

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA – FAENG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MURILO MICENO FRIGO

**IMPACTO DA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

**CAMPO GRANDE - MS
2013**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA – FAENG
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MURILO MICENO FRIGO

IMPACTO DA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul –
UFMS para obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Irineu Koltermann.

CAMPO GRANDE – MS
2013

IMPACTO DA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

MURILO MICENO FRIGO

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Energia, Planejamento, Operação e Controle de Sistemas Elétricos, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campo Grande-MS.’

Orientador - Prof. Dr. Paulo Irineu Koltermann
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Presidente - Prof. Dr. Paulo Irineu Koltermann
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Examinador - Prof. Dr. Luiz Antônio Righi
Universidade Federal de Santa Maria

Examinador - Prof. Dr. Valmir Machado Pereira
Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Ap. D. Frigo e Rosângela Miceno e minha filha Anabelly X. Frigo.

AGRADECIMENTOS

A Deus sobre tudo.

Aos meus pais por serem meus primeiros e eternos mestres.

Ao meu orientador Prof. Dr. Paulo Irineu Koltermann, pela confiança, força, incentivo, paciência e pela contribuição de seus conhecimentos.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão de bolsa de estudo, a qual propiciou a realização desta pesquisa.

A todos meus colegas de mestrado pela ajuda mutua durante todo o mestrado.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica (DEL), que de alguma forma contribuíram para a concretização deste trabalho.

Agradeço a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a consecução deste trabalho.

Obrigado, muito obrigado.

*“Dois homens olharam através das grades da prisão;
um viu a lama, o outro as estrelas.”*

Santo Agostinho

RESUMO

Com a crescente demanda de energia elétrica e a necessidade de se buscar a sustentabilidade em todos os processos de produção, a sociedade tem pressionado para se ampliar a geração elétrica por meio de fontes ditas limpas. É neste intuito que surge a microgeração de energia elétrica, que consiste em aproveitar pequenas fontes renováveis de forma a gerar energia no próprio consumidor, ou seja, junto ao consumo, forma conhecida como geração distribuída. Porém a injeção de microgeração na rede de distribuição deve ser analisada no ponto de vista da qualidade para que sua eficácia seja positiva em uma abrangência global. Este trabalho tem o objetivo de diagnosticar os possíveis impactos provocados pela microgeração na rede de distribuição, tais como, distorções harmônicas, desequilíbrios de fase, fator de potência, perdas e distúrbios provenientes da presença de harmônicos. Além disso, avaliar a dinâmica de uma rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão em diversos cenários de carga e microgeração. Para as análises foram utilizados modelos em SIMULINK/MATLAB. Foi possível concluir que a injeção de potência elétrica oriunda da microgeração provoca um aumento das distorções harmônicas na rede e pode prejudicar os índices de qualidade como fator de potência, desequilíbrios de fase, perdas além de distúrbios provocados pela distorção harmônica. A injeção de microgeração de energia, por outro lado, tende a diminuir perdas joule e melhorar o perfil de tensão, além de ser eficaz medida de eficiência energética.

Palavras-chave: microgeração, rede de baixa tensão, qualidade de energia.

ABSTRACT

With the growing demand for electricity and the need to seek sustainability in all production processes, the company has pushed to expand electricity generation through clean sources said. It is with this objective that arises microgeneration of electricity, which is to take small renewable sources to generate energy in the consumer himself, or by the consumer form known as distributed generation. However the injection of microgeneration in the distribution network must be analyzed in terms of quality so that their effectiveness is positive in a global scope. This study aims to diagnose the possible impacts caused by micro distribution network, such as harmonic distortion, phase imbalances, power factor, losses and disturbances from the presence of harmonics. Furthermore, to evaluate the dynamics of a network of electricity distribution at low voltage in various load scenarios and microgeneration. For the analysis we used models in SIMULINK / MATLAB. It was concluded that the injection of electrical power coming from the microgenerations causes an increase of the harmonic distortion in the network and can harm the quality indices as power factor, phase imbalances, losses and disturbances caused by harmonic distortion. The micro injection energy, on the other hand, tends to decrease joule losses and improve voltage profile, apart from being effective measure of energy efficiency.

Key-words: Microgeneration, low voltage grid, power quality.

LISTA DE ABREVEATURAS

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

BEM – Balanço Energético Nacional

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

EUA – Estados Unidos da América

FP – Fator de Potência

FIT – Feed In Tariffs

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

kV – kilo Volts

kVAr – Kilo Volt Ampere Reativo

kW – kilo Watts

LFCs – Lâmpadas Fluorescente Compacta

MT – Média de Tensão

MW – Mega Watts

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

PI – Proporcional Integral

PROCEL – Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica

PRODIST – Procedimento de Distribuição

SPWM – Senoidal Power Modulation

THD – Total harmonic Distorcion

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Residência com sistema de microgeração fotovoltaica integrada a rede de distribuição BT.....	30
Figura 3.2: Barreiras percebidas para micro geração. Fonte: Energy Saving Trust, UK....	32
Figura 4.1: Sistema Elétrico Brasileiro.	38
Figura 4.2: Sistema de distribuição a ser simulado.....	40
Figura 4.3: Sistema primário de alimentação em 13,8 KV da simulação da rede de distribuição.....	41
Figura 4.4: Transformador de distribuição.....	42
Figura 4.5: Trecho de Linha BT (20 metros).....	43
Figura 4.6: Carga resistiva.....	45
Figura 4.7: Representação de uma carga indutiva.....	45
Figura 4.8: Formas de onda de tensão e corrente em uma carga indutiva.....	46
Figura 4.9: Formas de onda de tensão e corrente em um sistema com fator de potencia unitário.....	46
Figura 4.10: Retificador monofásico com filtro capacitivo.....	47
Figura 4.11: Formas de onda de corrente e tensão retificadas.....	48
Figura 4.12: Formas de onda de corrente e tensão a montante do retificador.....	48
Figura 4.13. Analise FFT no SIMULINK.....	49
Figura 4.14: Circuito retificador trifásico.....	50
Figura 4.15: Harmônicos presentes no retificador trifásico	50
Figura 5.1: Radiação Solar Global Para o Brasil.....	53
Figura 5.2: Células fotovoltaicas, células associadas formando um módulo e módulos associados denominados de arranjo fotovoltaico.....	54
Figura 5.3: Circuito elétrico equivalente de uma célula solar.....	55

Figura 5.4: Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo.....	58
Figura 5.5: Efeito da variação de intensidade de radiação sobre a célula fotovoltaica.....	59
Figura 5.6: Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica IxV (para 1000W/m ²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.	59
Figura 5.7: Conversor DC-DC.....	61
Figura 5.8: Circuito inversor monofásico de ponte completa.....	64
Figura 5.9: Modulação por Largura de Impulso de Senoidal SPWM.....	65
Figura 5.10: Diagrama do controlador de sincronismo de corrente.....	67
Figura 5.11: Geração da modulante.....	67
Figura 5.12: Gerador SPWM.....	69
Figura 5.13: Inversor Monofásico.....	69
Figura 5.14: Banco trifásico de microgeração.....	70
Figura 5.16: Subsistema Banco Trifásico de Microgeração.....	71
Figura 5.16: Corrente e tensão no inversor.....	71
Figura 6.1: Grid I para as simulações 1, 2 e 3	73
Figura 6.2: Grid II para a simulação 4.....	73
Figura 6.3: Modelo Simulink do <i>Grid I</i> para as simulações 1, 2 e 3.....	74
Figura 6.4: Representação do elemento “Nó”, utilizado nas simulações.....	75
Figura 6.5: Grid II utilizado no quarto grupo de cenários.....	77
Figura 6.6: Curva de carga de um alimentador residencial de classe média.....	77
Figura 6.7: Carga para Simulação 4, representando hora nº 12.....	78
Figura 6.8: Potência Ativa para o primeiro grupo de cenários	79
Figura 6.9: Potência Reativa para o primeiro grupo de cenários	80
Figura 6.10: Potência Aparente para o primeiro grupo de cenários	80
Figura 6.11: Fator de Potência para o primeiro grupo de cenários.....	81

Figura 6.12: Tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários.....	81
Figura 6.13: Queda de tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários.....	82
Figura 6.14: Distorção harmônica de corrente nos nós para a Simulação 1.....	83
Figura 6.15: Distorção harmônica de tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários...	83
Figura 6.16: THDi de corrente na saída do inversor.....	84
Figura 6.17: Corrente de neutro para os Cenários 1, 2, 3 e 4 do primeiro grupo	84
Figura 6.18: THDi de corrente no neutro.....	85
Figura 6.19: Potência Ativa na Simulação 2.....	86
Figura 6.20: Potência Reativa na Simulação 2.....	86
Figura 6.21: Potência Aparente na Simulação 2.....	87
Figura 6.22: Fator de Potência na Simulação 2.....	87
Figura 6.23: Percentagem de da tensão de referência na Simulação 2.....	88
Figura 6.24: Percentagem de da tensão no trecho BT na Simulação 2.....	89
Figura 6.25: THDi na Simulação 2.....	89
Figura 6.26: THDv na Simulação 2.....	90
Figura 6.27: Corrente de neutro na Simulação 2.....	90
Figura 6.28: Perfil de tensão no Nó 4 para a Simulação 3.....	91
Figura 6.29: Perfil da distorção harmônica de tensão (THDu) no Nó 4 para a Simulação 3.....	92
Figura 6.30: Corrente de neutro para a Simulação 3.....	93
Figura 6.31: Curva de carga - Simulação 4.....	93
Figura 6.32: Potência Ativa e Reativa no Inversor.....	94
Figura 6.33: Curva da Potência no Nó de conexão da microgeração e da carga e curva de carga do grid 2 (Simulação 4).....	95
Figura 6.34: Fator de Potência global do sistema.....	96

SUMÁRIO

1.	Introdução	14
1.1.	Contextualização	14
1.2	Justificativa.....	16
1.3	Objetivos do Trabalho	16
	Objetivo Geral	16
	Objetivos Específicos	17
1.4	Estrutura do Trabalho	17
2.	Revisão de Literatura.....	18
2.1	Trabalhos atuais.....	18
2.2	Contribuição desse trabalho	26
3.	Microgeração	28
3.1	Conceito de Microgeração.....	28
3.2	Estado da Microgeração no Brasil e no Exterior.....	30
3.3	Barreiras à implantação da Microgeração	31
	3.3.1 Custo de Instalação.....	32
	3.3.2 Falta de Informação	32
	3.3.3 Dificuldades Técnicas	32
	3.3.4 Barreiras Regulatórias	33
3.4	Perspectivas da Microgeração	33
3.5	Qualidade da energia elétrica	34
4.	Sistemas de distribuição e modelagem de redes de baixa tensão.....	37
4.1	Novo Perfil da Rede de Distribuição.....	37
4.2	Características dos sistemas de distribuição.....	39
4.3	Rede AT 13,8 kV.....	40
4.4	Transformador de Distribuição.....	41
4.5	Cabeamento de baixa tensão.....	43
4.6	Cargas	44
4.6.1	Cargas Lineares	45
	4.6.2 Cargas Não Lineares.....	47
4.7	Resultados das Simulações das Cargas	51
5.	Tecnologias e Modelagem da Microgeração.....	52

5.1 Tecnologias de Microgeração.....	52
5.2 Microcentrais solares	52
5.2.1 Modelo Elétrico do Painel Fotovoltaico	54
5.2.2 Influência da radiação e da temperatura	58
5.2.3 Arranjo das células fotovoltaicas.....	60
5.2.4 Modelo do Conversor CC-CC	61
5.2.5 Inversor Elétrico CC-CA	63
5.2.6 Controle do Inversor	66
6. Simulações.....	72
6.1. Descrição da Rede de Baixa tensão	72
6.2 Descrição geral dos cenários	73
6.3 Simulações.....	78
6.3.1 Simulação 1- Plena Carga	79
6.3.2 Simulação 2 - Carga Moderada	85
6.3.3 Simulação 3 – Microgeração Desbalanceada	91
6.3.4 Simulação 4 – Avaliação de carga e microgeração diária (de 24 horas).....	93
CONCLUSÕES	97
REFERÊNCIAS	100

1. Introdução

1.1. Contextualização

A energia elétrica, descoberta a pouco mais de cem anos, exerce hoje um papel importante nas sociedades do mundo todo, sendo quase impossível imaginar uma sociedade moderna sem a participação desta. A disponibilidade de energia é fator estratégico e determinante para o desenvolvimento econômico e produtivo de um país, porém nos últimos anos o setor elétrico tem se renovado e pressões econômicas e ambientais têm levado a busca de novas fontes de energia.

Atualmente a matriz energética mundial é baseada na utilização de combustíveis fósseis, tais como, petróleo, gás natural e carvão mineral, geração termo nuclear, ou ainda, em grandes plantas geradoras de fonte hidráulica. Essas três matrizes são sempre questionadas em relação aos impactos ambientais, enquanto a geração com base em combustíveis fósseis é taxada de altamente poluidora por gerar gases causadores do efeito estufa.

A preocupação com o controle da emissão de tais gases se tornou ainda maior após a assinatura do Protocolo de Kyoto no Japão (1997). A geração por grandes usinas hidrelétricas é questionada devido ao seu impacto sócio ambiental já que sua construção prevê a formação de uma grande área alagada, que quase sempre atinge terras de reservas florestais ou cultiváveis, como exemplo ilustrativo, tem-se a polêmica da construção da Usina de Belo Monte no Rio Madeira, Amazônia, Brasil e finalmente as usinas nucleares são temidas em razão das dúvidas sobre a real segurança desse tipo de instalação.

Essa discussão ganhou força depois do sismo e tsunami que atingiram o Japão em março de 2011 causando uma série de falhas e lançamentos de materiais radioativos na Central Nuclear de Fukushima I, que reavivou a experiência do desastre de Chernobyl, além da questão da destinação do lixo atômico e sua radioatividade ativa por milhares de anos.

O que todas essas fontes de geração de energia elétrica têm em comum é o fato de serem concentradas e muitas vezes alocadas longe das cargas consumidoras. Outro fator característico dessa arquitetura energética é o significativo impacto ambiental e social que grandes parques geradores de energia proporcionam.

Em alternativa a essa problemática governos de vários países vêm adotando políticas de incentivo a fontes alternativas de energia elétrica e a geração de característica distribuída.

Nas últimas décadas, o mundo parecia estar prestes a ser lançado na era da energia “verde”. Mas as “velhas energias”, baseadas nos derivados de petróleo e grandes barragens, não cederam tão facilmente quanto esperávamos, e as energias alternativas, as quais nossa geração imaginou que logo estariam iluminando casas e alimentando indústrias pelo mundo, permaneceram marginais no suprimento das necessidades energéticas[1].

Dentro dos desafios e oportunidades que surgiram neste contexto, reluz a microgeração, que se define por pequenas unidades geradoras diretamente conectadas aos sistemas de distribuição, com uma capacidade que abrange potências menores ou iguais a 100 kW, e baseadas em fontes renováveis e alternativas de energia, conforme regulamentação da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Esses pequenos sistemas têm ganhado importância em países como Inglaterra, Estados Unidos e Alemanha, devendo no futuro tornarem-se comum na maioria dos grandes países, pois tem se tornado popular entre os consumidores domiciliares o interesse de gerar sua própria energia para assegurar seu abastecimento e também colaborar para a redução de emissão de gases contaminantes ao meio ambiente.

O uso da microgeração oferece grandes desafios. As primeiras barreiras encontradas foram as referentes à regulamentação, barreiras técnicas de conexão das microunidades, a rede de distribuição, questões de ordem econômica em razão do alto custo de instalação e longo tempo de retorno do investimento, divulgação de informações e conhecimento técnico para venda e instalação que ocasionam dúvidas sobre a real eficiência e confiabilidade por parte dos usuários [2].

Nos últimos anos nota-se no Brasil um interesse nacional em se incorporar fontes alternativas de energia na matriz energética nacional. Nosso país tem uma matriz baseada na geração hidrelétrica, que é uma fonte renovável de energia, e aposta agora na ampliação do parque eólico e na geração fotovoltaica. Essas tecnologias são amplamente indicadas para equilibrar localmente as necessidades de pequenas comunidades, dispensando a ampliação do setor de transmissão e distribuição.

Finalmente o marco regulatório foi a aprovação da Resolução ANEEL 482/12 de 17 de abril de 2012, regras que incentivam a micro e minigeração no Brasil, estabelecendo um prazo de 240 dias para que as distribuidoras se adaptem ao novo método[3].

1.2 Justificativa

A atual demanda por tecnologias e bens de consumo, juntamente com a crescente preocupação sócio ambiental e a busca por soluções sustentáveis têm tornado a geração de energia elétrica um problema que muitas vezes parece não ter solução. A busca pelo crescimento econômico e de uma produção sustentável de energia elétrica forçam a necessidade de se acelerar o processo iniciado na década de 70 por fontes energéticas alternativas, que sustentem a demanda crescente, e ainda, não agridam o meio ambiente.

Este trabalho se justifica, pois explora questões importantes do cenário energético atual, tais como:

- Fontes alternativas de energia elétrica,
- Geração distribuída,
- Pequenas fontes de aproveitamento energético,
- Qualidade da energia elétrica,
- Eficiência energética.

E desta forma fornece material de modo a contribuir com o conhecimento técnico, incentivando o crescimento da microgeração de energia elétrica no Brasil.

1.3 Objetivos do Trabalho

Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é abordar o tema da microgeração, focado nas análises técnicas da geração, modelagem das fontes geradoras, e estudo da conexão em sistemas de distribuição de baixa tensão analisando os aspectos da qualidade da energia elétrica fornecida e na rede BT.

Objetivos Específicos

- Modelagem de redes em baixa tensão, a fim de se elaborar um modelo de *micro grid* para simulação a análise do sistema distribuído,
- Determinar um modelo em MATLAB/SIMULINK para uma unidade de microgeração solar,
- Realizar simulação de microgeração de energia conectada a um sistema de distribuição em baixa tensão,
- Identificar o comportamento do perfil elétrico da rede de baixa tensão em relação a fenômenos de qualidade de energia.
- Identificar medidas de controle da qualidade de energia elétrica na presença de microgeração.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado de forma a apresentar em primeiro no Capítulo 1 a introdução contendo os objetivos gerais e específicos e a estruturação geral do trabalho.

No Capítulo 2 é realizada uma revisão no estado da arte nos temas relativos à qualidade da energia elétrica e geração de energia elétrica com base em pequenas fontes (microgeração).

No Capítulo 3 é apresentado o conceito e informações sobre microgeração de energia elétrica, barreiras à implantação e perspectivas.

No Capítulo 4 é caracterizada e modelada a rede de distribuição com as cargas existentes, são caracterizadas as cargas ativas, reativas, lineares e não lineares, modelos para cargas e linhas elétricas.

No capítulo 5 é caracterizada, modelada e simulada uma das tecnologias de microgeração de energia elétrica.

O Capítulo 6 apresenta as simulações e análises da microgeração na rede de baixa tensão.

Por fim, as conclusões e referências bibliográficas.

2. Revisão de Literatura

Diversos trabalhos desenvolvidos já apresentaram referências ao estudo da qualidade de energia elétrica em redes de baixa tensão, também chamadas de rede secundária de distribuição de energia elétrica. A grande maioria dos trabalhos foca na poluição harmônica causada por cargas não lineares presentes na rede.

A geração e energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia, principalmente pela fonte primária, fotovoltaica, também já foi objetivo de estudo no que diz respeito à qualidade de energia. Alguns desses trabalhos abordam modelos de microgeração como pequenas fontes fotovoltaicas, e ainda, microturbinas eólicas para geração de energia em ambiente urbano. A maioria dos trabalhos explora sistemas autônomos, de *back-up*, e híbridos, porém com o crescimento da geração distribuída e da microgeração, os estudos têm se voltado para sistemas interligados à rede.

2.1 Trabalhos atuais

Igor Amariz Pires 2006 [4]. Em sua dissertação apresentada à UFMG em 2006, afirmou que a busca por eletrodomésticos mais eficientes e o aumento do acesso da população aos eletrônicos tem contribuído para o aumento do comportamento não linear das cargas elétricas. Pires destaca ainda o aumento da participação de cargas comerciais e residenciais no consumo nacional somando 35,9% (BRASIL 2005) [5] do consumo total, ressaltando a importância de se estudar o comportamento das redes urbanas de distribuição.

No seu trabalho Pires destaca que o THD de alguns aparelhos eletrônicos pode chegar a 100% e Fator de Cresta com valores iguais a 2. No que diz respeito à iluminação foi comprovado que a incandescente, condenada por sua baixa eficiência, apresenta comportamento linear, não contribuindo com o aumento da produção de distorção harmônica, desde que não utilizada com controladores de luminosidade (*dimmer's*).

Aponta que a não linearidade do sistema aumenta quanto menor o iluminamento piorando as distorções harmônicas. Já as lâmpadas fluorescentes compactas LFCs são consideradas eficientes, porém por serem de característica não linear, possuem alta

distorção de corrente com níveis em torno de 100%. As Lâmpadas Fluorescentes convencionais, que podem trabalhar com reatores eletrônicos ou eletromagnéticos, apresentam distorção harmônica bem inferior na versão eletromagnética comparada à eletrônica – estas últimas alcançam índices de 100% de distorção de corrente contra uma taxa de aproximadamente 10% das lâmpadas com reator eletromagnético.

Em sistemas de iluminação externa, industrial e vias públicas, as lâmpadas mais utilizadas são as de vapor de mercúrio, sódio e mista. A substituição das lâmpadas de mercúrio por sódio foi uma das medidas do PROCEL [6] em seu programa de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). As lâmpadas de sódio são mais econômicas, porém possuem um conteúdo harmônico maior. Os equipamentos eletrônicos apresentam altos níveis de distorção harmônica de corrente em razão da presença de retificadores, geralmente constituídos de uma ponte de diodos com filtro capacitivo [7], sendo esses os principais equipamentos não lineares presentes nas redes de distribuição.

Segundo Pires, a distorção de corrente média apresentada pelos aparelhos refrigeradores foi de 10% com predomínio até a 9ª harmônica. Os condicionadores de ar apresentaram níveis médios de 10%, porém com a utilização dos condicionadores do tipo inverter, que propõem uma economia no consumo utilizando inversores no controle do compressor, porém ainda é necessário o levantamento mais preciso deste dado. O aparelho de micro-ondas não funciona com resistências e sim com um propulsor, apresentando certa distorção de corrente que se torna menor que 1% acima da 11ª harmônica.

Há de se considerar que quando acompanhado de um termostato para controle da temperatura, os equipamentos de aquecimento tais como ferro elétrico e chuveiro passam a possuir distorção e corrente proveniente do controlador, esses equipamentos que estão se popularizando a cada dia também são chamados de chuveiro e ferro eletrônicos. Quanto aos motores, Pires constatou que as distorções de corrente provocadas por esses não são muito expressivas, permanecendo na ordem de 10% e se encontram predominantemente até a 7ª harmônica, distorções acima da 7ª ficaram a níveis inferiores a 0,90%.

Com relação ao perfil dos consumidores residenciais e comerciais Pires [4] efetuou medições, avaliando os consumidores comerciais de diferentes ramos e separando os consumidores residenciais de pequeno, médio e grande porte. Observou-se uma relação inversa entre a corrente demandada e o THD. Os consumidores residenciais apresentaram maior distorção na ponta, já os consumidores comerciais apresentaram maior distorção

durante o horário de funcionamento, com destaque para a terceira harmônica, dados confirmados por meio da medição dos os transformadores.

Bezerra, Tostes e Garcez 2001 [8]. No artigo apontaram para o impacto do crescimento da utilização de equipamentos eletrônicos pelos consumidores residenciais, classificando esses equipamentos como fontes distribuídas de harmônicos e mediu a produção de correntes harmônicas de diferentes consumidores na cidade de Belém (PA).

Os consumidores residenciais foram divididos em grupos de acordo com a classe econômica, pois os consumidores de renda superior tenderiam a possuir mais equipamentos eletrônicos. Bezerra afirma que o nível de injeção de harmônica na rede BT já é preocupante. Os autores afirmam que o nível de injeção de harmônica na rede BT já é preocupante e concluíram que os consumidores de renda superior, por possuírem maior número de equipamentos não lineares e maior demanda de energia, injetam maior quantidade de harmônicos na rede.

No que diz respeito aos harmônicos injetados, foram identificados os mesmos perfis de frequência harmônica sendo predominante a 3^a, a 5^a e 7^a harmônicas tanto nos consumidores de baixa renda quanto nos de renda superior, dessa forma, a diferença fica na intensidade da corrente harmônica injetada e a similaridade no espectro de frequências.

Jesus, Castoldi, Nonenmacher *et al* 2003 [9]. Apresentaram um trabalho sobre a influência das cargas não lineares na qualidade da energia elétrica. Foram estudados os cortes de tensão, também chamado de *notching* em uma rede de baixa tensão. Utilizaram um programa de simulações e análises de transitórios eletromagnéticos chamado Microtran, apontaram a preocupação permanente quanto ao impacto dos harmônicos, os quais afetam a operação dos componentes e equipamentos, podendo causar sobreaquecimentos e redução da vida útil de transformadores e máquinas elétricas, ressonâncias com capacitores, erros em medidores, atuação intempestiva de sistemas de proteção.

Os autores comentam sobre o processo de comutação utilizado nos retificadores e alertam sobre os cortes de tensão decorrentes da comutação. “*Em termos de compatibilidade, além das distorções harmônicas e magnitude dos componentes harmônicos individuais, a área do corte de tensão é um indicador dos efeitos que os conversores estáticos têm na degradação da qualidade de energia*” [9].

Os cortes de tensão podem incidir em um aumento da passagem da tensão pelo zero, aumento das distorções harmônicas, risco de ressonância e sobrecarga em bancos de capacitores, falhas em relógios e contadores digitais, falhas em semicondutores, interferências eletromagnéticas entre outros.

Um estudo de caso apresentado mostra a influência dos cortes de tensão causados por um chuveiro eletrônico regulado a Tiristor sobre a qualidade de energia de uma instalação elétrica onde se encontrava um estúdio de áudio, que sofria interferências indesejáveis e audíveis no produto final feitos nos estúdios.

Como conclusão o trabalho apresentou a preocupação com inversores de grande potência instalados na rede de distribuição e a necessidade do comprometimento dos fabricantes desses equipamentos em busca da qualidade da energia elétrica.

Renato Vinhal Nunes 2007 [10]. Em seu trabalho submetido à Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica, também chamou a atenção para o aumento da injeção de correntes harmônicas na rede de distribuição em baixa tensão, alertando que em um futuro próximo os limites podem ultrapassar os níveis toleráveis.

Nunes utilizou o software ATPdraw para montar as simulações, por meio das quais diagnosticou que a utilização de chuveiros eletrônicos podem provocar distorções que ultrapassam os limites máximos admissíveis, foi diagnosticado também a predominância de harmônicas de baixa ordem sendo a 5^a e 7^a harmônicas tanto para tensão como para corrente as frequências mais verificadas.

Ademais, foi proposta em seu trabalho a utilização de filtros passivos e comprovada eficácia na diminuição das distorções harmônicas presentes. Nunes chama a atenção para a possibilidade de o filtro passivo entrar em ressonância com o sistema ou se mal projetado acabar por piorar o perfil não linear de forma a prejudicar ainda mais a qualidade da energia.

J. C. Hernández, A. Medina 2006 [11]. Analisaram a injeção de uma fonte fotovoltaica de potência 200kWp localizada no estacionamento da Universidade de Jaén. Escreveram sobre a liberação do mercado elétrico e a penetração de fontes energéticas alternativas na rede, discorreram sobre a falta de experiência e normatização para essa

nova realidade e a preocupação das concessionárias de energia elétrica, e do novo tratamento da energia elétrica como um produto, e dessa forma, como todo produto é passível de ser avaliado no quesito da sua qualidade.

Afirmam ainda que estudos e elaboração de uma regulação sobre a qualidade da energia fornecida por sistemas de geração distribuída baseada em fontes alternativas são necessário para garantir o futuro promissor dessas. No estudo não foram verificados índices de qualidade de energia preocupantes na injeção de energia fotovoltaica, com inversores PWM, as taxas de distorção harmônica ficaram bem abaixo dos 8%, não houve injeção de corrente contínua e níveis problemáticos de *Flicker*, que ficou entre 0,3 e 0,4, bem abaixo dos valores estabelecidos por normas internacionais como, por exemplo, a IEEE Std 929TM-2000 [12].

M. A. B. Galhardo e J. T. Pinho [13]. Galhardo e Pinho escreveram sobre a influência mútua entre harmônicos e cargas não lineares, *Mutual influence between harmonics and nonlinear loads*. Em seu artigo constataram que a crescente busca pela conservação da energia tem inserido equipamentos cada vez mais eficientes nas redes elétricas, porém a grande maioria destes equipamentos é sensível às perturbações de qualidade de energia e ainda são causadores dessas, se tornando ao mesmo tempo vilões e vítimas das mesmas.

Os autores apontam a necessidade de se estudar e modelar tais cargas para poder prever e mitigar os efeitos da inserção massificada destas. “*Entre as técnicas mais adotadas para a mitigação do conteúdo harmônico da corrente em um sistema elétrico, destacam-se: a modificação da resposta em frequência do sistema, a redução da injeção de correntes harmônicas das cargas e a instalação de filtros*” [13].

Outra forma para a mitigação de harmônicos em uma instalação se dá pela avaliação do potencial de redução da magnitude das componentes harmônicas, verificando-se a possibilidade de combinação de cargas não lineares em paralelo, como o efeito de diversidade [13][14][15].

Galhardo e Pinto apontam a problemática da utilização de fontes renováveis de energia elétrica como medidas de eficiência energética, pois a grande maioria dos sistemas utiliza banco de baterias para o armazenamento e posteriormente faz uso de inversores de frequência para injetar a potência elétrica na planta.

No trabalho é apontada a utilização de três inversores de frequência, sendo esses, o de onda quadrada, onda quadrada modificada e o inversor senoidal. O primeiro é o mais barato, porém com maior índice de distorção superior a 36%, o segundo um pouco mais atrativo do ponto de vista da qualidade com índices de 15 a 35% de TDH, e finalmente os inversores senoidais com taxas de distorção na ordem de 1 a 5%, e eficiência de 85 a 95%, porém, de construção muito mais custosa torna sua utilização inviável em várias situações.

Galhardo e Pinto afirmam que a alimentação com inversores de onda quadrada e quadrada modificada não é indicada para motores elétricos, pois esses perdem eficiência e torque quando alimentados com tensões distorcidas. Já aparelhos que possuem fontes chaveadas em sua constituição como lâmpadas compactas, microcomputadores e aparelhos televisores apresentaram uma melhoria no fator de potência, na eficiência energética e nos índices de distorção de corrente totais (TDHi). Em seu trabalho também afirmam que o paralelismo de cargas não lineares pode ser positivo.

A conexão de diferentes cargas não lineares em sistemas de baixa tensão, mesmo com o aumento da THDv, pode levar à redução da THD da corrente resultante das cargas em paralelo, devido às mudanças no formato da forma de onda de tensão de alimentação e/ou pelo efeito de cancelamento ou atenuação por ângulo de fase [13].

Dessa forma a influência entre cargas pode ser uma medida de mitigação em distorções harmônicas.

Galhardo e Pinho, também escreveram sobre a qualidade da energia elétrica gerada por sistemas de pequeno porte [16]. Apontam que um sistema de pequeno porte é geralmente composto por uma fonte de energia, um banco de baterias e um inversor CC/AC, e que a qualidade da energia fornecida está diretamente ligada ao inversor utilizado, principalmente em razão da sua forma de onda da tensão, da carga alimentada, e do nível de tensão no banco de baterias, uma vez que essa variável tem influência direta no valor RMS da tensão de saída do inversor.

Galhardo e Pinho concluíram que a forma de onda da tensão do inversor impacta diretamente na qualidade, porém decidir qual tipo de inversor utilizar depende também de uma análise detalhada da carga do sistema e do custo do inversor, podendo dessa forma fazer a melhor escolha técnico-econômica.

Alice Maria Capeda da Assunção 2008 [17]. Assunção escreveu sobre a integração de microgeração em larga escala nas redes de distribuição BT, e na contribuição

dessa para as mudanças de filosofia dos sistemas de energia. Analisou em seu trabalho a possibilidade da microgeração assumir de forma significativa as cargas, de se melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição operando de forma interligada ou isolada. Para análise estacionária Assunção utilizou o MATPOWER, e para análise dinâmica o Simulink.

A autora concluiu que de um modo geral a integração da microgeração na rede é positiva, com destaque para os cuidados referentes ao funcionamento em vazio onde o perfil de tensão pode subir e ultrapassar os limites seguros e também a susceptibilidade que o sistema possui devido à intermitência das fontes renováveis, dessa forma os sistemas alimentados por microgeração podem apresentar flutuações de tensão.

Ricardo Manuel Adriano de Souza 2009 [18]. Souza dissertou sobre o impacto da microgeração na qualidade de energia de uma rede de baixa tensão, utilizou o toolbox PowerSystem do Matlab/Simulink para desenvolver um modelo de rede de baixa tensão compreendendo uma alimentação em Média Tensão (MT), um transformador MT/BT, os modelos da linha de distribuição, modelagem de cargas presentes na rede e dos microgeradores monofásicos e trifásicos.

Em seu trabalho avaliou vários cenários de carga com e sem microgeração, considerou a 5ª harmônica predominante na média tensão, e admitiu a saída do transformador com tensão nominal ou regulada 5% acima desse valor. Caracterizou algumas perturbações associadas à ligação de equipamentos de microgeração na rede BT, dessa forma quantificou a distorção harmônica de tensão (THD) da rede BT e o fator de potência em diversos pontos.

O autor concluiu que quanto maior a potência da microgeração, maior será a contribuição desta para os índices de distorção harmônica de tensão. Diagnosticou também que a influência da microgeração se torna maior para cenário de carga a vazio e quando o transformador apresenta uma regulação do secundário para uma tensão 5% maior que a nominal.

Felipe Miguel Marques da Silva 2009 [19]. Silva também pesquisou sobre os impactos da microgeração na rede de distribuição, com foco na forma de onda da tensão. Utilizou o toolbox PowerSystem do Matlab/Simulink para desenvolver modelos de rede de distribuição urbana e rural. Dessa forma, pôde avaliar alguns indicadores de qualidade como Taxa de Distorção Harmônica das Tensões e Correntes, valores eficazes e

desequilíbrios das tensões, fator de potência, correntes de neutro e amplitude das harmônicas de tensão.

Concluiu que a presença de microgeração pode causar diminuição da potência ativa nas linhas, enquanto a potência reativa permanece constante o que ocasiona diminuição no fator de potência. Afirmou também que de um modo geral a microgeração provoca aumento das distorções harmônicas na rede. Verificou ainda um aumento do valor eficaz da tensão da rede na presença da microgeração, esse efeito pode ser danoso por elevar os níveis de tensão da rede acima do ideal, porém em aplicações rurais esse efeito pode ser positivo compensando as perdas e quedas de tensão devido a alimentadores BT de grande comprimento.

Como resultado Silva apresentou também que a microgeração de um modo geral ocasionou aumento das tensões e correntes de neutro, chamando a atenção para o cuidado no dimensionamento desse quando existir a presença de microgeração integrada à rede. Frisou ainda em seu trabalho que os cenários foram feitos para cargas equilibradas e que os efeitos observados podem ser agravados em cenários de cargas desequilibradas.

Rui Francisco Gomes Duarte Mangas 2009 [20]. Em sua dissertação Mangas avaliou o efeito da microgeração em redes de distribuição para diferentes condições de exploração, avaliando vários cenários de cargas, potências de geração, localização e dispersão da microgeração, determinando a arquitetura ótima da rede de distribuição e avaliando os impactos que a dispersão da microgeração pode causar na qualidade da energia elétrica.

Mangas concluiu que, em termos gerais, para níveis de penetração de 50% a microgeração contribuiu favoravelmente na redução de perdas ativas e na melhoria do fator de potência. Concluiu também que quanto mais afastado das subestações, maiores são as reduções das perdas, e quanto mais dispersas as microgerações mais elas contribuem para diminuição das perdas, contribuindo para uma redução da percentagem de cargas nos alimentadores.

Pedro Miguel Simões Frade 2009 [21]. Frade propôs em seu trabalho a utilização da microgeração fotovoltaica como solução para problemas de qualidade de energia. O inversor que faz a interface CC-CA do sistema gerador pode então ser utilizado para injetar potência ativa e reativa trabalhando dessa forma como um filtro ativo de potência. Em suas simulações conseguiu resultados de melhoria nos índices de THD. Segundo Frade esses

índices foram da ordem de 30%, ou seja, em vez de impactar negativamente, a microgeração passa a ser uma medida de correção de QEE. Assim como Frade [21], Ricardo Pregitzer [22], também defendeu um filtro ativo paralelo com interface de fontes renováveis de energia.

2.2 Contribuições desse trabalho

Fica claro nessa revisão bibliográfica a crescente preocupação com a inserção de cargas não lineares no sistema de distribuição. Inicialmente os sistemas elétricos eram compostos basicamente de cargas lineares, resistivas, indutivas e capacitivas. Todos os procedimentos de controle, segurança e qualidade da energia elétrica, assim como as ferramentas matemáticas de análise de circuitos eram preparadas para atender estas cargas. Com a criação dos semicondutores, o advento da eletrônica, da eletrônica de potência, e por fim, a popularização desses dispositivos, novos problemas de qualidade de energia provocados pela característica não linear desses começaram a se tornar comuns, portando existe a necessidade de se estudar, compreender e mitigar tais problemas.

Somando a este cenário do crescimento de cargas não lineares no sistema elétrico, a busca por novas fontes de energia tem convergido a sistemas que possuem estágios de corrente contínua em sua geração, como a energia solar, eólica e células a combustível. Dessa forma, em um cenário contemporâneo cresce a presença de cargas e geração não linear.

Os trabalhos apontam ainda que os principais causadores de problemas de qualidade de energia são os elementos mais susceptíveis a sofrerem com a má qualidade dessa.

Por outro lado, a pluralidade de cargas não lineares na rede de distribuição pode ser benéfica. Com as diversas frequências sendo injetadas na rede em diversas defasagens no tempo as frequências distorcidas podem se cancelar por paralelismo, além disso, cargas não lineares atendidas por geração não linear podem apresentar uma característica de ganho de fator de potência e de eficiência energética.

E ainda, o inversor de frequência, utilizado por algumas fontes de microgeração, equipamento esse não linear e portando causador de deteriorações na qualidade da energia

elétrica, pode ser utilizado como filtro ativo de potencia e atuar como um elemento de controle da qualidade da energia, além de injetar potência ativa na rede.

Este trabalho visa complementar o estado da arte sobre a microgeração de energia elétrica e qualidade da energia em sistemas de distribuição em baixa tensão, com simulações e análises dos fluxos de potência harmônicos decorrente de cargas e gerações não lineares presentes nos sistemas modernos, estudos de ressonância, estudo das tecnologias de inversores, análise do fator de potência e eficiência energética de rede de distribuição na presença da microgeração e estudos dos distúrbios de energia elétrica provenientes da microgeração.

3. Microgeração

O fornecimento de energia elétrica causa consideráveis danos ambientais, desde seu processo de geração até a efetiva distribuição. É lógico pensar que, quanto maior o sistema elétrico for, ou seja, quanto maior for o trajeto entre geração e o consumo da energia, maiores serão os impactos em razão da presença de construções e equipamentos de transmissão e distribuição, além de acrescentar uma perda extra de potência ao sistema. É sabido que quando um fluxo de potência percorre um meio, parte dessa energia é convertida em perdas de diferentes naturezas.

Dessa forma, a geração distribuída tem se tornado uma ferramenta na melhoria da eficiência e confiabilidade global do sistema elétrico nacional, além de ser uma ferramenta de sustentabilidade. Como medida de ampliação da geração distribuída e incentivo à utilização de fontes renováveis de energia elétrica foi criada a modalidade de microgeração.

Surge então a necessidade de se viabilizar essa modalidade da produção de energia elétrica em pequena escala, de se analisar os impactos ambientais, e ainda, os impactos sobre os níveis de qualidade e confiabilidade do sistema elétrico e dos usuários a ele conectados.

3.1 Conceito de Microgeração

Thomas Edison revolucionou o mundo com a invenção da lâmpada, transformando o século XIX no século da eletricidade. Edison era um visionário, e, já naquela altura, acreditava que a melhor forma para conhecer as necessidades dos clientes era através de redes leves, com centrais descentralizadas próximas do consumo. Depois de um século, ao longo do qual tudo apontava para que este estivesse errado, com as grandes centrais a serem cada vez maiores e as redes de transporte a terem que distribuir a produção até distâncias cada vez maiores, a produção, no local de consumo, esta na moda [23].

O conceito de microgeração surge junto com o conceito de geração distribuída. Entende-se por geração distribuída a instalação de pequena unidade de geração junto à rede de distribuição ou consumidor [24]. No Brasil a potência máxima de 30 MW é a mais utilizada nas literaturas para definir geração distribuída. As vantagens desse tipo de geração é a diminuição das perdas nas redes, de transmissão, aumento da disponibilidade de energia, diminuição da emissão de gases na atmosfera, aproveitamento de recursos

naturais e sistemas de cogeração, dessa forma promovendo um aumento da confiabilidade do sistema elétrico.

Microgeração distribuída é considerada toda central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW. Esse nível de potência varia de país para país, de acordo com a regulação local. As microcentrais devem utilizar fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras e não despachadas pela ONS[3].

É importante diferenciar da minigeração distribuída, que é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [3].

A classificação da geração distribuída então distingue o microgerador, com potência de até 100 kW, o minigerador, com potência de até 1MW, e a geração distribuída com potência de até 30MW.

No Brasil, o microgerador de energia é um consumidor produtor de energia elétrica. A energia é basicamente gerada para consumo próprio sendo seu excedente vendido para a rede elétrica. Esse consumidor pode ser residencial ou comercial. Sistemas de microgeração podem possuir uma única fonte, ou combinar duas ou mais fontes renováveis, desde que não seja excedido o limite de produção. São consideradas fontes apropriadas para microgeração, a energia solar fotovoltaica, micro geradores eólicos, micro turbinas hidráulicas, biomassa e células a combustível.

Um exemplo de classificação de microgeração diferente do brasileiro é o Reino Unido, onde é considerada microgeração, unidades de geração que utilizem unicamente biomassa, biocombustíveis, células a combustível, células fotovoltaicas, recursos hídricos e energia eólica para geração de eletricidade e produção de calor com capacidade máxima de 50 kW para eletricidade e 45kW para calor.

A Figura 3.1 representa o sistema de microgeração proposto neste trabalho de dissertação.



Figura 3.1. Residência com sistema de microgeração fotovoltaica integrada à rede de distribuição BT (Fonte da Imagem: www.vivagreen.mobi).

3.2 Estado da Microgeração no Brasil e no Exterior

A produção de energia elétrica por pequenos produtores ganha cada vez mais espaço. Vários países incluindo o Brasil estão adaptando sua legislação para aumentar a participação da microgeração na sua matriz energética.

O Reino Unido foi um dos primeiros países a promover incentivos a microgeração distribuída com o programa *Energy Act 2008*. Entre os programas do Reino Unido está o *Feed-in Tariffs* (FIT), que prevê a geração com fontes renováveis a uma potência máxima de 5 MW, o programa FIT está regulamentado desde abril de 2010, e até o final de 2010 já havia 15 mil instalações de microgeração em operação. Dessa forma, estudos do governo preveem que no ano de 2050, cerca de 30 a 40% das necessidades elétricas deverão ser supridas por essa modalidade de geração, reduzindo as emissões residenciais de carbono em 15%.

Países como Finlândia e Canadá também já implantaram regulamentações para micro geração e servem de referência para estudo. Na Alemanha a geração fotovoltaica tem se destacado, graças aos programas de incentivos do governo. Milhares de painéis solares já foram instalados e os investimentos em fontes renováveis ultrapassam a casa dos 10 bilhões de euros anuais.

Em Portugal o governo aposta na microgeração bonificada como forma de incrementar a viabilidade da instalação de novos microgeradores, incentivando a geração e eficiência energética. O regime bonificado é aplicado para unidades de microgeração de fonte fotovoltaica com potência de ligação até 3,68 kW ou 50% da potência contratada à Energias de Portugal (EDP), desde que estas disponham de coletores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2m² de área de coletor.

Nos Estados Unidos, o Departamento de Energia está coordenando programas para tornar a microgeração uma alternativa à geração convencional. Com a isenção de impostos o estado da Califórnia lidera a geração renovável e concentra 70% da geração fotovoltaica norte-americana. Para a instalação de pequenos aero geradores, o Estado da Califórnia subsidia ao comprador 50% do valor do investimento, tornando o negócio ainda mais atrativo.

No Brasil a citada Nota Técnica da ANEEL [3] busca determinar as condições para conexão da microgeração à rede, conforme o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) e Módulo 5 (Medição). Os sistemas de aquecimento de água, aquecedores solares, podem ser considerados sistemas indiretos ou ainda microgeração de calor.

3.3 Barreiras à implantação da Microgeração

São várias as tecnologias existentes para microgeração, desta forma características geográficas e sazonais de cada região podem ser compensadas pela adoção de uma estratégia que busque uma ou outra fonte renovável de energia primária. É preciso então um amplo conhecimento do sistema e das barreiras que impedem a massificação da microgeração.

Um estudo realizado por Walker [25] em 2005, discrimina as principais barreiras à implantação da microgeração, conforme Figura 3.2.

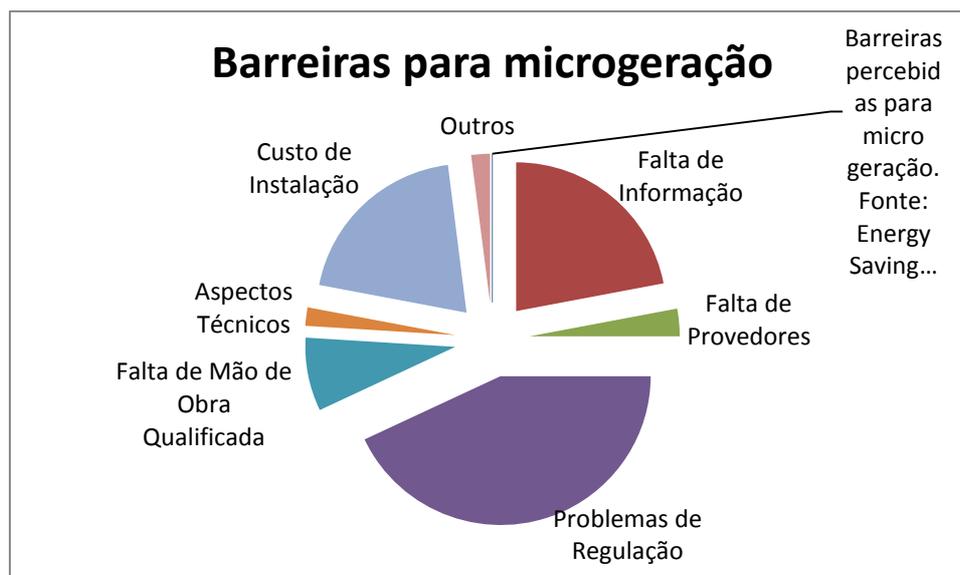


Figura 3.2. Barreiras percebidas para micro geração. Fonte: Walker [25]

3.3.1 Custo de Instalação

A microgeração apesar de crescente ainda é pouco explorada. Com baixa demanda a produção em escala fica prejudicada e o preço dos produtos permanece elevado, assim como os custos para se instalar os equipamentos. Uma força externa deve agir para interferir no sistema de forma impulsionar os preços para baixo, essa ação quase sempre é proporcionada pelo governo por meio de subsídios, financiamentos, e regimes bonificados.

3.3.2 Falta de Informação

A falta de informação sempre funciona como barreira para a massificação de novas ideias. O pouco conhecimento por parte dos potenciais investidores sobre as fontes alternativas de energia, as possibilidades de se tornar um microgerador, e sobre as reais expectativas de retorno do investimento e confiabilidade dos sistemas dificultam a expansão da microgeração.

3.3.3 Dificuldades Técnicas

As redes de distribuição não foram projetadas para enfrentar o fluxo bidirecional de energia, assim como os procedimentos de segurança e controle de dispositivos não

preveem essa forma de distribuição. Onde já se utiliza a microgeração distribuída, alguns problemas de qualidade de energia já foram identificados, e são relativos à potência transferida e a fonte geradora. Os distúrbios observados foram: fluxo de potência inverso, sobretensão, aumento dos níveis de curto circuito, distorções harmônicas, e desequilíbrios de fase.

Além disso, no Brasil, falta mão de obra técnica especializada para implementação dos sistemas eletroeletrônicos.

3.3.4 Barreiras Regulatórias

Como todo processo que se inicia, existem sempre questões regulatórias a serem desenvolvidas e amadurecidas, questões de responsabilidades, parâmetros de qualidade, atribuições bem definidas. A falta de qualquer um desses requisitos atrapalha o processo como um todo e diminui a confiança dos investidores e os governos dos diversos países que investem na microgeração têm se esforçado para viabilizar o quanto antes as questões regulatórias.

3.4 Perspectivas da Microgeração

É difícil traçar perspectivas generalistas sobre o futuro da microgeração a nível global. Cada país tem desenvolvido estratégias para a viabilização dessa, além de que, cada região possui características, econômicas, geográficas e técnicas particulares, influenciando positiva e negativamente cada modalidade de microgeração.

A intervenção do estado na forma de subsídios tem fator determinante quando se trata em viabilizar a geração de energia. Um estudo realizado pela *Energy Saving Trust* [25], aponta para a União Europeia uma participação de 30 a 40%, da microgeração na matriz energética para o ano de 2050, desde que o governo faça as devidas intervenções. Esse mesmo estudo aponta que essa participação seria de 18% se o governo não influenciasse a expansão.

A aposta fica na conscientização sobre a importância de se fomentar a expansão de fontes alternativas de energia e em medidas de subsídio por parte do governo, como o Estado da Califórnia nos EUA que proporciona uma ajuda de custo de 50% para quem

investir em microgeração eólica, ou ainda, bonificações no valor pago pela energia, medida adotada pelo governo de Portugal.

A produção fotovoltaica é hoje a maior aposta da geração domiciliar, e já é economicamente atrativa em muitas outras utilizações, como, por exemplo, sistemas rurais de eletrificação e bombeamento de água em áreas remotas. Mas falta ainda uma política de incentivo para popularizar a utilização dessa geração, criando um ciclo positivo de produção e demanda. Uma boa estratégia, principalmente para o Brasil, é conjugar sistemas de geração elétrica fotovoltaica e aquecimento solar de água.

3.5 Qualidade da energia elétrica

A energia elétrica assim como qualquer outro produto deve atender requisitos de qualidade, de um modo geral os parâmetros de qualidade da energia elétrica são relacionados à amplitude e forma de onda da tensão disponibilizada. Para este trabalho foi utilizado como referência o Módulo 8, do PRODIST.[28]

A Taxa de Distorção Harmônica é a relação definida como o coeficiente entre o valor eficaz das componentes harmônicas da tensão (U_h) e a fundamental, 60 Hz (U_1).[27]. A Equação 4.1 apresenta o cálculo do THD_U .

$$THD_U = \frac{\sum_{h=2}^{50} U_h^2}{U_1} \quad 4.1$$

As tensões harmônicas são tensões senoidais com frequências múltiplas de uma fundamental, no Brasil o sistema elétrico utiliza como frequência fundamental 60Hz, é possível avaliar individualmente cada harmônica ou estabelecer um THD global.

O fator de potência é obtido pela equação 4.2 onde $\cos \phi$ representa a defasagem entre a primeira harmônica de tensão e a primeira harmônica de corrente levando em consideração a taxa de distorção harmônica de corrente (THDi).

$$FP = \frac{\cos \phi}{\sqrt{1+THD_i^2}} \quad 4.2$$

O desequilíbrio entre fases é causado por cargas distribuídas de forma não uniforme pela rede BT, pela injeção de microgeração monofásica na rede. Em cenários de desequilíbrio de fases surge uma elevada corrente de neutro, que pode ser agravada pela presença da 3ª harmônica.

O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodlist da ANEEL – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica estabelece parâmetros para qualidade de sistemas elétricos de distribuição, os valores limites globais para distorção harmônica são apresentados na tabela 3.1.[28].

Tabela 3.1. Níveis de referência para distorções harmônicas individuais em tensão, em percentagem a tensão fundamental (Fonte: Prodlist – ANEEL – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica).

Ordem Harmônica	Distorção harmônica individual de Tensão (%)				
	$V_n \leq 1$ kV		$1 \text{ kV} \leq V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} \leq V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

O Módulo 8 do PRODIST da ANEEL [28] determina os seguintes parâmetros de qualidade: tensão de regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrios de tensão; flutuação de tensão; variação de tensão de curta duração; variação de frequência.

Os limites de variação de tensão adequados para fornecimento de energia elétrica são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 3.2: Limites de Variação da Tensão. Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV 220/127 (Fonte: Prodinst - ANEEL – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL \leq 201 \text{ ou } 231 \leq TL \leq 233) /$ $(109 \leq TL \leq 116 \text{ ou } 133 \leq TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Existem outros indicadores de qualidade estipulados pela ANEEL como: FEC, DIC, FIC, DMIC. Estes últimos estão relacionados com interrupções do fornecimento de energia elétrica e, portanto não são alvo de estudo neste trabalho de dissertação [28].

Através das simulações é possível quantificar alguns parâmetros de qualidade de energia, como a Taxa de Distorção Harmônica (TDH), Fator de Potência, Regulação de tensão e desequilíbrios de tensão.

4. Sistemas de distribuição e modelagem de redes de baixa tensão.

4.1 Novo Perfil da Rede de Distribuição

Resumidamente, tem-se um novo perfil de carga não linear, cada vez mais presente no sistema elétrico, além disso, as novas tecnologias de geração de energia elétrica, principalmente a microgeração, utilizam equipamentos eletrônicos de potência também de característica não linear para injetar a energia elétrica na rede de distribuição.

Primeiro tem-se o problema, definido como o novo cenário elétrico, com presença de cargas não lineares e geração distribuída junto às cargas também não lineares.

Na primeira etapa deste trabalho foram modeladas as novas cargas que passam a fazer parte das redes de distribuição. Dessa forma, é possível analisar seu comportamento. Em uma segunda etapa, foram modeladas as tecnologias de microgeração, mais precisamente dos inversores que conectam as microgerações solar e/ou eólica às redes de distribuição, dessa forma é possível analisar as formas de onda de tensão e corrente injetadas na rede BT.

Um terceiro passo é modelar a nova rede, o novo cenário elétrico com conexões das cargas não lineares modeladas e das microgerações, dessa maneira será possível analisar a dinâmica do sistema elétrico na presença desses. Pretende-se avaliar fenômenos de qualidade e eficiência energética, tais como, distorção harmônica de corrente e tensão, *flicker*, fator de potência, perdas joule, ressonâncias e possíveis efeitos da bidirecionalidade do fluxo de potência.

Finalmente serão indicadas e avaliadas medidas de mitigação dos possíveis problemas de qualidade de energia encontrados.

A energia gerada em grandes centros produtores como hidrelétricas, termelétricas, parques eólicos entre outros, deve ser entregue às plantas consumidoras de energia, porém, geralmente os grandes centros consumidores estão longe das fontes geradoras, principalmente em um sistema baseado na energia hidrelétrica como é a realidade brasileira. Isso se deve principalmente ao fato da fonte hídrica necessitar de particularidades geográficas que quase sempre estão longe dos grandes centros urbanos. A geração termelétrica é um pouco mais flexível quanto a sua localização, mesmo assim

fatores logísticos e de infraestrutura influenciam na sua localização, além de quesitos relacionados ao meio ambiente e segurança. A Figura 4.1 ilustra o sistema elétrico Brasileiro [26].

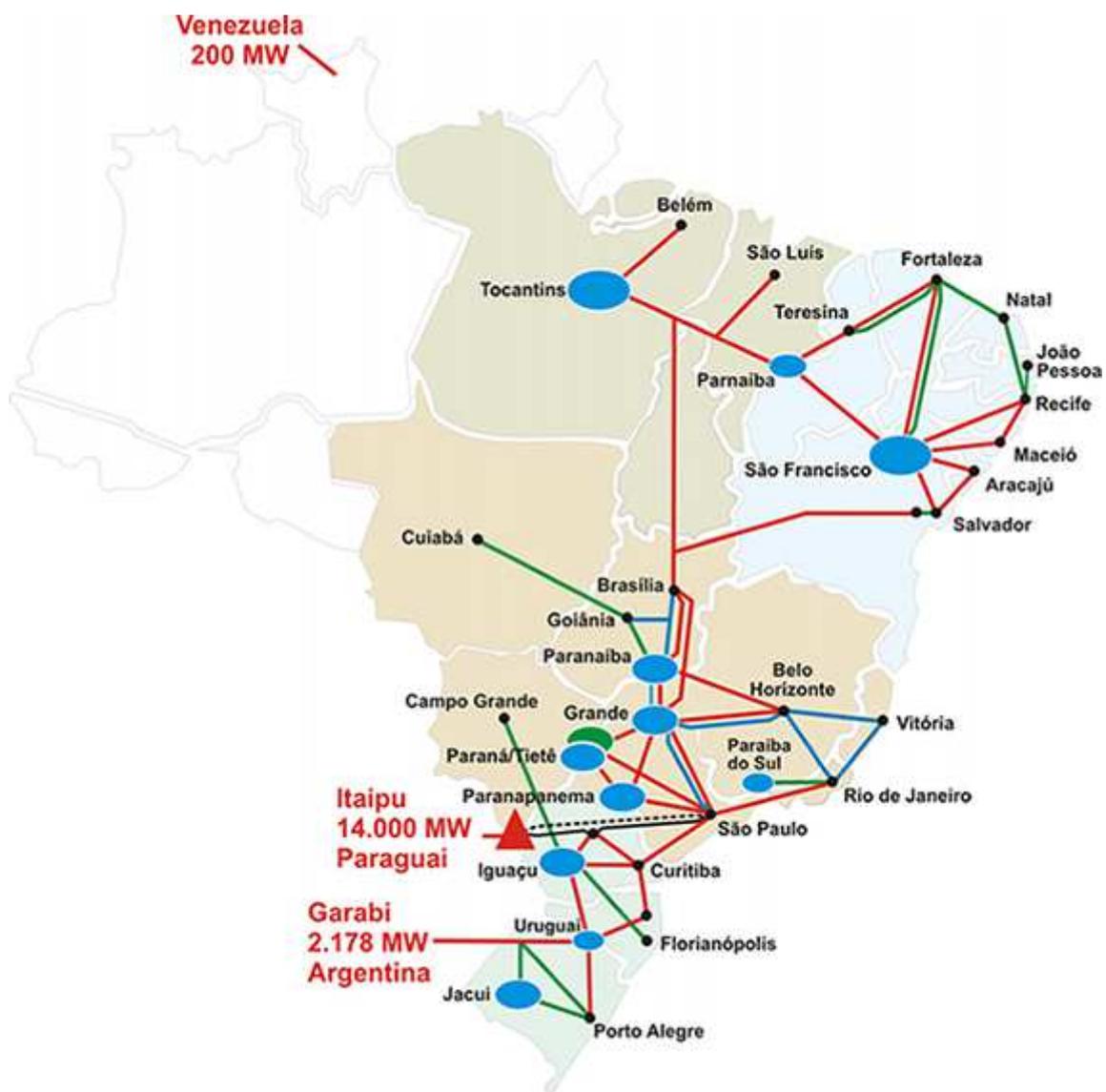


Figura 4.1: Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: www.ons.org.br/.

Algumas considerações importantes são traçadas a partir da observação do sistema elétrico nacional. Primeiro as dimensões das linhas de transmissão, que se deve principalmente à grande extensão territorial e à necessidade de se interligar geração e consumo. A segunda é um ramal que interliga os sistemas do norte aos sistemas do sul,

essa alternativa de configuração da rede é aplicável para aproveitamento da sazonalidade dos regimes de chuva do norte e do sul promovendo um intercâmbio, e aumento da reserva energética nacional, ambas visando aumento da confiabilidade do sistema. Porém é sabido que toda vez que um fluxo energético é promovido inerente a esse transporte tem-se perdas obrigatórias de energia. Finalmente, é possível observar a ausência de sistemas de transmissão de energia na região onde se encontra a Floresta Amazônica, esse fato se dá pela dificuldade de se construir e manter redes de transmissão em uma região de floresta densa.

O cenário energético nacional, juntamente com a vasta disponibilidade de fontes alternativas de energia, são fatores que contribuem para o crescimento da geração distribuída baseada em fontes renováveis de energia. A geração distribuída contribui para o aumento da confiabilidade do sistema, diminui a dependência das chuvas, que prevalece no regime hidrelétrico, além de aliviar o sistema de transmissão e distribuição uma vez que é característica da geração distribuída, a proximidade da geração e da carga, promovendo o aumento da eficiência energética global.

4.2 Características dos sistemas de distribuição

Os sistemas de distribuição têm por objetivo transportar a energia elétrica de um barramento, geralmente abrigado por uma subestação primária, até as unidades consumidoras. A estrutura básica de um sistema de distribuição é composta de redes de subtransmissão, subestações de distribuição, alimentadores primários, transformadores de distribuição, e redes de baixa tensão BT (tensão secundária de distribuição). Finalmente a energia elétrica é entregue ao consumidor final onde é utilizada.

Com a evolução da geração distribuída e microgeração de energia elétrica, esse perfil tende a mudar bruscamente.

Este trabalho simula uma rede de baixa tensão com presença de cargas diversas e microgeração de energia. Para validar a simulação e tornar o trabalho o mais real possível, foram estudadas as características das redes de baixa tensão, tais como arquiteturas, equipamentos, natureza desses equipamentos, transformadores de distribuição condutores e características das cargas. Dessa forma com auxílio do TOOLBOX SIMULINK do programa MATLAB a simulação da rede foi feita.

A modelagem da rede BT, parte do alimentador primário, representado por uma fonte trifásica de 13,8 kV em 60Hz. A jusante segue o transformador de distribuição que faz a conversão dos níveis de tensão de 13,8 kV (tensão de linha) para 220 Volts (tensão de linha), os transformadores de distribuição urbanos são em sua maioria trifásicos e possuem a configuração delta-estrela aterrada, que possibilita o surgimento do condutor neutro no lado da baixa tensão e a disponibilidade de uma segunda tensão, tensão entre fase e neutro que no sistema baseado nos municípios do estado do Mato Grosso do Sul, é de 127 volts.

O sistema BT é composto portando de quatro condutores, sendo três fases e um condutor neutro. Estes fazem a alimentação dos consumidores finais, ou seja, as cargas. As cargas são representadas de forma agrupada para simplificação das simulações e apresentam um perfil misto de cargas lineares e não lineares. O modelo da rede de distribuição segue abaixo na Figura 4.2.

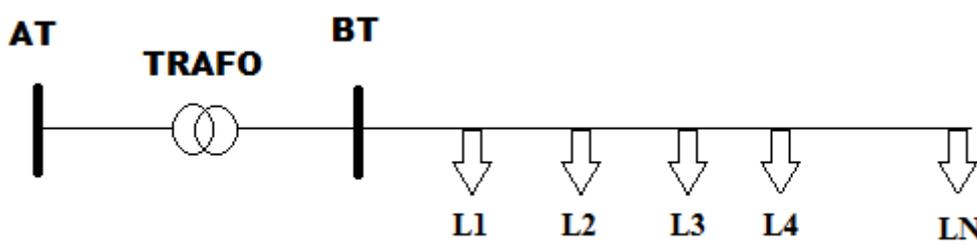


Figura 4.2. Sistema de distribuição a ser simulado.

AT - Rede Alta tensão 13,8 kV

BT - Rede de Baixa tensão 220/127 volts

TRAFO - Transformador de Distribuição

L1, L2, L3, L4, LN - Cargas do sistema, agrupadas uniformemente.

4.3 Rede AT 13,8 kV

Para representar o sistema de alta tensão, foi utilizada uma fonte senoidal, 13,8 kV, 60 Hz, admitindo que o alimentador primário é bem mais robusto que a rede secundária a potência foi definida com o dobro da potência nominal do transformador, ou seja, 90 kVA. Dessa forma, o bloco que representa a alimentação AT será ligado do lado de alta de

transformador de distribuição. A Figura 4.3, apresenta o bloco utilizado para representar a rede de alta tensão.

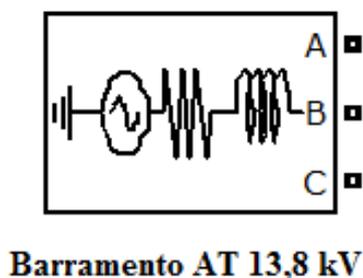


Figura 4.3. Sistema primário de alimentação em 13,8 kV da simulação da rede de distribuição.

4.4 Transformador de Distribuição

Os transformadores podem possuir várias configurações tanto na parte de alta quando na parte de baixa, os transformadores mais utilizados pela concessionária de distribuição de energia na região onde foi elaborado este trabalho é o transformador trifásico de 45, 75, 112,5, 150 e 225 kVA. A configuração dos enrolamentos mais utilizada é a triângulo-estrela com neutro aterrado. Essa configuração permite o surgimento do condutor neutro e a possibilidade de se trabalhar com suas tensões nos circuitos secundários de distribuição, as tensões são 13,8 kV no lado do primário e 220 V fase-fase, 127 fase-neutro no secundário, admite-se que eventualmente os transformadores estejam ajustado do lado secundário para corrigir a queda de tensão na rede, a configuração delta do primário também impede a penetração da terceira harmônica que retida no lado de baixa pode provocar problemas de qualidade de energia.

Foi criado um bloco para operar como transformador de distribuição. A Figura 4.4 abaixo representa o circuito do transformador.

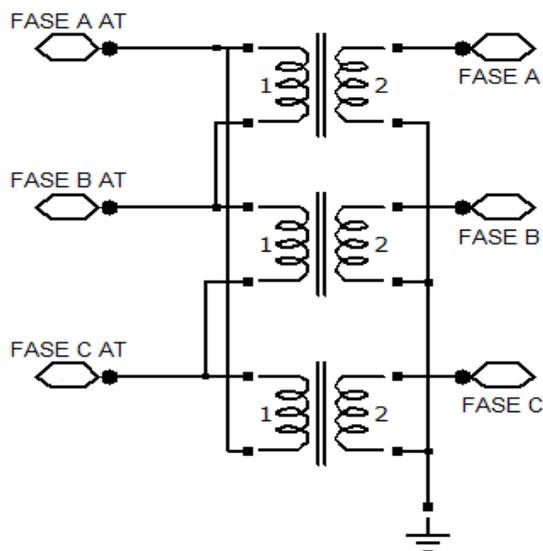


Figura 4.4. Transformador de distribuição.

Para garantir a fidelidade do modelo, todos os parâmetros do transformador foram extraídos de um modelo comercial. Segundo dados do fabricante as reatâncias e resistências de dispersão são dadas na Tabela 4.1, de acordo com a potência do transformador, em kVA.

Tabela 4.1. Reatâncias e resistências de dispersão.

KVA	45	150	225	300	500	750	1000	1500
Z%	2,4	3,5	4,5	4,5	4,5	5	5	6
R%	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5

Com os dados Z% e R% do transformador extraímos a reatância por fase, utilizando a equação 4.3 e 4.4:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2} \quad 4.3$$

$$\text{Logo } X_L \% = 4,34 \% \quad 4.4$$

4.5 Cabeamento de baixa tensão

O cabeamento de distribuição é dotado de quatro fios, sendo três fases e um cabo de neutro, em alguns sistemas rurais pode-se utilizar o sistema monofásico com retorno por terra. As linhas podem ainda ser aéreas ou subterrâneas. Nesse trabalho de dissertação utilizaremos a modelagem de linhas aéreas trifásicas.

No modelo de linhas de transmissão os condutores elétricos apresentam uma resistência e uma indutância formando uma impedância série, uma condutância e uma capacitância *shunt*. Neste modelo de simulação foram levadas em consideração somente as grandezas série por se tratar de um ramo de pequeno comprimento, não maior que 60 metros, e dessa forma as grandezas *shunt* não chegam a somar valores consideráveis. A Figura 4.5. representa os condutores das fases e neutro.

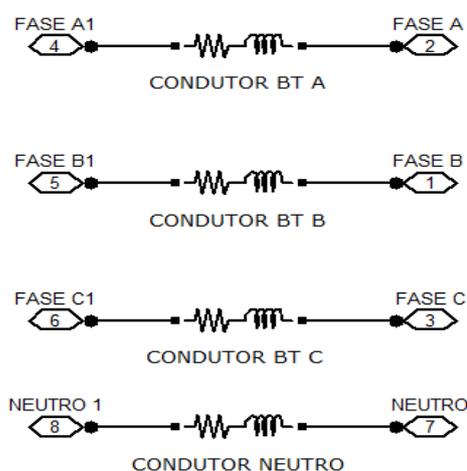


Figura 4.5. Trecho de Linha BT (20 metros).

A resistência elétrica dos condutores é responsável pelas Perdas Joule. A reatância ($X=wL$) tem influência na capacidade de transporte e na queda de tensão da linha. As quedas de tensão por unidade de comprimento dos condutores são dadas pela equação 4.5 [18].

$$\begin{aligned}
 \Delta V_a &= RI_a + j\omega L_{aa}I_a + j\omega L_{ab}I_b + j\omega L_{ac}I_c + j\omega L_{an}I_n \\
 \Delta V_b &= RI_b + j\omega L_{bb}I_b + j\omega L_{bc}I_c + j\omega L_{ba}I_a + j\omega L_{bn}I_n \\
 \Delta V_c &= RI_c + j\omega L_{cc}I_c + j\omega L_{ca}I_a + j\omega L_{cb}I_b + j\omega L_{cn}I_n
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

$$\Delta V_n = RI_n + j\omega L_{nn}I_n + j\omega L_{na}I_a + j\omega L_{nb}I_b + j\omega L_{nc}I_c$$

Como as indutâncias mútuas possuem o mesmo valor, o conjunto de equações 4.5 pode ser reduzido às equações 4.6.

$$\begin{aligned}\Delta V_a &= RI_a + j\omega(L_{aa} - M)I_a \\ \Delta V_b &= RI_b + j\omega(L_{bb} - M)I_b \\ \Delta V_c &= RI_c + j\omega(L_{cc} - M)I_c \\ \Delta V_n &= RI_n + j\omega(L_{nn} - M)I_n\end{aligned}\tag{4.6}$$

Os valores de resistência e indutância deste trabalho de dissertação foram obtidos do guia técnico da *Solidal Condutores Elétricos*, 2007 [29]. Os dados dos condutores seguem na tabela 4.2.

Tabela 4.2. Resistência e indutância dos condutores de 50 mm e 70 mm.

Secção (mm)	R (Ω/km)	L (mH/km)
50	0.641	0.276
70	0.443	0.273

Neste trabalho subdividiu-se a rede BT em trechos de 20 metros, alocando uma carga entre cada trecho dessa forma, a partir do transformador de distribuição, tem-se 20 metros de rede até a primeira carga, logo após mais 20 metros a segunda carga e assim sucessivamente conforme a Figura 4.2.

Cada secção de 20 metros de cabeamento então possui resistência de 0,032 Ω e indutância de 5,5 μH para o condutor de 50 mm e resistência de 0,009 Ω e indutância de 5,4 μH para condutor de 70 mm, nas simulações foi utilizado o condutor de 70mm.

4.6 Cargas

As cargas são os receptores finais da energia elétrica, onde elas têm por finalidade utilizar a energia elétrica, ou seja, transformá-la através do trabalho em formas de energia úteis ao homem, como energia térmica, luminosa, sonora e mecânica. Até certo tempo

reconhecia-se as cargas como resistivas, indutivas e capacitivas, e todas elas de características lineares. Com o advento da eletrônica e principalmente a eletrônica de potência, surgiu a necessidade de se classificar, modelar e estudar as cargas não lineares, que são basicamente as provenientes de materiais semicondutores.

4.6.1 Cargas Lineares

As cargas lineares são as resistências, capacitores e indutores, desde que não saturados. Circuitos puramente resistivos podem ser encontrados em chuveiros, aquecedores, lâmpadas incandescentes. Circuitos indutivos são encontrados em motores, compressores, transformadores, entre outros. Cargas capacitivas são encontradas principalmente na presença de banco de capacitores e equipamentos com filtro capacitivo. A princípio o sistema elétrico era predominantemente linear.

A Figura 4.6 apresenta uma carga puramente resistiva, naturalmente representada por um resistor.



Figura 4.6. Carga resistiva.

As cargas puramente resistivas não apresentam impactos na qualidade da energia elétrica, pois não são fontes de distorções harmônicas nem de fluxo de energia reativa, simplesmente toda energia drenada por essas é convertida em outras formas de energia como calor e luz.

A Figura 4.7 apresenta uma carga indutiva. As cargas indutivas têm por característica apresentarem uma indutância e uma resistência, naturalmente representada por um indutor em série com um resistor. As cargas indutivas consomem fluxo de potência reativa. Energia reativa que alimenta os campos eletromagnéticos e garante o funcionamento dos equipamentos. A carga indutiva pode apresentar características não lineares quando operando de forma saturada.

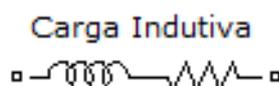


Figura 4.7. Representação de uma carga indutiva.

Quando a carga é indutiva aparece uma defasagem temporal entre as formas de onda da tensão e da corrente, por exemplo, para uma carga de 6875 VA operando com fator de potência 0.85 as formas de onda da tensão e corrente apresenta respectivamente as características apresentadas na Figura 4.8.

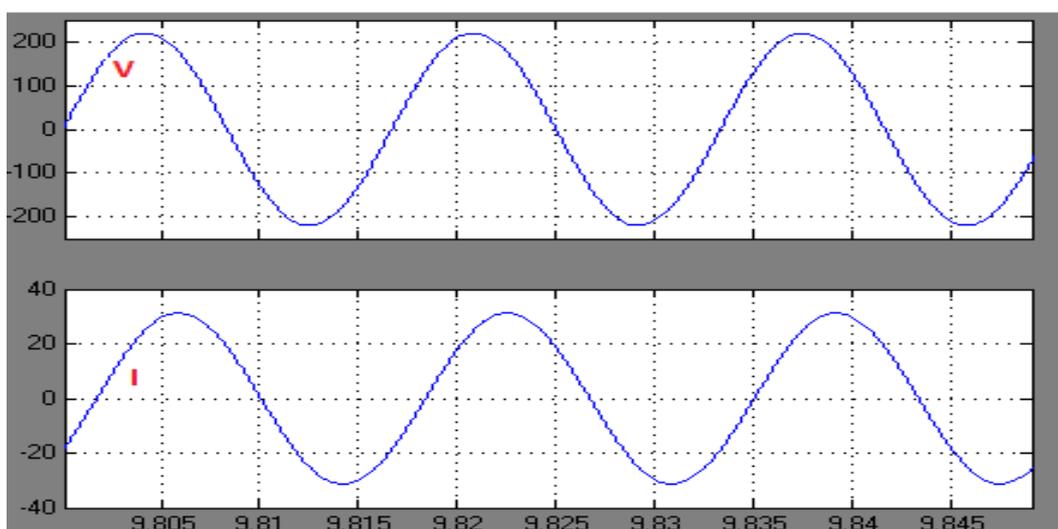


Figura 4.8. Formas de onda de tensão e corrente em uma carga indutiva.

Para mesma potência de 6875 VA com fator de potencia unitário $FP = 1$, ou seja, sistema puramente resistivo, as formas de onda da tensão e corrente permanecem em fase, conforme Figura 4.9.

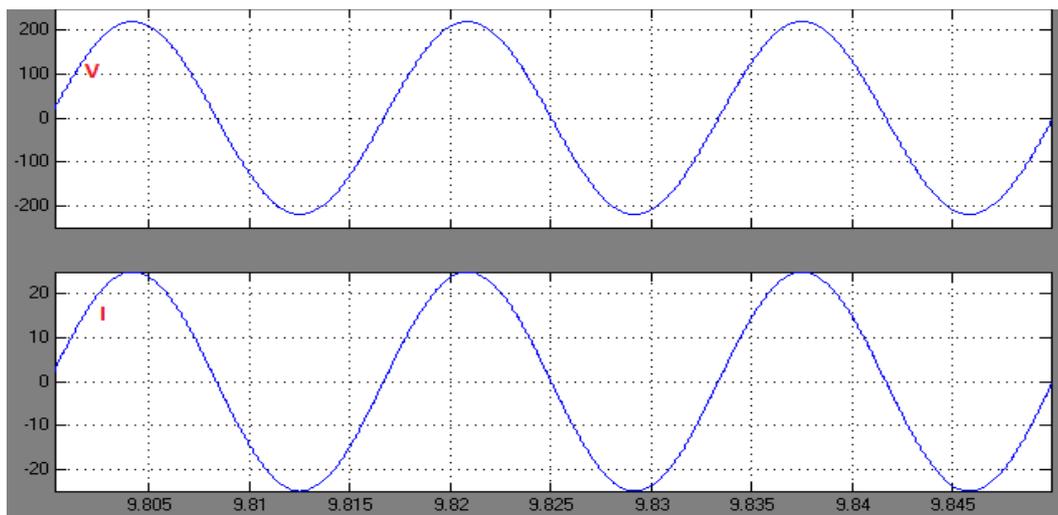


Figura 4.9. Formas de onda de tensão e corrente em um sistema com fator de potência unitário.

Apesar da defasagem temporal entre tensões e correntes devido à presença do fator de potência diferente de 1, não há distorções harmônicas nas formas de onda das tensões e correntes.

A potência total do sistema passa a ser representada pela soma vetorial entre as potências ativas e reativas, a soma dessas potências é denominada potência aparente e a relação entre a potência aparente e a potência ativa é expressa pelo fator de potência.

4.6.2 Cargas Não Lineares

São consideradas cargas não lineares as que apresentam algum material semicondutor em sua constituição, basicamente todo equipamento que faça a conversão da energia alternada em contínua e/ou contínua em alternada (CA-CC, CC-CA ou CA-CC-CA) apresentam esses materiais. Podemos citar aparelhos eletrônicos como televisores, microcomputadores, aparelhos de iluminação como a lâmpada fluorescente compacta e inversores utilizados para sistemas solares e eólicos de energia como equipamentos que apresentam tais características. Este tipo de carga tem aumentado rapidamente com a popularização dos dispositivos eletrônicos.

Um modelo de carga linear muito comum é o retificador monofásico com filtro capacitivo, popularmente chamado de fonte, esse dispositivo retifica a tensão alternada da rede para a tensão na forma contínua utilizada nos aparelhos eletrônicos.

O circuito abaixo, Figura 4.10, representa de um retificador monofásico de onda completa (ponte de diodos).

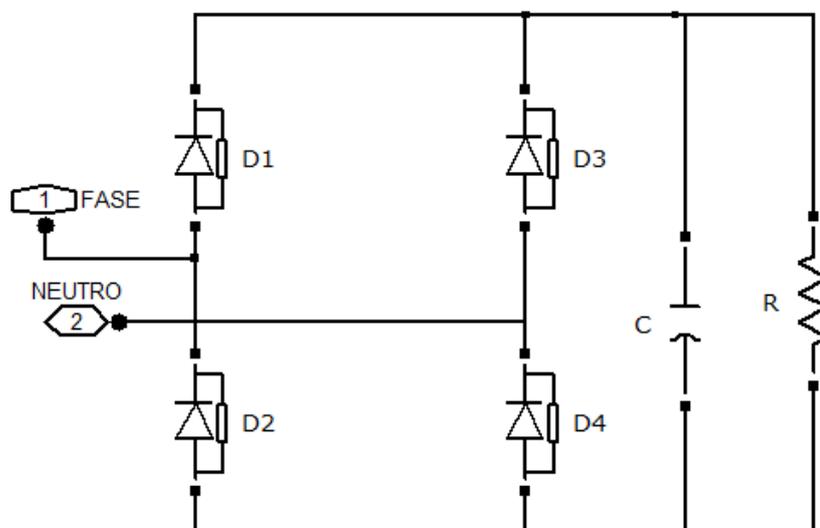


Figura 4.10. Retificador monofásico com filtro capacitivo.

Nesse tipo de equipamento tem-se uma saída retificada que pode ser vista na Figura 4.11 abaixo.

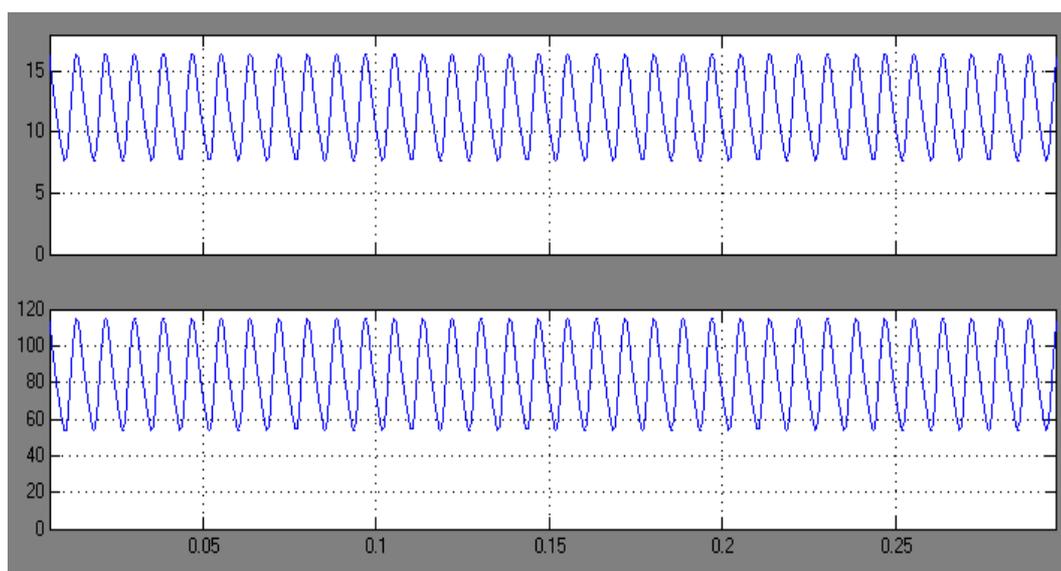


Figura 4.11. Formas de onda de corrente e tensão retificadas.

As formas de onda da tensão e corrente a montante do retificador podem ser vistas na Figura 4.12 abaixo.

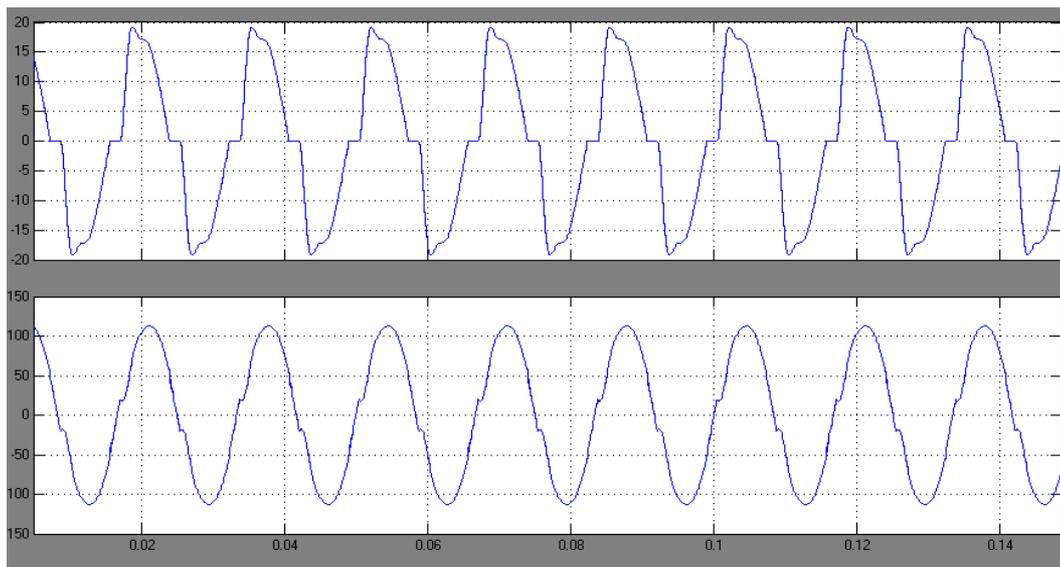


Figura 4.12. Formas de onda de corrente e tensão a montante do retificador.

Aplicando a análise FFT no SIMULINK é possível observar a predominância das harmônicas de 2^a, 3^a e 4^a ordens e um THD de 47,39%, vide Figura 4.13.

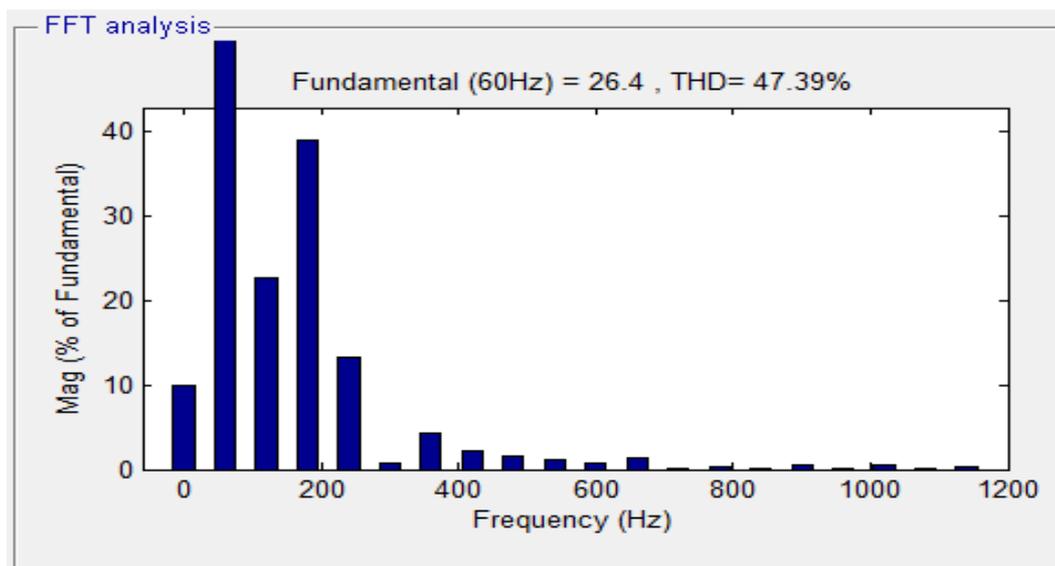


Figura 4.13. Analise FFT no SIMULINK.

Além do retificador monofásico muito comum em consumidores residenciais e comerciais, tem-se o retificador trifásico sendo esse mais comum em aplicações industriais. No retificador trifásico foi encontrada uma predominância da 5^a e 7^a harmônica

e um THD de 14,77%, bem menor se comparado ao retificador monofásico. A Figura 4.14 representa um circuito retificador trifásico.

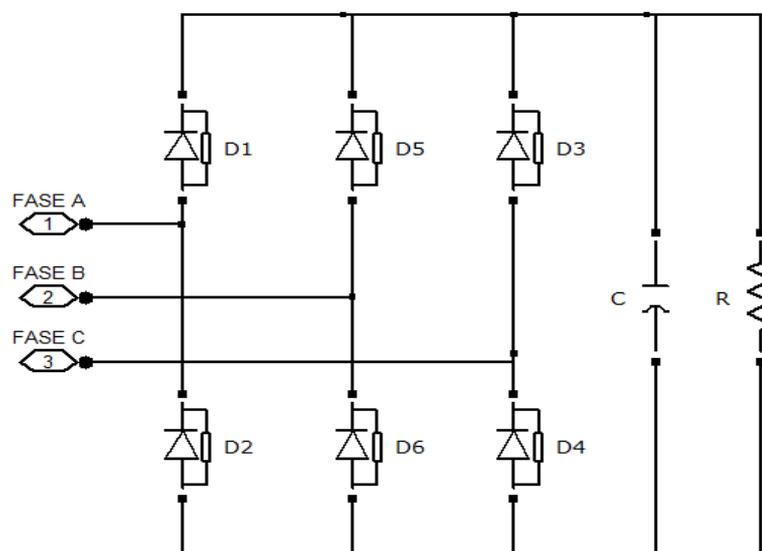


Figura 4.14. Circuito retificador trifásico.

A Figura 4.15 mostra os harmônicos do retificador trifásico simulado.

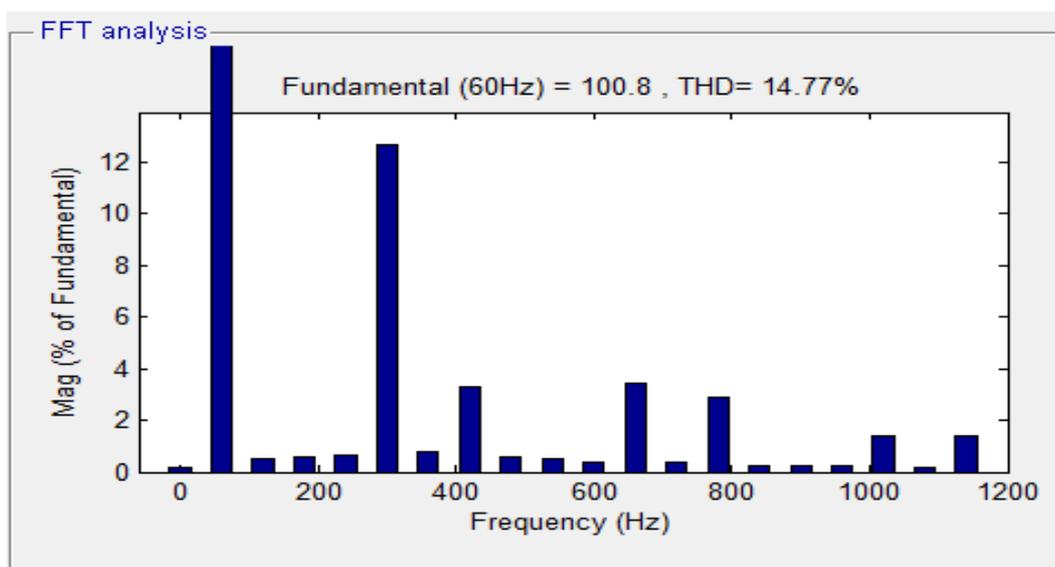


Figura 4.15. Harmônicos presentes no retificador trifásico.

4.7 Resultados das Simulações das Cargas

As cargas puramente resistivas, não provocam distorções de tensão e corrente nem demandam fluxo reativo, as cargas indutivas e capacitivas apesar de não provocarem distorções harmônicas apresentam demanda de reativos e são, portanto, causadoras de distúrbios de qualidade como, baixo fator de potência e perda de eficiência energética, sub e sobre tensão, transitória e/ou permanente.

Com o advento da eletrônica e eletrônica de potência, materiais semicondutores que apresentam característica não linear passaram a incorporar a rede elétrica, como visto nas análises dos retificadores monofásicos e trifásicos. Esses equipamentos são causadores de distúrbios de qualidade como, distorções harmônicas, distorções essas que podem causar cintilação luminosa, aquecimento indevido de condutores e equipamentos, acionamento indevido da proteção, vibrações e acoplamentos, perda da eficiência, redução do fator de potência, ressonâncias, tensões elevadas entre neutro e terra e aumento da corrente no condutor neutro [27].

5. Tecnologias e Modelagem da Microgeração

5.1 Tecnologias de Microgeração

São várias as fontes primárias disponíveis para a produção de eletricidade, a escolha da fonte primária ideal é obtida através de um estudo adequado.

A microgeração de energia elétrica tem como obrigatoriedade a utilização de fontes renováveis de energia. As fontes eólicas dependem da disponibilidade uniforme dos ventos, a fonte do biodiesel de algumas adaptações mecânicas nos grupos geradores (motores estacionários) e na disponibilidade do biodiesel, e as fontes hídricas da existência de um pequeno curso d'água.

Neste trabalho de dissertação são estudados os aspectos técnicos da geração de energia com base na fonte primária solar, por ser a fonte de microgeração comercialmente mais explorada em nível de Brasil.

5.2 Microcentrais solares

O Brasil possui grande potencial energético solar, que é em torno de 2500 MW, potencial superior à maioria dos países de primeiro mundo. A energia solar é considerada renovável, limpa, além disso, é gratuita e silenciosa. A conversão de energia solar em eletricidade pode ser feita basicamente de dois modos. O primeiro é o aproveitamento da energia térmica radiada pelo sol, sendo essa indicada para grandes centrais. A segunda tecnologia, mais difundida e mais indicada para pequenas potências elétrica, é a conversão direta da luz em eletricidade, o que é feito por meio de módulos fotovoltaicos constituídos por células fotovoltaicas [30].

A Figura 5.1, mostra a radiação solar média para as regiões brasileiras.

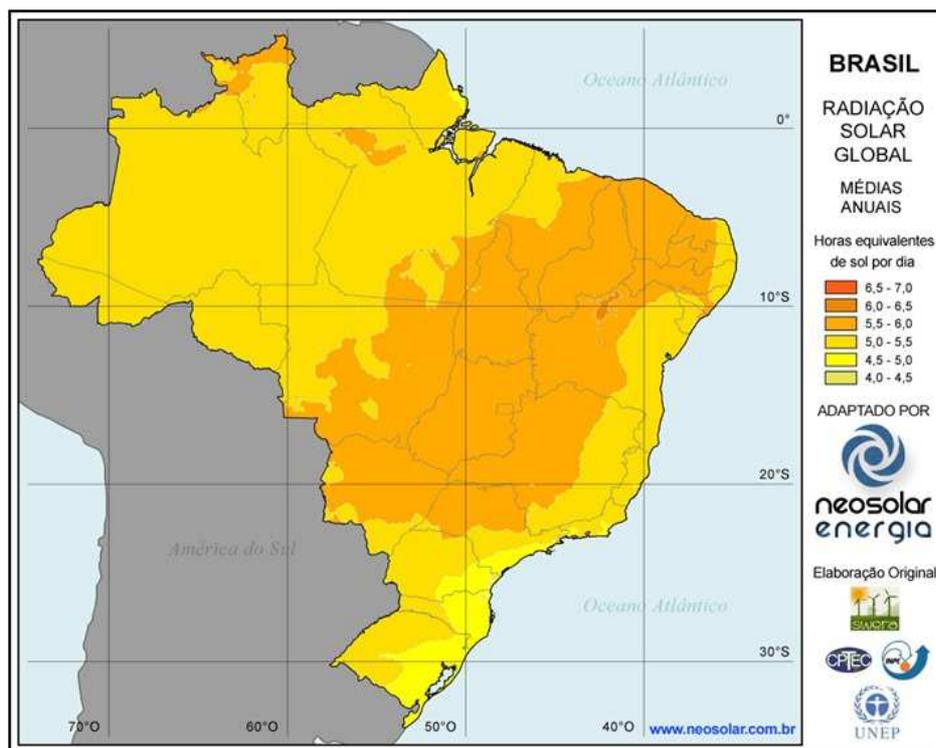


Figura 5.1. Radiação Solar Global Para o Brasil. Fonte: www.neosolar.com.br.

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser isolados ou conectados à rede elétrica, nos sistemas isolados faz-se necessária a utilização de bancos de bateria a fim de armazenar a energia gerada durante os picos de potência solar, dessa forma, suprindo o sistema durante o período de baixa ou nenhuma geração elétrica. Já nos sistemas interligados a rede, a potência excedente é fornecida a mesma. Quando a demanda da unidade for maior que a geração, a potência flui da rede para a unidade, dessa forma, o sistema interligado dispensa banco de baterias. Pode-se dizer que a energia gerada nessa configuração de sistema é armazenada na rede e o balanço entre geração e consumo é feito através de um medidor especial. Na microgeração de energia proposta pela ANEEL [3] e neste trabalho, o sistema deve ser ligado à rede afim de que o excedente produzido seja aproveitado por outra unidade, dessa forma dispensado de um banco de baterias, o sistema fotovoltaico fica mais barato e viável.

5.2.1 Modelo Elétrico do Painel Fotovoltaico

A microgeração de energia solar consiste na conversão da energia radiante contida na luz solar diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico. O fenômeno fotovoltaico acontece no dispositivo denominado célula fotovoltaica. Estas células são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado [31].

As células podem ser constituídas de cristais de silício mono cristalino, poli cristalino ou de silício amorfo. As mais utilizadas atualmente em escala industrial são as de silício monocristalino. Essas possuem eficiência de conversão maior que as de silício poli cristalino, mas ao mesmo tempo são mais caras por exigirem um processo de preparação mais rigoroso. As células de silício amorfo são as que possuem menor custo de fabricação comparadas com as outras duas. Outras vantagens das células de silício amorfo são o baixo consumo de energia na produção e a possibilidade de fabricação de células com grandes áreas. No entanto, conforme CRESESB (2009), o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e poli cristalinas de silício; em segundo, as células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência ao longo da vida útil. A figura 5.2 representa um arranjo formado por módulos e células fotovoltaicas [30] [31] [32] [33].

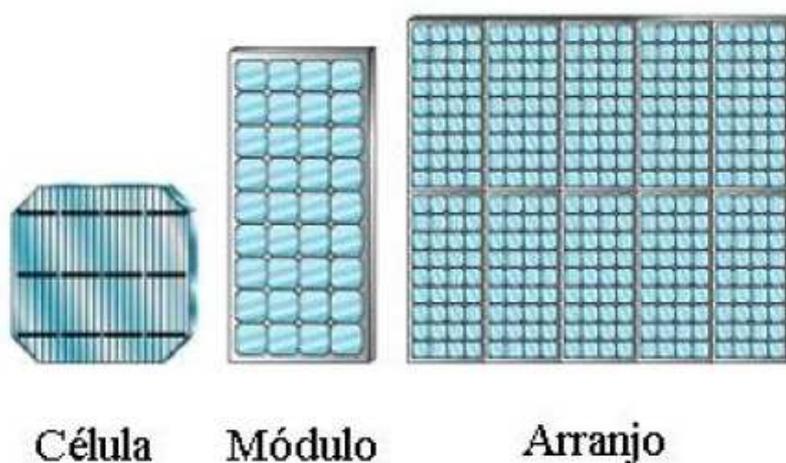


Figura 5.2. Células fotovoltaicas, células associadas formando um módulo e módulos associados denominados de arranjo fotovoltaico [35].

Existem vários modelos que representam as células fotovoltaicas. Um dos modelos mais utilizados, e simples é o modelo de um diodo. Nesse modelo relaciona quatro parâmetros, a corrente de saída, a corrente gerada, a corrente do diodo e a tensão da célula fotovoltaica. A Figura 5.3 abaixo representa o modelo elétrico da célula fotovoltaica.

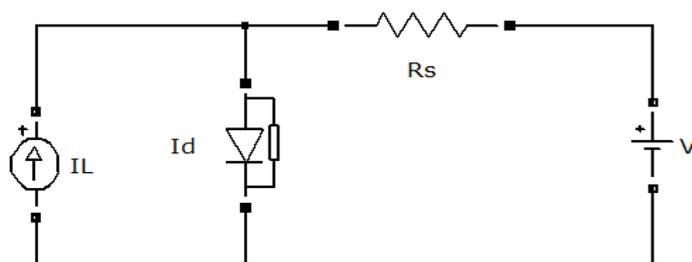


Figura 5.3. Circuito elétrico equivalente de uma célula solar.

Como se pode observar na Figura 5.3, nesse modelo a célula fotovoltaica é representada por uma fonte de corrente I_L , em antiparalelo com um diodo. A fonte de corrente I_L representa a corrente gerada pela radiação solar incidente e o diodo representa a junção p-n, a qual é atravessada pela corrente I_d , que por sua vez, depende da tensão V nos terminais de célula. A equação que modela o comportamento do circuito da Figura 5.3 pode ser escrita da forma:

$$I = I_L - I_d \quad 5.1$$

Onde:

I : Corrente de Saída

I_L : Corrente Fotogerada

I_d ; Corrente do Diodo.

I_d por sua vez é expresso pela equação 5.2:

$$I_d = I_o \left[\exp\left(\frac{U + IR_s}{\alpha}\right) - 1 \right] \quad 5.2$$

Onde:

I_o : Corrente Inversa Máxima de Saturação do Diodo

U: Tensão de Saída

R_s : Resistência Série

α : Fator Térmico

A corrente inversa máxima de saturação do diodo é então expressa pela equação 5.3:

$$I_o = I_{o,Ref} \left(\frac{T_{C,Ref} + 273}{T_C + 273} \right)^3 \exp \left[\frac{e_{gap} N_s}{q \alpha_{Ref}} \left(1 - \frac{T_{C,Ref} + 273}{T_C + 273} \right) \right] \quad 5.3$$

Onde:

$I_{o,Ref}$ = Corrente de saturação na condição de referencia

e_{gap} = Banda Proibida do Material (1.17 eV)

N_s = Numero de Celulas em Paralelo do Painel

q = Carga do Elétron

α_{Ref} = Valor de alpha na condição de referencia

$I_{o,Ref}$ é obtido através da equação 5.4:

$$I_{o,Ref} = I_{L,Ref} \exp \left(- \frac{U_{OC,Ref}}{\alpha_{Ref}} \right) \quad 5.4$$

Onde $U_{OC,Ref}$ é a voltagem de circuito aberto do módulo fotovoltaico na condição de referencia. Este valor é obtido do fabricante do módulo

O parâmetro α_{Ref} pode ser obtido da equação 5.5:

$$\alpha_{\text{Ref}} = \frac{2U_{\text{mp,Ref}} - U_{\text{OC,Ref}}}{\frac{I_{\text{SC,Ref}}}{I_{\text{mp,Ref}} - I_{\text{mp,Ref}}} + \ln\left(1 - \frac{I_{\text{mp,Ref}}}{I_{\text{mp,Ref}}}\right)} \quad 5.5$$

Onde:

$U_{\text{mp,Ref}}$ = Voltagem de potência máxima na condição de referência [V]

$I_{\text{mp,Ref}}$ = Corrente de potência máxima na condição de referência [A]

$I_{\text{SC,Ref}}$ = Corrente de curto circuito na condição de referência [A]

Além disso, o parâmetro α depende diretamente da temperatura, a relação desse parâmetro com a temperatura obedece à equação 5.6.

$$\alpha = \frac{T_c + 273}{T_{c,\text{Ref}} + 273} \alpha_{\text{Ref}} \quad 5.6$$

A corrente foto gerada é uma função da radiação solar recebida pela célula fotovoltaica. Essa função é determinada pela equação 5.7:

$$I_L = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{Ref}}} [I_{L,\text{Ref}} + \mu_{1,\text{Sc}} (T_c - T_{c,\text{Ref}})] \quad 5.7$$

Onde:

Φ = Irradiação solar [W/m^2]

Φ_{Ref} = Irradiação solar de Referencia [$1000\text{W}/\text{m}^2$]

I_L = Corrente Foto-gerada

T_c = Temperatura da Célula Solar [$^{\circ}\text{C}$]

$T_{c,\text{Ref}}$ = Temperatura de Referencia [25°C]

$\mu_{1,\text{Sc}}$ = Coeficiente de Temperatura para corrente de curto circuito [$\text{A}/^{\circ}\text{C}$]

5.2.2 Influência da radiação e da temperatura

A potência máxima gerada por um sistema fotovoltaico é diretamente influenciada pela radiação solar incidente na célula e pela temperatura em que essa se encontra. Os níveis de radiação são dependentes de variáveis como o mês do ano, localização geográfica, condições atmosféricas e principalmente das horas do dia.

Durante o período da noite a radiação solar é nula, porém ao longo do dia essa radiação varia de níveis mínimos a níveis máximos. A figura 5.4 mostra a curva da radiação solar sobre quatro configurações de painéis fotovoltaicos.

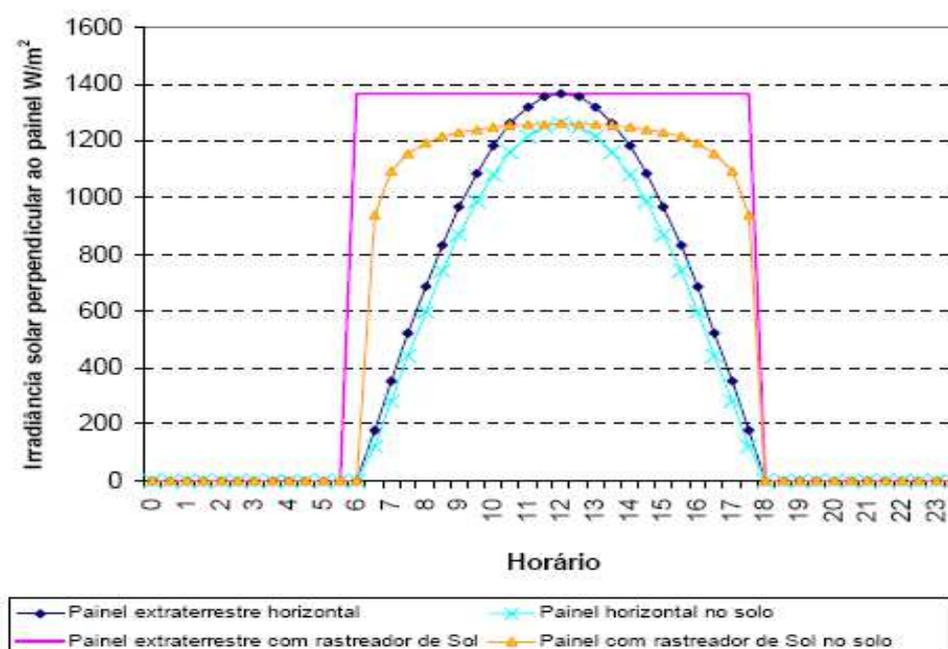


Figura 5.4. Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto ao solo. [35].

Para um valor de temperatura constante é possível traçar curvas de características V-I para diferentes valores de radiação solar, tais dados geralmente são fornecidos pelos fabricantes de sistemas fotovoltaicos. Na figura 5.5 é possível observar o comportamento V-I para diferentes radiações solares.

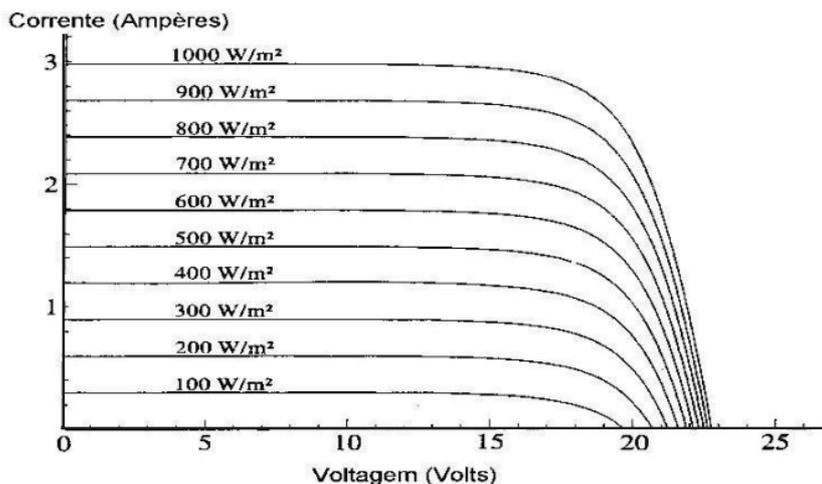


Figura 5.5. Efeito da variação de intensidade de radiação sobre a célula fotovoltaica. [36]

É possível observar que a corrente é mais significativamente afetada pelo nível de radiação solar que a tensão.

A temperatura também é diretamente influenciada pelo mês do ano, localização geográfica, e hora do dia. Porém a temperatura ao longo do dia possui uma curva que não depende exclusivamente do movimento do sol, mas também, de diversos outros fatores, dessa forma seu comportamento é mais variável. A figura 5.6 representa a curva V-I relacionada a variações de temperatura.

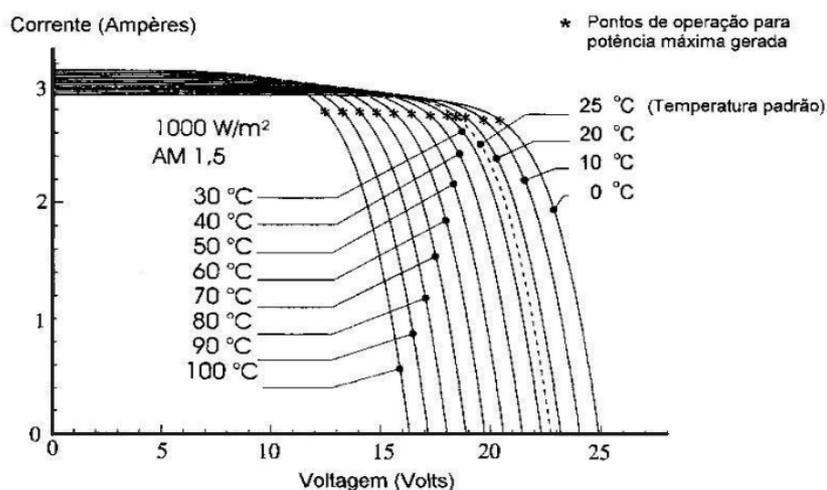


Figura 5.6. Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica I x V (para 1000W/m²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino. [36]

O efeito da variação da temperatura sobre o painel fotovoltaico apresenta efeito inverso à variação da intensidade solar dessa forma com o aumento da temperatura a tensão tende a reduzir e o valor da corrente permanece de certa forma constante, é esperado que a potência do painel diminua com o aumento da temperatura. Vale ressaltar que a corrente pouco varia com a variação da temperatura.

5.2.3 Arranjo das células fotovoltaicas

De um modo geral a potência elétrica fornecida por uma célula fotovoltaica é relativamente baixa, com o objetivo de se conseguir maiores potências, e níveis de tensão e corrente desejados as células são organizadas em série e/ou paralelo, dessa forma, conseguindo a característica V-I desejada. A figura 5.2 representa o arranjo de células de forma a formar um módulo.

A corrente gerada por um módulo fotovoltaico é dada pela equação 5.8:

$$I^M = N_p I \quad 5.8$$

A tensão gerada por um módulo fotovoltaico é dada pela equação 5.9:

$$V^M = N_s V \quad 5.9$$

Onde I e V são a corrente e tensão gerada por cada célula fotovoltaica.

Para se conseguir a potência ideal, os módulos são organizados em série e/ou paralelo de forma a montar painéis.

A corrente gerada por um módulo fotovoltaico é dada pela equação 5.10:

$$I^p = I^M \quad 5.10$$

A tensão gerada por um módulo fotovoltaico é dada pela equação 5.11:

$$V^p = N_s V^M \quad 5.11$$

Onde N_s e N_p são respectivamente o número de módulos ligados em série e em paralelo [17].

5.2.4 Modelo do Conversor CC-CC

Como já observado neste trabalho o funcionamento do módulo fotovoltaico está intimamente ligado a variações de intensidade solar e temperatura ambiente. A fim de manter um nível de tensão adequado para o correto funcionamento do inversor é necessário à aplicação de um conversor de tensão CC-CC do tipo “*boost converter*”. A figura 5.7 apresenta o circuito elétrico, em ambiente SIMULINK, do conversor utilizado.

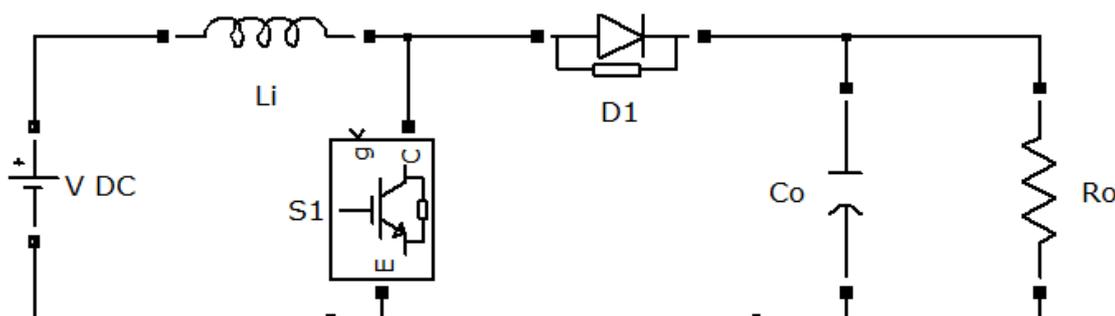


Figura 5.7. Conversor CC-CC

No conversor da figura 5.7 observa-se a tensão de entrada V_{DC} que representa a tensão gerada pelo painel, e a Tensão V_o de saída que é a tensão de entrada do inversor. O semicondutor D1 é colocado a conduzir no intervalo $[T, T+T_{on}]$, dessa forma, a tensão nos terminais da Bobina L_i ($V_{L_i}(t)$) é dada pelas equações 5.12 e 5.13:

$$V_{L_i}(t) = V_{DC} \quad 0 < t < T_{on} \quad 5.12$$

$$V_{L_i}(t) = V_{DC} - V_o \quad T_{on} < t < T \quad 5.13$$

Como em regime permanente o valor médio da tensão nos terminais do indutor é nulo valor médio de V_o pode ser calculado pela integral da equação 5.14 [17].

$$V_{L_i}(\text{regime}) = \frac{1}{T} \left[\int_0^{T_{on}} V_{DC} dt + \int_{T_{on}}^T (V_{DC} - V_o) dt \right] = 0 \quad 5.14$$

Dessa forma é possível obter a relação entre as tensões V_{DC} e V_o do conversor, segundo a equação 5.14:

$$\frac{V_o}{V_{DC}} = \frac{1}{1 - \delta} \quad 5.15$$

A bobina L_i é calculada baseada na potência fornecida pelo sistema e pode ser obtida da equação 5.16:

$$I_{li} = \frac{P}{V} \quad 5.16$$

A bobina L_i deve garantir que a oscilação da corrente I_{li} que circula pela mesma deve ser inferior a uma percentagem do seu valor médio, equação 5.17.

$$\Delta I_{li} = X\%I_{li} \quad 5.17$$

Finalmente L_i é dimensionado com base na tensão de saída do conversor DC-DC (V_o), da oscilação máxima da corrente do indutor (ΔI_{li}) e da frequência de comutação do PWM (f_{PWM}).

$$L_i = \frac{V_o}{4\Delta I_{li}f_{PWM}} \quad 5.18$$

A resistência de carga (R_o) é calculada considerando o circuito de forma ideal, ou seja, sem perdas, de acordo com a equação 5.19.

$$V_{Li} = V_o I_o = \frac{V_{DC} I_o}{1 - \delta} \quad 5.19$$

Pela Lei de Ohm, equação 5.20:

$$R_o = \frac{V_o}{I_o} \quad 5.20$$

E equação 5.21:

$$P_o = V_o I_o \quad 5.21$$

Logo em 5.22:

$$R_o = \frac{V_{DC}^2}{R(1 - \delta)^2} \quad 5.22$$

R_o representa a carga do circuito a jusante [17].

O elemento condensador C_o é projetado de forma a manter a tensão em seus terminais praticamente constante, ou seja, quando o transistor S1 conduz, a carga é mantida alimentada pelo condensador. A equação de projeto do condensador é obtida da equação 5.23[17]:

$$C_o = \frac{\delta T V_{DC}}{R_o \Delta V_o (1 - \delta)} \quad 5.23$$

5.2.5 Inversor Elétrico CC-CA

De um modo geral a injeção da potência elétrica gerada por um sistema solar se dá através de inversores de frequência que irão inverter a corrente contínua fornecida pela fotocélula do sistema fotovoltaico, ou ainda das baterias do conjunto de armazenamento, em corrente alternada 60 Hz.

Neste trabalho analisamos a potência elétrica injetada por inversores monofásicos e trifásicos e as implicações no que diz respeito aos impactos nos parâmetros elétricos da rede.

O circuito de um inversor monofásico de ponte completa é apresentado na figura 5.8.

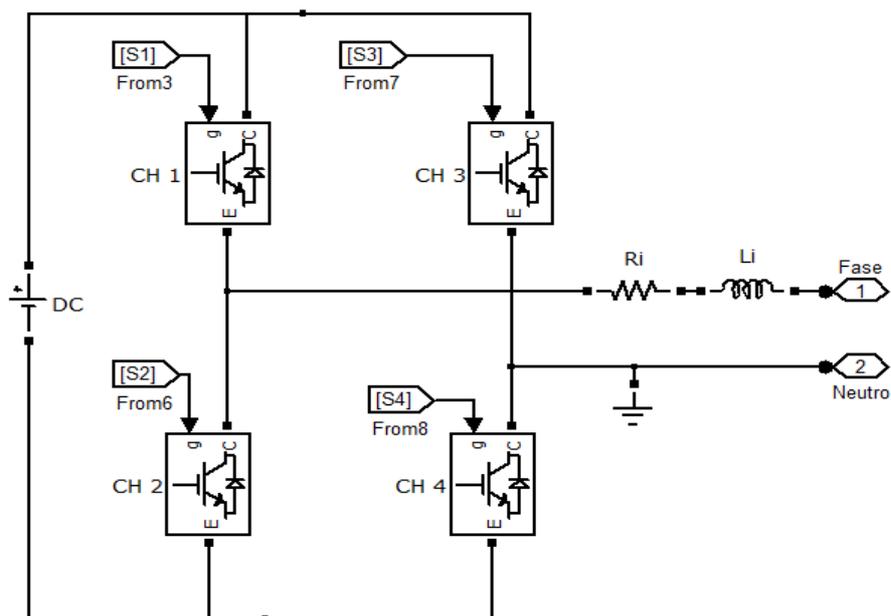


Figura 5.8. Circuito inversor monofásico de ponte completa.

Devido à baixa potência, muitos sistemas de microgeração são monofásicos. A simulação da injeção monofásica foi feita com o modelo do inversor apresentado na Figura 5.8 que representa um circuito inversor monofásico, de ponte completa, constituído por uma fonte de tensão CC, quatro chaves eletrônicas de potência, do tipo IGBT/Diodo, uma resistência interna R_i e um filtro indutivo L_i , que tem por finalidade manter a variação da corrente dentro de um percentual estabelecido pelo projeto, e a tensão de fase representada por uma fonte de tensão CA.

A modulação mais utilizada e, portanto, aplicada neste modelo é a modulação SPWM, que significa modulação senoidal por largura de pulso. Na modulação SPWM, o sinal modulante é comparado a duas ondas triangulares defasadas de 180 graus. A figura 5.9 apresenta a operacionalização da modulação SPWM.

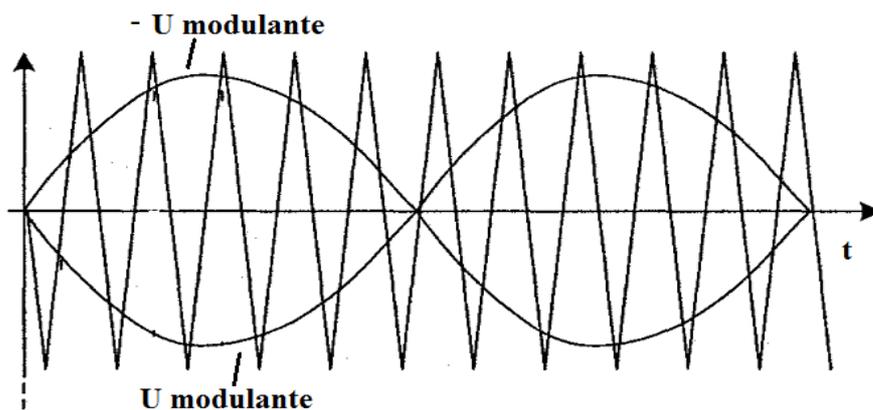


Figura 5.9. Modulação por Largura de Impulso Senoidal SPWM.

No dimensionamento do inversor será considerada uma fonte de tensão de entrada DC constante fornecida pelo conversor DC-DC, de forma a garantir o correto funcionamento do mesmo. A tensão de saída do inversor deve ser maior que $\sqrt{2}$ vezes a tensão RMS da rede (“grid”). Equação 5.24.

$$V_o > \sqrt{2} U_{rms_grid} \quad 5.24$$

O filtro indutivo na saída do inversor tem a função de limitar a oscilação da corrente injetada na rede e obedece a dimensionamento similar ao do conversor CC-CC.

$$\Delta I_{li} = X\% I_{li} \quad 5.25$$

Finalmente L_i é dimensionado com base na tensão de saída do inversor (V_o), da oscilação máxima da corrente do indutor (ΔI_{li}) e da frequência de comutação do PWM (f_{PWM}), segundo equação 5.26.

$$L_i = \frac{V_o}{4\Delta I_{li} f_{PWM}} \quad 5.26$$

Para o inversor é aceitável uma variação de 10% na corrente de injeção [17].

A resistência em série com o filtro representa a perda joule na bobina e deve ser a menor possível, neste trabalho considerou-se R_{inv} de acordo com a equação 5.27.

$$R_{inv} = 0,1 \Omega$$

5.27

5.2.6 Controle do Inversor

Para o correto funcionamento do inversor quando conectado à rede de distribuição, é preciso efetuar o controle de tensão e corrente do mesmo a fim de garantir que a potência entregue atenda os quesitos mínimos de qualidade estabelecidos. Em outras palavras, o inversor deve entregar uma potência com tensão similar a da rede e corrente em fase com a rede.

O controle do microgerador é realizado com um controlador de tensão com controle interno de corrente. O controle por corrente tem por finalidade extrair a máxima potência do microgerador. O controlador projetado neste trabalho é do tipo Proporcional Integral (PI). Nesta configuração de controlador a tensão injetada na rede tende a uma tensão de referência. Como a rede é robusta, entende-se que a tensão dessa varie muito pouco e esteja dentro de limites de qualidade aceitáveis, sendo utilizado como valor de referência para o controlador a tensão da rede (V_{ref}). O controle de corrente, por sua vez, é feito comparando a corrente injetada pelo microgerador e a corrente de referência da rede (I_{ref}). Além disso, o valor de potência máximo deve ser extraído do microgerador.

5.2.6.1 Controle de Corrente

As Figuras 5.10, 5.11, 5.12, e 5.13 apresentam a simulação do controlador de corrente, e da modulação do inversor monofásico. A figura 5.14 apresenta o arranjo trifásico utilizado nesta simulação, com três inversores monofásicos.

A corrente injetada na rede elétrica deve não só garantir um nível de tensão e frequência adequado, mas também um sincronismo com o sistema elétrico, essa é a principal diferença de um sistema *on grid* e um sistema *off grid*. O diagrama apresentado na Figura 5.10, garante uma corrente com forma de onda similar a tensão de referência (tensão do grid), com uma intensidade projetada qualquer. O sinal de tensão é medido na rede, dele é extraído o seu valor RMS então o sinal é dividido pelo seu valor em

magnitude, e desta forma tem-se uma forma de onda similar à tensão com valor unitário. A magnitude da corrente sincronizada é ditada então pela multiplicação de uma constante K_n .

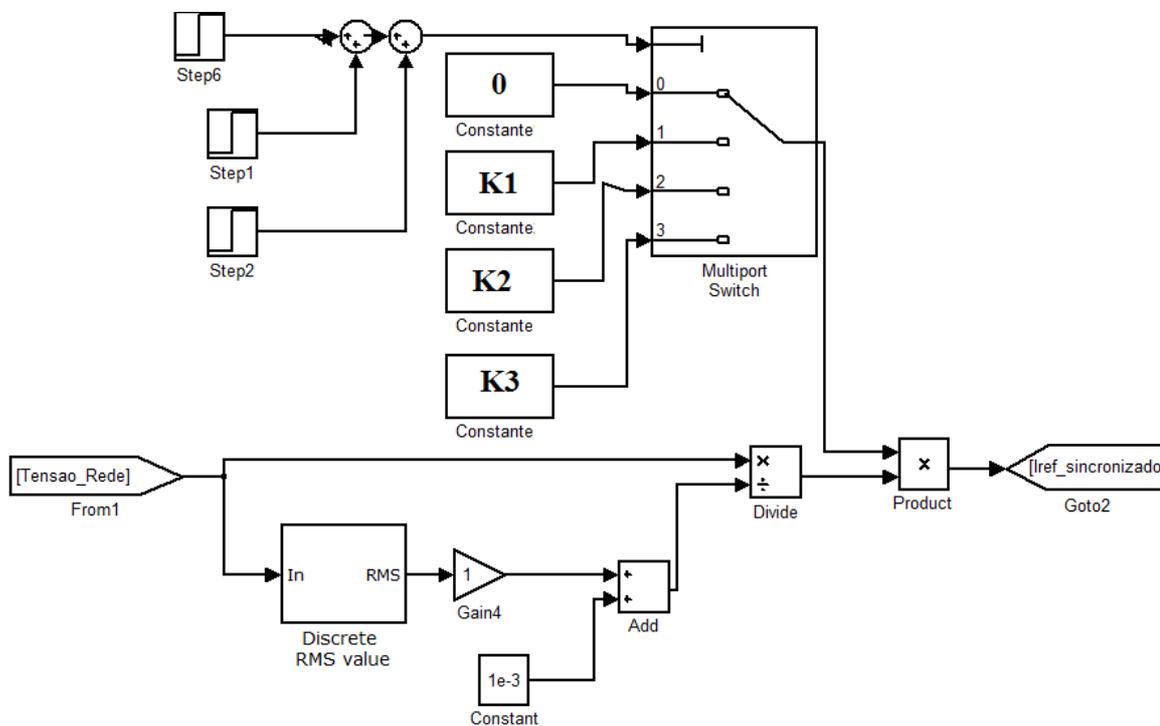


Figura 5.10. Diagrama do controlador de sincronismo de corrente.

A corrente de referência, *setup*, é então comparada com a corrente de referência e o erro é submetido ao controlador $C(s)$, finalmente desse sistema é extraído a tensão modulante do sistema. A Figura 5.11 apresenta esse controle.

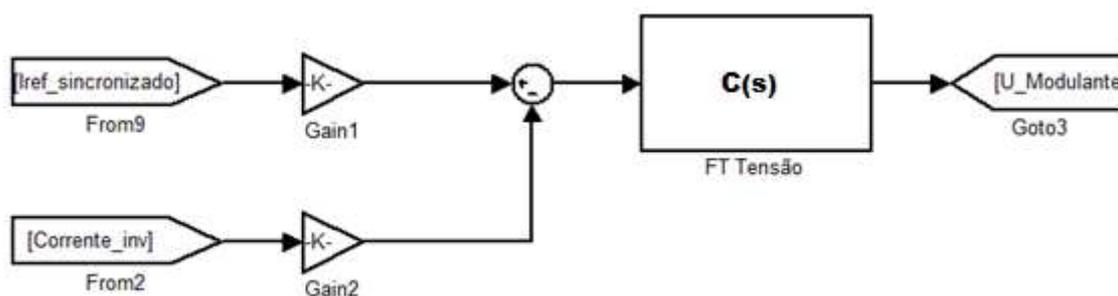


Figura 5.11. Geração da modulante.

O controlador $C(s)$ escolhido para este trabalho é do tipo Proporcional Integral, esse tipo de controlador trabalha dentro de um tempo de subida relativamente pequeno e erros estáticos desprezíveis[17].

$C(s)$ Pode ser obtido através da equação 5.28.

$$C(s) = \frac{1 + sT_z}{sT_p} \quad 5.28$$

O zero do compensador deve cancelar o polo de menor frequência introduzido pelo filtro indutivo que faz a interface entre o inversor e a rede. T_z é então obtido na equação 5.29 através dos parâmetros da indutância do filtro e da resistência interna do filtro em série com a resistência equivalente da rede.

$$T_z = \frac{L_{inv}}{R_{inv+rede}} \quad 5.29$$

O valor de T_p é calculado em 5.30 onde K_1 é o ganho de corrente K_D e T_D são respectivamente o ganho e tempo de atraso do inversor, o ganho K_D é obtido através do cociente da tensão de entrada do inversor pelo valor máximo da tensão modulante e o tempo de atraso T_D é obtido através do tempo de comutação do inversor, adota-se como sendo a metade do tempo de comutação como um valor suficiente.[17].

$$T_p = \frac{2 K_D K_1 T_D}{R_{inv+rede}} \quad 5.29$$

A modulante então é inserida na portadora triangular, na modulação SPWM a modulante é comparada com duas portadoras triangulares defasadas de 180° , nesta simulação a mesma lógica foi aplicada, porém foi invertida a modulante em 180° comparada com a mesma triangular, por motivos de simplificação de simulação. O gerador SPWM deste trabalho é apresentado na Figura 5.12.

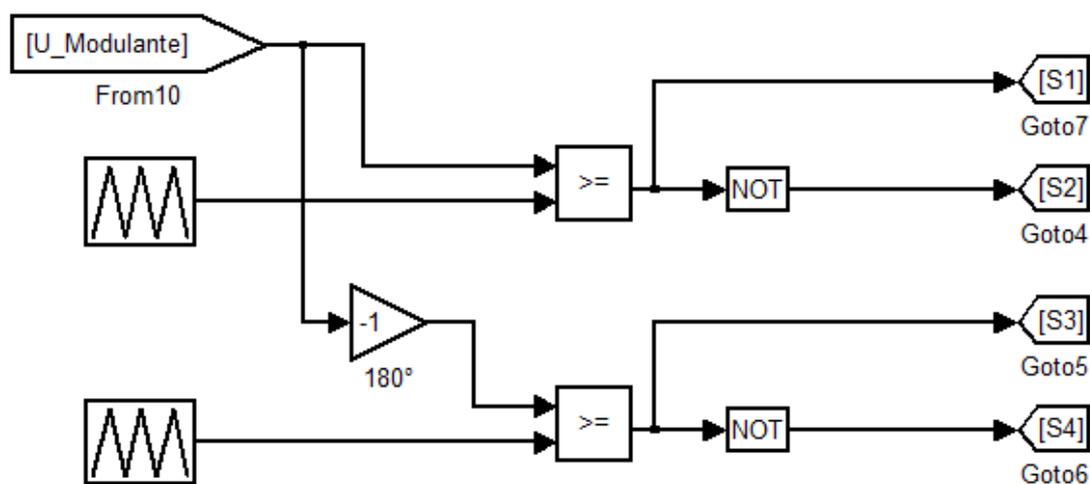


Figura 5.12. Gerador SPWM

O sinal SPWM é então utilizado para controlar as chaves IGBTs do inversor monofásico apresentado na Figura 5.13.

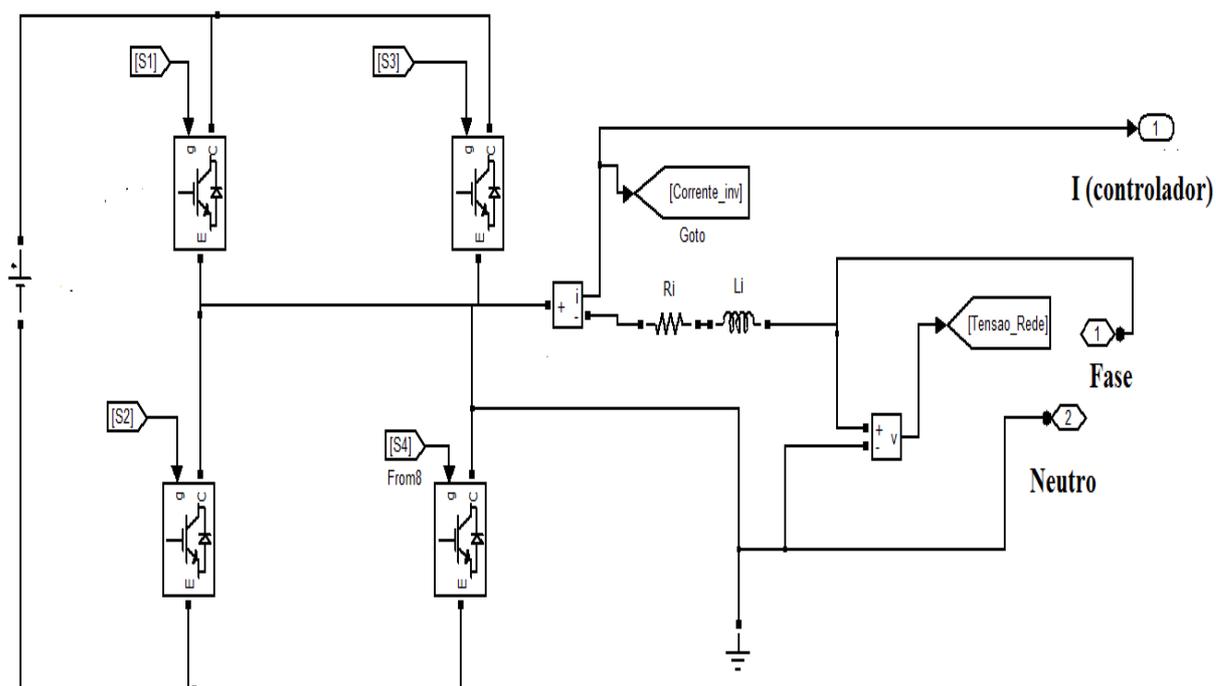


Figura 5.13. Inversor Monofásico.

Para as microgerações trifásicas foi criado um bloco com três gerações monofásicas conectadas às fases no neutro, na arquitetura estrela, apresentada na Figura 5.14, na Figura 5.15 é representado o subsistema trifásico de microgeração.

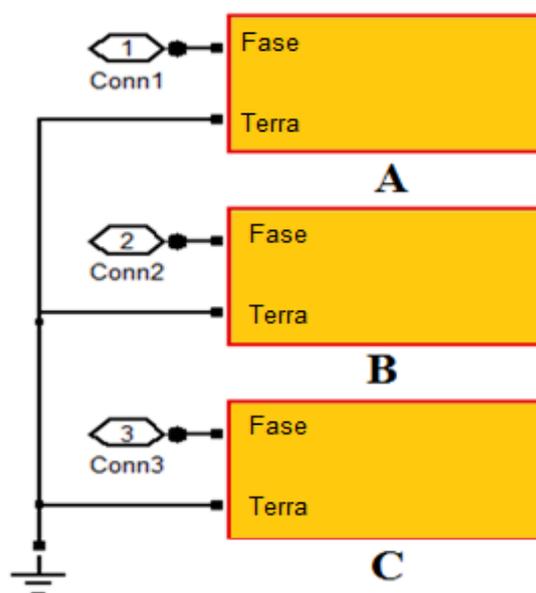


Figura 5.14. Banco trifásico de microgeração.

Na Figura 5.15, é apresentado o subsistema de microgeração trifásica com sua respectiva medição que será inserido nos *Grids* para simulação dos cenários.

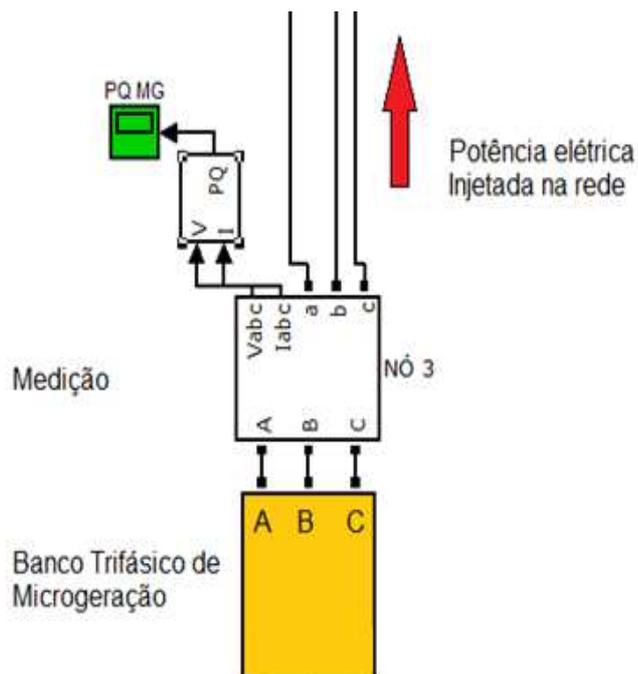


Figura 5.15. Subsistema Banco Trifásico de Microgeração.

A corrente e tensão na saída do inversor modelado neste trabalho é apresentada na figura 5.16.

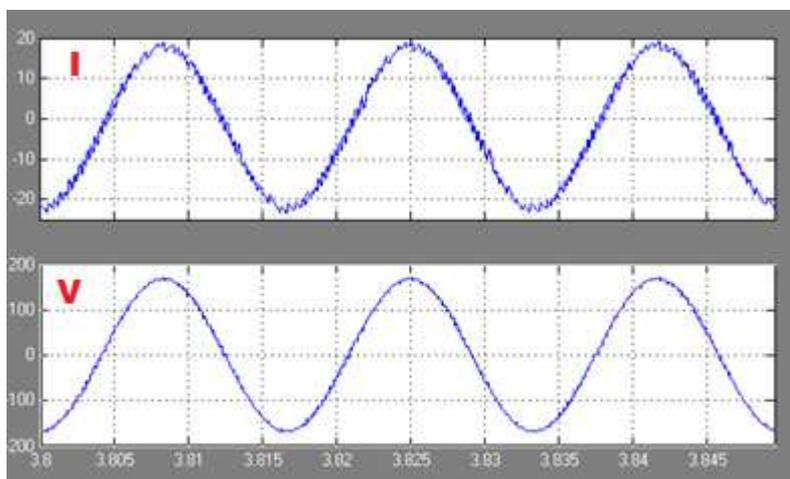


Figura 5.16. Corrente e tensão no inversor.

6. Simulações

6.1. Descrição da Rede de Baixa tensão

Neste trabalho utilizou-se como referencia uma rede BT real implementada em condomínio residencial localizado na cidade de Campo Grande – MS. Para as simulações de um a quatro, chamada didaticamente de *Grid I* e uma rede fictícia para Simulação 5, denominada *Grid II*.

O Grid I é composto por casas térreas e uma rede de baixa tensão aérea, topologia radial. Devido a características construtivas o residencial apresenta um alto agrupamento de residências em um pequeno espaço, sendo que o ramal BT tem um comprimento reduzido de apenas 60 metros. Os ramais de entrada estão agrupados de quatro em quatro alimentando duas casas a esquerda da rede e duas casas a direita da rede. Esse conjunto de quatro casas aparece a cada 6,10 metros na rede BT. A fim de simplificar a simulação, a alimentação da carga foi distribuída em quatro grandes nós, onde a carga e a microgeração é inserida. O primeiro nó é alocado logo na saída do transformador e os outros três nós são distribuídos a cada 20 metros, ou seja, Nó 2 a vinte metros do Trafo, Nó 3 a 40 metros do Trafo e Nó 4 a 60 metros do Trafo. O transformador levantado em campo é do tipo trifásico, ligado em delta no lado de alta, rede primária de 13,8 kV, e em estrela aterrada no lado de baixa, tensão 220 V fase, 127 V entre fase e neutro. A potência nominal do transformador é de 45 kVA.

O Grid II, fictício, é representado por uma carga única, distante 60 metros do transformador, onde a microgeração também é inserida.

A Figura 6.1 representa o GRID I, onde N1, N2, N3 e N4 são os quatro nós de conexão das cargas e “Z” representa a impedância entre os nós, referente aos 20 metros de cabeamento que separam as cargas agrupadas.

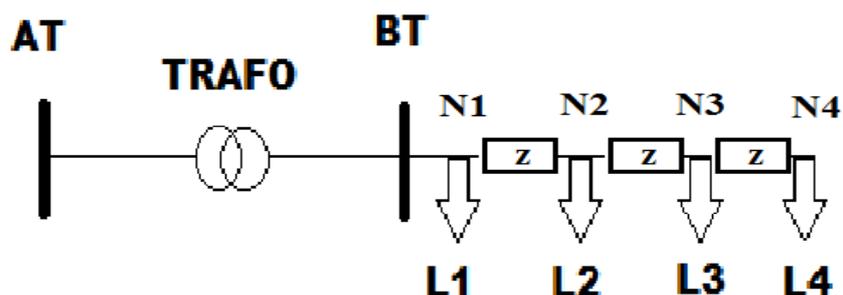


Figura 6.1. Grid I para simulação 1, 2 e 3.

A Figura 6.2 representa o Grid II, onde se tem uma única carga com presença de microgeração alocada na extremidade da rede BT.

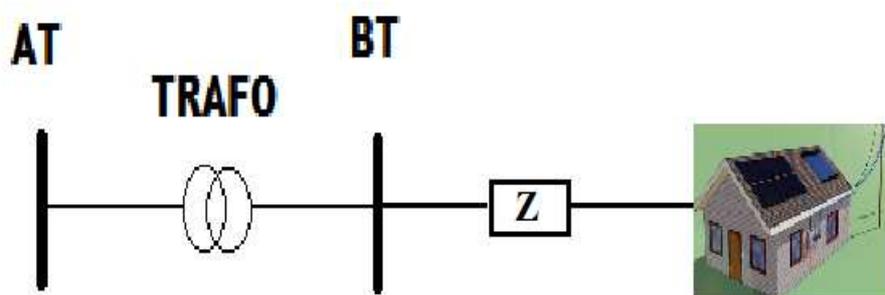


Figura 6. Grid II para simulação 4.

6.2 Descrição geral dos cenários

Para a execução das simulações foram elaborados quatorze cenários visando contemplar as diversas operações da rede de distribuição de energia, juntamente com suas cargas e microgerações ao longo do tempo.

Os cenários são didaticamente divididos em quatro grupos, no primeiro grupo tem-se um perfil que se denominou Plena Carga (Simulação 1), no segundo, definiu-se o perfil de Carga Branda (Simulação 2), no terceiro grupo é feita uma simulação de geração Desbalanceada (Simulação 3), no quarto grupo o perfil de geração ao longo de um dia (Simulação 4). Nos grupos um, dois e três foram variadas as potências de microgeração em Baixa, Média e Alta potência dessa forma obteve-se cenários distintos, o quarto grupo foi apresentado de forma a variar a carga e geração durante 24 horas.

6.2.1. Primeiro Grupo de Cenários– Simulação 1

Composto por uma carga total de 42 kVA dividida em cinco partes, sendo que duas partes da carga 2/5 são alocadas imediatamente conectadas ao transformador no ponto denominado Nó 1. A terceira parte se encontra após um trecho de dez metros de condutor denominada Nó 2. A quarta parte está após mais dez metros de condutor, portanto 20 metros do transformador, no ponto chamado de Nó 3 e finalmente a quinta e ultima parte da carga está alocada após mais 10 metros de condutor, 30 metros do Nó 1, 20 metros do Nó 2 e 10 metros do Nó 3 no ponto denominado Nó 4. As microgerações foram modeladas de forma trifásica com mesma potência entregue em cada fase e alocadas nos nós 2, 3 e 4. A potência da microgeração em cada nó varia em três níveis, sendo 1200 Watts, 2100 Watts e 3000 Watts. O circuito em SIMULINK para o *Grid I*, apresentado na Figura 6.1 é exposto na Figura 6.3.

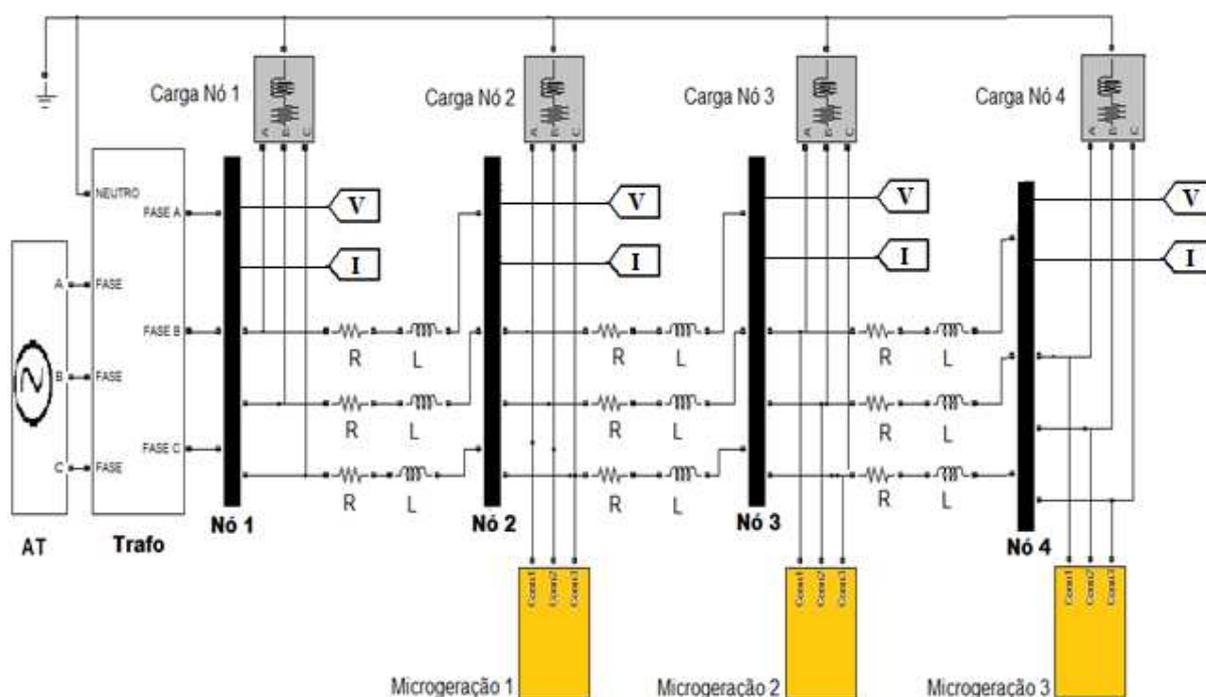


Figura 6.3. Modelo Simulink do *Grid I* para simulações 1, 2 e 3.

Os blocos em SIMULINK denominados de “Nó”, de 1 a 4, são medidores trifásicos de corrente e tensão, os parâmetros de corrente, tensão, potência, fator de potência e distorções harmônicas são calculados com base nos parâmetros medidos em cada nó. A Figura 6.4 representa o bloco “Nó” utilizado nas simulações.

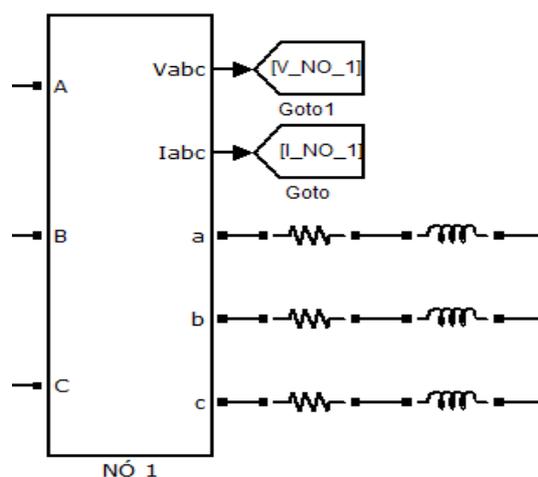


Figura 6. Representação do elemento “Nó”, utilizado nas simulações.

6.2.2. Segundo Grupo de Cenários – Simulação 2

Composto por uma carga total de 28 kVA dividida em cinco partes, sendo que duas partes da carga 2/5 são alocadas imediatamente conectadas ao transformador, no ponto denominado Nó 1, a terceira parte se encontra após um trecho de dez metros de condutor denominada Nó 2, a quarta parte está após mais dez metros de condutor, portanto 20 metros do transformador, no ponto chamado de Nó 3 e finalmente a quinta e última parte da carga está alocada após mais 10 metros de condutor, 30 metros do Nó 1, 20 metros do Nó 2 e 10 metros do Nó 3 no ponto denominado Nó 4. As microgerações foram modeladas de forma trifásica com mesma potência entregue em cada fase e alocadas nos nós 2, 3 e 4. A potência da microgeração em cada nó varia em três níveis, sendo 1200 Watts, 2100 Watts e 3000 Watts.

6.2.3. Terceiro Grupo de Cenários – Simulação 3

Composto por uma carga total de 42 kVA dividida em cinco partes, sendo que duas partes da carga 2/5 são alocadas imediatamente conectadas ao transformador, no ponto denominado Nó 1, a terceira parte se encontra após um trecho de dez metros de condutor denominada Nó 2, a quarta parte está após mais dez metros de condutor, portanto 20 metros do transformador, no ponto chamado de Nó 3 e finalmente a quinta e última parte da carga está alocada após mais 10 metros de condutor, 30 metros do Nó 1, 20 metros do Nó 2 e 10 metros do Nó 3 no ponto denominado Nó 4. As microgerações foram modeladas distribuídas nos nós 2, 3 e 4, sendo uma unidade microgeradora trifásica balanceada, alocada no Nó 2. Duas unidades monofásicas alocadas nas fases B e C no Nó 3. Uma

unidade monofásica alocada na fase C no Nó 4, as potências injetadas por cada unidade varia de acordo com a Tabela 6.1 apresentada.

Tabela 6.1: Potências de Microgeração por nó.

Potência da Microgeração	Potência Watts			
	Nó 1	Nó 2	Nó 3	Nó 4
Sem Microgeração	0	0	0	0
Com 40% de M.G.	0	1200	1600	800
Com 70% de M.G.	0	2100	2800	1400
Com 100% de M.G.	0	3000	4000	2000

6.2.4. Quarto Grupo de Cenários – Simulação 4

Composto pela representação diária da variação de cargas e microgeração foram feitas duas simulações com a carga variando sem a presença de microgeração e com a presença da microgeração. Dessa forma, é possível avaliar a curva de carga de uma linha de baixa tensão em ambiente residencial e como essa curva é influenciada pela presença de microgeração, assim como os demais parâmetros da linha BT. A curva da microgeração foi baseada na Figura 5.4 [34], com uma potência máxima limitada em 14 kW, modulados dentro da curva apresentada na Figura 5.4. A curva da carga foi obtida de uma aproximação de várias curvas de cargas observadas no trabalho de Francisquini [37]. Utilizou-se, portanto, a curva de carga apresentada na Figura 6.1. A carga simulação utiliza a proporção da Figura 6.1 aplicada a uma carga residencial de 20 kW.

O circuito em SIMULINK do *Grid II* é apresentado na Figura 6.5.

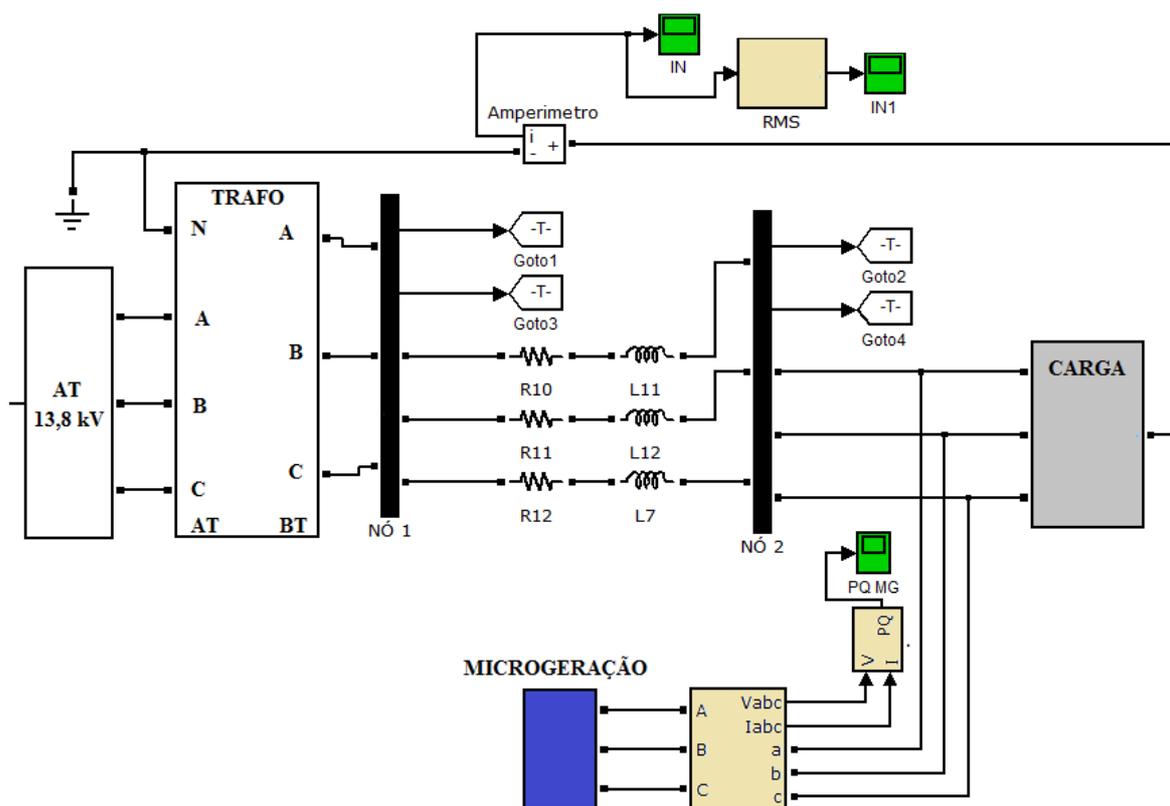


Figura 6.5. Grid II utilizado no quarto grupo de cenários.

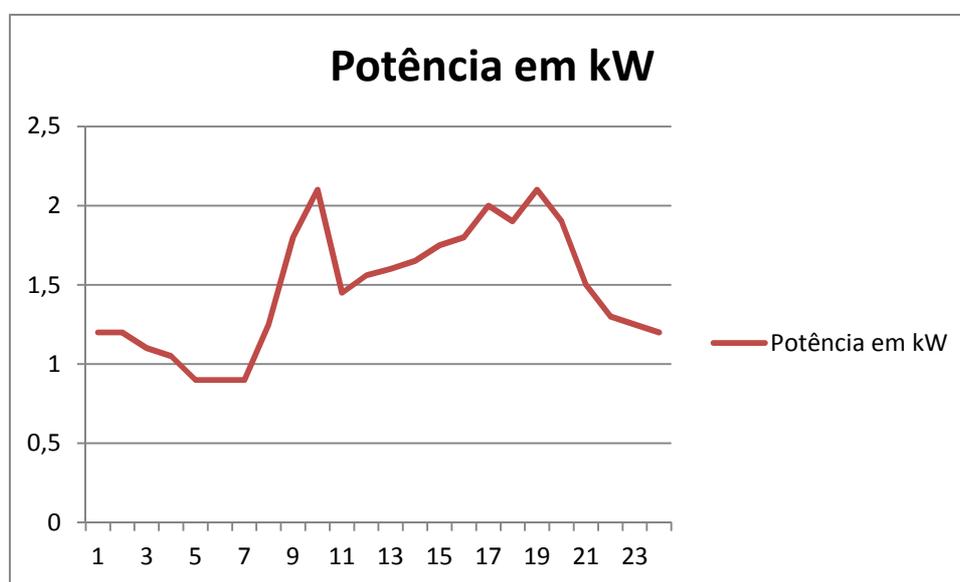


Figura 6.6. Curva de carga de um alimentador residencial de classe média[37].

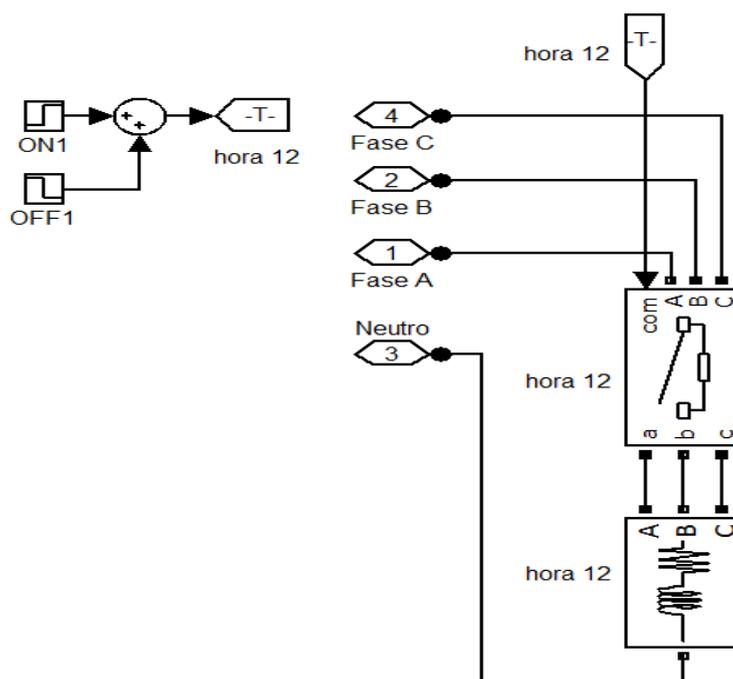


Figura 6.7. Carga para Simulação 4, representando hora nº 12.

A unidade de microgeração é modelada de acordo com as figuras 5.10, 5.11, 5.12 e 5.14.

6.3 Simulações

As simulações foram agrupadas em quatro grupos de cenários, denominados Simulação 1, Simulação 2, Simulação 3, Simulação 4. Em cada grupo é feita uma bateria de simulações e os parâmetros da rede de distribuição BT são avaliados. Para cada cenário será mensurado a distorção harmônica de tensão THDu, o Fator de Potência (FP) da rede BT, medido na saída de baixa tensão do transformador de distribuição, os níveis de tensão em cada nó, referente à tensão normalizada de baixa tensão no estado de Mato Grosso do Sul, ou seja, 127 volts entre fase e neutro e 220 volts entre fases, a queda de tensão nos condutores referente à tensão BT na saída do transformador de distribuição, corrente de neutro além das potências ativa, reativa e aparente em cada nó do circuito e entregue pelo transformador.

6.3.1 Simulação 1- Plena Carga

Na Simulação 1, cenário já descrito no item 6.2 consiste de uma carga de 42 kVA com fator de potência igual a 0,8 ($FP=0,8$). É alimentada por um transformador de 45 kVA similar e de mesma potência ao utilizado na rede real que foi utilizada como base para o experimento. A simulação executada no SIMULINK/MATLAB é subdividida em quatro cenários de microgeração, sendo o Cenário 1, sem a presença de microgeração, o Cenário 2 com 1200 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4, o Cenário 3 com 2100 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4 e o Cenário 4 com 3000 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4.

A Figura 6.8 apresenta os valores de Potência Ativa em kW simulados para o primeiro grupo de cenários. Os valores são referentes a potência absorvida da rede em cada nó.

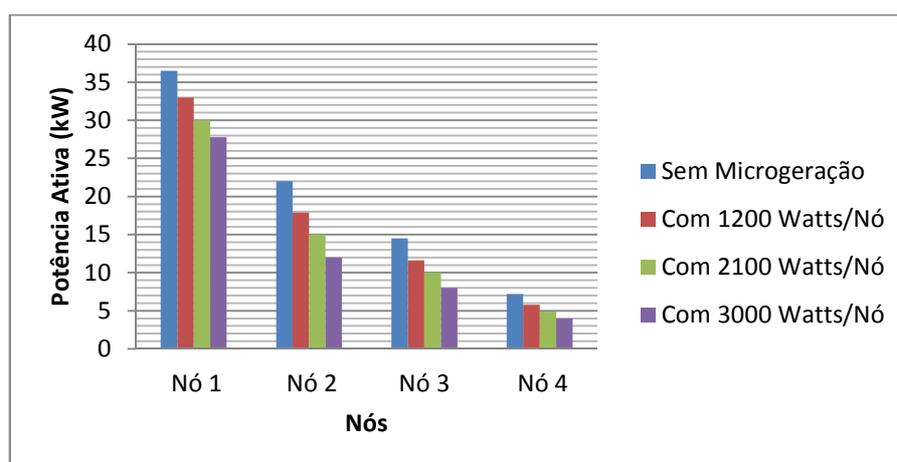


Figura 6.8. Potência Ativa para o primeiro grupo de cenários.

É possível observar que com a injeção de potência pelas unidades de microgeração a carga local passa a ser suprida pela energia gerada de forma distribuída demandando menos energia ativa da rede.

A Figura 6.9 apresenta os valores de Potência Reativa em kVAr simulados para o primeiro grupo de cenários.

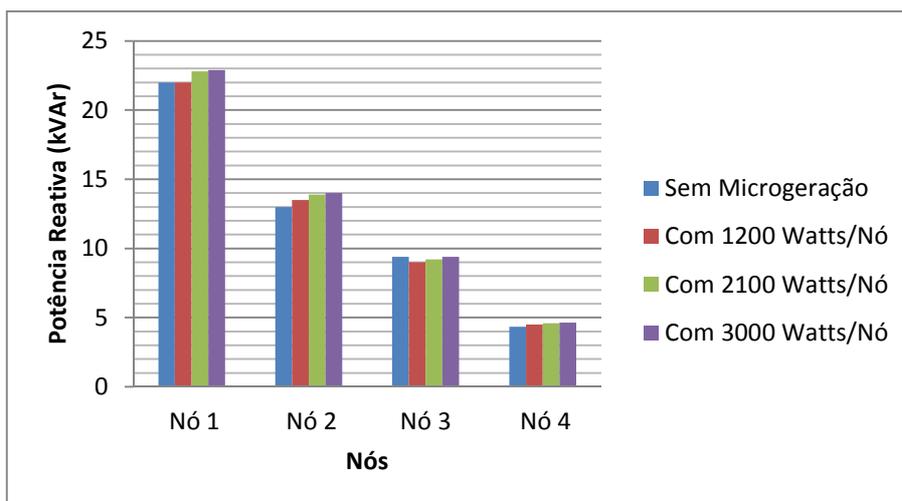


Figura 6.9. Potência Reativa para o primeiro grupo de cenários.

Como as unidades de microgeração modeladas neste trabalho fornecem somente energia ativa, a energia reativa drenada da rede permanece quase constante, com um leve aumento da energia indutiva, devido às características indutivas dos microgeradores.

A Figura 6.10 apresenta os valores de Potência Aparente em kVA simulados para o primeiro grupo de cenários.

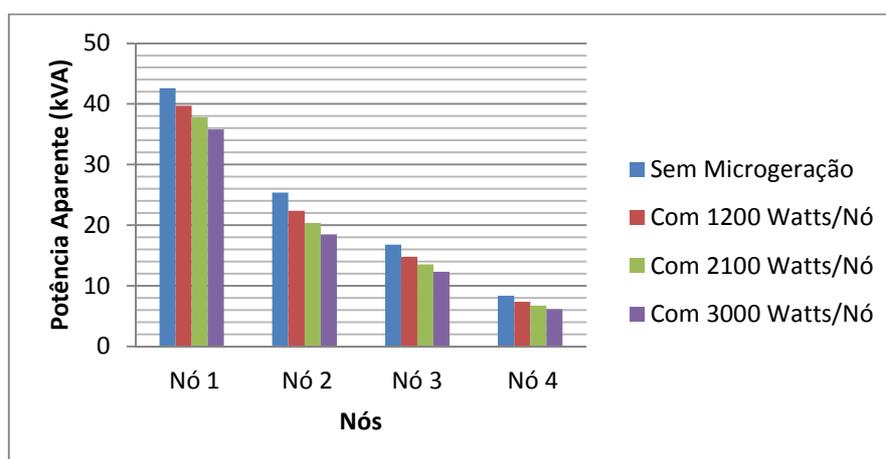


Figura 6.10. Potência Aparente para o primeiro grupo de cenários

Com uma redução grande do consumo de energia ativa, a energia aparente de um modo geral tende a diminuir com a presença das microgerações.

A Figura 6.11 apresenta os valores do fator de potência por nó da Simulação 1.

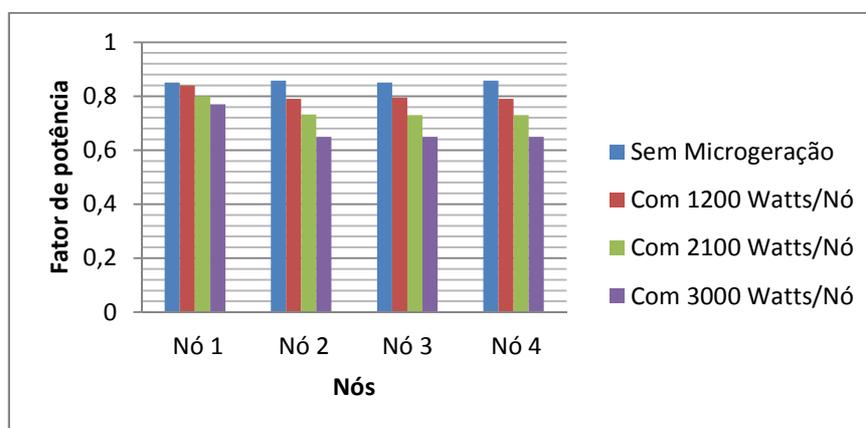


Figura 6.11. Fator de Potência para o primeiro grupo de cenários.

Finalmente, como se tem um leve aumento de consumo de reativos por parte dos filtros das unidades de microgeração e ainda, como a unidade microgeradora fornece energia ativa, mas a energia reativa que as cargas consomem continua sendo fornecida pelo sistema elétrico, tem-se uma brusca queda do fator de potência com o aumento da presença de microgeradores.

A Figura 6.12 apresenta os valores da tensão em relação à tensão nominal da rede calculada em percentagem (%) simulados para a Simulação 1.

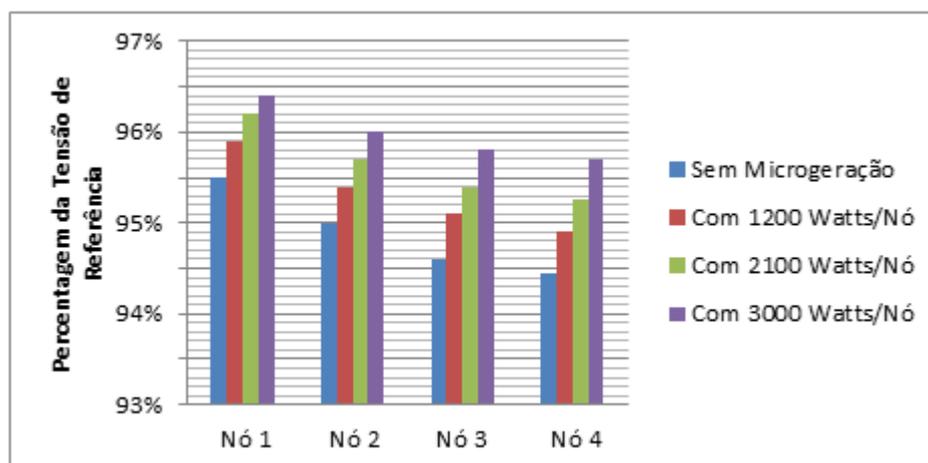


Figura 6.12. Tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários

Com relação ao perfil de tensão, a microgeração de energia elétrica assim como as demais formas de geração distribuída, apresentou a característica de melhora. No Nó 4

(final de rede) é possível perceber bem esta contribuição com a melhoria de mais de 1% de regulação entre o cenário Sem Microgeração e Com 3000 Watts/Nó

A Figura 6.13 apresenta os valores da queda de tensão em percentagem (%) para cada nó da rede BT da Simulação 1. Nesse Cenário é analisada a melhoria da queda de tensão nos condutores da rede, melhoria esperada pela diminuição da circulação de energia ativa pelos condutores de eletricidade, reduzindo as perdas joule.

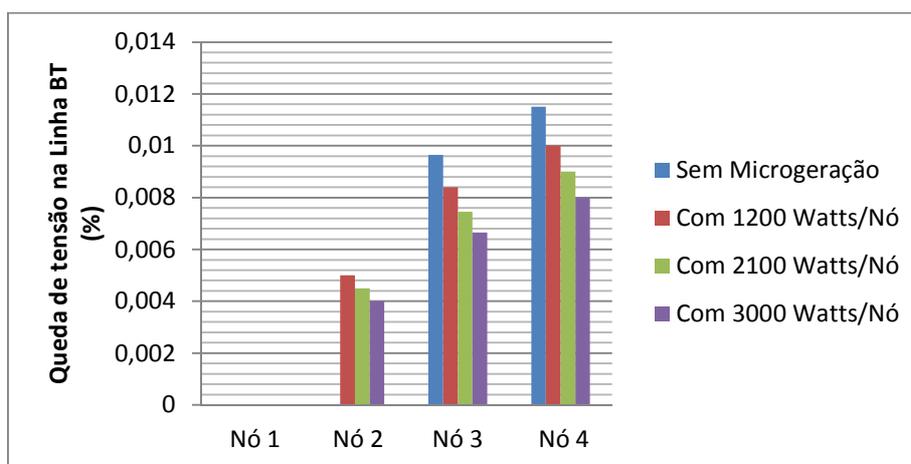
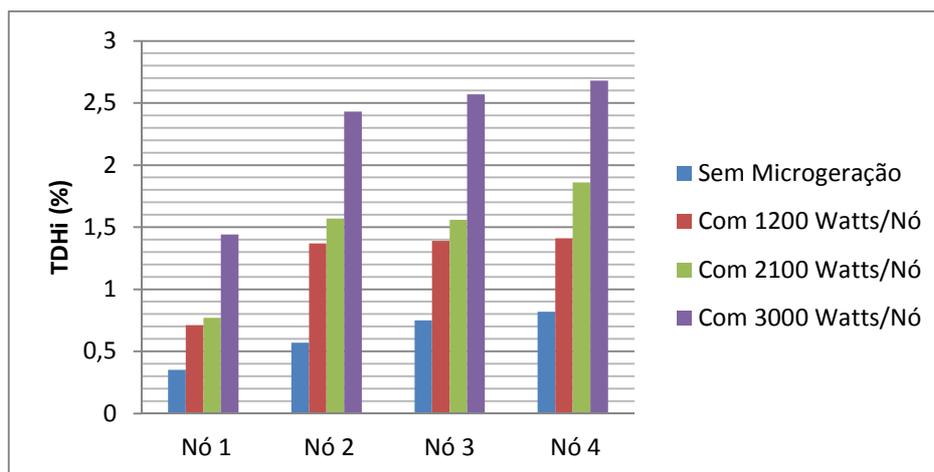


Figura 6.13. Queda de tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários

Como esperado, a queda de tensão nos condutores diminui com a entrada da microgeração. As quedas são sempre relacionadas à diferença de tensão entre o nó analisado e o Nó 1 (saída do transformador). A melhoria nesse parâmetro se justifica com o atendimento local da carga pela microgeração, evitando a circulação de energia ativa pelos condutores e assim diminuindo as perdas.

A Figura 6.14 apresenta as distorções harmônicas de corrente para a Simulação 1.



A Figura 6.14. Distorção harmônica de corrente nos nós para a Simulação 1.

As unidades microgeradoras precisam de acionamentos eletrônicos de potência para adequar a potência elétrica gerada para ser entregue na rede e/ou utilizada nos equipamentos elétricos (cargas). Os componentes eletrônicos que fazem essa conversão são dispositivos compostos por materiais de característica não linear, portanto causadores de harmônicos de corrente e tensão. A Figura 6.15 apresenta a distorção harmônica de tensão para a Simulação 1.

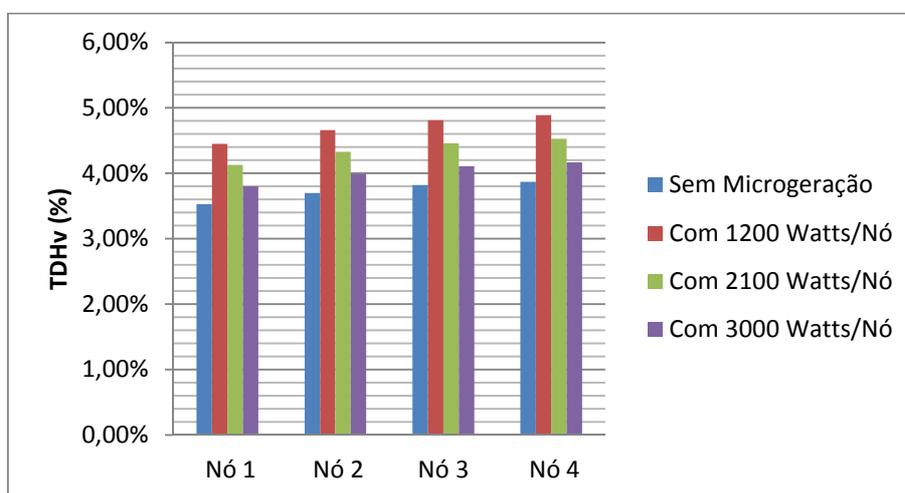


Figura 6.15. Distorção harmônica de tensão nos nós para o primeiro grupo de cenários.

É possível observar um leve aumento da Distorção Harmônica de Tensão com o aumento da microgeração, Porém em seu pior caso o TDHv não atingiu o nível de 5,0%, ficando ainda abaixo dos índices estabelecidos em Prodist – ANEEL – Módulo 8 [28].

A distorção de corrente na saída do inversor é apresentada na Figura 6.16, e apresenta um valor de 5,75% de THD.

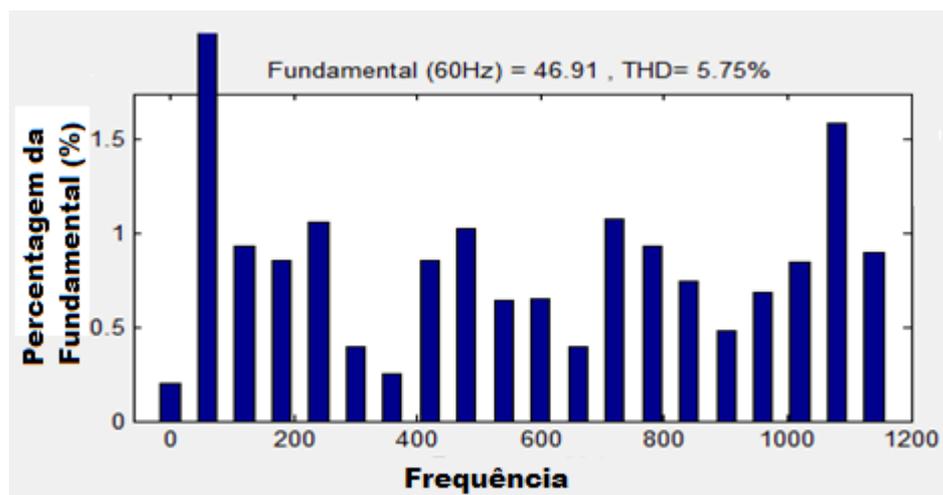


Figura 6.16. THDi de corrente na saída do inversor.

No sistema todas as cargas são balanceadas, não havendo desequilíbrios entre as cargas. Neste grupo 1 de cenários, a microgeração também é trifásica e balanceada, os valores de corrente de neutro são apresentados pela Figura 6.17. A Figura 6.18 trás o THD de corrente no neutro.

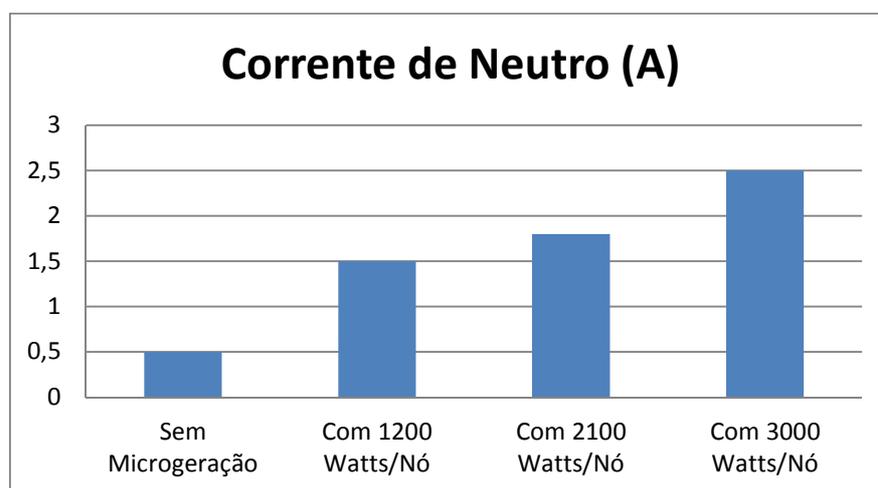


Figura 6.17. Corrente de neutro para os Cenários 1, 2, 3 e 4 do primeiro grupo.

Nota-se na transformada FFT, uma predominância da terceira harmônica, e um THD de 518,46%, ou seja, a corrente que flui pelo neutro é basicamente de ordem harmônica.

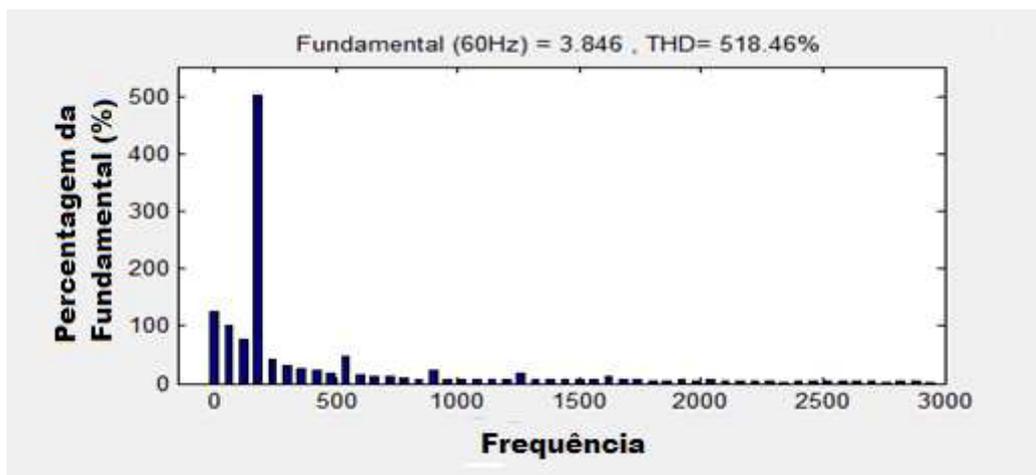


Figura 6.18. THDi de corrente no neutro.

6.3.2 Simulação 2 - Carga Moderada

Na Simulação 2 descrita no item 6.2 a carga de 28 kVA com fator de potência igual a 0,8 ($FP=0,8$) é alimentada por um transformador de 45 kVA similar e de mesma potência ao utilizado na rede real que foi utilizada como base para o experimento, dessa forma o transformador está operando com carga moderada, bem abaixo da sua potência nominal. A simulação executada no SIMULINK/MATLAB é subdividida em 4 cenários de microgeração, sendo o Cenário 5, sem a presença de microgeração, o Cenário 6 com 1200 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4, o Cenário 7 com 2100 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4 e o Cenário 8 com 3000 Watts de microgeração nos nós 2, 3 e 4. Dessa forma tem-se 3600 Watts no Cenário 6 que representa 16% da potência ativa do sistema, 6300 Watts no Cenário 7, que representa 28,12% da potência ativa do sistema, e 9000 Watts de microgeração no Cenário 8, suprimindo 40% da potência ativa do sistema.

A Figura 6.19 apresenta os valores de Potência Ativa em kW simulados para o primeiro grupo de cenários.

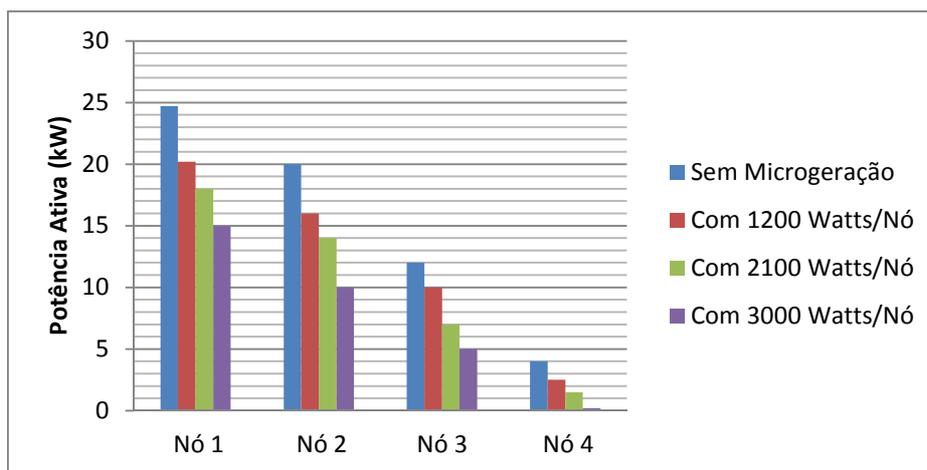


Figura 6.19. Potência Ativa na Simulação 2.

Observa-se o mesmo comportamento para plena carga, porém com a carga moderada é possível atingir o pleno atendimento do consumo de energia elétrica, deixando a BT praticamente a vazia em relação à Potência Ativa, principalmente nos Nós com presença massiva de microgeração. É possível ainda, que a energia ativa gerada se torne excedente invertendo o fluxo de ativo da BT para a MT, porém, mantendo o fluxo de energia reativa da MT para BT.

A Figura 6.20 apresenta os valores de Potência Reativa em kVAr simulados para o primeiro grupo de cenários.

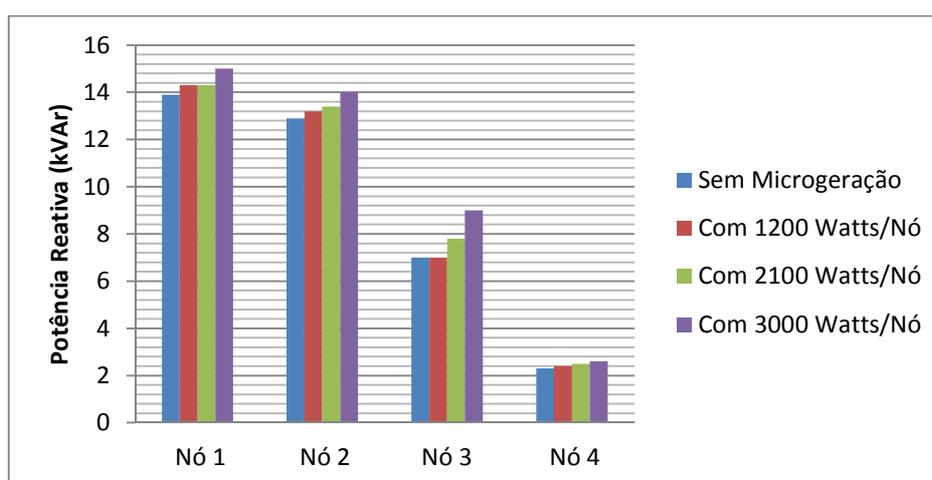


Figura 6.20. Potência Reativa na Simulação 2.

É observado um aumento do consumo de reativos devido à presença dos filtros de conexão das unidades de microgeração.

A Figura 6.21 apresenta a Potência Aparente na Simulação 2.

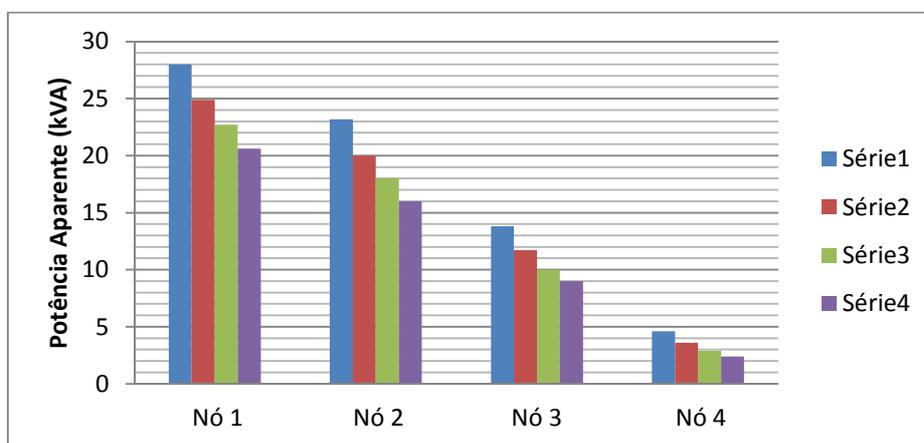


Figura 6.21. Potência Aparente na Simulação 2

Da mesma forma como observado na Simulação 1, a potência aparente drenada do sistema elétrico é aliviada pela presença de microgeração.

Uma característica importante a se observar quando a rede está trabalhando com baixa carga e forte presença de microgeração é o Fator de Potência global do sistema. A Figura 6.22 apresenta o Fator de Potência na Simulação 2.

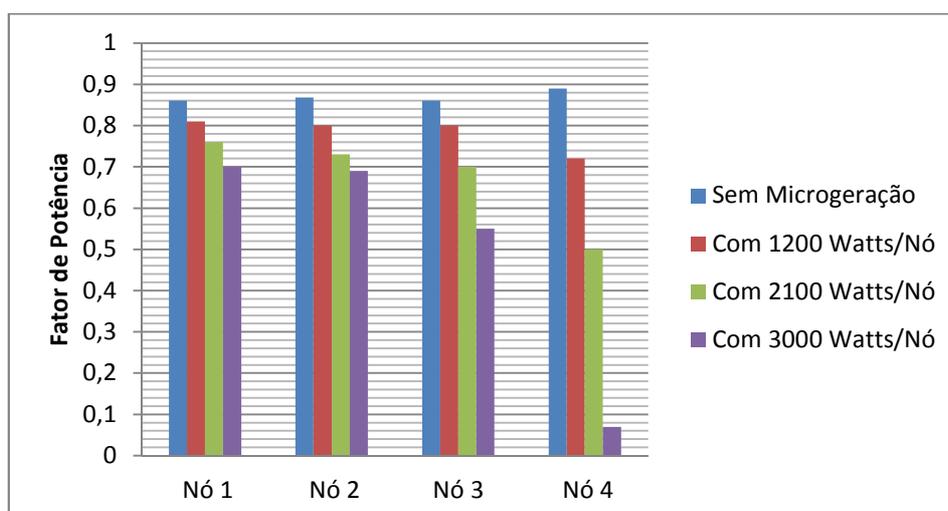


Figura 6.22. Fator de Potência na Simulação 2.

É possível observar que na situação limite do Cenário com 3000 Watts nó, e carga baixa tem-se uma redução drástica do fator de potência o sistema. No Nó 4, como quase 100% da demanda de reativos é suprida pela microgeração, o nó se comporta como um consumidor puramente indutivo, neste caso o FP chega a ser menor que 0,1.

A Figura 6.23 apresenta a percentagem da tensão em relação à tensão de referência na Simulação 2.

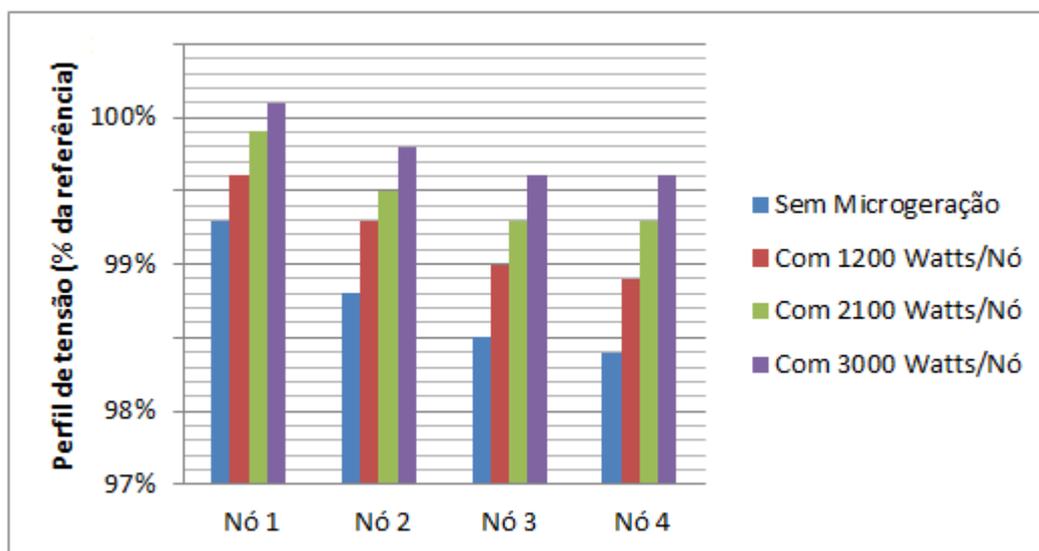


Figura 6.23. Percentagem da tensão de referência na Simulação 2.

Com relação à regulação de tensão, o perfil carga baixa apresenta o mesmo comportamento do perfil de plena carga apresentado na Simulação 1. Na Simulação 2, no Nó 1, quando se tem uma grande potência de microgeração conectada à rede a regulação passou 100%, ainda dentro dos níveis previstos pelo Módulo 8 do PRODIST, Tabela 3.2.

A redução da queda de tensão nos condutores também demonstrou ser um fator positivo da microgeração na Simulação 2. A Figura 6.24 apresenta a percentagem de queda de tensão em relação à tensão de referência na Simulação 2.

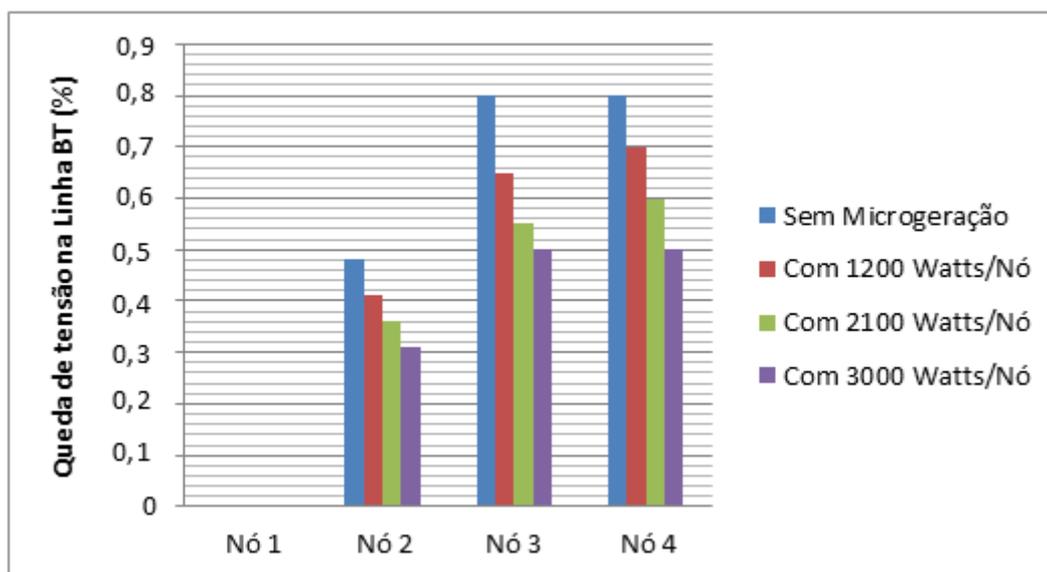


Figura 6.24. Percentagem de queda de tensão na linha BT na Simulação 2.

As Figuras 6.25 e 6.26 apresentam a Distorção Harmônica de Corrente DTHi e Distorção Harmônica de tensão TDHu para a Simulação 2. Um perfil menos de distorção aparece na Simulação 2 se comparado a Simulação 1, devido à diminuição de cargas não lineares. As distorções nesta simulação passam a ser predominantemente causada pelas unidades microgeradoras.

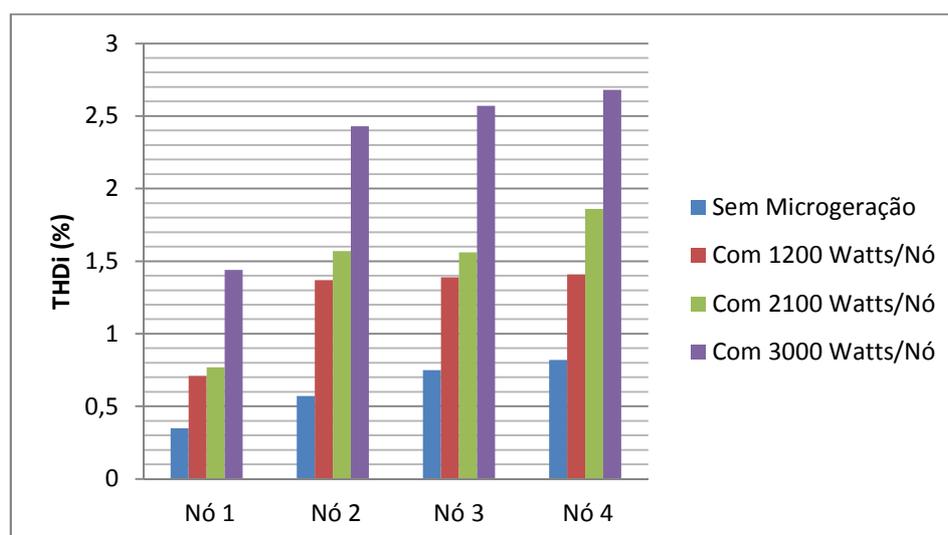


Figura 6.25. THDi na Simulação 2

A Figura 6.26 apresenta a Distorção Harmônica de Tensão THDu na Simulação 2.

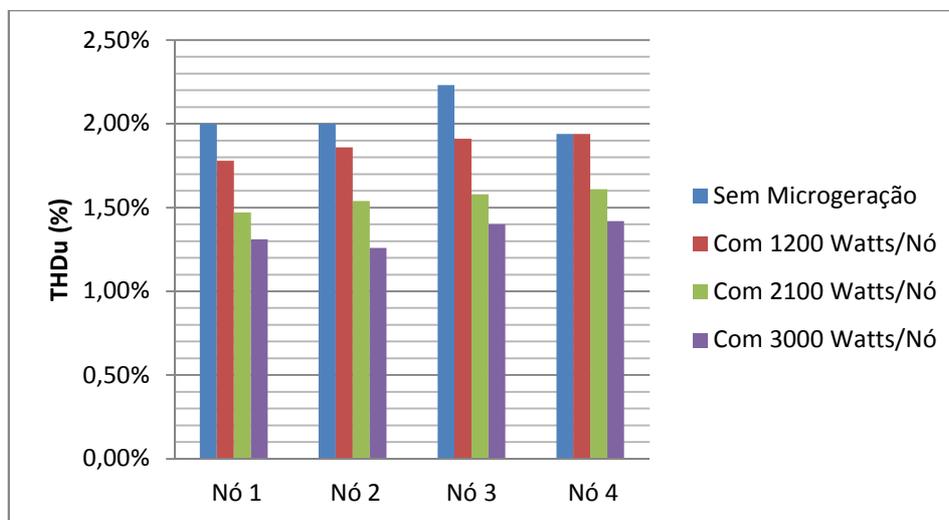


Figura 6.26. DTHv na Simulação 2

Com um perfil de THDv e THDi baixo para a Simulação 2, esses parâmetros não se demonstraram preocupantes.

Com relação à circulação de corrente pelo neutro na Simulação 2, observou-se uma redução, devido à redução de distorções harmônicas. A corrente de neutro na Simulação 2 é apresentada na Figura 6.27.

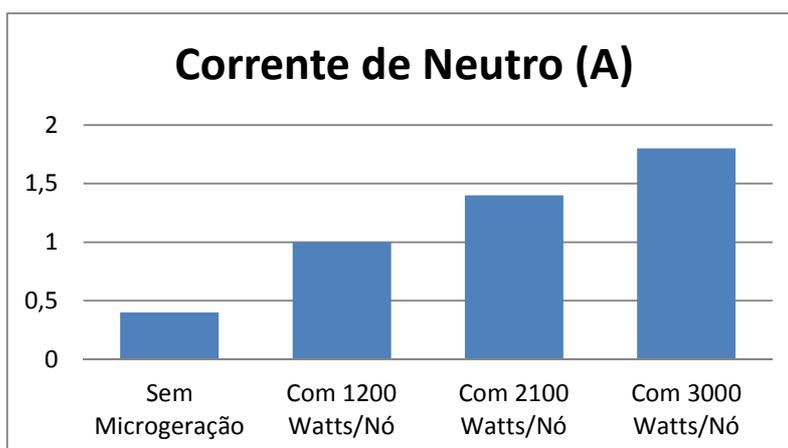


Figura 6.27. Corrente de neutro na Simulação 2.

6.3.3 Simulação 3 – Microgeração Desbalanceada.

Na Simulação 3, descrita no item 6.2, é apresentado um sistema de distribuição similar a Simulação 1, carga de 42 kVA com fator de potência igual a 0,8 (FP=0,8), com microgeração inserida de forma desbalanceada na rede, conforme Tabela 6.1. Nesta simulação foi observado a corrente de neutro, os desequilíbrios de tensão e a distorção harmônica TDHv no Nó 4 por fase.

Foi escolhido o Nó 4 por ter apresentado o maior impacto em seus parâmetros, dessa forma, apresentando um bom cenário para análise.

O perfil de tensão por fase no Nó 4 para a Simulação 3 é apresentado na Figura 6.28.

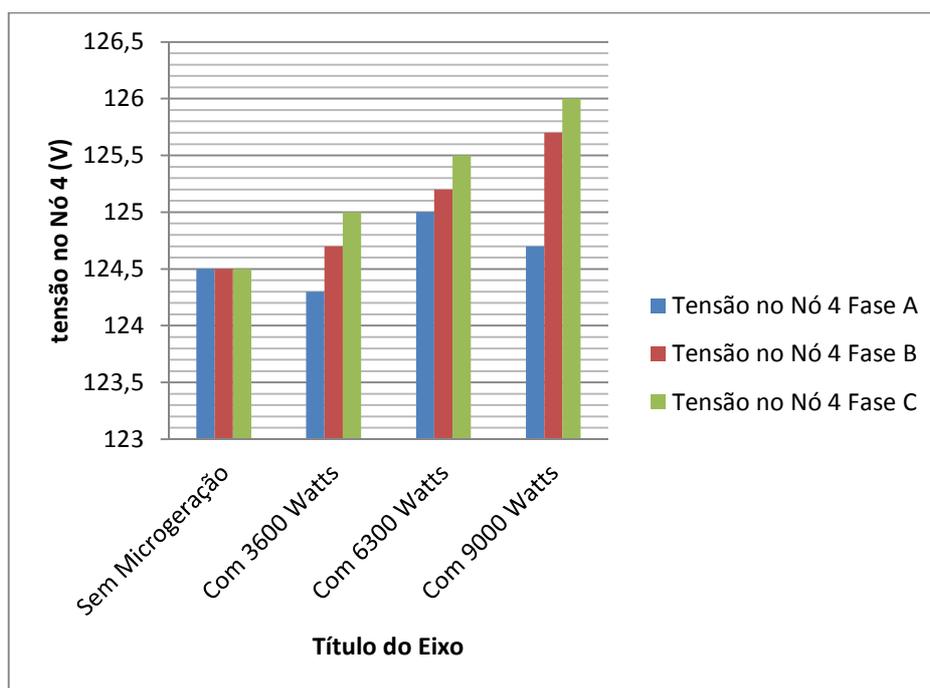


Figura 6.28. Perfil de tensão no Nó 4 para a Simulação 3.

É possível observar que com a injeção monofásica de energia elétrica, o sistema passa a ter um desequilíbrio de tensão entre suas fases, a Fase C que apresenta 5 unidades Microgeradoras tem sua tensão elevada em relação à Fase B com 3 unidades

microgeradora com somente 1 unidade microgeradora. No Nó 2 houve uma pequena queda de tensão com a entrada das unidades microgeradoras.

O nível de distorção harmônica THD_v também se apresentou maior nas fases com maior presença de unidades microgeradoras. A Figura 6.29 apresenta o perfil da distorção harmônica de tensão no Nó 4 para a Simulação 3.

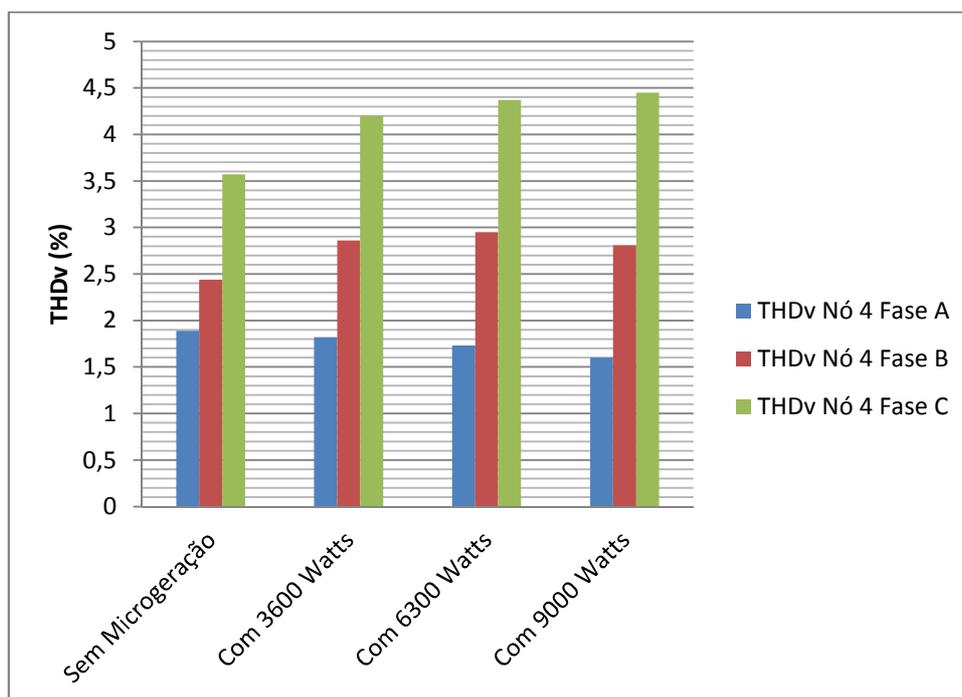


Figura 6.29. Perfil da distorção harmônica de tensão (THD_v) no Nó 4 para a Simulação 3.

Além da corrente de neutro consequente das harmônicas de ordem 3, com a microgeração desbalanceada o sistema trifásico deixa de ser equilibrado contribuindo para a presença de uma maior corrente de neutro.

A Figura 6.30 apresenta a corrente de neutro para a Simulação 3, nota-se uma corrente de neutro superior a Simulação 1.

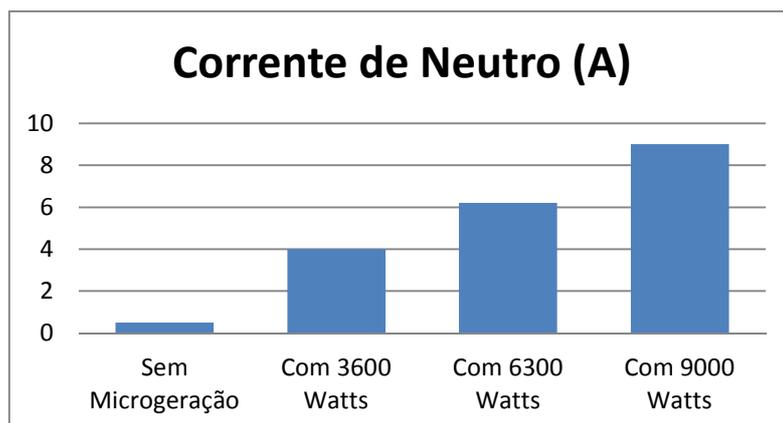


Figura 6.30. Corrente de neutro para a Simulação 3.

6.3.4 Simulação 4 – Avaliação de carga e microgeração diária (de 24 horas)

Nas simulações anteriores 1, 2 e 3, vários cenários são apresentados envolvendo relações entre carga alta e baixa e microgeração não existente, média e alta. Porém na prática durante um dia de funcionamento do sistema elétrico esses cenários são variáveis, o comportamento das cargas depende do comportamento humano de sua utilização e a microgeração da disponibilidade de sua fonte primária de energia, no caso luz solar. Na Simulação 4, um sistema fictício é apresentado. Nessa simulação uma carga foi modelada de forma a representar a variação de carga durante o período de um dia (24 horas).

A curva da carga do sistema apresentado na Simulação 5 (grid 2) é apresentada na Figura 6.31.



Figura 6.1. Curva de carga - Simulação 4.

É possível observar um perfil de carga baixa durante a madrugada, onde praticamente serviços de iluminação pública, refrigeradores, condicionadores e ventilação estão em funcionamento. A carga sofre uma elevação por volta das 10 horas da manhã e novamente das 18 às 20 horas, período conhecido como horário de pico, pois além das cargas residenciais estarem em seu funcionamento máximo ocorre a entrada do sistema de iluminação pública.

A potência fornecida por um sistema fotovoltaico é também variável ao longo do dia, porém seu comportamento é ditado não pela organização social do homem, mas sim pela disponibilidade natural da energia primária solar.

As potências Ativa e Reativa, na saída do inversor é apresentada na Figura 6.32.

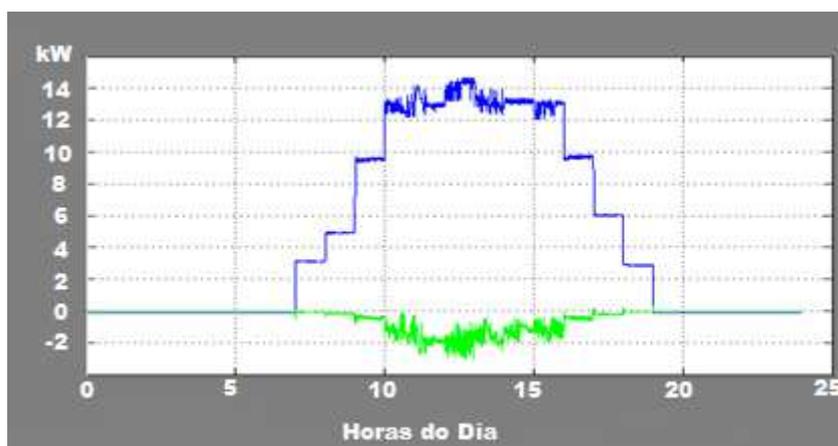


Figura 6.32. Potência Ativa e Reativa no Inversor.

É observado um pico de geração de energia ativa no período do dia com maior disponibilidade de luz, das 10 às 16 horas, neste período o microgerador consome elevada energia reativa. Chegando a um valor de 2000 Var de consumo de reativo indutivo para 14000 Watts de produção de energia ativa. Durante o período noturno não há produção de eletricidade. O sistema estudado não apresenta armazenamento de energia sendo a curva da Figura 6.32 a forma de potência entregue à rede.

Fazendo a simulação da carga variável com a microgeração variável ao longo das 24 horas do dia tem-se o perfil elétrico esperado de uma rede de distribuição domiciliar BT durante esse mesmo período.

A potência aparente no nó onde se encontram a unidade microgeradora e a carga é apresentada na Figura 6.33. Nesta figura a curva da carga também é apresentada.



Figura 6.33. Curva da Potência no Nó de conexão da microgeração e da carga e curva de carga do grid 2 (Simulação 4).

A microgeração contribuiu não só para compensar a energia consumida da unidade consumidora que apresenta o sistema em suas instalações, mas também altera a curva de carga, que é um parâmetro importante para o controle do sistema elétrico. É possível observar um achatamento da curva de carga no período do primeiro pico de consumo das 7 às 10 da manhã, uma redução drástica da curva nas horas que se seguem até às 16 horas, das 16 às 18 horas a curva com microgeração converge para a curva sem microgeração e no período de pico às 19 horas a microgeração deixa de influenciar o sistema e a curva apresenta o mesmo pico de consumo para um sistema sem microgeração.

Outro parâmetro importante a ser observado é o Fator de Potência. A Figura 6.34 apresenta o fator de potência global do sistema.

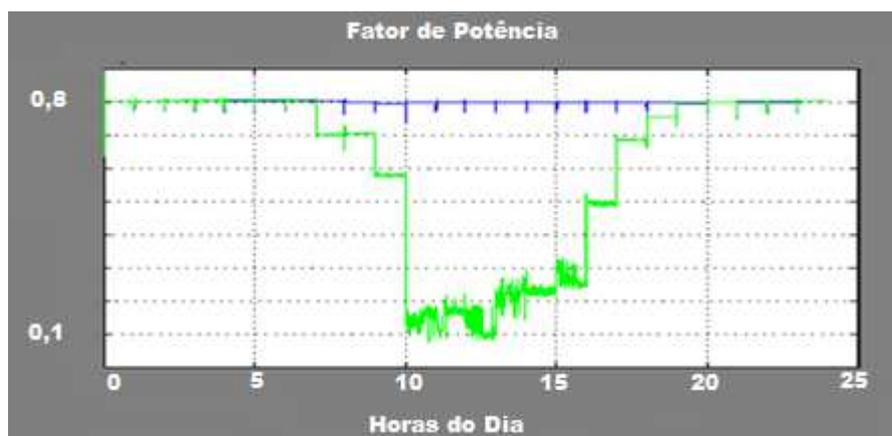


Figura 6.34. Fator de Potência global do sistema.

O FP apresenta comportamento similar a um sistema sem microgeração durante o período noturno, quando a microgeração passa a injetar energia ativa na rede o fator passa a cair, sendo drasticamente afetado no período de pico da microgeração.

CONCLUSÕES

Neste trabalho foi modelado um sistema de distribuição de baixa tensão em ambiente SIMULINK/MATLAB, para simulação e análise do comportamento da rede BT com presença de microgeração de energia elétrica. As simulações foram divididas em quatro grupos de cenários denominados Simulação 1, Simulação 2, Simulação 3 e Simulação 4. Cada grupo de simulações apresentava um cenário padrão de carga e 4 cenários de microgeração. Dessa forma, foi possível observar e quantificar o comportamento de distorções harmônicas de tensão e corrente da rede de distribuição, fator de potência, regulação de tensão, perdas nos condutores, corrente de neutro e desequilíbrios de tensão.

A rede de baixa tensão foi construída a partir de um transformador de potência ligado em seu lado de alta a uma rede de 13,8 kV, e fornecendo em seu lado de baixa as tensões de 220 Volts fase-fase e 127 Volts fase-neutro, sendo a configuração do transformador, delta em alta e estrela aterrada em baixa. A alta tensão foi representada por uma fonte de tensão 13,8 kV de potência muito superior as cargas da rede BT, representando a robustez do sistema elétrico de potência.

As cargas foram compostas por cargas indutivas e resistivas, com um Fator de Potência global de 0,8 e cargas não lineares representadas por retificadores mono e trifásicos, nunca ultrapassando 50% da carga linear.

A rede de baixa tensão para as simulações de 1 a 3 foi baseada em uma rede local da Cidade de Campo Grande – MS. A Simulação 4 apresentou um sistema elétrico fictício.

As unidades geradoras foram modeladas com base em inversores de tensão controlados por corrente, fornecendo energia ativa à rede, consumindo energia reativa indutiva devido ao filtro de conexão e proporcionando distorções harmônicas em razão da característica não linear de seus componentes eletrônicos.

As simulações foram divididas em quatro, visando contemplar diversas situações problemas decorrentes do funcionamento de uma rede de distribuição de energia elétrica. Na Simulação 1 estudou-se o sistema a Plena Carga, com várias condições de

microgeração. Na Simulação 2 o sistema opera com Carga Branda e várias condições de microgeração. A Simulação 3 contempla a situação de microgeração desbalanceada visando estudar os impactos nos desequilíbrios de tensão e corrente de neutro. Finalmente a Simulação 4 contemplou a oscilação de carga e microgeração ao longo de um dia de funcionamento.

Simulação 1: nessa simulação a carga estava em pleno funcionamento, proporcionando alguns distúrbios de qualidade de energia tais como, queda de tensão, distorções harmônicas, e surgimento de correntes de neutro, além de um fator de potência de 0,8. Com a entrada da microgeração o sistema apresentou melhorias no consumo de energia aparente, justificando a microgeração do ponto de vista de eficiência energética. Apresenta também melhoria do perfil de tensão, um leve aumento das distorções harmônicas do sistema, um leve aumento da corrente de neutro e uma diminuição do fator de potência.

Simulação 2: nessa simulação a carga estava branda, com um fator de potência de 0,8, com a entrada da microgeração o sistema apresentou melhorias no consumo de energia aparente, justificando a microgeração do ponto de vista de eficiência energética. Apresentou também melhoria do perfil de tensão, com atenção para o cenário onde esse perfil passou dos 100% podendo o sistema apresentar sobretensões, um leve aumento das distorções harmônicas do sistema, um leve aumento da corrente de neutro e uma diminuição do fator de potência. Essa diminuição do fator de potência também se agravou no cenário de grande injeção de microgeração e baixa carga.

Simulação 3: nessa simulação as unidades de microgeração foram inseridas de forma desbalanceada, com 1 unidade na fase A, 3 unidades na fase B e 5 unidades na fase C. Na simulação foi observado a influencia da microgeração monofásica sobre o sistema elétrico. Foi observado que a microgeração se inserida de forma não uniforme entre as fases causando desequilíbrios de tensão, elevada corrente de neutro, e distorções harmônicas desiguais entre as fases.

Simulação 4. Nessa simulação teve por objetivo esboçar o comportamento da rede de baixa tensão mediante as variações de carga e microgeração ao longo de um dia de funcionamento. Concluiu-se que a microgeração diminui o consumo global de energia elétrica sendo válida como medida de eficiência energética, melhora as condições de regulação de tensão, porém não atua no horário de ponta onde esse problema é mais grave.

Existe um aumento das distorções harmônicas, porém em nenhum momento essas ultrapassaram os limites estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8.

Como conclusão geral, observou-se a importância de se estudar as condições de injeção de microgeração de energia elétrica na rede. É possível observar que as distorções harmônicas são mais expressivas no ponto de conexão da unidade e por tanto, este deve ser o mais afastado possível de cargas sensíveis. É possível observar também que a injeção deve obedecer da melhor forma possível uma distribuição homogênea entre as 3 fases. Em todos os cenários simulados houve uma grande queda no Fator de Potência o que indica a possível necessidade de correção deste parâmetro nas linhas onde a microgeração for expressiva. Outro fator importante é conhecer o perfil carga-geração, pois assim estratégias podem ser elaboradas a fim de se otimizar essa relação. Um exemplo é que a curva de carga de grandes centros comerciais é característica de ter um pico durante os períodos mais quentes do dia devido a sistemas de refrigeração. Dessa forma, a microgeração poderia de fato achatar a curva em seu horário de pico. De um modo geral a microgeração não apresentou níveis preocupantes de distorção harmônica, por apresentar perfil parecido com as atuais cargas não lineares já presentes em massa nas redes de distribuição BT.

REFERÊNCIAS

- [1] ORTIZ, Lucia Schild (Org.). **Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética**. Campo Grande: Gibim Gráfica e Editora, 2002, v. , p. 51-66. Disponível em: < <http://www.riosvivos.org.br/arquivos/846203942.pdf>>. Acesso em: 10 de abril de 2012.
- [2] GONZÁLES, Francisca Cortés. **Estudio de factibilidad del uso de micro generación en base a energías renovables en redes de baja tensión**. 2008. 102p. Memoria para optar al título (Ingeniero Civil Electricista) - Universidad de Chile, Santiago. Disponível em: < http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2008/cortes_fg/sources/cortes_fg.pdf>. Acesso em: 13 de julho de 2012.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília seção 1, p. 53, v. 149, n. 76, 19 de abril de 2012, retificado no D.O. de 08.05.2012 e 19.09.2012. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 de julho de 2012.
- [4] PIRES, Igor Amariz. **Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletroeletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2006. 157p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UFMG, Belo Horizonte. Disponível em: < <http://www.cpdee.ufmg.br/documentos/Defesas/606/versaoFinalIgor.pdf>>. Acesso em: 07 de julho de 2012.
- [5] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balço energético nacional 2005**: ano base 2004. Rio de Janeiro: EPE, 2005.188 p. Disponível em: <[http://www.lib.utexas.edu/benson/lagovdocs/brazil/federal/minasenergia/BEN\(Portugues e\)2005.pdf](http://www.lib.utexas.edu/benson/lagovdocs/brazil/federal/minasenergia/BEN(Portugues e)2005.pdf)>. Acesso em: 12 de março de 2013.
- [6] TOSTES, M. E. L.; MOURA, Carminda Célia Moura de ; TAKASHI, A Y; BEZERRA, Ubiratan Holanda; LUZ, Airton Lobato; GAMA, P. S. J. Impactos Harmônicos em Redes de Distribuição de Energia Oriundos da Iluminação Pública. In: **XV SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de energia**, 2002, Bahia.
- [7] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power systems quality**. New York: McGraw-Hill, 1996.
- [8] BEZERRA, U. H. ; TOSTES, M. E. L. ; GARCEZ, J. N. Harmônicos gerados por consumidores em baixa tensão da rede metropolitana de distribuição de energia de Belém(PA). In: I CITNEL - **Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, 2001, Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/Citnel2001/trabalhos%5C30.pdf>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2012.

[9] JESUS, N. C. ; CASTOLDI, Fabiano T. ; NONENMACHER, Cássio F. B. ; SANTOS, T. F. ; OLIVEIRA, H. R. P. M. ; PAPAEO, Guilherme . Análise da Influência de Cargas Não-Lineares: Avaliação dos Efeitos e Limites de Cortes de Tensão (Voltage Notching). In: **V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica**, 2003, Aracaju. Disponível em: < http://www.gsiconsultoria.com.br/publicacoes_gsi/57%20-%20ART290-09%20%28Efeitos%20e%20Limites%20de%20Cortes%20de%20Tensao%29.pdf>. Acesso em: 15 de dezembro de 2012.

[10] NUNES, Renato Vinhal. **Análise da penetração harmônica em redes de distribuição desequilibradas devido às cargas residenciais e comerciais com a utilização do ATP**. 2007. Xxx p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFMG, Belo Horizonte. Disponível em: < http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS-8C8GZX/renato_vinhal_nunes.pdf?sequence=1>. Acesso em: 05 de janeiro de 2013

[11] MEDINA J. C.; Hernández, A. Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro. **Revista De Estudios Sobre Sierra Mágica**, Jaén, nº 23, p. 33-44. 2006. Disponível em: <<http://www.cismamagina.es/pdf/23-03.pdf>>. Acesso em: 02 de janeiro de 2013.

[12] IEEE Std 929-2000. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, **IEEE Standard**, 929-2000, 3 April 2000. Disponível em: <<http://wenku.baidu.com/view/95c89cfbfab069dc502201a2.html>>. Acesso em: 05 de janeiro de 2013.

[13] M. A. B. Galhardo; J. T. Pinho. Mutual influence between harmonics and nonlinear loads. **IEEE Latin America Transactions**, vol. 6, no.7, pp. 608-617, 2008. Disponível em: http://www.revistaieeela.pea.usp.br/iee/issuues/vol6issue7Dec.2008/6TLA7_08Galhardo.pdf. Acesso em: 05 de janeiro de 2013.

[14] MANSOOR, A.; GRADY, W. M.; CHOWDHURY A. H.; SAMOTYJ, M. J. An investigation of harmonic attenuation and diversity among distributed single-phase power electronic loads. **IEEE Transaction on Power Delivery**, Vol. 10, No.1, pp. 467-473, Jan. 1995.

[15] AGUERO, C.; ANAUT D, G.; SUAREZ, di Mauro J. A., Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales. **Revista IEEE América Latina**, Vol. 3, No. 5, pp. 429-435, Dez. 2005.

[16] GALHARDO, Marcos André Barros and PINHO, João Tavares. Avaliação da qualidade da energia fornecida por sistemas renováveis isolados de pequeno porte.. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. **Anais eletrônicos...** Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100023&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 05 de janeiro de 2013.

[17] ASSUNÇÃO, Alice Maria Capeda. **Integração de microgeração em larga escala nas redes de baixa tensão**. 2008. 94p. Relatório de Projecto (Mestrado em Engenharia Industrial) – IPB, Bragança (Portugal). Disponível em:

<https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/2090/1/Alice_Assun%C3%A7%C3%A3o_MEI_2008.pdf>. Acesso em: 10 de agosto de 2012.

[18] SOUZA, Ricardo Manuel Adriano. **Impacto da microgeração na qualidade de energia de uma rede de baixa tensão**. 2009. 76p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa (Portugal). Disponível em: <<https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/57aq0084/1/dissertacao.pdf>>. Acesso em: 10 de agosto de 2012.

[19] SILVA, Filipe Miguel Marques. **Impacto da microgeração na forma de onda da tensão da rede de distribuição**. 2009. 109p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa (Portugal). Disponível em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/323629/1/Tese_v10.pdf>. Acesso em: 10 de agosto de 2012.

[20] MANGAS, Rui Francisco Gomes Duarte. **Redes de distribuição de energia com microgeração** – avaliação do impacto de diferentes condições de licenciamento. 2009. 112p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - FEUP, Porto (Portugal). Disponível em: <<http://paginas.fe.up.pt/~ee01111/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20Rui%20Mangas.pdf>>. Acesso em: 10 de agosto de 2012.

[21] FRADE, Pedro Miguel Simões Frade. **Microgeração como solução reparadora da qualidade de energia elétrica**. 2009. 80p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa (Portugal). Disponível em: <<https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/574374/1/v%2015.pdf>>. Acesso em: 10 de agosto de 2012.

[22] PREGITZER, Ricardo; COSTA, José C.; MARTINS, Júlio S.; AFONSO, João L. Filtro activo paralelo como interface entre fontes de energia renovável e a rede eléctrica. In: **ENER'06** – Conferência sobre Energias Renováveis, Segurança e Integridade do Sistema Eléctrico, 2006, Figueira da Foz (Portugal). Disponível em: <<http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/7676/3/ENER06%20FAP%20ER%20II%20Final.pdf>>. Acesso em: 13 de outubro de 2012.

[23] PIRES, Bruno; PICANTE, Nuno. **Microgeração**. 2007. 51p. Trabalho académico – Universidade de Coimbra, Coimbra (Portugal). Disponível em: <<https://woc.uc.pt/deec/getFile.do?tipo=2&id=5675>>. Acesso em: 18 de outubro de 2012.

[24] EL-KHATTAN, W.; SALAMA, M.M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Volume 71, Issue 2, Pages 119-128, October 2004. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/6959530/Distributed-generation-technologies-definitions-and-benefits>>. Acesso em: 13 de maio de 2012.

[25] WALKER, Sara. **Potential for microgeneration: study and analysis**. 2005. Project Report. Department of Trade and Industry, London, UK. Disponível em: <<http://nrl.northumbria.ac.uk/468/1/Walker%20SL%20%2D%20Potential%20for%20microgeneration%2D%20study%20and%20analysis%20%2D%20report.pdf>>. Acesso em: 20 de maio de 2012.

[26] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sistema elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 25 de abril de 2013.

[27] MORENO; H.; **Harmônicas nas instalações elétricas**: causa efeitos e solução. 1 ed. São Paulo, SP. PROCOBRE. 2001.

[28] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. Acesso em: 06 de abril de 2012.

[29] Solidal Condutores Elétricos S.A; Quintas & Quintas Condutores Elétricos S.A. **Guia Técnico**. Porto, Portugal, 2007. Disponível em: <<http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf>>. Acesso em: 20 de junho de 2012.

[30] FARRET, A. Felix. **Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica**. 2º ed.. Santa Maria: Editora UFSM, 2010.

[31] BRITO, Sérgio de Salvo. Tutorial de Energia Solar – Princípios e Aplicações.2006. CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_solar.htm>. Acesso em: 10 de outubro de 2012.

[32] Soleco do Brasil LTDA. **Catálogo**: eletricidade diretamente do Sol. Santa Maria, 1997.

[33] CHAMBOULEYRON, I. Eletricidade solar. **Ciência Hoje**, São Paulo, v.9, n.54, p.32-39, jun. 1989.

[34] SILVA, José Fernando Alves. **Projecto de conversores comutados**. 2007. Trabalho acadêmico - Instituto Superior Técnico, Lisboa (Portugal).

[35] ABRÃO, Rhasla Ramos. **Modelagem e simulação de um sistema autônomo de energia fotovoltaica via dinâmica de sistemas**. 2010. 79p. Qualificação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFMS, Campo Grande.

[36] BRITO, Sérgio de Salvo. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 1999. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acesso em: 10 de outubro de 2012.

[37] FRANCISQUINI, Aislan Antônio. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 94p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNESP, Ilha Solteira. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/161_dissertacao_aislan_antonio_francisquini.pdf>. Acesso em: 05 de maio de 2013.