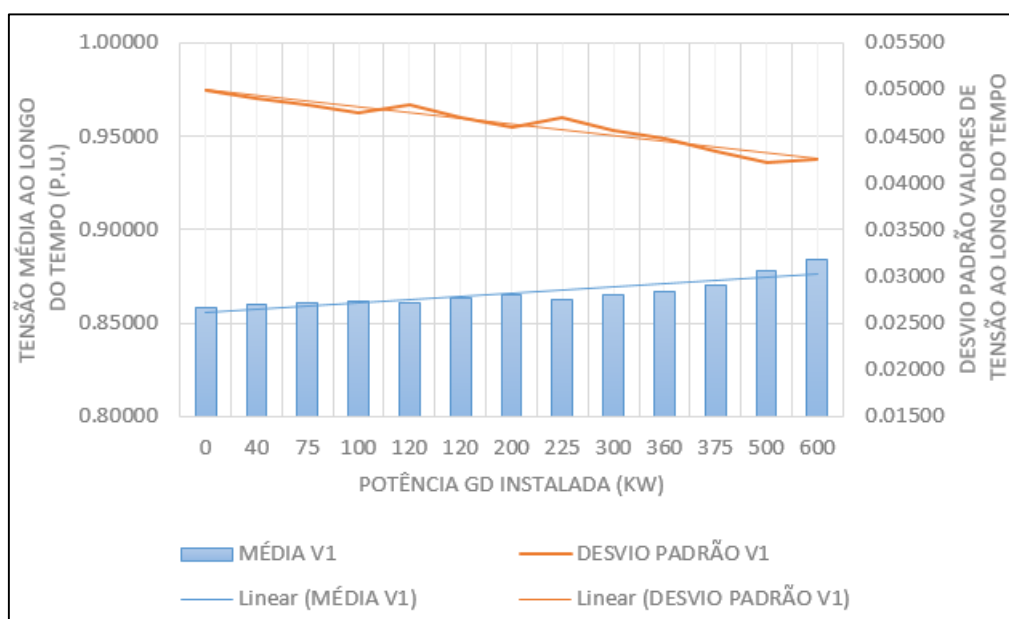
aumenta com o aumento da injeção de potência pela GD fotovoltaica na rede. Além disso, seguindo a tendência linear da média, maiores injeções de potência no sistema pela GD fotovoltaica podem elevar o valor médio da tensão e alcançando um melhor nível de fornecimento de tensão.

6.5 PONTO 848A

O ponto 848A é caracterizado principalmente pela conexão de um sistema de capacitores nas 3 fases. Além disso, pode-se observar também que a fase V1 apresenta valores de subtensão, atingindo níveis críticos e muito semelhantes aos valores e comportamentos apresentados nas fases do ponto 840A.

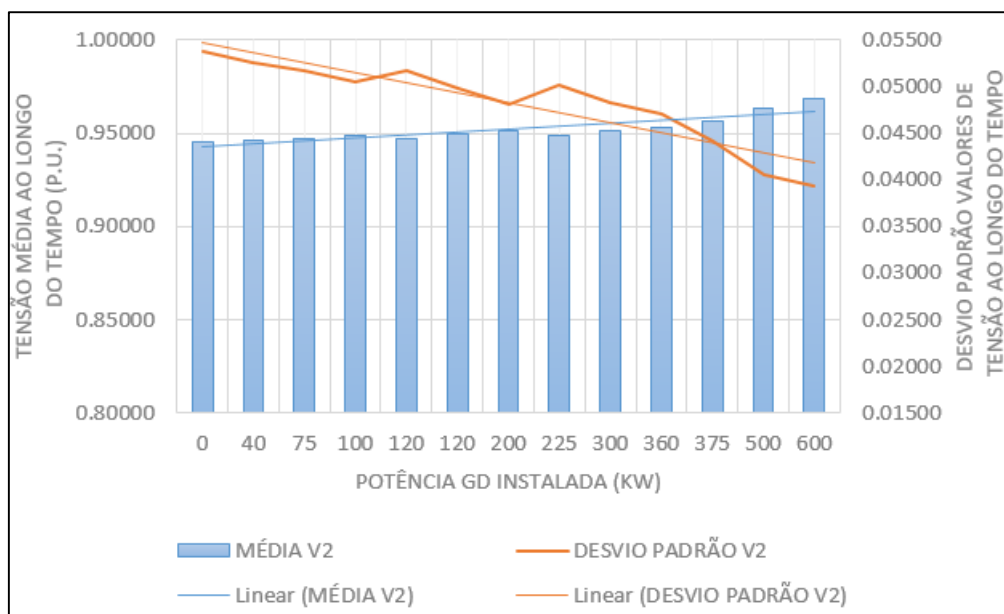
A Figura 56, Figura 57 e Figura 58 apresentam as médias e o desvio padrão respectivo encontrados para as fases V1, V2 e V3 do ponto 848A em cada um dos cenários propostos.

Figura 56 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V1.



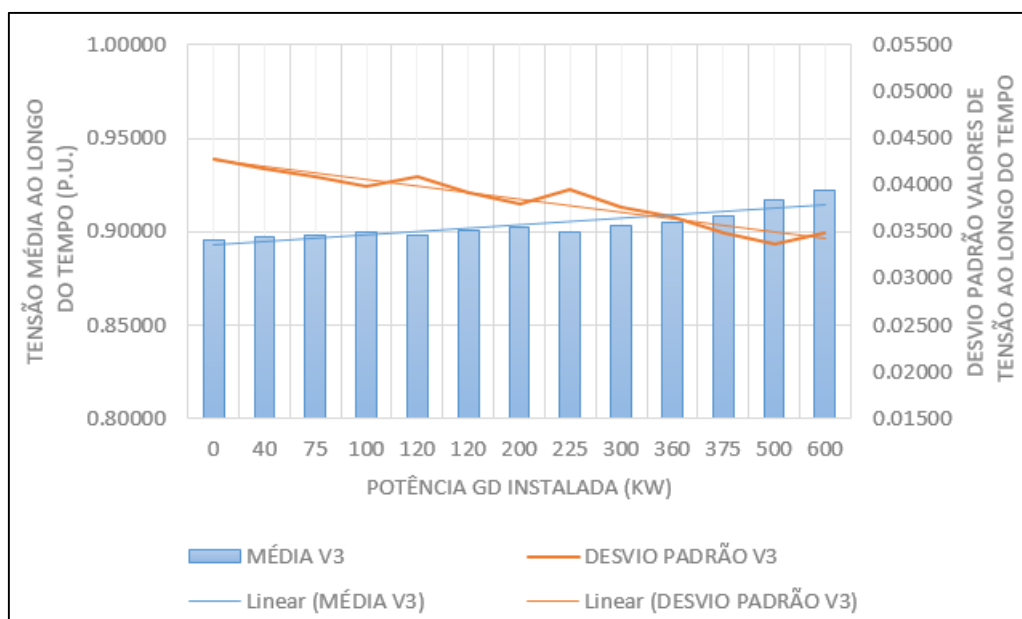
Fonte: O autor.

Figura 57 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V2.



Fonte: O autor.

Figura 58 — Média e desvio padrão calculado no ponto 848A fase V3.



Fonte: O autor.

Assim, pode se afirmar que o ponto 848A teve seus resultados muito semelhantes aos obtidos no 840A. Também pode-se observar que o sistema de capacitores conectado neste local não interferiu no comportamento da tensão ao longo do dia com os valores de potência injetados pela GD fotovoltaica, durante o período que o ponto de conexão operava em valores de subtensão.

6.6 ANÁLISE GERAL

A partir do exposto, de forma geral, observou-se que, em todos os pontos em que houve inserção de sistemas de geração distribuída fotovoltaica, houve uma melhora no fornecimento de tensão ao longo do tempo considerando um sistema de distribuição com apenas com consumidores A4 conectados. Pontos em que durante o cenário base apresentaram valores considerados precários ou críticos, a partir de maiores injeções de potência pela GD na rede no ponto de conexão, alcançaram valores considerados adequados, ou mais próximos dos limites necessários para ser considerado adequado, conforme especificado em 2.3.1.

Assim, calculando-se a média diária da tensão dos pontos analisados, essa apresentou um crescimento conforme aumenta-se o valor da potência instalada da GD. Além disso, mesmo com o aumento da média, também se observou uma diminuição no valor do desvio padrão, indicando que o impacto da GD neste cenário apresentou uma maior estabilidade ao longo do tempo, diminuindo a distância entre o valor mínimo e máximo do valor médio da tensão.

7 CONCLUSÃO

Consumidores de média tensão possuem uma média de potência instalada por UC cerca de 8 vezes maior que a média de um consumidor do grupo B, sendo que esses consumidores do grupo A são enquadrados, na sua grande maioria, dentro da minigeração. Segundo dados locais, as UCs enquadradas na minigeração apresentam valores de 75 até 720 kW de potência instalada. O interesse pela GD fotovoltaica desse grupo se faz, principalmente, devido a possibilidade de redução dos gastos com energia elétrica. Contudo, essas inserções de potência na rede acabam por tornar o fluxo de potência bidirecional, situação na qual o sistema de distribuição não foi inicialmente planejado para operar e, por isso, estudos são necessários para permitir esse aumento de sistemas de GD fotovoltaica, sem oferecer riscos ou prejuízo à rede.

Este trabalho estipulou cenários com características locais que simularam o aumento do número de consumidores do grupo A4 de tensão com GD fotovoltaica conectada à rede, isso a partir de um cenário base com algumas características do sistema de distribuição local. Assim, foi possível verificar pontos da rede que apresentaram níveis precários e/ou críticos de tensão em regime permanente ao longo do tempo para essa instalação. A partir da simulação da inserção desses sistemas fotovoltaicos nos pontos escolhidos, comparou-se os valores de tensão ao longo do tempo de cada fase dos pontos de conexão, entre cada cenário estabelecido e dentro da faixa de valores especificada pelo órgão regulador. Dessa forma, calculou-se a média diária de tensão e o desvio padrão correspondente para cada situação, podendo assim estabelecer linhas lineares de tendência prevendo o comportamento desse sistema para diferentes valores de potência injetada.

Com isso, foi possível observar que, para o sistema de distribuição estabelecido, o qual apresentava vários pontos com valores de subtensão, principalmente durante horário comercial, o aumento de potência injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos foi benéfico para a avaliação individual da tensão instantânea, em todos os pontos analisados e durante os intervalos analisados correspondentes ao período de produção fotovoltaica. Isso, pois, o tempo de produção dos sistemas fotovoltaicos correspondia ao tempo em que os níveis de subtensão eram mais graves, elevando esses valores e, assim, diminuindo a oscilação do

fornecimento de tensão ao longo de todo o período diário, dentro do intervalo especificado de 1 hora para cada leitura, sem exceder limites máximos estabelecidos.

Esse resultado vem ao encontro com demais resultados apresentados em referências bibliográficas aqui citadas, como em 2.9, por exemplo. Sendo assim, reforça-se o fato que a geração distribuída fotovoltaica traz uma elevação nos valores de tensão fornecida ao longo da rede durante o seu período de geração. No caso aqui estudado, a elevação dos valores de tensão foi benéfica para o sistema. Nos casos apresentados em 2.9, a partir da integração da GD fotovoltaica com sistemas de armazenadores de energia, também obteve-se uma maior estabilidade no fornecimento de tensão dentro dos níveis considerados adequados a partir de sistemas inteligentes de controle da integração entre GD e armazenamento.

Por fim, como propostas de trabalhos futuros, pode-se sugerir a análise de maiores valores de potência instalada nos sistemas de GD, bem como a análise do impacto a partir de outros grupos de tensão como A3, ou mesmo a análise em baixa tensão. Além disso, pode-se sugerir também a análise do aumento de potência pelos sistemas fotovoltaicos em cenários que inicialmente apresentem valores de sobretensão, ou ainda, cenários que possuam consumidores com curvas de carga e perfis de consumo distintos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **CARVALHO, Karolina Jorge Schwenck de.** Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos. Rio de Janeiro : UFRJ/COPPE, 2012.
2. **DEMATTE, Ricardo Dantas.** Avaliação da inserção de geração distribuída nno sistema de distribuição de energia brasileiro utilizando métodos multicritério. Campinas : PUC - Campinas, 2017.
3. **INPE/CCST/LABREN.** *Atlas Brasileiro de Energia Solar.* 2ª. São José dos Campos : INPE, 2017.
4. *Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão.* **MACHADO, C. T. e MIRANDA, F. S.** 1, 2015, Rev. Virtual Quim., Vol. 7.
5. **VALLÊRA, Antônio M. e BRITO, Miguel Centeno.** MEIO SÉCULO DE HISTÓRIA FOTOVOLTAICA. *Gazeta de Física.* 2006, Vol. 29.
6. **ENERGÉTICA, EPE - EMPRESA DE PESQUISA.** Matriz energética e elétrica. [Online] Ministério de Minas e Energia. [Citado em: 01 de 02 de 2020.] <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.
7. **EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.** *Balanço Energético Nacional.* Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro : s.n., 2018.
8. **ANDRADE, Caio Vinicius Aguiar.** *Análise da Inserção de Armazenadores de Energia na Rede Elétrica de Distribuição.* Brasília : Universidade de Brasília, 2016.
9. **ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica.** *Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.* 2018.
10. **ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica.** *Outorgas e Registros de Geração.* [<https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>]
11. **ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica.** *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.* Brasília : s.n., 2018. Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica.
12. **FRANCISQUINI, Aislan Antonio.** Estimacão de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Ilha Solteira : Universidade Estadual Paulista, 2006.
13. **CAMARGO, Lucas Tamanini.** Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica. Londrina : s.n., 2017.
14. **ZILLES, Roberto.** *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.* São Paulo : Oficina de textos, 2012.
15. **PINHO, João Tavares e Galdino, Marco Antonio.** *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.* Rio de Janeiro : CEPEL - CRESESB, 2014.

16. **PESSOA, Letícia Lúcia da Silva.** Impactos Provocados pelos Afundamentos de Tensão em Redes Elétricas com Geração Distribuída. Recife : UFPE, 2016.
17. **ALMEIDA NETO, José Cesar de Souza.** Avaliação de conformidade de inversores para micro e mini geração fotovoltaica: a implantação da NBR 16150 e NBR IEC 62116. São Paulo : Universidade de São Paulo, 2017.
18. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.** Resolução Normativa nº 687. 2015.
19. **RADATZ, Paulo Ricardo Radatz de Freitas.** Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. São Paulo : Universidade de São Paulo, 2015.
20. **BABACAN, Oytun, TORRE, William e KLEISSL, Jan.** Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems. *Solar Energy*. 146, 2017.
21. **RANAWEERA, Iromi, MIDTGARD, Ole-Morten e KORPAS, Magnus.** Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with PV systems. *Renewable Energy*. 113, 2017.
22. **JING, Wenlong, et al.** A comprehensive study of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for standalone PV power system in rural electrification. *Applied Energy*. 224, 2018.
23. **CHONG, Lee Wai, et al.** Modelling and Simulation of Standalone PV Systems with Battery-supercapacitor Hybrid Energy Storage System for a Rural. *Energy Procedia*. 107, 2017.
24. **ARAÚJO, Fábio Bicalho de.** Impacto da geração distribuída nas condições de estabilidade de tensão. Rio de Janeiro : Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.
25. **IEEE — Distribution System Analysis Sub Committee.** Radial Test Feeders. [Online] [Citado em: 10 de 05 de 2020.] <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
26. **YANG, Renata Lautert, et al.** Estimação da Temperatura em Células Fotovoltaicas para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba. *Conferência Internacional de Energias Inteligentes (5.: 2018 nov. 5-7: Curitiba, PR)*. ISBN 978- 85-89461-13-9, 2018.

ANEXO A

```
//*****//
```

! These line codes are used in the 34-node test feeder

```
//*****//
```

New linecode.300 nphases=3 basefreq=60 units=kft ! ohms per 1000ft Corrected
11/30/05

~ rmatrix = [0.253181818 | 0.039791667 0.250719697 | 0.040340909
0.039128788 0.251780303] !ABC ORDER

~ xmatrix = [0.252708333 | 0.109450758 0.256988636 | 0.094981061
0.086950758 0.255132576]

~ CMATRIX = [2.680150309 | -0.769281006 2.5610381 | -0.499507676 -
0.312072984 2.455590387]

New linecode.301 nphases=3 basefreq=60 units=kft

~ rmatrix = [0.365530303 | 0.04407197 0.36282197 | 0.04467803
0.043333333 0.363996212]

~ xmatrix = [0.267329545 | 0.122007576 0.270473485 | 0.107784091
0.099204545 0.269109848]

~ cmatrix = [2.572492163 | -0.72160598 2.464381882 | -0.472329395 -
0.298961096 2.368881119]

New linecode.302 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~ rmatrix = (0.530208)

~ xmatrix = (0.281345)

~ cmatrix = (2.12257)

New linecode.303 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~ rmatrix = (0.530208)

~ xmatrix = (0.281345)

~ cmatrix = (2.12257)

New linecode.304 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~ rmatrix = (0.363958)

~ xmatrix = (0.269167)

~ cmatrix = (2.1922)

```
//*****//
```


ANEXO B

```
//*****//
```

```
! Define Lines and mid-point buses
```

```
//*****//
```

```
New Line.L1      Phases=3 Bus1=800.1.2.3      Bus2=802.1.2.3      LineCode=300
Length=2.58 units=kft
New Line.L2a     Phases=3 Bus1=802.1.2.3      Bus2=mid806.1.2.3   LineCode=300
Length=(1.73 2 /) units=kft ! use in-line math to divide lenght by 2
New Line.L2b     Phases=3 Bus1=mid806.1.2.3   Bus2=806.1.2.3      LineCode=300
Length=(1.73 2 /) units=kft
New Line.L3      Phases=3 Bus1=806.1.2.3      Bus2=808.1.2.3      LineCode=300
Length=32.23 units=kft
New Line.L4a     Phases=1 Bus1=808.2          Bus2=Mid810.2        LineCode=303
Length=(5.804 2 /) units=kft
New Line.L4b     Phases=1 Bus1=Mid810.2        Bus2=810.2           LineCode=303
Length=(5.804 2 /) units=kft
New Line.L5      Phases=3 Bus1=808.1.2.3      Bus2=812.1.2.3      LineCode=300
Length=37.5 units=kft
New Line.L6      Phases=3 Bus1=812.1.2.3      Bus2=814.1.2.3      LineCode=300
Length=29.73 units=kft
New Line.L7      Phases=3 Bus1=814r.1.2.3     Bus2=850.1.2.3      LineCode=301
Length=0.01 units=kft
New Line.L24     Phases=3 Bus1=850.1.2.3      Bus2=816.1.2.3      LineCode=301
Length=0.31 units=kft
New Line.L8      Phases=1 Bus1=816.1          Bus2=818.1           LineCode=302
Length=1.71 units=kft
New Line.L9a     Phases=3 Bus1=816.1.2.3      Bus2=mid824.1.2.3   LineCode=301
Length=(10.21 2 /) units=kft
New Line.L9b     Phases=3 Bus1=mid824.1.2.3   Bus2=824.1.2.3      LineCode=301
Length=(10.21 2 /) units=kft
New Line.L10a    Phases=1 Bus1=818.1          Bus2=mid820.1        LineCode=302
Length=(48.15 2 /) units=kft
```

New Line.L10b	Phases=1	Bus1=mid820.1	Bus2=820.1	LineCode=302
Length=(48.15 2 /) units=kft				
New Line.L11a	Phases=1	Bus1=820.1	Bus2=mid822.1	LineCode=302
Length=(13.74 2 /) units=kft				
New Line.L11b	Phases=1	Bus1=mid822.1	Bus2=822.1	LineCode=302
Length=(13.74 2 /) units=kft				
New Line.L12a	Phases=1	Bus1=824.2	Bus2=mid826.2	LineCode=303
Length=(3.03 2 /) units=kft				
New Line.L12b	Phases=1	Bus1=mid826.2	Bus2=826.2	LineCode=303
Length=(3.03 2 /) units=kft				
New Line.L13a	Phases=3	Bus1=824.1.2.3	Bus2=mid828.1.2.3	LineCode=301
Length=(0.84 2 /) units=kft				
New Line.L13b	Phases=3	Bus1=mid828.1.2.3	Bus2=828.1.2.3	LineCode=301
Length=(0.84 2 /) units=kft				
New Line.L14a	Phases=3	Bus1=828.1.2.3	Bus2=mid830.1.2.3	LineCode=301
Length=(20.44 2 /) units=kft				
New Line.L14b	Phases=3	Bus1=mid830.1.2.3	Bus2=830.1.2.3	LineCode=301
Length=(20.44 2 /) units=kft				
New Line.L15	Phases=3	Bus1=830.1.2.3	Bus2=854.1.2.3	LineCode=301
Length=0.52 units=kft				
New Line.L16a	Phases=3	Bus1=832.1.2.3	Bus2=mid858.1.2.3	LineCode=301
Length=(4.9 2 /) units=kft				
New Line.L16b	Phases=3	Bus1=mid858.1.2.3	Bus2=858.1.2.3	LineCode=301
Length=(4.9 2 /) units=kft				
New Line.L29a	Phases=3	Bus1=858.1.2.3	Bus2=mid834.1.2.3	LineCode=301
Length=(5.83 2 /) units=kft				
New Line.L29b	Phases=3	Bus1=mid834.1.2.3	Bus2=834.1.2.3	LineCode=301
Length=(5.83 2 /) units=kft				
New Line.L18	Phases=3	Bus1=834.1.2.3	Bus2=842.1.2.3	LineCode=301
Length=0.28 units=kft				
New Line.L19a	Phases=3	Bus1=836.1.2.3	Bus2=mid840.1.2.3	LineCode=301
Length=(0.86 2 /) units=kft				
New Line.L19b	Phases=3	Bus1=mid840.1.2.3	Bus2=840.1.2.3	LineCode=301
Length=(0.86 2 /) units=kft				

New Line.L21a Phases=3 Bus1=842.1.2.3 Bus2=mid844.1.2.3 LineCode=301
 Length=(1.35 2 /) units=kft
 New Line.L21b Phases=3 Bus1=mid844.1.2.3 Bus2=844.1.2.3 LineCode=301
 Length=(1.35 2 /) units=kft
 New Line.L22a Phases=3 Bus1=844.1.2.3 Bus2=mid846.1.2.3 LineCode=301
 Length=(3.64 2 /) units=kft
 New Line.L22b Phases=3 Bus1=mid846.1.2.3 Bus2=846.1.2.3 LineCode=301
 Length=(3.64 2 /) units=kft
 New Line.L23a Phases=3 Bus1=846.1.2.3 Bus2=mid848.1.2.3 LineCode=301
 Length=(0.53 2 /) units=kft
 New Line.L23b Phases=3 Bus1=mid848.1.2.3 Bus2=848.1.2.3 LineCode=301
 Length=(0.53 2 /) units=kft
 New Line.L26a Phases=1 Bus1=854.2 Bus2=mid856.2 LineCode=303
 Length=(23.33 2 /) units=kft
 New Line.L26b Phases=1 Bus1=mid856.2 Bus2=856.2 LineCode=303
 Length=(23.33 2 /) units=kft
 New Line.L27 Phases=3 Bus1=854.1.2.3 Bus2=852.1.2.3 LineCode=301
 Length=36.83 units=kft
 ! regulator in here
 New Line.L25 Phases=3 Bus1=852r.1.2.3 Bus2=832.1.2.3 LineCode=301
 Length=0.01 units=kft

 ! 9-17-10 858-864 changed to phase A per error report
 New Line.L28a Phases=1 Bus1=858.1 Bus2=mid864.1 LineCode=303
 Length=(1.62 2 /) units=kft
 New Line.L28b Phases=1 Bus1=mid864.1 Bus2=864.1 LineCode=303
 Length=(1.62 2 /) units=kft
 New Line.L17a Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=mid860.1.2.3 LineCode=301
 Length=(2.02 2 /) units=kft
 New Line.L17b Phases=3 Bus1=mid860.1.2.3 Bus2=860.1.2.3 LineCode=301
 Length=(2.02 2 /) units=kft
 New Line.L30a Phases=3 Bus1=860.1.2.3 Bus2=mid836.1.2.3 LineCode=301
 Length=(2.68 2 /) units=kft

New Line.L30b Phases=3 Bus1=mid836.1.2.3 Bus2=836.1.2.3 LineCode=301
 Length=(2.68 2 /) units=kft
 New Line.L20 Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=862.1.2.3 LineCode=301
 Length=0.28 units=kft
 New Line.L31a Phases=1 Bus1=862.2 Bus2=mid838.2 LineCode=304
 Length=(4.86 2 /) units=kft
 New Line.L31b Phases=1 Bus1=mid838.2 Bus2=838.2 LineCode=304
 Length=(4.86 2 /) units=kft
 New Line.L32 Phases=3 Bus1=832.1.2.3 Bus2=890.1.2.3 LineCode=300
 Length=10.56 units=kft

//*****//

APÊNDICE A

//*****//

!Curvas de carga

//*****//

! Industrial 1

New Loadshape.ind1 npts=24 interval=1 mult=(0.94117647 0.95294118 0.92941176
0.96470588 0.94117647 0.98000000 1.00000000 0.96470588 0.94117647
0.90588235 1.00000000 1.05882353 0.96470588 0.94117647 0.92941176
0.64705882 0.84705882 0.97647059 1.00000000 1.05882353 0.97647059
0.92941176 0.88235294 0.81176471) ! código=Industrial >0,25 MW

! Industrial 2

New Loadshape.ind2 npts=24 interval=1 mult=(0.68000000 0.62000000 0.58000000
0.56000000 0.52000000 0.54000000 0.48000000 0.52000000 0.58000000
0.72000000 0.80000000 0.76000000 0.70000000 0.90000000 1.00000000
1.10000000 1.06000000 1.00000000 1.20000000 1.38000000 1.60000000
1.36000000 1.04000000 0.90000000) ! código=Industrial >0,08 & <0,2499 MWh

! Industrial 3

New Loadshape.ind3 npts=24 interval=1 mult=(0.25000000 0.15000000 0.20000000
0.30000000 0.35000000 0.25000000 0.50000000 0.90000000 1.60000000
1.40000000 1.50000000 0.55000000 0.90000000 1.75000000 1.35000000
1.45000000 1.25000000 0.85000000 0.25000000 0.20000000 0.15000000
0.25000000 0.30000000 0.15000000) ! código=Industrial >0,039 & <0,08 MWh

! Industrial 4

New Loadshape.ind4 npts=24 interval=1 mult=(0.11111111 0.02222222 0.06666667
0.08888889 0.11111111 0.06666667 0.15555556 0.22222222 0.20000000
0.15555556 0.04444444 0.11111111 0.17777778 0.22222222 1.11111111
1.88888889 1.77777778 0.24444444 0.20000000 0.13333333 0.15555556
0.04444444 0.06666667 0.04444444) ! código=Industrial <0,039 MWh

! Comercial

New Loadshape.comerc npts=24 interval=1 mult=(0.30000000 0.29000000
0.28000000 0.26000000 0.25000000 0.30000000 0.32000000 0.35000000
0.43000000 0.90000000 1.07000000 1.11000000 0.93000000 0.78000000
1.09000000 1.10000000 1.08000000 1.15000000 1.02000000 1.01000000
0.92000000 0.60000000 0.45000000 0.36000000) ! código=Comercial <0,039 MWh

//*****//

APÊNDICE B

//*****//

! Dados das cargas

//*****//

New Load.20 Bus1=860 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 60.0
kVAR= 48.0 daily=ind3

New Load.21 Bus1=840 Phases=3 Conn=Wye Model=5 kV= 13.8 kW= 27.0
kVAR= 21.0 daily=ind4

New Load.22 Bus1=844 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 13.8 kW= 405.0
kVAR= 315.0 daily=ind1

New Load.12 Bus1=848 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 60.0
kVAR= 48.0 daily=ind3

New Load.25a Bus1=830.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 10.0
kVAR= 5.0 daily=ind3

New Load.25b Bus1=830.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 10.0
kVAR= 5.0 daily=ind3

New Load.25c Bus1=830.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 25.0
kVAR= 10.0 daily=ind3

New Load.24 Bus1=890 Phases=3 Conn=Delta Model=5 kV= 13.8 kW= 450.0
kVAR= 225.0 daily=ind1

New Load.1b Bus1=Mid806.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 30
kVAR= 15 daily=ind2

New Load.1c Bus1=Mid806.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 25
kVAR= 14 daily=comerc

New Load.2b Bus1=Mid810.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 13.8 kW= 16
kVAR= 8 daily=ind4

New Load.3a Bus1=mid820.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 13.8 kW= 34
kVAR= 17 daily=ind2

New Load.4a Bus1=mid822.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 135
kVAR= 70 daily=comerc

New Load.5b Bus1=mid824.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 13.8 kW= 5
 kVAR= 2 daily=comerc
 New Load.6b Bus1=mid826.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 13.8 kW= 40.0
 kVAR= 20 daily=comerc
 New Load.7c Bus1=mid828.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 4.0
 kVAR= 2 daily=comerc
 New Load.8a Bus1=mid830.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 7
 kVAR= 3 daily=comerc
 New Load.9b Bus1=mid856.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 4
 kVAR= 2 daily=comerc
 New Load.10a Bus1=mid858.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 7
 kVAR= 3 daily=comerc
 New Load.10b Bus1=mid858.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 2
 kVAR= 1 daily=comerc
 New Load.10c Bus1=mid858.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 6
 kVAR= 3 daily=comerc
 New Load.11a Bus1=mid864.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 2
 kVAR= 1 daily=comerc
 New Load.12a Bus1=mid834.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 4.0
 kVAR= 2 daily=ind4
 New Load.12b Bus1=mid834.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 15
 kVAR= 8 daily=ind4
 New Load.12c Bus1=mid834.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 13
 kVAR= 7 daily=ind4
 New Load.13a Bus1=mid860.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 16
 kVAR= 8 daily=ind2
 New Load.13b Bus1=mid860.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 20.0
 kVAR= 10 daily=ind2
 New Load.13c Bus1=mid860.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 13.8 kW= 110
 kVAR= 55 daily=ind2
 New Load.14a Bus1=mid836.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 30
 kVAR= 15 daily=ind2
 New Load.14b Bus1=mid836.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 10
 kVAR= 6 daily=ind2

New Load.14c Bus1=mid836.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 13.8 kW= 42
kVAR= 22 daily=ind2

New Load.15a Bus1=mid840.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 13.8 kW= 18
kVAR= 9 daily=ind3

New Load.15b Bus1=mid840.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 13.8 kW= 22
kVAR= 11 daily=ind3

New Load.16b Bus1=mid838.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 28.0
kVAR= 14 daily=ind4

New Load.17a Bus1=mid844.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 9
kVAR= 5 daily=comerc

New Load.18b Bus1=mid846.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 25
kVAR= 12 daily=ind3

New Load.18c Bus1=mid846.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 20
kVAR= 11 daily=ind3

New Load.19b Bus1=mid848.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 23
kVAR= 11 daily=ind4

//*****//

APÊNDICE C

```
//*****//
```

! Capacitors

```
//*****//
```

New Capacitor.C844	Bus1=844	Phases=3	kVAR=300	kV=13.8
--------------------	----------	----------	----------	---------

New Capacitor.C848	Bus1=848	Phases=3	kVAR=450	kV=13.8
--------------------	----------	----------	----------	---------

```
//*****//
```

APÊNDICE D

```
//*****//
```

```
! Regulators - three independent phases
```

```
//*****//
```

```
! Regulator 1
```

```
new transformer.reg1a phases=1 windings=2 buses=(814.1 814r.1) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
```

```
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
```

```
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.7 X=1.6
```

```
new transformer.reg1b phases=1 windings=2 buses=(814.2 814r.2) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
```

```
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
```

```
new regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.7 X=1.6
```

```
new transformer.reg1c phases=1 windings=2 buses=(814.3 814r.3) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
```

```
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
```

```
new regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.7 X=1.6
```

```
! Regulator 2
```

```
new transformer.reg2a phases=1 windings=2 buses=(852.1 852r.1) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
```

```
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
```

```
new regcontrol.creg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.5 X=1.5 delay=30
```

```
new transformer.reg2b phases=1 windings=2 buses=(852.2 852r.2) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
```

```
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
```

```
new regcontrol.creg2b transformer=reg2b winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.5 X=1.5 delay=30
new transformer.reg2c phases=1 windings=2 buses=(852.3 852r.3) conns='wye wye'
kvs="13.8 13.8" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2c transformer=reg2c winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120
ctprim=100 R=2.5 X=1.5 delay=30
```

```
//*****//
```

APÊNDICE E

```
//*****//
```

! Configuração tensão de base.

```
//*****//
```

Set Voltagebases=[69, 13.8]

CalcVoltageBases

```
//*****//
```

APÊNDICE F

```
//*****//
```

! Monitores pontos de conexão

```
//*****//
```

! Load 1

New monitor.tensao_806a element=line.L2b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 2

New monitor.tensao_810a element=line.L4b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 3

New monitor.tensao_820a element=line.L10b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 4

New monitor.tensao_822a element=line.L11b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 5

New monitor.tensao_824a element=line.L9b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 6

New monitor.tensao_826a element=line.L12b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 7

New monitor.tensao_828a element=line.L13b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 8

New monitor.tensao_830a element=line.L14b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 25

New monitor.tensao_830b element=line.L14b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 9

New monitor.tensao_856a element=line.L26b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 10

New monitor.tensao_858a element=line.L26b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 11

New monitor.tensao_864a element=line.L28b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 12

New monitor.tensao_834a element=line.L29b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 13

New monitor.tensao_860a element=line.L17b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 20

New monitor.tensao_860b element=line.L17b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 14

New monitor.tensao_836a element=line.L30b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 15

New monitor.tensao_840a element=line.L19b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 21

New monitor.tensao_840b element=line.L19b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 16

New monitor.tensao_838a element=line.L31b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 17

New monitor.tensao_844a element=line.L21b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 22

New monitor.tensao_844b element=line.L21b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 18

New monitor.tensao_846a element=line.L22b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 19

New monitor.tensao_848a element=line.L23b terminal=1 mode=0 ppolar=no

! Load 12

New monitor.tensao_848b element=line.L23b terminal=2 mode=0 ppolar=no

! Load 20

New monitor.tensao_890 element=line.L32 terminal=2 mode=0 ppolar=no

//*****//

APÊNDICE G

```
//*****//
```

! Transforma dados em P.U.

```
//*****//
```

Export monitors tensao_806a

Plot monitor object = tensao_806a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_810a

Plot monitor object = tensao_810a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_820a

Plot monitor object = tensao_820a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_822a

Plot monitor object = tensao_822a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_824a

Plot monitor object = tensao_824a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_826a

Plot monitor object = tensao_826a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_828a

Plot monitor object = tensao_828a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_830a

Plot monitor object = tensao_830a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_830b

Plot monitor object = tensao_830b channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_856a

Plot monitor object = tensao_856a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_858a

Plot monitor object = tensao_858a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_864a

Plot monitor object = tensao_864a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_834a

Plot monitor object = tensao_834a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_860a

Plot monitor object = tensao_860a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_860b

Plot monitor object = tensao_860b channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_836a

Plot monitor object = tensao_836a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_840a

Plot monitor object = tensao_840a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_840b

Plot monitor object = tensao_840b channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_838a

Plot monitor object = tensao_838a channels = (1) bases = [7967]

Export monitors tensao_844a

Plot monitor object = tensao_844a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_844b

Plot monitor object = tensao_844b channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_846a

Plot monitor object = tensao_846a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_848a

Plot monitor object = tensao_848a channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_848b

Plot monitor object = tensao_848b channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

Export monitors tensao_890

Plot monitor object = tensao_890 channels = (1 3 5) bases = [7967 7967 7967]

//*****//

APÊNDICE H

```
//*****
```

```
****//
```

```
! UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
```

```
! ANÁLISE DO AUMENTO DE CONSUMIDORES DO GRUPO A4 COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
```

```
! LEANDRO DE MELO MACEDO
```

```
//*****
```

```
Clear
```

```
New object=circuit.ieee34-2
```

```
~ basekv=69 pu=1.05 angle=30 mvasc3=200000 !stiffen up a bit over default
```

```
! Substation Transformer -- Modification: Make source very stiff by using artificially low
short circuit reactance
```

```
New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=0.001 ppm=0 ! Very low %Z
and no shunt reactance added
```

```
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69 kva=25000 %r=0.0005 ! Set the %r
very low
```

```
~ wdg=2 bus=800 conn=wye kv=13.8 kva=25000 %r=0.0005
```

```
Redirect IEEELineCodes.dss
```

```
Redirect lines.dss
```

```
Redirect loadshape.dss
```

```
Redirect loads.dss
```

```
Redirect capacitors.dss
```

```
Redirect regulators.dss
```

```
Redirect tensao_base.dss
```

```
Redirect monitores.dss
```

Redirect solve_daily.dss

Redirect export.dss

//*****//

APÊNDICE I

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .09 .241 .417 .578 .689
.745 .745 .689 .578 .417 .241 .09 0 0 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[17.9 17.5 16.9 17.1 16.7 16.7 16.97
18.77 20.75 22.9 24.5 26.4 28.54 28.2 26.25 25.8 24.7 22.9 19.1 19.5 19.3 18.9 18.6
18.2]

// pv definition

New PVSsystem.PV1 phases=3 bus1=trafo_pv_load_1 kV=0.48 kVA=40 irradi=1
Pmpp=40 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New Transformer.pv_load_1 phases=3 windings=2 xhl=5.750000

~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2

~ wdg=1 bus=trafo_pv_load_1 kV=0.48 kVA=75 conn=wye tap=1

~ wdg=2 bus=mid806 kV=13.8 kVA=75 conn=wye tap=1

APÊNDICE J

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .09 .241 .417 .578 .689
.745 .745 .689 .578 .417 .241 .09 0 0 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[17.9 17.5 16.9 17.1 16.7 16.7 16.97
18.77 20.75 22.9 24.5 26.4 28.54 28.2 26.25 25.8 24.7 22.9 19.1 19.5 19.3 18.9 18.6
18.2]

// pv definition

New PVSsystem.PV4 phases=3 bus1=trafo_pv_load_5 kV=0.48 kVA=40 irradi=1
Pmpp=40 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New Transformer.pv_load_5 phases=3 windings=2 xhl=5.750000

~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2

~ wdg=1 bus=trafo_pv_load_5 kV=0.48 kVA=75 conn=wye tap=1

~ wdg=2 bus=mid824 kV=13.8 kVA=75 conn=wye tap=1

APÊNDICE K

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .09 .241 .417 .578 .689
.745 .745 .689 .578 .417 .241 .09 0 0 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[17.9 17.5 16.9 17.1 16.7 16.7 16.97
18.77 20.75 22.9 24.5 26.4 28.54 28.2 26.25 25.8 24.7 22.9 19.1 19.5 19.3 18.9 18.6
18.2]

// pv definition

New PVSsystem.PV8 phases=3 bus1=trafo_pv_load_8 kV=0.48 kVA=40 irradi=1
Pmpp=40 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New Transformer.pv_load_8 phases=3 windings=2 xhl=5.750000

~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2

~ wdg=1 bus=trafo_pv_load_8 kV=0.48 kVA=75 conn=wye tap=1

~ wdg=2 bus=mid830 kV=13.8 kVA=75 conn=wye tap=1

APÊNDICE L

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .09 .241 .417 .578 .689
.745 .745 .689 .578 .417 .241 .09 0 0 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[17.9 17.5 16.9 17.1 16.7 16.7 16.97
18.77 20.75 22.9 24.5 26.4 28.54 28.2 26.25 25.8 24.7 22.9 19.1 19.5 19.3 18.9 18.6
18.2]

// pv definition

New PVSystem.PV16 phases=3 bus1=trafo_pv_load_15 kV=0.48 kVA=40 irradi=1
Pmpp=40 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New Transformer.pv_load_15 phases=3 windings=2 xhl=5.750000

~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2

~ wdg=1 bus=trafo_pv_load_15 kV=0.48 kVA=75 conn=wye tap=1

~ wdg=2 bus=mid840 kV=13.8 kVA=75 conn=wye tap=1

APÊNDICE M

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .09 .241 .417 .578 .689
.745 .745 .689 .578 .417 .241 .09 0 0 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[17.9 17.5 16.9 17.1 16.7 16.7 16.97
18.77 20.75 22.9 24.5 26.4 28.54 28.2 26.25 25.8 24.7 22.9 19.1 19.5 19.3 18.9 18.6
18.2]

// pv definition

New PVSystem.PV19 phases=3 bus1=trafo_pv_load_19 kV=0.48 kVA=40 irrads=1
Pmpp=40 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

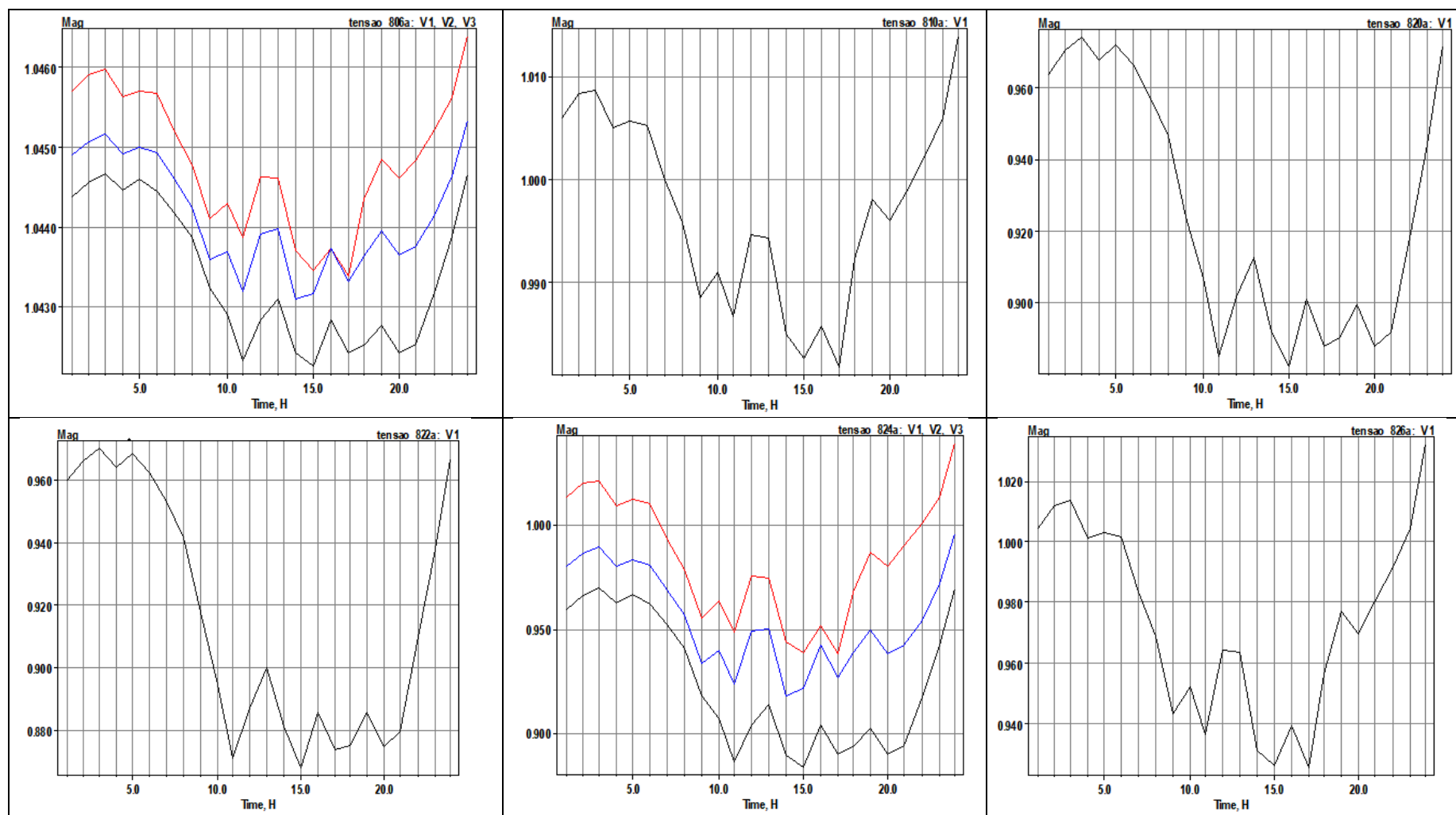
New Transformer.pv_load_19 phases=3 windings=2 xhl=5.750000

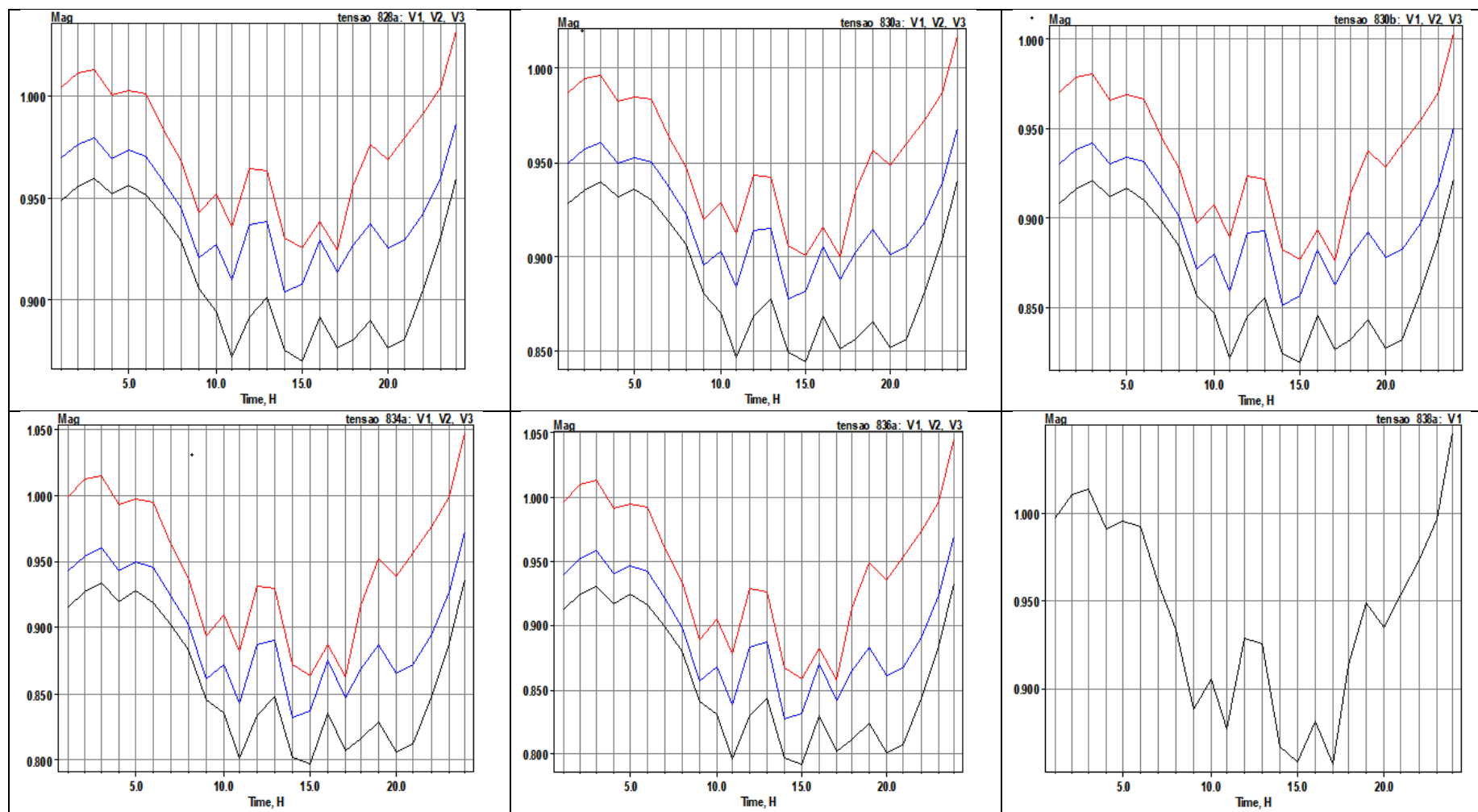
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2

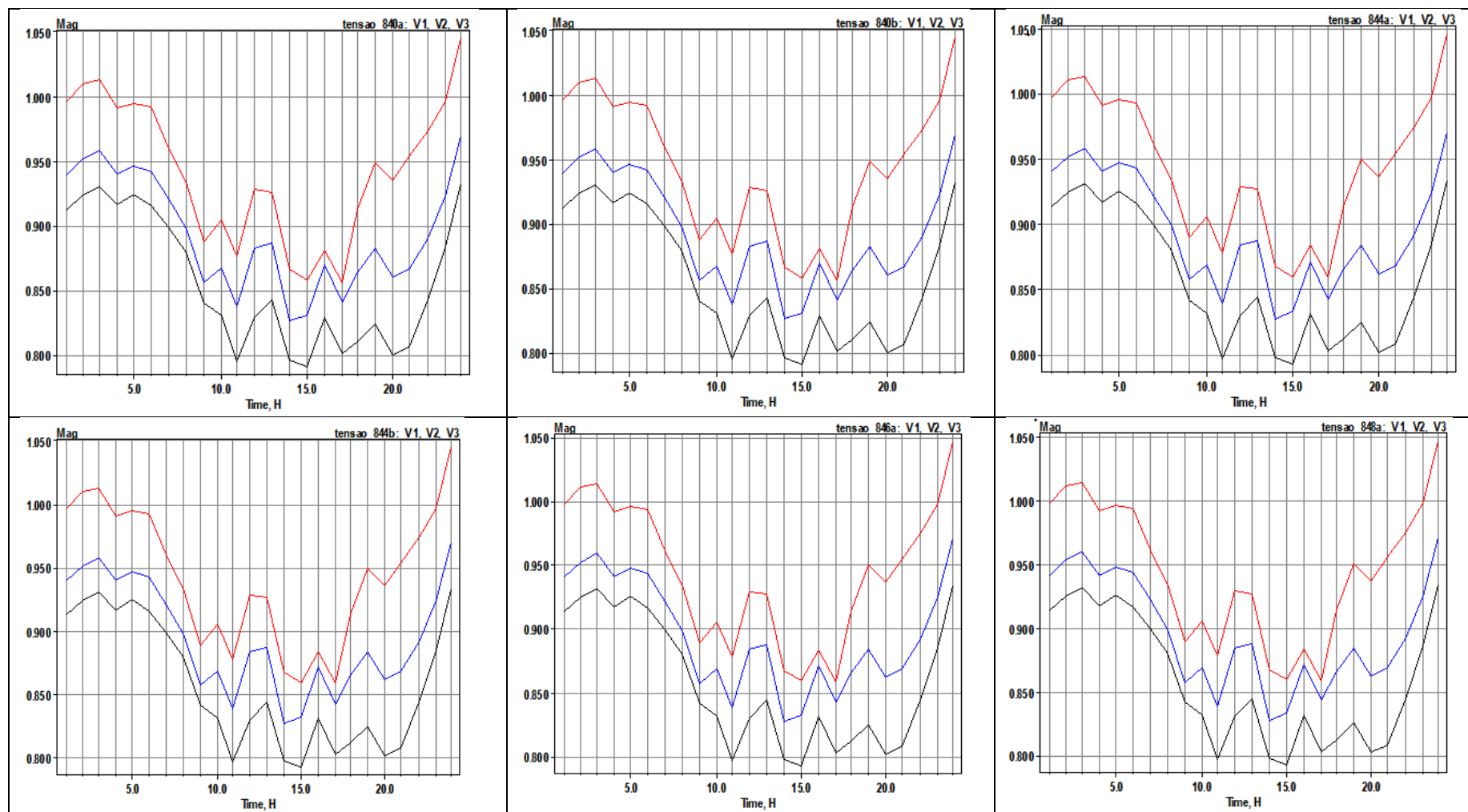
~ wdg=1 bus=trafo_pv_load_19 kV=0.48 kVA=75 conn=wye tap=1

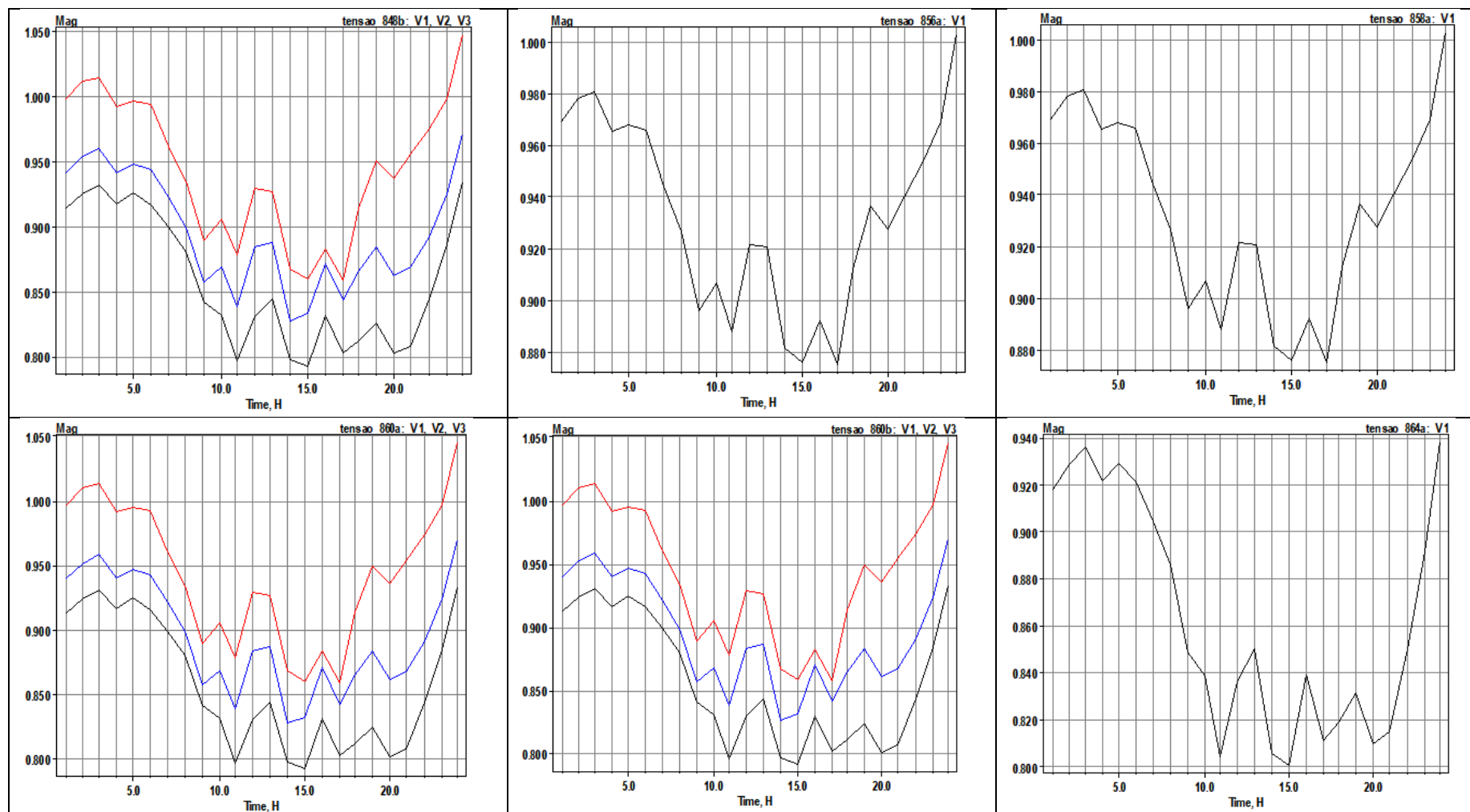
~ wdg=2 bus=mid848 kV=13.8 kVA=75 conn=wye tap=1

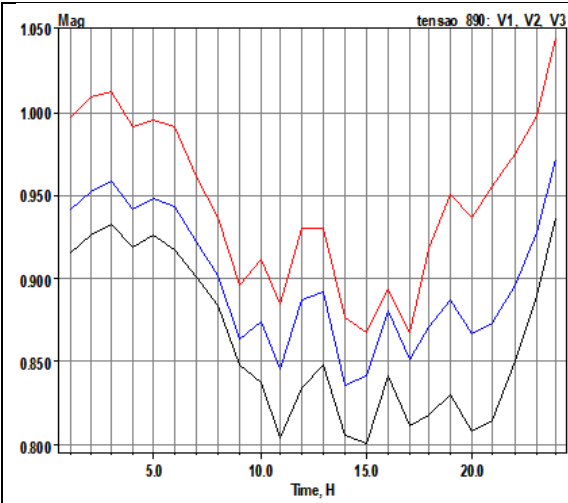
APÊNDICE N



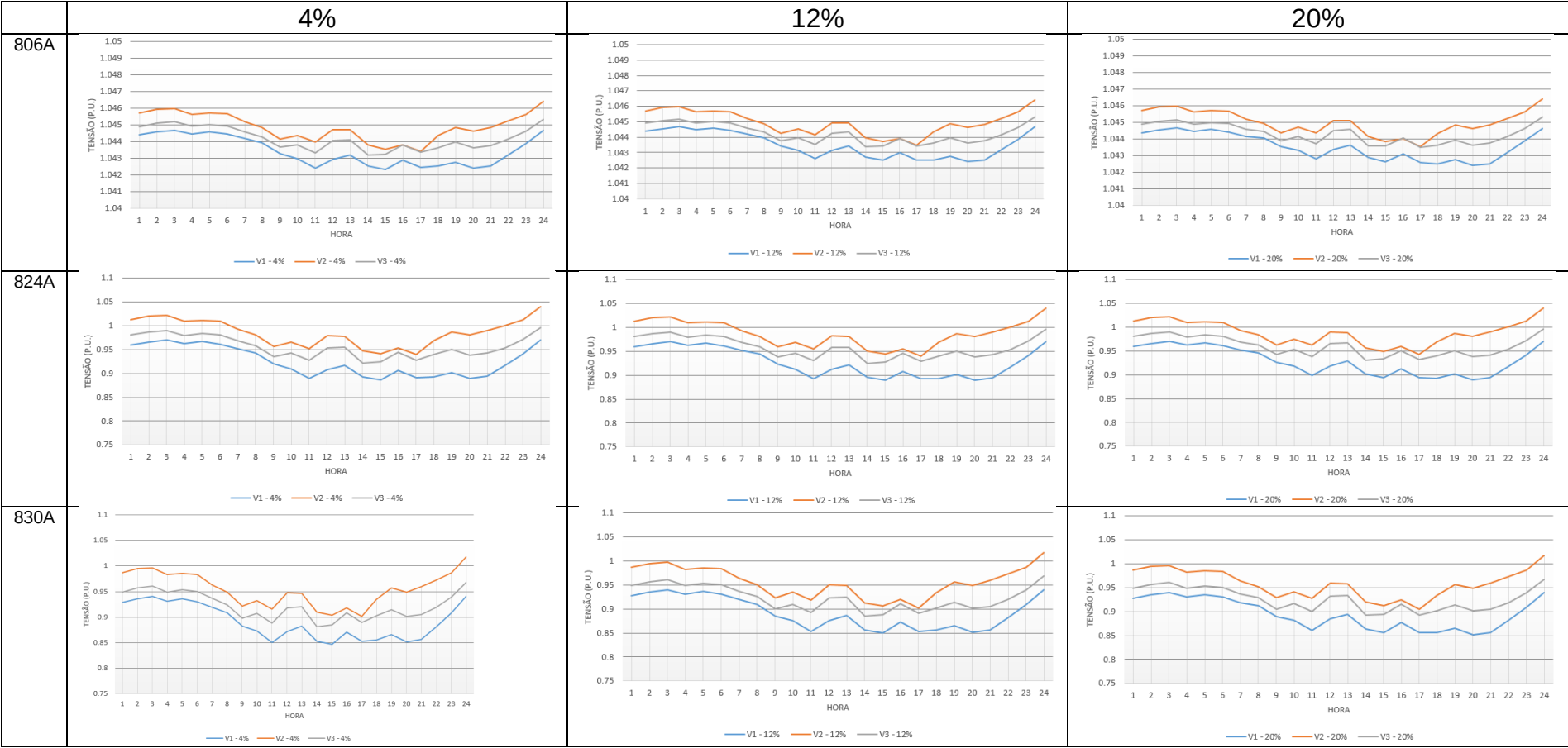


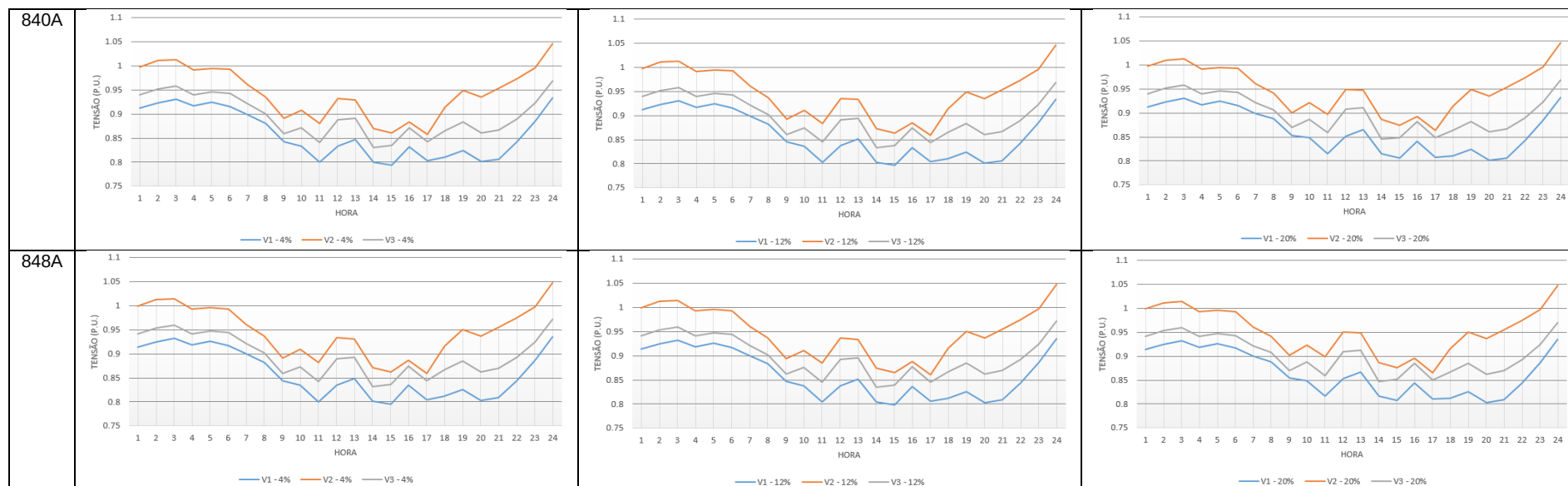




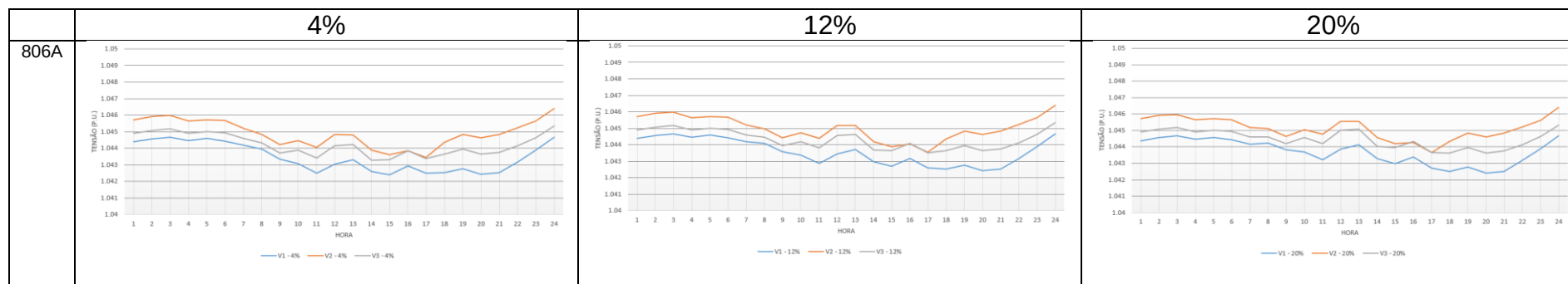


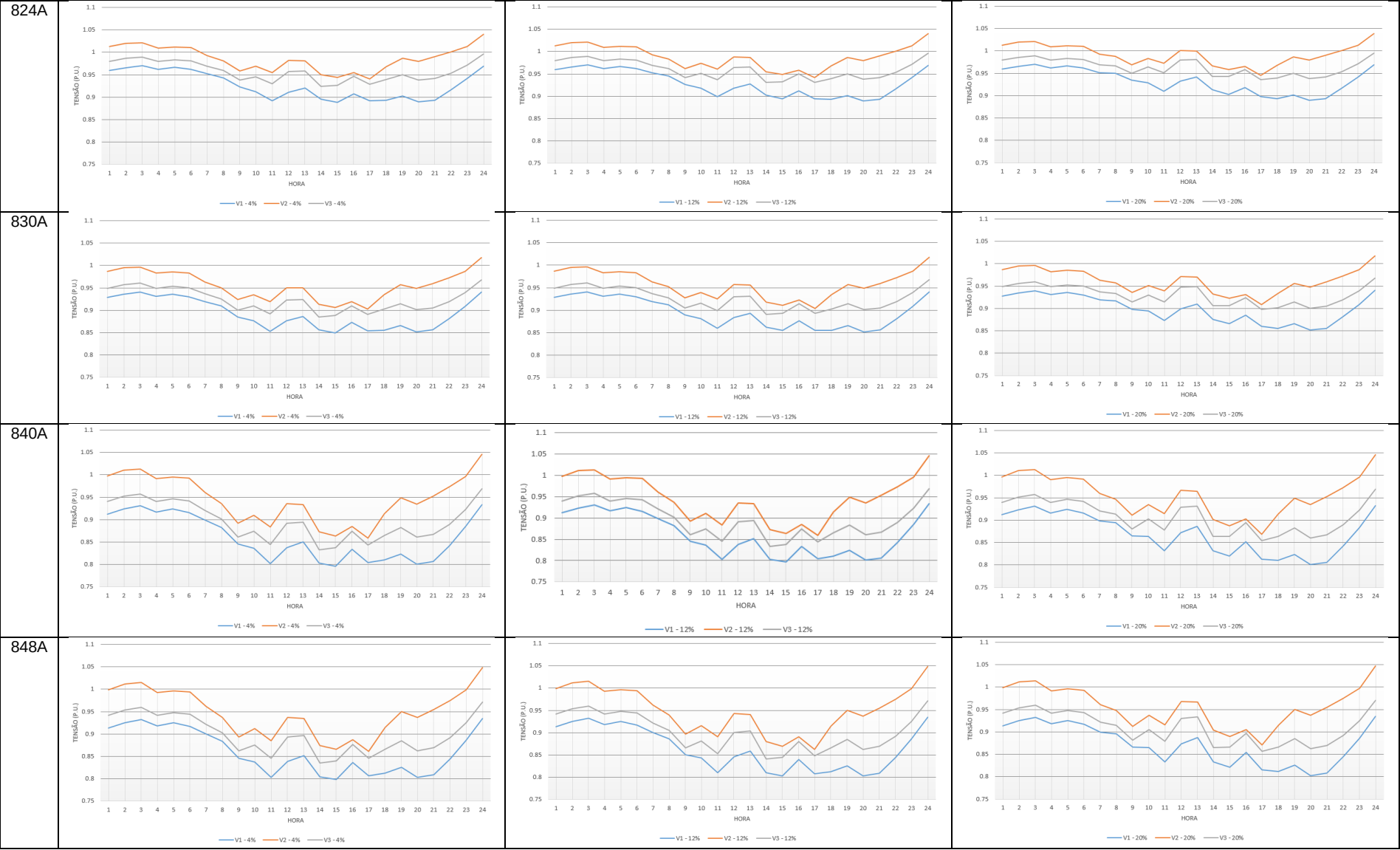
APÊNDICE O





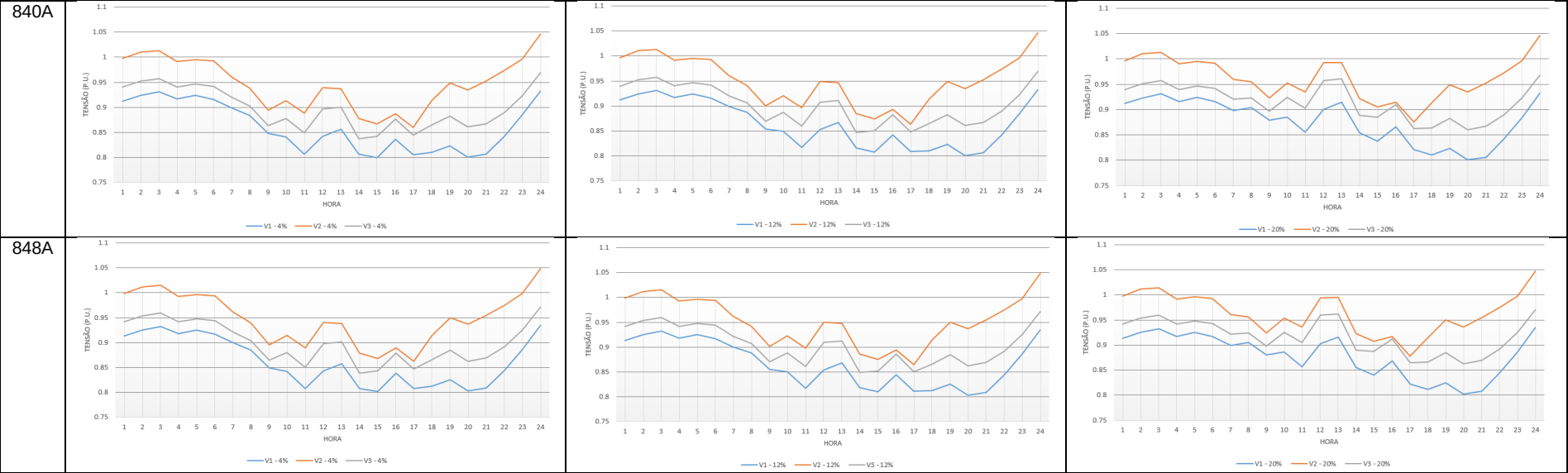
APÊNDICE P





APÊNDICE Q





APÊNDICE R

