

PECE – Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP
ERG – 013–Monografia – Desenvolvimento e Apresentação

MONOGRAFIA:
CONEXÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

ARNALDO DE ZORZI

São Paulo 14/07/2013

MONOGRAFIA:
**CONEXÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA**

ARNALDO DE ZORZI

Orientador:
Professor Dr. Claudio Roberto
de Freitas Pacheco

Trabalho a ser apresentado a
Escola Politécnica da USP –
Programa de Educação
Continuada - PECE

Ficha Catalográfica

De Zorzi, Arnaldo

Sincronização de Várias Instalações Fotovoltaicas a Rede de Distribuição Elétrica

88 Folhas

Monografia – Escola Politécnica da USP – Programa de Educação Continuada – PECE.

Orientador: Professor Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco

Coordenador da Disciplina: Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

1. Instalações Fotovoltaicas; 2. Rede de Distribuição; 3. Geração Distribuída; 4. Sincronização;

AGRADECIMENTOS

À minha namorada Tatiana, pela compreensão, amor e paciência durante todo o período de elaboração deste trabalho.

Aos meus pais, Cecília e Arnaldo a quem devo a minha criação e dedicação aos estudos.

À minha irmã Caroline pelo apoio constante.

Ao professor Claudio Roberto de Freitas Pacheco pela dedicação e excelente orientação.

Ao professor José Aquiles Baesso Grimoni por ter gentilmente me auxiliado no desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores do Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP.

Aos meus colegas do curso de Energia Renováveis que tornavam as aulas mais interessantes e ajudavam sempre quando era necessário.

RESUMO

Com a introdução deste novo modelo de sistema de distribuição de energia elétrica que estão surgindo pelo mundo e agora no Brasil é necessário tomar algumas medidas para que a qualidade da energia fornecida não seja prejudicada e os demais consumidores não sofram com isso. Existem hoje diversas tolerância que balizam a qualidade da energia fornecida como a variação de frequência e tensão e os distúrbios harmônicos por exemplo.

Este novo modelo consiste na venda da energia gerada por uma micro ou mini geração, geralmente instalada em residências ou prédios, para a concessionária de distribuição local.

Todas essas informações estão sendo fornecidas por normas, como a resolução 482 da ANEEL e o PRODIST. Os quais, junto com as demais determinações de diversas concessionárias de distribuição elétricas, estão balizando as novas microgerações e minigerações a se conectarem na rede de distribuição pública, neste primeiro momento não para a venda de energia mas sim para uma compensação em forma de consumo de energia.

As instalações fotovoltaicas se encaixam muito bem neste conceito de microgeração ou minigeração pois podem ser instaladas em qualquer lugar em que exista a iluminação solar, qualquer telhado de casa ou prédio pode ser utilizado para gerar energia. O inversor que transforma a corrente contínua gerada em corrente alternada para ser vendida é a chave da conexão entre a instalação e a rede de distribuição.

Entretanto existem alguns pontos que podem ser vistos como problemas para a rede. como o desbalanceamento que pode ocorrer caso seja injetada carga em apenas uma das fases. Os harmônicos introduzidos pelos inversores também podem ser fontes de discussão da qualidade da energia gerada. Outro ponto que deve ser analisado é a questão do ilhamento que oferece riscos tanto aos equipamentos quanto aos profissionais de manutenção das concessionárias.

No mundo atual existem muitos exemplos muito bem sucedido de como a geração distribuída pode ser introduzida a rede de distribuição sem causar prejuízos as concessionárias. Como é o caso da Alemanha, Itália, Espanha e Estados Unidos. Esses casos devem ser estudados e o que for interessante para o nosso sistema deve ser utilizado por aqui.

ABSTRACT

With the introduction of this new model of distribution system of electricity that are emerging around the world and now in Brazil is necessary to take some measures for the power quality is not impaired and other consumers do not suffer. Exist today several tolerance that mark the quality of the supplied power like the variation of frequency and voltage and harmonics disturbances.

This new model consists of the sale of electricity generated by a micro or mini generation, usually installed in homes or buildings, for local distribution concessionaire.

All information is provided by standards such as ANEEL Resolution 482 and PRODIST. Which, together with the other determinations of several electrical distribution concessionaires are underlain new microgenerations and minigerations in the distribution grid, this first moment not to sell energy but for compensation in the form of consumption energy.

Photovoltaic fit very well in this concept of microgeneration or minigeneration because can be installed anywhere where there is solar lighting, roof of any house or building can be used to generate energy. The inverter that transforms the generated direct current into alternating current to be sold is the key of the connection between the plant and the distribution network.

However there are some points that can be considered as problems for the distribution grid. Like the unbalance which can occur if the charge is injected into a single phase. The harmonics introduced by the inverters can also be sources of discussion about the quality of the generated energy. Another point to be considered is the issue of islanding that offers risks to the equipment and to the concessionaire's maintenance professionals.

In current world there are many very successful examples as the distributed generation can be introduced into the distribution grid without causing damage to the grid operator. Like is the case in Germany, Italy, Spain and United States. These case must be studied and what is interesting for our system should be used here.

Conteúdo

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. CONSIDERAÇÕES	13
1.2. OBJETIVOS	17
1.3. MOTIVAÇÃO	18
1.4. ESTRUTURA	18
2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
2.1. CONCEITO	20
2.2. PROBLEMAS DE CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.3. VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	22
2.4. REDE DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA	23
2.5. TOLERÂNCIAS COM RESPEITO A QUEDA DE TENSÃO, A FREQUÊNCIA, AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS E AS FLUTUAÇÕES DA TENSÃO	23
3. NORMAS	26
3.1. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/12	26
3.2. PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST	27
3.3. AES ELETROPÁULO – NT-6.012	29
3.4. LIGHT SESA DTE/DTP– 01/12	30
4. INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA	34
4.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS:	37
4.2. BATERIA	39
4.3. CONTROLADOR DE CARGA	40
4.4. INVERSORES	41
5. PROBLEMAS DE CONEXÃO COM A REDE	49
5.1. ESTUDOS DOS PROBLEMAS COMUNS	49
5.2. INSTALAÇÕES ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA MONOFÁSICA	50
5.3. PROBLEMAS REFERENTE AO BALANCEAMENTO DAS FASES	62
5.4. PROBLEMAS REFERENTES AOS HARMÔNICOS	65
5.5. PROBLEMAS REFERENTE AO ILHAMENTO	68
5.6. INTEGRAÇÃO COM O SMART GRID	70
6. MODELO ADOTADO EM OUTROS PAÍSES	72
6.1. ESTUDO DO MODELO DA ALEMANHA	72
6.2. ESTUDO DO MODELO DA ITÁLIA	78
6.3. ESTUDO DO MODELO DA ESPANHA	79
6.4. ESTUDO DO MODELO DOS ESTADOS UNIDOS	80
6.5. COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS INTERNACIONAIS E O MODELO NACIONAL	81
7. CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS	85
8. BIBLIOGRAFIA	87

Figuras

Figura 1.1 – Potencial físico das energias renováveis (EPIA 2009)	13
Figura 1.2 – Mapa de Irradiação Solar na Alemanha. (SolarGis – www.solargis.info)	14
Figura 1.3 – Mapa de Irradiação Solar no Brasil. (ATLAS de Irradiação Solar no Brasil. 1998)	14
Figura 1.4 – Sistema Elétrico – PECE - ERG004 – Eficiência Energética em Empreendimentos	16
Figura 2.1 – Geração Distribuída – http://www.redeinteligente.com/2011/02/01/aneel-quer-reduzir-barreiras-para-geracao-distribuida-de-pequeno-porte/	20
Figura 3.1 – Módulos do PRODIST (Módulo 1 - PRODIST)	27
Figura 4.1 – Curva Característica (Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica)	35
Figura 4.2 – Ligação Serie - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica	36
Figura 4.3 – Ligação Paralelo - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica	36
Figura 4.3 – Ligação Mista - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica	37
Figura 4.6 – Célula Fotovoltaica Elementar – Fonte Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica.	38
Figura 4.7 - Instalação com uma única combinação Gerador – Inversor centralizada	45
Figura 4.8 - Sistema com várias combinações Gerador – Inversor descentralizadas	46
Figura 4.9 – Módulos CA	47
Figura 4.10 - Sistema com várias combinações de Gerador e um único Inversor centralizado	47
Figura 5.1 – Instalação Fotovoltaica com ligação monofásica com o sistema	51
Figura 5.2 – Rede Elétrica Balanceada	52
Figura 5.3 – Rede Elétrica Balanceada – gráfico das fases A, B e V mais o Neutro	52
Figura 5.4 – Rede Elétrica Desbalanceada (<5%)	54
Figura 5.5 – Rede Elétrica Desbalanceada (<5%) – Fases A, B e V mais Neutro	55
Figura 5.6 – Rede Elétrica Desbalanceada (>5%)	56
Figura 5.7 - Rede Elétrica Desbalanceada (>5%)– gráfico das fases A, B e V mais o Neutro	56
Figura 5.8 – Rede Elétrica Desbalanceada – Defasagem entre as fases $\neq 120^\circ$	57
Figura 5.9 - Rede Elétrica Desbalanceada – Defasagem entre as fases $\neq 120^\circ$ – Fases A, B e V mais Neutro	57
Figura 5.10 – Esquema Elétrico de um Transformador Regulador. (ET720 – Sistema de Energia Elétrica I)	58
Figura 5.11 – Regulador atuando na fase b, c e a, respectivamente. (Influência de Reguladores de Tensão na Correção de Desequilíbrios em Sistemas de Distribuição)	59
Figura 5.12 – Cubículo de Distribuição Geral	61
Figura 5.13 – Exemplo de um sistema com a tecnologia Smart Grid – (http://www.hitachi.com/environment/showcase/solution/energy/smartgrid.html)	63
Figura 5.14 – Rede Elétrica – Exemplo de Harmônicos causados por inversores	67
Figura 5.15 – Rede Elétrica – Exemplo da Corrente no Neutro causada pelos Harmônicos.	67
Figura 6.1 – Geração Renovável na Alemanha – ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastructureStudy	72

<i>Figura 6.2 – Capacidade de Geração na Alemanha– ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastuctureStudy.....</i>	<i>73</i>
--	-----------

Tabelas

Tabela 2.1 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais	24
Tabela 2.2 – Valores estabelecidos pela ANEEL para a flutuação de tensão	25
Tabela 2.3 – Valores estabelecidos pela ANEEL para o FT	25
Tabela 3.1 – Forma de Conexão com a rede AES Eletropaulo. (NT 6.012)	29
Tabela 3.2 Níveis de tensão (NT 6.012)	30
Tabela 3.3 – Forma de conexão em função da potencia (DTE/DTP– 01/12)	31
Tabela 3.4 Níveis de tensão (DTE/DTP– 01/12)	32
Tabela 3.5 – Comparação entre diversas concessionárias	32
Tabela 4.1 – Características Técnicas do Inversor	43
Tabela 5.1 – ANEEL (2011)	51
Tabela 6.1 – Padrões de tensão na Alemanha – ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastructureStudy	73
Tabela 6.2 – Requisitos para conexão com a rede – Alemanha (Stadler, 2011)	77
Tabela 6.3 – Requisitos para conexão com a rede – Itália (Stadler, 2011)	78
Tabela 6.4 – Requisitos para conexão com a rede – Espanha (Stadler, 2011)	79
Tabela 6.6 – Requisitos para conexão com a rede – Brasil (PRODIST, 2012)	82
Tabela 6.7 – Tabela Comparativa entre os países analisados;	84

Abreviaturas, Siglas e Símbolos

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
CC	Corrente Continua
CA	Corrente Alternada
FV	Fotovoltaica
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Transistor Bipolar de porta Isolada
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico nacional
DDP	Diferença de Potencial
FP	Fator de Potencia
P_{AP}	Potência Aparente
P_{AT}	Potência Ativa
P_{REAT}	Potência Reativa
V_N	Tensão Nominal
PstD95%	Valor diário indicado Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas;
Pst	Severidade de Curta Duração;
PltS95%	Valor semanal indicado Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos;
Plt	Severidade de Longa Duração;
p.u.	Por Unidade;
FT	Fator de Transferência;
ICC	Corrente de curto circuito é a corrente máxima que a célula pode gerar, sob certas condições de temperatura e radiação, e a uma tensão nula.
V_{CA}	Tensão de circuito aberto é a tensão máxima que a célula pode gerar, sob certas condições de temperatura e radiação, e a uma circulação decorrente nula.
P_{MPP}	Valor máximo de potência que pode ser gerada pela célula fotovoltaica.
I_{MPP}	Valor da corrente para P_{MPP} . Também pode ser considerada a corrente nominal do sistema.
V_{MPP}	Valor da tensão para P_{MPP} . Também pode ser considerado como a tensão nominal do sistema.
η	Rendimento
P_S	Potencia do sistema
A	Área da célula
G	Radiação Solar Incidente
MPP	Maximum Power Point
V_0	Tensão da Sequência Zero;
V_1	Tensão da Sequência Direta, ou Positiva;

V_2	Tensão da Sequência Indireta, ou Negativa;
α	Defasagem entre as fases de 120° ;
K	Valor do desequilíbrio entre as fases;
I_N	Corrente do Neutro;
I_A	Corrente da Fase "A";
I_B	Corrente da Fase "B";
I_C	Corrente da Fase "C";
L	Comprimento do circuito
I_N	Corrente elétrica nominal
X	Reatância
R	Resistência em corrente alternada
R_{cc}	Resistência em corrente contínua

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações

Com a diminuição dos custos para os equipamentos das instalações fotovoltaicas a geração de energia elétrica a partir da energia solar vem se popularizando muito no mundo. Muito se deve ao fato da energia solar ser proveniente de uma fonte renovável e com grande potencial de utilização. A figura 1.1 mostra que o potencial da energia solar é muito superior ao potencial das outras fontes de energias renováveis.

Potencial Físico das energias renováveis



Fonte: EPIA 2009, com base nas informações de NITSCH F. "Technologische und energiewirtschaftliche Perspektiven Erneuerbarer Energien, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)", 2007.

Figura 1.1 – Potencial físico das energias renováveis (EPIA 2009)

Além da geração de energia elétrica também é possível utilizar a energia solar para outros fins, como aquecimento da água, para o ar condicionado ou para a iluminação.

Com o bem sucedido programa de geração elétrica fotovoltaica alemão e espanhol ocorreu um grande desenvolvimento no setor fotovoltaico no mundo provocando assim uma diminuição nos valores da tecnologia e fazendo com que outros governos incentivassem a exploração.

Como veremos mais adiante nesta monografia a Alemanha apresenta a maior capacidade instalada de instalações fotovoltaicas. Abaixo segue a figura 1.2 relativa ao mapa de irradiação solar na Alemanha.

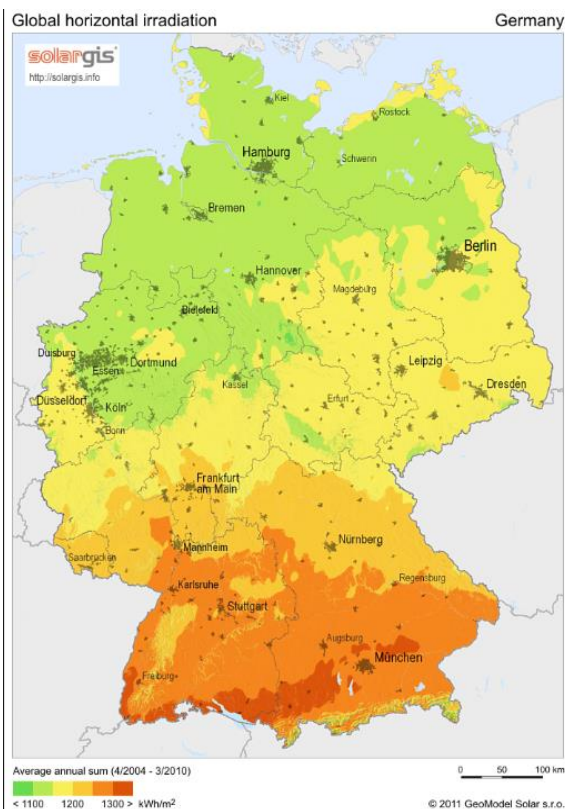


Figura 1.2 – Mapa de Irradiação Solar na Alemanha. (SolarGis – www.solargis.info)

No Brasil infelizmente o mesmo não acontece, apesar de possuímos um potencial fotovoltaico muito maior do que o alemão não existem muitas iniciativas para o desenvolvimento deste setor. Atualmente existem 35 sistemas fotovoltaicos conectados à rede no país. Além disso ainda existe o problema de falta de normas para que seja possível operar corretamente no sistema. A figura 1.3 mostra o mapa de irradiação solar no Brasil.

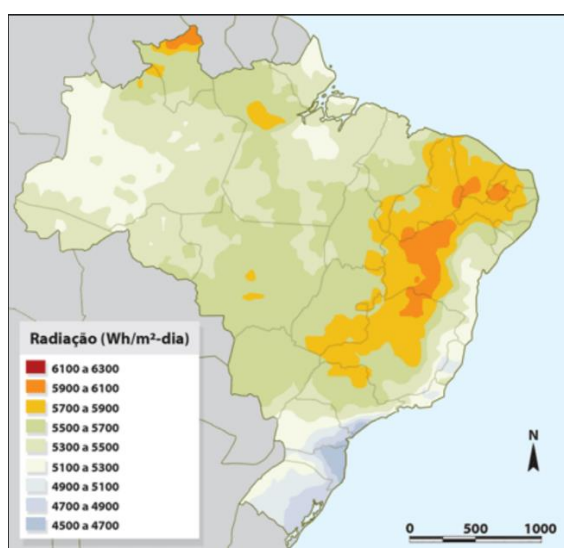


Figura 1.3 – Mapa de Irradiação Solar no Brasil. (ATLAS de Irradiação Solar no Brasil. 1998)

A ANEEL visando iniciar a regulamentação para a micro e mini geração publicou em 2012 a resolução nº 482 onde prevê regras de conexão para a rede de distribuição das fontes de energia incentivadas. Essa resolução ainda não prevê a venda de energia para a rede, mas sim um sistema de compensação elétrica. É importante frisar que o INMETRO, segundo a resolução de 2008 nº 396, já determina os requisitos técnicos para os equipamentos fotovoltaicos.

O sistema de distribuição de energia pode ser considerado um dos mais impressionantes feitos do homem tanto tecnicamente, quanto economicamente e cientificamente. Muitas das mudanças que ocorreram na sua configuração não foram feitas por motivos técnicos, mas sim econômicos ou políticos. (ERG008 – Fundamentos de Máquinas Elétricas)

As redes de distribuição públicas foram criadas no final do século XIX para atender as necessidades da alimentação do sistema de iluminação. Posteriormente, com o surgimento dos motores elétricos, as companhias de iluminação passaram a ser denominadas “companhias de força e de iluminação”. Para a alimentação inicial deste sistema as companhias trabalhavam em baixa tensão e em corrente contínua. Contudo, com o aumento das necessidades dos consumidores as companhias foram obrigadas a adotar a corrente alternada, inicialmente, a monofásica. Devido às características físicas, as correntes alternadas, com o auxílio de transformadores, podiam ser transmitidas em um nível de tensão mais alto, diminuindo assim as perdas nos sistemas e transmitindo energia para distâncias muito mais longas. Influenciou a mudança para corrente alternada, o surgimento de motores e geradores muito mais baratos do que os de corrente contínua.

O sistema de corrente trifásico foi adotado universalmente devido, tanto aos fatores econômicos, quanto aos fatores técnicos. Lembramos, contudo, que podemos ligar cargas monofásicas neste sistema trifásico. Devido a esta possibilidade, estas cargas podem introduzir o desequilíbrio no sistema, resultando em cargas trifásicas equivalentes desequilibradas. Já as cargas trifásicas são equilibradas e possuem impedâncias iguais. (Oliveira, Schimit, Kagan, Robba, 2000)

Este é o segmento do sistema elétrico composto pelas redes elétricas primárias, sendo estes circuitos trifásicos em média tensão. Na média tensão estão os circuitos de 13,8 kV e 34,5 kV, mas é importante ressaltar que no interior do Brasil é possível encontrar tensões diferentes. Também faz parte da rede de distribuição elétrica as redes secundárias, sendo estes circuitos trifásicos mais o neutro. A tensão usual para o uso comercial e residencial é de 220/127 V.

As Usinas Geradoras de energia elétrica (Hidrelétricas, Termoelétricas, etc..) de grande capacidade estão geralmente distantes dos usuários finais, e para transmitir a energia gerada são construídas longas linhas de transmissão, estas

podendo chegar a milhares de quilômetros. Entretanto, existe um problema na transmissão de energia elétrica, que são as perdas, e para minimizar essas perdas na transmissão, a tensão é elevada em subestações, próximas das usinas (na ordem de 500 kV, 440 kV, 345 kV, etc.). Também podem ser retificadas em corrente contínua para a transmissão de longas distâncias, diminuindo ainda mais as perdas do sistema e economizando na quantidade de cabos utilizados nas linhas de transmissão. Quando chegam próximas aos consumidores a tensão é rebaixada em subestações para os níveis das concessionárias.

Uma das questões relacionada a estas instalações são os problemas a respeito do sincronismo necessário para que seja possível operar junto à rede de distribuição, sem causar danos aos equipamentos tanto externos quanto os internos, e fornecer uma energia de boa qualidade e livre de ruídos. A figura 1.4 mostra as linhas de distribuição em alta tensão do Brasil.

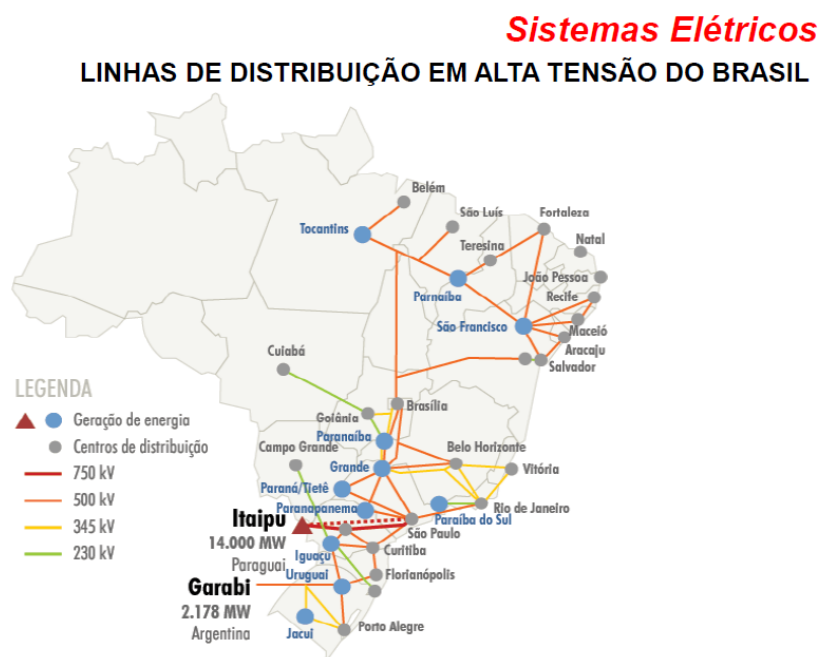


Figura 1.4 – Sistema Elétrico – PECE - ERG004 – Eficiência Energética em Empreendimentos

1.2. Objetivos

O estudo dos problemas causados pela conexão da Geração Distribuída (Mini geração e Micro geração) no Brasil, provinda da energia fotovoltaica.

Na rede de distribuição elétrica existem alguns critérios que devem ser adotados para que não ocorra prejuízo na qualidade da energia fornecida para o consumidor final.

As concessionárias, para permitirem que novas fontes geradoras sejam conectadas a rede, devem se preocupar com os riscos para os funcionários responsáveis pela manutenção das linhas e com o risco para o consumidor final. Também serão estudadas as normas de algumas concessionárias de distribuição de energia para determinar a metodologia de conexão que cada uma pretende adotar.

Como objetivo geral deste trabalho é pretendida uma análise nos problemas causados pela conexão entre as instalações fotovoltaicas e a rede de distribuição.

Os objetivos mais específicos com relação a este trabalho são:

- Estudar as normas:
 - De algumas concessionárias de distribuição e realizar um comparativo entre elas;
 - PRODIST;
 - Resolução 482;
- Problemas da Conexão:
 - Harmônicos;
 - Proteção;
 - Interligação com o Smart Grid;
 - Ilhamento;
 - Desbalanceamento;
- Inversor CC / CA

1.3. Motivação

Com a grande necessidade do aumento da produção de energia que o mundo e o Brasil estão necessitando entra em cena a geração distribuída, onde apesar de serem feitos muitos estudos, ainda apresentam algumas questões relativas principalmente aos requisitos técnicos.

Apesar de ser uma forma de energia que apresenta um potencial muito grande para a utilização, e que é provinda de uma fonte renovável e não poluente ao meio ambiente, existem alguns problemas referentes a conexão e a qualidade da energia fornecida que devem ser analisados para que possa a energia solar possa ser utilizada.

A ANEEL, para tentar resolver o problema da conexão e da qualidade da energia fornecida pela microgeração e minigeração, e regularizar o sistema de compensação de energia elétrica, publicou em 17 de abril de 2012 a Resolução 482 na qual discutia os conceitos de microgeração e minigeração, a forma de compensação de energia e o prazo para a adaptação das concessionárias de energia.

1.4. Estrutura

A monografia está dividida da seguinte forma:

No capítulo 2 será revisada a Geração Distribuída, onde se pretende explicar o seu funcionamento, suas vantagens e desvantagens em relação a forma de geração atual e por fim os tipos mais utilizados.

No capítulo 3 será realizada uma revisão bibliográfica nas normas referentes a conexão das concessionárias de distribuição. O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e a Resolução 482 também serão estudados. Também será realizado um comparativo entre diversas concessionárias de distribuição de energia.

No capítulo 4 será descrito o funcionamento de uma instalação fotovoltaica com uma breve descrição dos principais equipamentos. É pretendido mostrar maior ênfase o inversor de conexão, onde veremos o seu funcionamento, a determinação dos pontos de atuação, as proteções existentes e os métodos do ponto de máxima potência.

No capítulo 5 será destinado ao estudo dos problemas de conexão onde serão analisados os tópicos abaixo:

- Harmônicos;
- Ilhamento;
- Proteções;
- Integração com o Smart Grid;
- Desbalanceamento entre as fases;

No capítulo 6 será estudado os modelos adotados por outros países para a introdução da geração distribuída, sendo uma maior ênfase dada para o modelo alemão. Também será feita uma análise comparativa entre as características adotada pelo Brasil e dos outros países estudados.

No capítulo 7 serão apresentadas as conclusões e os comentários referentes a este trabalho.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1. Conceito

No início do século a geração de energia perto dos consumidores industriais era uma prática comum na forma de distribuição. A partir de meados da década de 40 esta formatação da rede sofreu uma alteração, ocorreu a migração da geração das pequenas unidades geradoras para os grandes centros, devido principalmente aos custos mais baratos. Isso acabou tirando o interesse no desenvolvimento da tecnologia para a Geração Distribuída. (Deroualle, 2012)

Nos anos 80 e início dos anos 90 as grandes centrais geradoras não possuíam recursos para acompanhar o crescimento necessário para o consumo do país ocorrendo assim o fim do monopólio da geração da energia, influenciando o desenvolvimento tecnológico, que resultou na redução expressiva dos custos de geração. Isso influenciou o desenvolvimento da Geração Distribuída as sucessivas crises do petróleo. (Deroualle, 2012)

A característica da Geração Distribuída é a instalação de pequenos centros produtores de energia elétrica próxima aos consumidores finais. Devido a este pequeno porte os ganhos com essa energia são menores do que os ganhos com as grandes usinas hidrelétricas, fazendo o valor desta forma de geração de energia ser mais caro. (Deroualle, 2012)

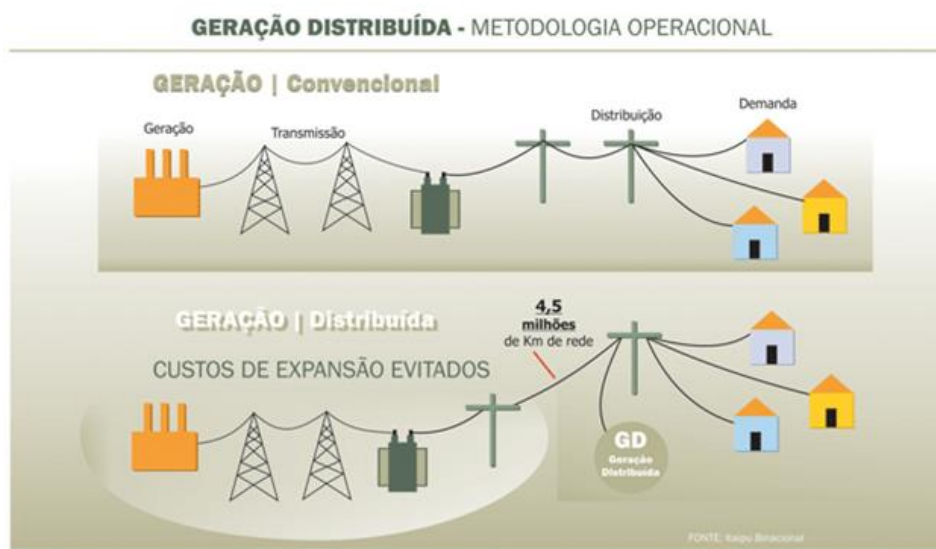


Figura 2.1 – Geração Distribuída – <http://www.redeinteligente.com/2011/02/01/aneel-quer-reduzir-barreiras-para-geracao-distribuida-de-pequeno-porte/>

“Geração Distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente a rede de distribuição ou sistema de medição dos consumidores” (Ackermann, Anderson e Söder (2000))

Apesar de não existir nenhuma restrição quanto a forma de geração e a sua potência, as características técnicas do sistema, como a tensão e a capacidade, geralmente são os fatores que mais influem na potência do centro produtor de energia. E, apesar da não definição da tecnologia adotada para a geração distribuída, em sua grande maioria, são empregadas três tipos: (Deroualle, 2012)

1. Renováveis: geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como a energia solar, eólica, hidráulica ou biomassa;
2. Cogeração: geração simultânea de eletricidade e calor e/ou frio;

2.2. Problemas de Conexão da Geração Distribuída com a Rede de Distribuição

Para destacar alguns dos problemas mais relevantes na conexão entre a Geração Distribuída e a Rede de Distribuição, podemos citar primeiramente o que pode ser o mais impactante referente a qualidade da energia fornecida. Para que seja fornecida uma energia confiável é necessária a realização de diversos testes e análises, devendo atender as normas nacionais. (Souza, 2009)

É importante que seja realizado um grande estudo na área de proteção. Caso este sistema não seja adequadamente dimensionado podem ocorrer acidentes causando danos físicos às pessoas ou materiais. (Souza, 2009)

As perdas nos barramentos das redes de distribuição também são outro fator preocupante para a Geração Distribuída, tendo em vista que com o surgimento desta configuração do sistema, existe o aumento da corrente que circula pelos barramentos, ampliando as perdas. Caso seja para o consumo local, tais perdas podem ser diminuídas, já que a corrente que circula pelo sistema como um todo é diminuída. (Souza, 2009)

A Geração Distribuída pode contribuir de forma benéfica para o sistema, principalmente na qualidade da energia fornecida. Entretanto, com a introdução de várias fontes geradoras podemos ter um sério problema, causando uma instabilidade nos níveis de tensão.

Além disso, deve-se ficar atento a respeito da sobrecarga e do curto circuito. Outra dificuldade encontrada para a introdução da Geração Distribuída são os altos investimentos necessários para a produção do kW instalado. Apesar de

não existir nenhuma restrição a respeito da fonte geradora de energia, usualmente o gás é adotado, principalmente devido a esta tecnologia ser mais acessível. (Deroualle, 2012)

Como a Geração Distribuída busca incentivar a utilização de fontes renováveis de energia, a imprevisibilidade na sua geração é um dos maiores problemas causados, gerando uma falta de confiabilidade para a sua introdução no mercado. Podemos citar dois exemplos clássicos:

- Energia elétrica gerada por instalações fotovoltaicas em casos de dias com nuvem, essa não seria gerada.
- Energia elétrica provinda dos parques eólicos, onde não é possível armazenar os ventos e caso pare de ventar a energia também não poderá ser gerada.

2.3. Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída

Devido às grandes preocupações com as questões energéticas, podemos listar diversos benefícios da utilização da geração distribuída, não como uma alternativa aos grandes centros produtores, mas sim como um complemento para o sistema: (Deroualle, 2012)

- Menor necessidade da construção de longas linhas de transmissão;
- Menor impacto na falha de um pequeno centro;
- Maior diversidade das fontes energéticas
- Menor risco de falta de energia;
- Menor Impacto ambiental;

Infelizmente a GD também apresenta algumas desvantagens em relação ao modelo atual de geração de energia. Abaixo estão listadas algumas delas:

- A qualidade da energia gerada;
- Altos investimentos para produção do kW instalado;
- Instabilidade nos níveis de tensão;
- Sobre Carga;
- Curto Circuito;
- Falta de confiabilidade das energias renováveis;

2.4. Rede de Distribuição Pública

Para a rede pública de transmissão geralmente é adotada a tensão trifásica de 13,8 kV, a frequência em 60 Hz, podendo variar um pouco de região para região. Por exemplo, no interior do estado de São Paulo são encontradas tensões de 11,9 kV. Já para o consumidor final, seja residencial ou comercial a tensão é rebaixada por meio de um transformador abaixador para uma tensão com um valor inferior a 1 kV. Segundo as normas adotadas aqui no Brasil, existe uma tolerância quanto à queda de tensão para os sistemas elétricos, para a média tensão é de 1%, e na baixa tensão é no máximo 5% para o uso comercial ou residencial. Em subestações de transmissão e distribuição a norma permite uma queda de no máximo 7%. A frequência também pode sofrer uma variação de 2%. (Oliveira, 2000)

2.5. Tolerâncias com respeito a queda de tensão, a frequência, as distorções harmônicas e as flutuações da tensão

Para que seja possível adequar e padronizar, tanto as instalações elétricas comerciais, industriais e residenciais, quanto as concessionárias de transmissão e distribuição, existem certas diretrizes que devem ser seguidas e são normatizadas pela ANEEL com respeito às tolerâncias de queda de tensão, variação de frequência, distorção harmônica e flutuação de tensão. A qualidade da energia pode ser medida e adequada, se necessário, seguindo as tolerâncias adotadas pela ANEEL.

A ANEEL estabelece que a queda de tensão deve ser no mínimo 2% o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão. Este valor serve como referência para o dimensionamento elétrico. (ANEEL - PRODIST – Módulo 8)

Segundo a ANEEL a frequência em condições normais de operação e em regime permanente podem operar dentro de uma variação situada entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. As instalações de geração de energia elétrica possuem um prazo máximo de 30 (trinta) segundos para retornar para a faixa de 59,5 Hz e 60,5 Hz após sair da faixa de operação. (ANEEL - PRODIST – Módulo 8)

Com relação ao fator de potência a ANEEL estipula um valor de 1,00 a 0,92 capacitivo ou entre 0,92 a 1,00 indutivo no ponto de conexão da unidade consumidora, para tensões inferiores a 230 kV. Para as unidades produtoras de energia o fator de potência deve estar compreendido entre os valores adotados nos procedimentos de rede. (ANEEL - PRODIST – Módulo 8)

Os valores deverão ser obtidos através do cálculo das potências ativa e reativa utilizando a equação 2.2:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.2)$$

Onde:

Fp: Fator de potência;

P: Potencia ativa;

Q: Potencia reativa;

A forma de onda senoidal pode sofrer deformações em sua forma sendo este fenômeno chamado de distorções harmônicas. A ANEEL estipula os valores de referência da tabela 2.1 como valores de referência para o planejamento elétrico para as distorções harmônicas (ANEEL - PRODIST – Modulo 8)

Tabela 2.1 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais

Tensão no Barramento	Distorção Harmônica Total
$V_N \leq 1 \text{ kV}$	10%
$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8 \text{ kV}$	8%
$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69 \text{ kV}$	6%
$69 \text{ kV} < V_N \leq 230 \text{ kV}$	3%

O desequilíbrio na tensão ocorre quando existe a alteração dos padrões existentes nas redes de distribuição.

Para o seu cálculo é utilizada a equação 2.3:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Onde:

FD: Fator de desequilíbrio;

V+: Tensão de sequência positiva;

V-: Tensão de sequência negativa;

O valor de referência obtido deve ser igual ou inferior a 2%.

A flutuação da tensão é a variação do valor eficaz da tensão que pode ocorrer aleatoriamente, repetidamente ou esporadicamente. A determinação da flutuação da tensão tem como objetivo de verificar o incomodo provocado pela distorção luminosa ocorrida no consumidor em unidades de baixa tensão. (ANEEL - PRODIST – Modulo 8)

A ANEEL estabelece os valores de referência da tabela 2.2 para a avaliação do sistema de distribuição. (ANEEL - PRODIST – Modulo 8)

Tabela 2.2 – Valores estabelecidos pela ANEEL para a flutuação de tensão

Valor de Referência	PstD95%	PltS95%
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 – 2 p.u. / FT	0,8 – 1,6 p.u. / FT
Critico	> 2 p.u. / FT	1,6 p.u. / FT

O FT é calculado pela relação entre o PltS95% (barramento do sistema de distribuição) e o PltS95% (barramento do secundário de baixa tensão). Caso essa relação não seja conhecida deve ser seguido os valores da tabela 2.3: (ANEEL - PRODIST – Modulo 8)

Tabela 2.3 – Valores estabelecidos pela ANEEL para o FT

Tensão Nominal do Barramento	FT
$V_N \geq 230 \text{ kV}$	0,65
$69 \text{ kV} \leq V_N < 230 \text{ kV}$	0,
$V_N < 69 \text{ kV}$	1

Onde:

PstD95%	Valor diário indicado Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas;
Pst	Severidade de Curta Duração;
PltS95%	Valor semanal indicado Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos;
Plt	Severidade de Longa Duração;
p.u.	Por Unidade;
FT	Fator de Transferência;

Caso estes parâmetros não estejam sendo atendidos deve ocorrer acompanhamento e correção dos órgãos responsáveis pelo setor envolvido. (ANEEL - PRODIST – Modulo 8)

3. NORMAS

Com o crescimento da Geração Distribuída as concessionárias de distribuição estão sendo obrigadas a adotar certas medidas de procedimento para permitir que novas instalações sejam conectadas a rede e para que os requisitos de qualidade e de segurança sejam obedecidos.

A ANEEL publicou uma resolução normativa nº 482/12 onde estabelece diretrizes onde cada concessionária deve seguir para a microgeração e minigeração, assim como critérios de compensação energética.

Em dezembro de 2012 foram publicadas regulamentações de várias concessionárias de distribuição que devem ser seguidas para a elaboração do projeto necessário para a interligação com a rede de distribuição de sistemas de micro geração e mini geração.

3.1. Resolução Normativa nº 482/12

Tem como objetivo estabelecer os requisitos gerais para a conexão da microgeração e da minigeração a rede de distribuição. Também são definidos os conceitos de potência para diferenciação entre as instalações. São validas nesta resolução as instalações que geram energia elétrica com base na energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração.

Micro Geração: devem possuir uma potência instalada menor ou igual a 100 kW.

Mini Geração: devem possuir uma potência instalada superior a 100 kW e inferior a 1 MW.

Fica esclarecidos os tópicos referentes ao acesso de distribuição, sistema de compensação de energia elétrica, medição de energia elétrica, responsabilidade por dano ao sistema elétrico,

Fica estabelecida que as concessionárias de distribuição deverão ser adequadas para o acesso da microgeração e da minigeração, inclusive o prazo para que isso ocorra, utilizando o PRODIST como referência. Devendo inclusive atender as solicitações de acesso segundos os termos do Módulo 3 do PRODIST, seção 3.7.

Fica estabelecido que a energia ativa injetada no sistema pelas instalações geradoras será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, e as instalações são compensadas posteriormente com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma instalação ou de outra instalação com a mesma titularidade onde os créditos foram gerados. A ideia inicial deste projeto não é a

venda de energia para a rede mas sim abater da conta do usuário o valor da energia que foi exportada.

Deverá constar nas faturas as informações referente ao saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em kWh (Quilowatt Hora) por posto tarifário e o total de créditos que expirara no próximo ciclo.

Os custos para a adequação do sistema de medição ficarão a cargo do empreendimento e deverão possuir os mesmos níveis de tensão da rede. E após sua instalação a responsabilidade pela operação ficara a cargo da operadora, incluindo os custos da sua substituição ou adequação.

A resolução atribui as responsabilidades por danos ao sistema elétrico comprovadamente ocasionado pela instalação. A instalação geradoras também são obrigadas a seguir as normas e padrões das concessionárias locais.

3.2. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico nacional – PRODIST

Esta publicação prevê um conjunto de regras com o objetivo de regularizar as concessionárias de distribuição e os consumidores quanto a sua necessidade para o acesso à rede. Estão descritos as formas, condições, responsabilidades e penalidades. E ainda são descritos, o planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica e estabelecido os critérios de qualidade.

Este conjunto de procedimentos são compostos por seis módulos técnicos e dois módulos de integração, conforme a figura 3.1.

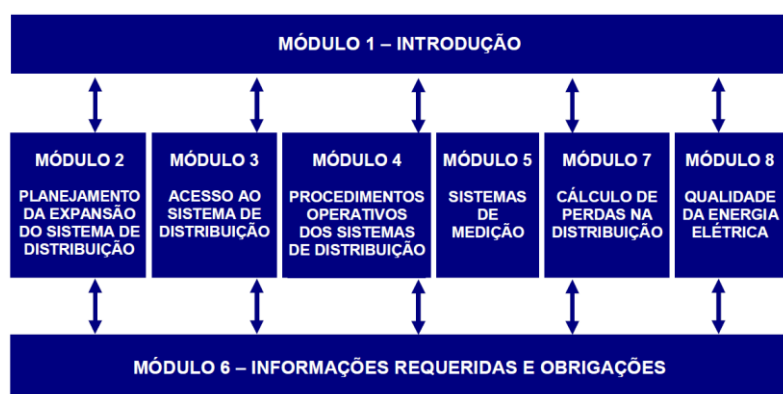


Figura 3.1 – Módulos do PRODIST (Módulo 1 - PRODIST)

Resumidamente os principais objetivos de cada módulo do PRODIST estão descritos abaixo:

Introdução (Módulo 1): Neste módulo são definidos os propósitos gerais para a aplicação do PRODIST. Também são introduzidos as legislações vigente que regulariza as atividades de distribuição. Sendo os seus principais objetivos do PRODIST listados abaixo:

- a. Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- b. Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- c. Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- d. Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- e. Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- f. Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2): neste módulo são estabelecidos os procedimentos para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, inclusive a definição dos pontos de conexão dos acessantes, os requisitos mínimos de informações para os estudos do planejamento do sistema de distribuição e por fim são definidos os critérios para a troca de informações entre os envolvidos no planejamento do sistema de distribuição.

Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3): este módulo fica encarregado de esclarecer os pontos referente as condições de acesso a rede de distribuição e as condições de uso. Também ficam esclarecidos os critérios técnicos e operacionais, as necessidades do projeto que os novos acessantes deverão seguir. Os acessantes existentes devem adequar as suas instalações para os itens deste módulo.

Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4): este módulo é encarregado de esclarecer os procedimento de operação que as concessionárias de distribuição devem adotar para os planos de operação de seus sistemas. Também padroniza os procedimentos entre todos os interessados (distribuidoras, transmissoras e geradoras) existentes na rede e define quais são os requisitos mínimos de comunicação de voz e de dados entre todos os envolvidos.

Sistema de Medição (Módulo 5): por este módulo ficam padronizados quais os sistemas de medição das grandezas elétricas serão aplicáveis ao faturamento da energia elétrica, mostra os requisitos mínimos para as especificações dos

equipamentos, descreve os procedimentos para a instalação do sistema de mediação e verifica se as disposições estão de acordo com a legislação, o INMETRO e a ABNT.

Informações Requerida e Obrigações (Módulo 6): é definido como as informações técnicas serão feitas entre os diversos envolvidos. Mostra as obrigações das concessionárias para atender aos procedimentos.

Cálculo das Perdas na Distribuição (Módulo 7): todos os dados obtidos para a verificação das perdas da rede de distribuição devem seguir os procedimentos descritos neste módulo. São estabelecidos os indicadores para a avaliação das perdas da rede de distribuição.

Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8): todos os itens referente a qualidade, seja da energia elétrica ou seja do serviço prestado pelas concessionárias, são descritos neste módulo. São definidos as tolerâncias admitidas para a qualidade mínima da energia. É especificada a qualidade do serviço prestados, levando em consideração o tempo de atendimento e definindo os limites de responsabilidades.

3.3. AES Eletropaulo – NT-6.012

Esta norma informa as diretrizes mínimas que devem ser atendidas para qualquer instalação de minigeração ou de microgeração que faça o uso de inversores para se conectar com a rede de distribuição da AES Eletropaulo, atendendo aos requisitos da resolução 482 da ANEEL.

Conforme a tabela 3.1, NT6.012, item 3, fica esclarecida o tipo de conexão que deverão ser adotado para a baixa tensão:

Tabela 3.1 – Forma de Conexão com a rede AES Eletropaulo. (NT 6.012)

Potencia Instalada	Forma de Conexão
≤ 20 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico
> 20 kW	Trifásico

O limite máximo para a conexão com a rede da AES Eletropaulo em baixa tensão é de 75 kW ou dos limites impostos que equipamentos dos acessantes.

A concessionaria apenas admite a conexão desde que não ocorra nenhum prejuízo para a rede ou para os demais consumidores. O projeto deverá ser aprovado pela AES Eletropaulo. Os inversores utilizados para a conexão deverão possuir o selo do INMETRO.

Nesta norma ficam esclarecidas as medidas de segurança e os equipamento de proteção que o acessante deverá adotar:

- Caixa de acoplamento com grau de proteção IP44;
- Dispositivo de Seccionamento Visível;
- Protetor de Surto Atmosférico Classe II;
- Contator;
- Relé de Subtensão (27);
- Disjuntor Diferencial (DDR);
- Sinalização de presença de tensão;

Fica estabelecida o máximo valor de curto circuito tanto para baixa tensão (35 kA) quanto para média tensão (8 kA).

A instalação deverá possuir proteção de anti ilhamento.

Devem ser atendidos os requisitos de tensão da tabela 3.2, conforme NT6.012, item 3, para a operação da instalação.

Tabela 3.2 Níveis de tensão (NT 6.012)

Tensão no ponto de conexão (% a $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	2 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% \leq V$	0,2 s

Para a qualidade de energia fica estabelecido que devem ser seguidos todos os critérios da ANEEL, para a tensão, frequência, distorção harmônica e fator de potência.

3.4. Light SESA DTE/DTP– 01/12

Esta publicação informa os requisitos mínimos para o acesso a rede da Light atendendo aos requisitos da resolução 482 da ANEEL.

Estão apresentados todos os procedimentos para o acesso, o projeto, os critérios técnicos e operacionais envolvidos para a conexão de instalações com fonte de energia com bases renováveis.

O projeto da instalação deverá ser submetido a Light para a aprovação final e após isso não poderá ocorrer nenhuma mudança.

A qualidade da energia gerada não poderá acarretar em prejuízos ao desempenho para a rede e para os demais consumidores.

A Light Sesa possui até 30 dias para a emissão do parecer de acesso após a solicitação.

Todas as obras para a conexão deverão obedecer os critérios da Light Sesa sendo que o acessante é responsável por essa instalação. É de responsabilidade da Light Sesa todas as obras de reforma ou de reforço do sistema de distribuição.

A tabela 3.3, DTE/DTP– 01/12, item 3.3, mostra a forma de conexão em função da potência.

Tabela 3.3 – Forma de conexão em função da potencia (DTE/DTP– 01/12)

Potência de Geração Instalada	Formas de conexão
< 10 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico
10 a 100 kW	Trifásico
<15 kW (em Rede Rural monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico

Somente são aceitos para a conexão com a rede os inversores com o selo de certificação do INMETRO.

Para a medição deverá ser adotado um sistema bidirecional, ou seja, ser medida a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede.

Nesta norma ficam esclarecidas as medidas de segurança e os equipamento de proteção que o acessante deverá adotar:

- Caixa de acoplamento com grau de proteção IP54;
- Dispositivo de Seccionamento Visível;
- Protetor de Surto Atmosférico Classe II;
- Contator;
- Relé de Subtensão (27);
- Proteção de Sobre tensão (59);
- Proteção de Subfrequência (81U);
- Proteção de Sobre frequência (81O);
- Proteção de Sobre corrente (50/51);
- Sinalização de presença de tensão;

A instalação deverá possuir proteção de anti ilhamento.

Para a qualidade de energia fica estabelecido que devem ser seguidos todos os critérios da ANEEL, para a tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência.

Devem ser atendidos os requisitos de tensão da tabela 3.4, conforme DTE/DTP– 01/12, item 4.1, para a operação da instalação.

Tabela 3.4 Níveis de tensão (DTE/DTP– 01/12)

Tensão no ponto de conexão (% a $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% \leq V$	0,2 s

Além das duas concessionárias de energia comentadas anteriormente outras diversas também fizeram publicações dos procedimentos para a conexão com a rede em que operam. Segue a tabela 3.5 onde existe a comparação entre as semelhanças e diferenças:

Tabela 3.5 – Comparação entre diversas concessionárias

Concessionária	Potência Instalada	Forma de Conexão
AES	≤ 20 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico
	> 20 kW	Trifásico
Light	< 10 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico
	10 a 100 kW	Trifásico
	< 15 kW (em Rede Rural monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico
Ampla	< 8 kW	Monofásico (Baixa Tensão)
	8 a 10 kW	Bifásico (Baixa Tensão)
	< 15 kW (Rural)	Bifásico (Baixa Tensão)
	10 a 75 kW	Trifásico (Baixa Tensão)
	> 75 kW	Trifásico (Média Tensão)
CEEE-D	< 15 kVA	Monofásico (Baixa Tensão)
	15 a 25 kVA	Bifásico (Baixa Tensão)
	< 75 kVA	Trifásico (Baixa Tensão)
CELESC	< 15 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico (Baixa Tensão)

	15 a 25 kW	Bifásico ou Trifásico (Baixa Tensão)
	25 a 75 kW	Trifásico (Baixa Tensão)
	75 a 1.000 kW	Trifásico (Média Tensão)

CEMIG	< 10 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico (Baixa Tensão)
	10 a 15 kW	Bifásico ou Trifásico (Baixa Tensão)
	> 15 kW	Trifásico (Baixa Tensão)
	< 30 kW (Rural)	Monofásico

COPEL	< 10 kW	Monofásico (Baixa Tensão)
	75 a 100 kW	Trifásico (Baixa Tensão)
	76 a 1.000 kW	Trifásico (Média Tensão)

CPFL	< 10 kW	Monofásico, Bifásico ou Trifásico (Baixa Tensão)
	10 a 100 kW	Trifásico (Baixa Tensão)
	101 a 500 kW	Trifásico (Baixa ou Média Tensão)
	501 a 1.000 kW	Trifásico (Média Tensão)

Com a tabela 3.5 podemos perceber que as concessionárias de distribuição adotaram valores muito próximos aos sugeridos pela ANEEL, sendo que a maioria adota para instalações de até 10 kVA de potência instalada a ligação monofásica em baixa tensão, com exceção da AES Eletropaulo, que adotou um valor um pouco maior de 20 kVA. Para instalações com potências até 75 kVA também foram consideradas as recomendações da ANEEL em um sistema em baixa tensão trifásico. E para capacidades superiores a estas devem ser instaladas em média tensão. Também podemos perceber que para as instalações rurais todas as potências são monofásicas da ordem de 15 a 30 kW dependendo da concessionária.

As exigências para a permissão de operação das instalações geradora também são muito parecidas entre si. Em todos os casos é necessário apresentar uma documentação indicando o projeto, os diagramas unifilares e funcionais, um memorial descritivo e uma folha de dados dos equipamentos para a aprovação da concessionária. Também devem ser fornecidos os certificados do INMETRO do inversor. Todas exigem o sistema contra ilhamento.

4. INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA

A instalação fotovoltaica utiliza a energia da radiação solar para gerar energia elétrica através de células fotovoltaicas. Também pode ser utilizada a conversão térmica para a geração de energia.

Esta fonte geradora apresenta algumas vantagens, que estão listadas abaixo:

- Renovável;
- Não polui o meio ambiente;
- Contribui para a diversificação do sistema;
- Não exige grandes manutenções;

A instalação do sistema fotovoltaico, pode ser adotada para três modelos de fornecimento: sistema isolado, sistema híbrido (com mais de uma fonte geradora de energia) e ligado à rede.

- Sistema Isolado pode ser com armazenamento, utilizando baterias, e assim aumentando o investimento. Ou sem armazenamento, sendo a energia gerada imediatamente consumida, são utilizadas, por exemplo, no bombeamento de água. Pode ser utilizado como um sistema de comutação com a rede, por exemplo, em uma residência quando existir a radiação solar, o sistema fotovoltaico é acionado, causando uma redução nos custos.
- Sistema híbrido é a combinação entre a geração fotovoltaica com outra forma de geração de energia. Estes outros sistemas se encarregam de manter a carga das baterias quando na ausência de insolação. Existe a necessidade de um controle mais eficiente para este tipo de sistema.
- Sistema ligado à rede de distribuição pública podendo ser distribuídos em dois tipos, produtor/consumidor ou apenas produtor. Para este sistema o produtor pode vender a energia gerada para a concessionária, sendo necessários alguns equipamentos para efetuar esta venda:
 - Módulo Fotovoltaico: equipamento que converte a energia solar em energia elétrica;
 - Inversor: equipamento que converte a corrente contínua em corrente alternada;
 - Contador: equipamento que monitora a energia elétrica produzida;
 - Quadro Elétrico: quadro de conexão entre a rede pública e produtor, no qual também estão localizados os dispositivos de proteção;
 - Dispositivos de Proteção: equipamentos que protegem a instalação em caso de curto circuito, descarga atmosférica ou sobrecargas;

O tempo total para a coleta da energia solar pode variar muito entre as regiões geográficas na qual se pretende realizar o empreendimento, mas podemos dizer

que um tempo aproximado de quatro horas diárias. Apesar de ainda existir a coleta de energia fora deste período, ela é muito menor.

Um tópico que deve ser estudado são os pontos de sombreamento que devem ser evitados de qualquer maneira. Um exemplo de como evitar este problema é a distância mínima entre as fileiras de módulos fotovoltaicos.

Com uma vida útil de 25 anos os módulos fotovoltaicos são foco de pesquisas que buscam encontrar materiais que consigam durar um tempo maior e apresentar uma eficiência melhor do que a conseguida hoje em dia.

Outro item que deve ser considerado no projeto de uma instalação fotovoltaica são as curvas características das células fotovoltaicas (I x V). A figura 4.1 mostra um exemplo característico de uma curva (I x V).

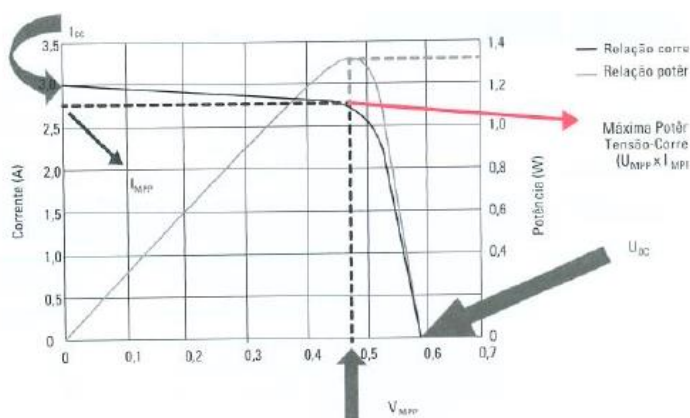


Figura 4.1 – Curva Característica (Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica)

O rendimento dos módulos fotovoltaicos são dados pela equação 4.1:

$$\eta = \frac{P}{A \cdot G} \quad (4.1)$$

Onde:

η : Rendimento [%];
 P_s : Potencia do sistema [W];
 A : Área da célula [m²];
 G : Radiação Solar Incidente [W/m²];

A potência produzida por um módulo fotovoltaico pode ser determinada pela equação 4.2:

$$P = P_{\text{PICO}} \cdot \text{Número de horas de Radiação Solar [kWh]} \quad (4.2)$$

Podemos configurar os módulos fotovoltaicos por uma ligação em série para conseguirmos variar a tensão do sistema, para esta configuração a corrente é constante. Nesta ligação a tensão é calculada pela somatória das células. Para proteger o sistemas contra eventuais problemas são instalados em paralelo diodos de desvio (“bypass”). A figura 4.2 mostra melhor esta ligação:

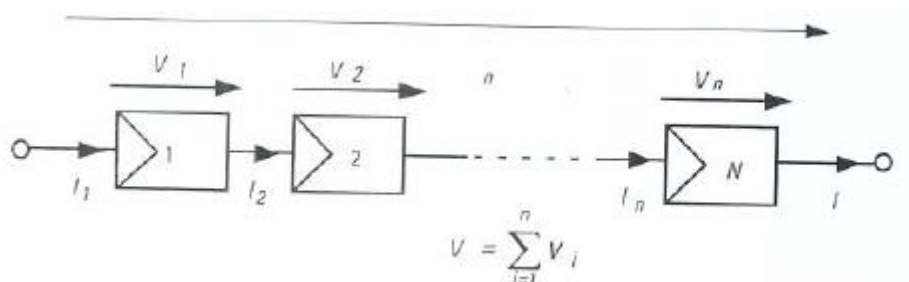


Figura 4.2 – Ligação Serie - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica

Com a configuração em paralelo, podemos variar a corrente que circula pelo sistema mantendo a tensão constante. Nesta ligação a corrente é calculada pela somatória das células ligadas em paralelo. A figura 4.3 mostra melhor esta ligação:

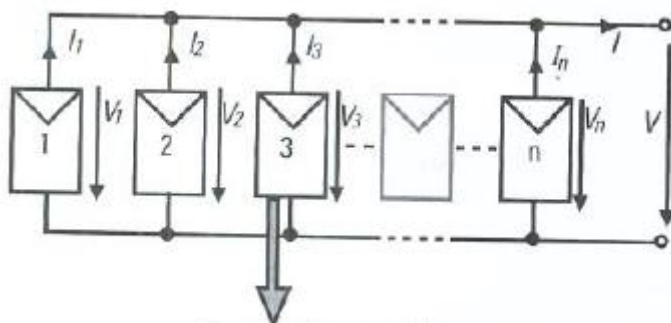


Figura 4.3 – Ligação Paralelo - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica

Para a ligação mista podemos obter uma maior flexibilidade com relação a tensão e a corrente desejada para o sistema. Atentamos que os números de módulos ligados em paralelo devem ser iguais e devem possuir as mesmas características técnicas. A figura 4.4 mostra esta ligação:

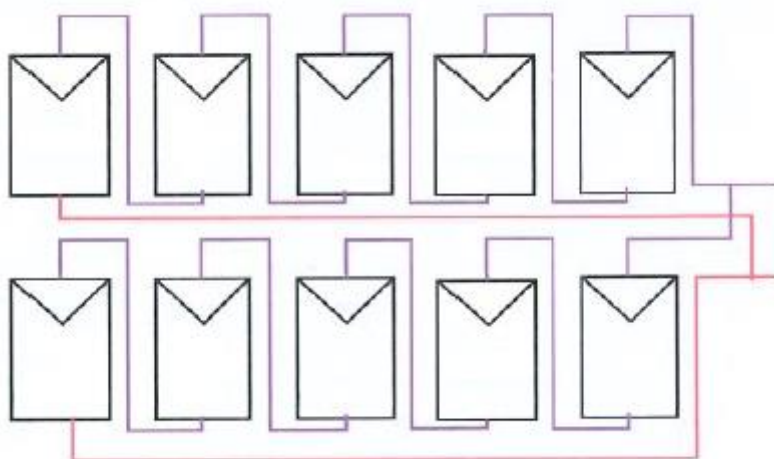


Figura4.3 – Ligação Mista - Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica

4.1. Células Fotovoltaicas:

As células fotovoltaicas são feitas de materiais semicondutores, em sua grande maioria, cerca de 96% dos casos, o material adotado é o silício (Si), sendo que este material não conduz corrente elétrica. Portanto, ao silício são adicionados dois outros elementos: o Boro (B) e o Fósforo (P).

O silício não possui nenhum elétron de valência livre, mas quando adicionamos o boro, que possui três elétrons de valência, ocorre à falta de um elétron de valência no Si aparecendo uma lacuna. Essa adição pode ser classificada como adição positiva (silício tipo P), pois existe a falta de elétrons. A lacuna se comporta como uma carga positiva livre.

Já na adição com fósforo ocorre o inverso, pois o fósforo possui cinco elétrons de valência e ao adicioná-lo ao silício ocorre de um elétron do fósforo não ter par com o silício ficando livre, ou seja, uma junção N é um material com elétrons livres. Este material possui carga negativa. Essa junção pode ser classificada como junção negativa (silício tipo N) devido ao excesso de elétrons.

Essa justaposição destes dois materiais caracteriza a chamada Junção PN. Onde o módulo fotovoltaico é feito com uma camada do silício tipo N, sendo esta mais fina, e outra mais espessa do silício tipo P.

Ao incidir a luz sobre o módulo, os fótons se chocam com os elétrons da instalação de silício e geram energia, transformando-os em condutores no sentido do silício tipo P para o silício tipo N.

Quando ligamos condutores nas camadas negativas e positivas é criada a corrente elétrica, no caso em corrente contínua, sendo proporcional a intensidade que a luz incide no módulo.

Os materiais semicondutores apresentam uma condutividade intermediária entre os materiais condutores e isolantes. Quando expostos a baixas temperaturas podem ser excelentes isolantes, e ao contrário de certos materiais condutores, como os metais, por exemplo, a condutividade aumenta expressivamente com a elevação da temperatura. Em temperatura ambiente os semicondutores apresentam características de isolante. A figura 4.6 mostra de forma clara o funcionamento de uma célula fotovoltaica elementar.

A célula fotovoltaica não armazena a energia elétrica gerada.

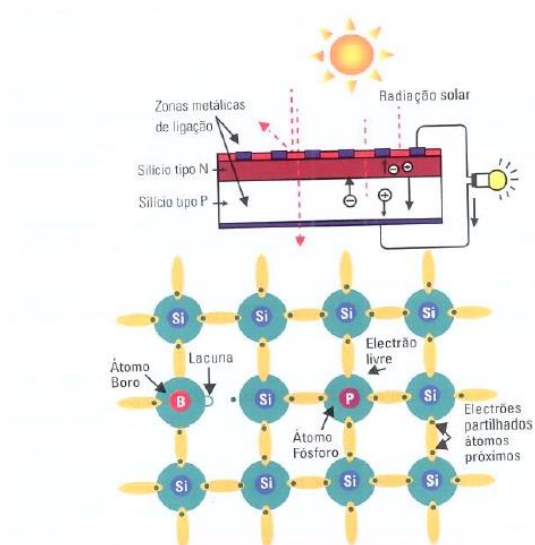


Figura 4.6 – Célula Fotovoltaica Elementar – Fonte Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica.

A eficiência da célula fotovoltaica gira na casa dos 15%. Atualmente existem tipos de células:

- Célula de Silício Monocristalino: Feitas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. Rendimento varia entre 15 a 18%;
- Célula de Silício Policristalino: Feitas a partir de blocos de silício obtidos por fusão do silício puro em moldes especiais. Rendimento varia entre 13 a 15%;
- Célula de Silício Amorfo: Feitas a partir da deposição de camadas muito finas de silício sobre a superfície de vidro ou metal. Rendimento varia entre 5 a 7%;

4.2. Bateria

A utilização de baterias normalmente é adotada para sistemas isolados que não estão conectados à rede de distribuição, ou para sistemas que estão conectados mas não podem sofrer a parada de fornecimento. Contudo não é muito usual a utilização de baterias para as instalações de micro e mini geração para o sistema de compensação energética.

A bateria é o elemento que armazena a energia gerada pelas células fotovoltaicas. Permitindo assim o funcionamento da instalação mesmo quando ocorre a ausência da luz solar. A circulação dos íons entre os eletrodos da bateria forma a corrente elétrica que se extingue quando um dos reagentes eletroquímicos se esgota.

Um acumulador é um recipiente com dois eletrodos ligados por um eletrólito, o caso mais comum de utilização é uma solução chumbo ácida que seja capaz de conduzir eletricidade.

As baterias são constituídas de células com características de tensão e potência fixa. Para conseguir uma tensão desejada é necessário realizar uma ligação em série das células. E para conseguir a potência é realizada uma ligação em série e/ou paralelo.

Existem os seguintes tipos de acumuladores de chumbo ácido:

- Ventiladas:
 - Desvantagem em relação as outras baterias: tem que ser instaladas em condições especiais, devido a necessidade de ventilação para a dissipação dos gases;
 - Este é o tipo de bateria chumbo - ácida mais utilizada.
 - O tempo de vida útil desta bateria é menor do que as baterias seladas.
- Seladas:
 - Ventilação necessária mínima, redução das exigências legais para renovação do ar;
 - VRAL: apresenta maior durabilidade que as baterias ventiladas e podem ser utilizadas para capacidades mais elevadas.
 - Seladas de Gel: separadores micro porosos em resina fenólica. Possuem o eletrólito gelificado. Necessita de um controlador de cargas por que é mais sensível a sobrecargas.
 - AGM: separadores em mantas de microfibras de vidro com alta resistência interna. Eletrólito em solução de ácido sulfúrico absorvido no separador.

Para os empreendimentos solares comumente são adotadas baterias com o tempo de descarga de 100 horas

4.3. Controlador de carga

A principal função deste equipamento é a de proteger os acumuladores solares contra as sobrecargas que podem ocorrer. Também serve para impedir que após ter sido carregada por completo a bateria continue a receber carga dos painéis solares, aumentando assim a vida útil da bateria, pois evita que ela venha a deteriorar por meio da gaseificação ou aquecimento. Outra função do regulador de cargas é de prevenir a descarga profunda, evitando que esgote o reagente eletroquímico por completo, tornando difícil sua regeneração.

A descarga profunda é o valor limite para a descarga da bateria, sem que a tensão entre o terminal negativo e positivo chegue a 0 V. Caso isso ocorra, a vida útil da bateria seria rapidamente diminuída pela formação de cristais de sulfato de chumbo.

O regulador de carga mantém o funcionamento do sistema no ponto de máxima eficiência. No início do ciclo, os reguladores permitem que circule uma corrente na bateria, já quando vai se aproximando do limite máximo da carga, o regulador mantém a bateria em um estado de flutuação, ou seja, uma tensão constante que evita a sobrecarga e a auto descarga. Esses dispositivos também efetuam a equalização das células da bateria.

Os reguladores podem ser do tipo série, paralelo ou shunt e MPPT. A escolha é feita pela potência do sistema ou pelo tipo de bateria.

- **Regulador Série:** Possui este nome por que o interruptor de controle está em série com o gerador fotovoltaico. O controlador opera quando o valor limite de tensão máxima é atingido, e corta a corrente deixando os módulos fotovoltaicos em circuito abertos. Além de interromper a transmissão de energia quando a bateria está no limiar da descarga profunda. São utilizados para sistemas com maior capacidade.
- **Regulador Paralelo ou Shunt:** Dissipa a corrente excedente por meio de uma resistência de dissipação. São utilizados em sistemas de menor capacidade, porque para sistemas maiores seriam necessário dissipadores térmicos muito grandes.
- **Regulador MPPT:** Este tipo de regulador aproveita a energia que o módulo fotovoltaico produz no ponto MPPT, ou seja, a máxima potência. Para isso esse regulador conta com um conversor CC/CC para o ajuste do valor da tensão e do ponto MPPT. São utilizados para sistemas maiores do que 200 W, para potências inferiores a esta, este tipo de regulador não é economicamente justificado. Para o conversor CC/CC é ajustada para a

máxima potência do sistema, e no seu secundário é ajustada a tensão da carga da bateria.

4.4. Inversores

Os inversores são circuitos estáticos, não apresentam partes moveis, que tem como objetivo a conversão da potência CC de entrada para a potência CA de saída. A tensão de saída apresenta uma forma de onda periódica, contudo não é senoidal mas sim uma boa aproximação.

Como a maioria das cargas elétricas possuem uma tensão de 220/120 Vca e uma frequência de 60 Hz é necessário um equipamento para realizar a conversão entre a energia gerada pelo sistema e a que realmente será utilizada. Como toda a potência gerada por energia solar é em corrente contínua, já que não existe uma fonte “girante” para gerar energia em corrente alternada, esses circuitos são essenciais para a ligação com a rede de distribuição ou com as cargas que o sistema ira alimentar. Como fornecimento de energia para a rede pública o inversor é ligado diretamente à rede principal.

Esses equipamentos não apenas faz a conversão CC para CA mas também serve como conexão com a rede de distribuição.

Inversor de Venda a Rede Pública: Estes inversores possuem um sistema de controle que monitora a tensão da rede além do controle do sincronismo entre a energia gerada e a rede e os dispositivos de proteção. Devem estar de acordo com as normas de segurança da concessionária local de distribuição, e possuir o sistema de segurança EES (Electronic Solar Switch), ou seja, se faltar energia na rede elétrica a instalação fotovoltaica deve ser desconectada para não colocar a energia gerada na rede.

Aspectos importantes do inversor:

- Eficiência: uma pouca eficiência pode reduzir drasticamente a energia gerada.
- Segurança: o sistema não pode de forma alguma injetar energia na rede quando não estiver conectado.
- Qualidade na energia gerada: os harmônicos e as formas de onda devem estar nos padrões admissíveis das concessionárias de energia.
- Compatibilidade com o arranjo fotovoltaico: a tensão nominal do arranjo fotovoltaico e a do inversor devem ser compatíveis entre si.

Sistemas fotovoltaicos com até 5 kW (ou até 50 m²) são constituídos geralmente de inversores monofásicos. Sendo distribuída nas três fases visando manter o equilíbrio com o sistema.

Os inversores realizarão as seguintes funções:

1. Conversão da potência CC em potência CA;
2. Ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador fotovoltaico;
3. Registro dos pontos operacionais e sinalização;
4. Dispositivo de proteção CA e CC (proteção de polaridade, sobrecarga, sobre tensão, proteção de interligação com a rede receptora);

A onda de saída de um inversor não é senoidal, mas com uma boa aproximação pode ser considerada como tal.

Para que o sistema seja ligado à rede o inversor deve possuir os seguintes componentes:

- Conversor CC/CA: Converte a corrente CC em corrente CA gerando uma onda senoidal. Possui um elemento de sincronismo com a fase da rede elétrica.
- Transformador de Isolamento: Proporciona o isolamento galvânico entre a saída do inversor e a rede de distribuição.
- Sincronizador: Realiza o sincronismo entre a instalação e a rede de distribuição.
- Controle: Elemento que realiza o controle da carga que é fornecida para a rede, também pode interromper o fornecimento quando necessário.
- Visualizador: Informa as condições da instalação por meio de elementos ópticos.

4.4.1. Especificações Técnicas:

São equipamentos estáticos de potência cuja finalidade é de conversão da CC de entrada para CA saída nos padrões de tensão, corrente e frequência desejada.

A conexão e a sincronização entre a instalação fotovoltaica e a rede de distribuição é realizada por esse equipamento.

O inversor deve possuir dispositivos de proteção contra qualquer variação na tensão da rede para impedir o fornecimento para um barramento desenergizado.

Segue a tabela 4.1 com as principais características técnicas que devem ser apresentadas:

Tabela 4.1 – Características Técnicas do Inversor

Entrada CC
Faixa de tensão de entrada na máxima potência
Tensão máxima de entrada sem carga
Corrente máxima de entrada
Potência elétrica máxima de entrada
Saída CA
Faixa de tensão da saída
Potência elétrica nominal
Potência elétrica máxima
Distorção harmônica
Fator de potência
Faixa de frequência
Eficiência
Eficiência máxima de conversão CC / CA
Eficiência de conversão CC / CA na potência nominal
Dados Gerais
Peso
Consumo de funcionamento diurno e noturno
Faixa de temperatura do ar ambiente
Sistema de refrigeração

Para a determinação dos inversores devem ser consideradas as curvas:

- Tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão da rede a qual o inversor está conectado;
- A corrente de entrada em função da tensão de entrada, por esta curva pode-se perceber que o inversor pode suportar corrente maiores do que a corrente máxima, desde que a tensão fique dentro do estabelecido pelo fabricante, limitada pela curva de isopotência;
- Curva de eficiência na conversão CC / CA. Essa curva permite que seja feito o dimensionamento para as melhores condições do inversor, pois permite visualizar qual faixa que ele garante o melhor desempenho.

Com o estudo destas curvas é percebido que a eficiência do inversor é a tensão de operação do gerador fotovoltaico. Dependendo da faixa de operação pode ocorrer diferenças na eficiência média. Isso ocorre devido a necessidade da adaptação entre a tensão de entrada e de saída.

4.4.2. Tipos de Inversores:

Existem diversos tipos de Inversores e são classificados de acordo com o número de fases, com a utilização de dispositivos semicondutores de potência, com o princípio de comutação e com as formas de ondas da saída.

I. Número de fases:

Os inversores podem ser monofásico ou trifásico. Também podem ser adotados a ligação de três inversores monofásicos para o fornecimento para a rede de distribuição.

II. Tipo de Comutação

Com respeito ao tipo de comutação podem ser considerados dois tipos:

- Comutados pela rede: o sinal da rede é utilizado para sincronizar o inversor.
- Inversores auto controlados: um circuito eletrônico é utilizado para sincronizar o inversor com a rede.

Os inversores comutados pela rede podem ser classificados como monofásico ou trifásicos. Os inversores monofásicos apresentam uma baixa frequência de comutação (120 Hz) não permitindo assim a instalação sem a adição de equipamentos de filtragem, como bancos de capacitores. Como estes equipamentos são caros, isso inviabiliza o empreendimento de adotar essa metodologia. Os inversores trifásicos por outro lado podem ter o problema da distorção harmônica solucionado com a adição de um transformador de isolamento, não sendo necessária a instalação destes caros equipamentos de filtragem.

Utilizando a frequência da rede como parâmetro os tiristores dos inversores comutados fornecem primeiro em um sentido e depois pelo outro. Para acioná-los basta enviar um sinal, contudo não podem ser desligados dessa forma, sendo a tensão da rede a utilizada para desliga-los. Isso ocorre por que a corrente que circula pelos tiristores é reduzida até o ponto em que é desligado.

Os inversores auto comutados por outro lado não utilizam a rede de distribuição como referência, esses equipamentos possuem dispositivos eletrônicos que controlam o estados de ligado e desligado. Esses inversores contam com a modulação por largura de pulso (PWM – Pulse-Width Modulation). A forma da

onda da tensão da saída tem uma amplitude constante onde a polaridade se inverte periodicamente, fornecendo a frequência na saída. A fonte de tensão é chaveada em intervalos periódicos para fornecer a tensão variável na saída, sendo essa controlada pela variação da largura do pulso de cada ciclo da tensão de saída. (Ahmed, 2006)

Normalmente são utilizados Transistores de Efeito de Campo Metal-Óxido-Semicondutor de Potência (MOSFET – Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor), Transistores Bipolares de Portas Isoladas (IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor) para os inversores auto comutados ou Tiristor com Bloqueio Assistido pela Porta (GTO – Gate Turn-Off Thyristor).

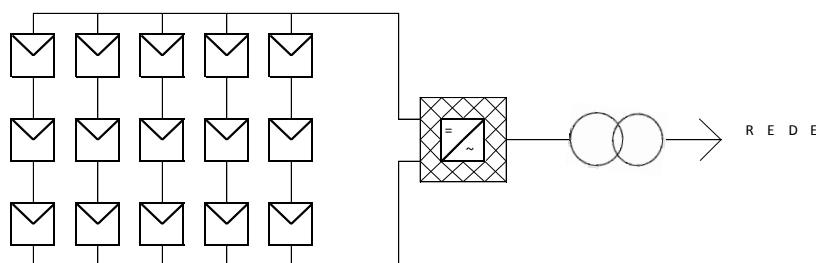
III. Tipos de Configurações

Existem diversas configurações para o sistema de processamento da energia produzida por uma instalação fotovoltaica. De maneira geral essas topologias podem ser resumidas em basicamente quatro grupos:

Instalação com uma única combinação Gerador – Inversor centralizada: nessa configuração de sistema todos os módulos fotovoltaicos da instalação (serie e paralelo) estão ligados a um único inversor. Para cada ligação em serie dos módulos fotovoltaicos necessita de um diodo de bloqueio, aumentando assim as perdas do sistema. Outro ponto negativo para este tipo de topologia é que em caso de falha no inversor todo o sistema é desconectado da rede.

Geralmente esta configuração é utilizada para instalações fotovoltaicas de grande porte com uma faixa de potência de (20 kW a 800 kW)

Esta configuração se mostra mais inflexível quanto ao funcionamento da instalação, por exemplo não é possível trabalhar com o ponto de máxima potência. Entretanto essa é a configuração mais simples e de menor custo. A figura 4.7 mostra o diagrama típico desta instalação.



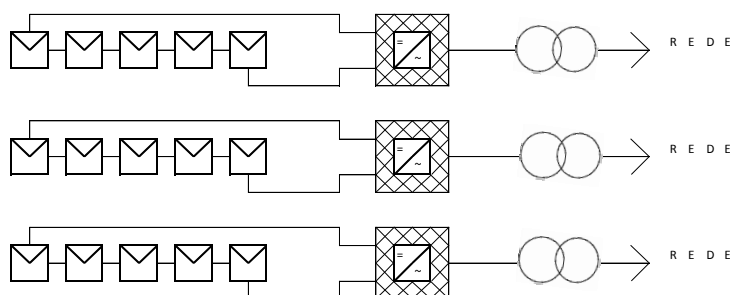
I N S T A L A Ç Ã O

Figura 4.7 - Instalação com uma única combinação Gerador – Inversor centralizada

Sistema com várias combinações Gerador – Inversor descentralizadas (String Configuration): nesta configuração cada série de módulos é ligada a um inversor diferente. Devido a esta topologia as perdas por sombreamento são reduzidas e cada inversor trabalha com um SPMP próprio.

Outro ponto importante é que este é um sistema mais confiável, pois caso ocorra falha em um dos inversores os outros ainda estarão operando. Embora que para isso seja necessária a instalação de mais equipamentos tornando este sistema mais caro.

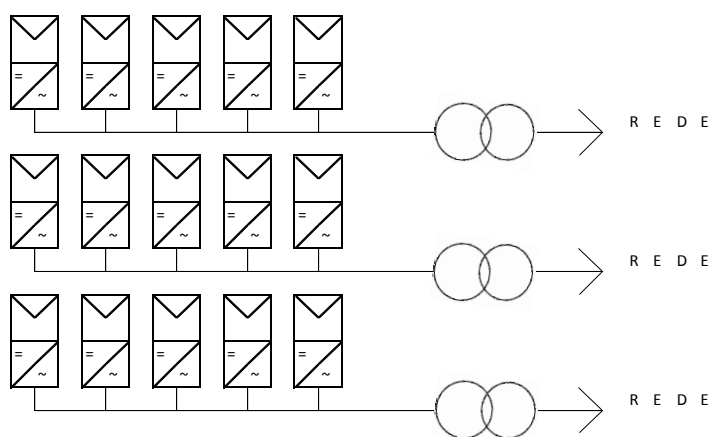
Atualmente sistemas menores adotam esta topologia, que foi introduzida no mercado europeu em 1995. A potência destes inversores podem variar entre 1 kW a 3 kW. Embora já existam instalações de grande porte adotando este conceito. A figura 4.8 mostra o diagrama típico desta instalação.



I N S T A L A Ç Ã O

Figura 4.8 - Sistema com várias combinações Gerador – Inversor descentralizadas

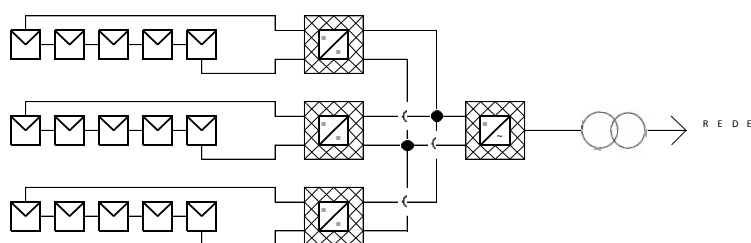
Módulos CA: é a combinação de um único módulo fotovoltaico com um inversor, o inversor é instalado junto ao módulo. Este conceito elimina a perda entre os módulos e realiza uma potencialização entre a geração e o ponto de máxima potência. Uma dificuldade da utilização desta configuração está na baixa vida útil dos inversores. A figura 4.9 mostra o diagrama típico desta instalação.



INSTALAÇÃO
Figura 4.9 – Módulos CA

Sistema com várias combinações de Gerador e um único Inversor centralizado (multi-string configuration): nesta combinação existe um seguidor para cada série de módulo, que podem ser ajustados para o ponto de máxima potência. E estes estão conectados a um inversor centralizado.

Este seguidor serve para aproveitar a máxima potência gerada pelas células, e como isso depende muito das condições meteorológicas, o inversor deve funcionar no ponto MPP (ponto de potência máxima do painel – Maximum Power Point) das células fotovoltaicas. Este dispositivo é basicamente um conversor CC ligado em serie com o inversor, ajustando a tensão de entrada do inversor em função do nível de tensão MPP. A figura 4.10 mostra o diagrama típico desta instalação.



INSTALAÇÃO
Figura 4.10 - Sistema com várias combinações de Gerador e um único Inversor centralizado

IV. Tipo de Isolação Galvânica:

Os inversores podem ser classificados com ou sem transformador de isolamento. Estes equipamentos providenciam o isolamento galvânico entre a saída em CA e a rede de distribuição.

A necessidade de adotar o transformador de isolamento depende das normas vigentes e da tecnologia adotada nas células fotovoltaicas. Os inversores sem os transformadores apresentam alguns problemas como as correntes de fuga e a capacitância parasita entre o gerador e o terra.

Com a utilização destes transformadores ocorrem maiores perdas e um aumento no peso dos inversores.

5. PROBLEMAS DE CONEXÃO COM A REDE

Além da necessidade das tensões e frequência entre a instalação e a rede serem a mesma e as fases estarem coincidindo existem outros fatores muito importantes para que ocorra o sincronismo com a rede.

Atualmente a ANEEL permite que as instalações da geração distribuída possam ser conectadas a rede segundo um critério da capacidade envolvida. Para potências iguais ou inferiores a 10 kW podem ser instaladas em um circuito monofásico em baixa tensão.

O problema de balanceamento entre as fases pode ser desprezível quando ocorre a instalação de apenas uma unidade destas, mas pode ser considerável quando existe um grande número das mesmas instaladas no sistema.

Outro ponto importante para o estudo foi a introdução de harmônicos no sistema. Como os inversores são dispositivos não lineares que apresentam distorções nas ondas senoidais eles introduzem harmônicos no sistema.

O ilhamento pode ser considerado outro ponto para o estudo. Apesar de não acontecer com frequência, e a probabilidade de ocorrerem acidentes devido a este estado ser muito baixa, deve ser considerado, já que representa risco real a vida humana. Além disso, o fato de estarem sendo injetada energia no sistema por diversos outros meios além do fornecimento primário pode ocorrer a falha no monitoramento da falta de tensão.

5.1. Estudos dos Problemas Comuns

Devemos estudar a introdução de várias formas de energia elétrica em nosso sistema por que atualmente existe à grande necessidade da produção de energia pois o consumo está aumentando e com esse aumento também ocorre o crescimento do país. Um exemplo claro de como a produção da energia elétrica é importante para esse desenvolvimento, podemos citar o caso que ocorreu aqui no Brasil por volta de 2001, quando existiu o risco do apagão e o crescimento do PIB naquele ano foi abaixo do esperado.

Outro ponto interessante para o acréscimo de módulos fotovoltaicos consiste na nova configuração da demanda do sistema. O horário de pico está alterando para o começo da tarde, quando o ar condicionado está funcionando a plena carga. Por coincidência é neste horário onde ocorre a maior produção de energia elétrica através dos módulos fotovoltaicos.

Existe também todo aquele ponto de vista positivo em relação as fontes de energia renováveis onde se tem a aceitação praticamente geral da sociedade.

Realmente essa é uma das formas de gerar energia que menos afeta o meio ambiente. Por exemplo não existe o problema causado por poluição da atmosfera, como ocorre nas usinas termelétricas, não existe o problema referente ao alagamento de terras como ocorre nas usinas hidrelétricas, não existe o problema causado pelo ruído como ocorre nos parques eólicos, não existe o problema do resíduo que sobra como ocorre nas usinas nucleares.

Claro que existem alguns problemas ecológicos, como a poluição visual ou desmatamento que pode ocorrer. Mesmo as sombras causadas pelos módulos fotovoltaicos podem ser consideradas prejudicial para o meio ambiente. Mas em comparação com outras fontes geradoras de energia esses problemas podem ser considerados muito baixos.

Entretanto as instalações fotovoltaicas também sofrem com outro problema, o de ordem econômica. Ainda hoje em dia é muito caro gerar energia desta forma. Quando comparamos com as fontes tradicionais, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos ainda é muito mais cara.

Como o foco deste estudo é nos problemas técnicos causados pela introdução da energia solar nas redes de distribuição elétrica vamos nos ater nestes tópicos:

- ✓ Problemas referentes ao balanceamento das fases;
- ✓ Problemas referentes a introdução de harmônicos;
- ✓ Problemas referente ao ilhamento;
- ✓ Introdução do Smart Grid;

5.2. Instalações Energia Elétrica Fotovoltaica Monofásica

O primeiro exemplo, ilustrado neste trabalho, do problema que pode ocorrer no sincronismo entre diversas fontes geradoras fotovoltaicas e a rede de distribuição, consiste na ligação de uma instalação fotovoltaica em uma única fase do sistema. Vale lembrar que um dos mais importantes fatores que se deve considerar em um projeto elétrico é o balanceamento dos circuitos para que não ocorram perdas da capacidade do sistema.

Primeiramente, devemos lembrar que a ANEEL, conforme ilustrado na tabela 5.1, segundo o módulo 3 do documento do Procedimentos de Distribuição (PRODIST), já estabelece os limites de potência para cada nível de tensão para as linhas de distribuição estabelecendo os limites para a conexão de fontes geradoras a rede:

Tabela 5.1 – ANEEL (2011)

Nível de Tensão	Potência Instalada
Baixa Tensão (monofásica)	< 10 kW
Baixa Tensão (trifásica)	10 a 75 kW
Baixa Tensão (trifásica) / Média Tensão	76 a 500 kW
Média Tensão / Alta Tensão	501 kW a 30 MW
Alta Tensão	>30 MV

Vale lembrar que a maioria dos casos de instalações fotovoltaicas que fornecem uma potência elevada para a rede, a ligação é feita por meio de inversores trifásicos. Contudo, com o avanço da tecnologia vem surgindo uma configuração diferente para a ligação com a rede. Outro fator que vem contribuindo para a alteração da configuração são os elevados custos do inversor ligado a um gerador fotovoltaico de elevada potência conectados a um inversor central, além de que, esta configuração pode acarretar em uma maior perda, necessidade de tomar maior cuidado com o dimensionamento dos cabos. Segue a figura 5.1 ilustrando uma ligação monofásica com o sistema.

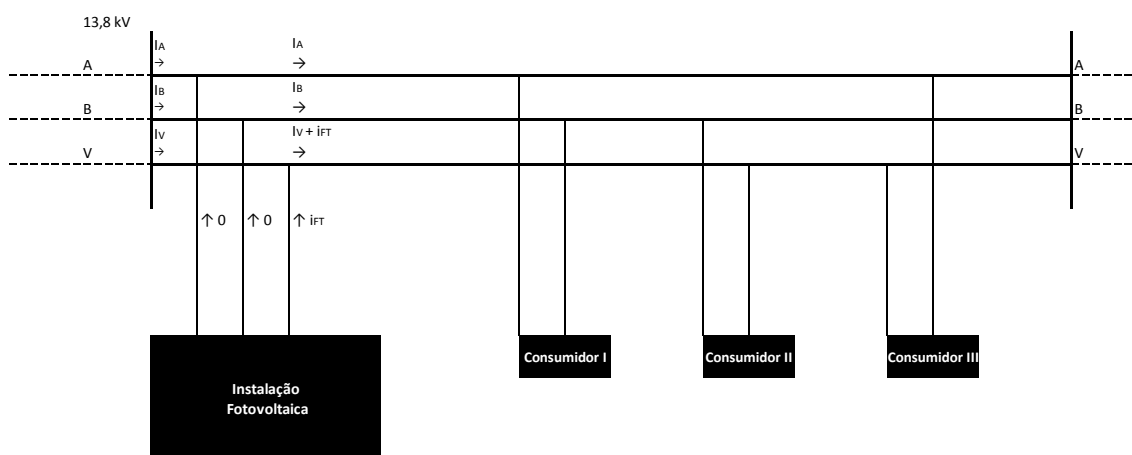


Figura 5.1 – Instalação Fotovoltaica com ligação monofásica com o sistema.

Podemos considerar que um circuito elétrico está balanceado quando a tensão e/ou corrente apresentam a mesma amplitude de onda senoidal nas três fases e quando apresentam uma defasagem de 120° entre elas.

A figura 5.2 mostra a corrente de um sistema trifásico balanceado, onde podemos perceber que a amplitude das ondas senoidais são sempre as mesmas e estão em sincronia entre si, defasadas em 120° .

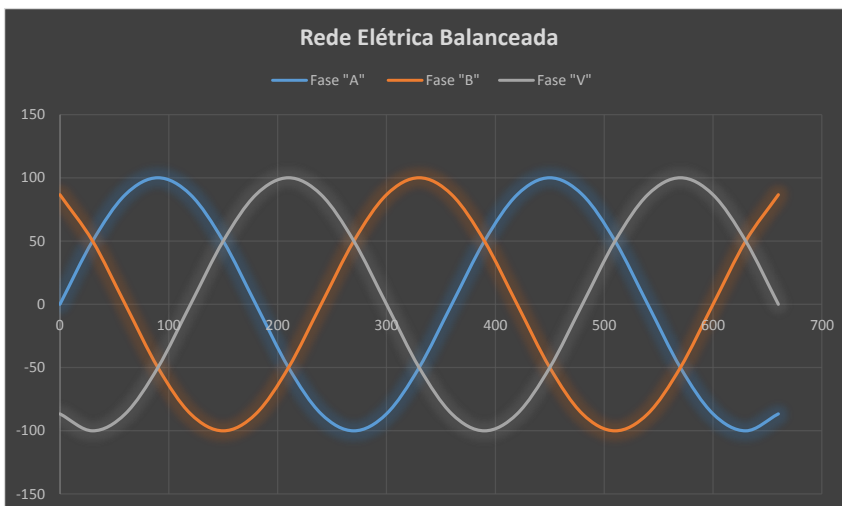


Figura 5.2 – Rede Elétrica Balanceada.

Quando acrescentamos a onda referente ao neutro, conforme a figura 5.3, podemos comprovar que a somatória das correntes para um sistema balanceado é nula.

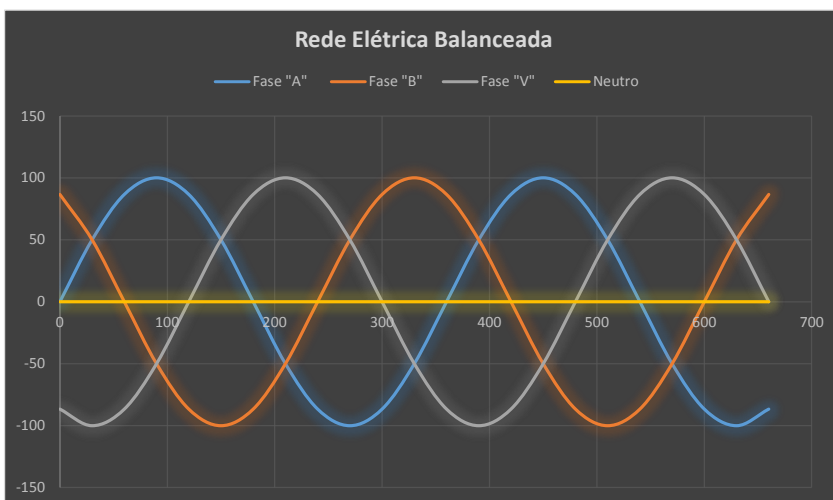


Figura 5.3 – Rede Elétrica Balanceada – gráfico das fases A, B e V mais o Neutro.

O desbalanceamento ocorre quando o sistema não está adequadamente configurado, sendo que existe uma diferença entre as amplitudes das tensões das fases, ou elas não estão defasadas em 120° .

Problemas do desbalanceamento nos motores:

- 1) Tensão: reduz a capacidade de saída do motor, tolerância de 5%;
- 2) Corrente: A carga do motor deve ser reduzida para compensar a potência perdida, tolerância de 5%;

Quando consideramos a rotação dos geradores no sentido horário obtemos a chamada Sequência Direta (ou Positiva) (A, B e C): fase B atrasada 120° em relação à fase A, e fase C atrasada 120° em relação à fase B. Quando esta rotação está no sentido anti-horário obtemos a chamada Sequência Indireta (ou Negativa) (A, B e C): fase C atrasada 120° em relação à fase A, e a fase B atrasada 120° em relação à fase C. E por fim temos a Sequência Zero, na qual não existe defasagem entre as tensões das fases. (Introdução ao Sistema Elétrico de Potência)

Seguem as equações 5.1 a 5.4 que mostram a sequência direta, ou positiva; a sequência indireta, ou negativa; a sequência zero; e o valor do desequilíbrio:

$$V_0 = \frac{1}{3} \cdot (V_A + V_B + V_V) \quad (5.1)$$

$$V_1 = \frac{1}{3} \cdot (V_A + \alpha \cdot V_B + \alpha^2 \cdot V_V) \quad (5.2)$$

$$V_2 = \frac{1}{3} \cdot (V_A + \alpha^2 \cdot V_B + \alpha \cdot V_V) \quad (5.3)$$

$$K = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100 \quad (5.4)$$

Onde:

V_0 : Tensão da Sequência Zero;

V_1 : Tensão da Sequência Direta, ou Positiva;

V_2 : Tensão da Sequência Indireta, ou Negativa;

α : defasagem entre as fases de 120°;

K: Valor do desequilíbrio entre as fases;

Com o desequilíbrio entre as fases da rede de distribuição ocorre o surgimento de corrente elétrica no neutro do circuito.

Lembrando que a corrente no condutor do neutro, para se ter um sistema idealmente balanceado, deve ser a seguinte:

$$I_N = I_A + I_B + I_V = 0 \quad (5.5)$$

Onde:

I_N : Corrente do Neutro;

I_A : Corrente da Fase "A";

I_B : Corrente da Fase "B";

I_C : Corrente da Fase "C";

O problema mais comum que pode vir a acontecer devido ao sistema não estar devidamente balanceado é o sobre aquecimento dos equipamentos como motores e transformadores. Isso ocorre por que existe uma potência que está trabalhando contra o fluxo natural da corrente.

Se pensarmos que uma instalação fotovoltaica seja ligada apenas em uma das fases da rede pública, poderíamos supor que existirão consequências para o sistema de forma geral. Seguem abaixo os principais resultados que foram estudados:

Primeiro, o transformador elevador, que permite a ligação com a rede de distribuição, sofreria com o sobre aquecimento, gerando altas perdas causadas pelo desbalanceamento do circuito.

Depois deste primeiro problema encontrado, vamos analisar outros seguintes casos que podem vir a acontecer:

1º Esta defasagem causa uma diferença do valor da tensão menor do que 5% entre as fases.

Neste caso o valor está dentro da tolerância que é recomendada pelas normas brasileiras e suas consequências não serão sentidas ao longo da rede de transmissão, porque este valor pode ser considerado desprezível.

Supondo que acrescentamos uma instalação fotovoltaica em uma das fases, conforme mostrado na figura 5.4, mas com uma diferença entre as fases menor do que os 5% que é estabelecido pela ANEEL, podemos perceber que ainda não existe uma amplitude relevante para o sistema.

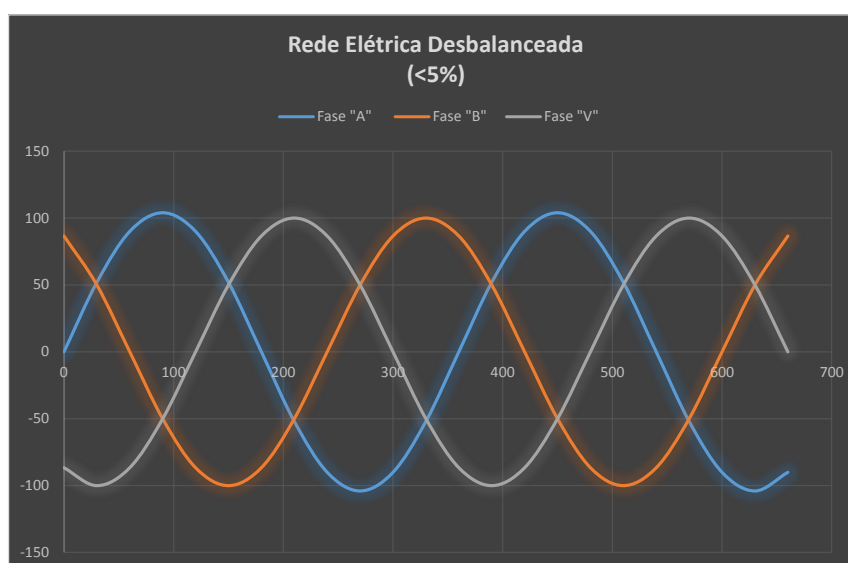


Figura 5.4 – Rede Elétrica Desbalanceada (<5%).

Quando acrescentamos a curva referente ao neutro podemos perceber que já existe uma corrente transitando pelo condutor, entretanto essa corrente é desprezível em consideração ao resto do sistema. Neste estudo foi adotado um aumento de 4% na fase “A”, e podemos perceber que existiu uma corrente no condutor do neutro da ordem de 12% do valor nominal do sistema. Segue a figura 5.5 mostrando a ordem de grandeza desta corrente.

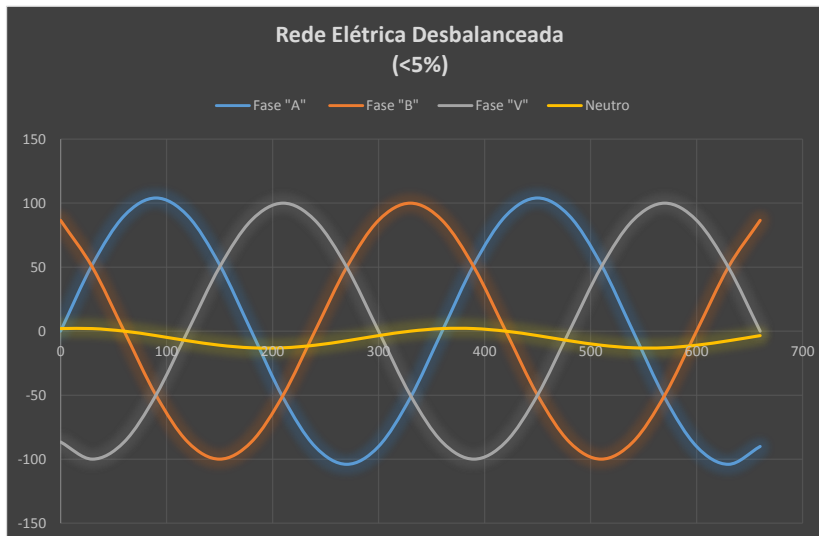


Figura 5.5 – Rede Elétrica Desbalanceada (<5%) – Fases A, B e V mais Neutro.

2º Esta defasagem apresenta uma diferença superior a 5% entre as fases:

Neste caso ocorre um problema podendo prejudicar o funcionamento e desempenho dos equipamentos como motores e transformadores.

Para uma defasagem maior do que 5% podemos começar a perceber que a variação é relevante. Na figura 5.6 está apresentando uma simulação onde existe a introdução de uma carga considerável no sistema na fase “A”, por volta de 20% do valor nominal. Podemos perceber agora que as amplitudes das ondas são facilmente percebidas.

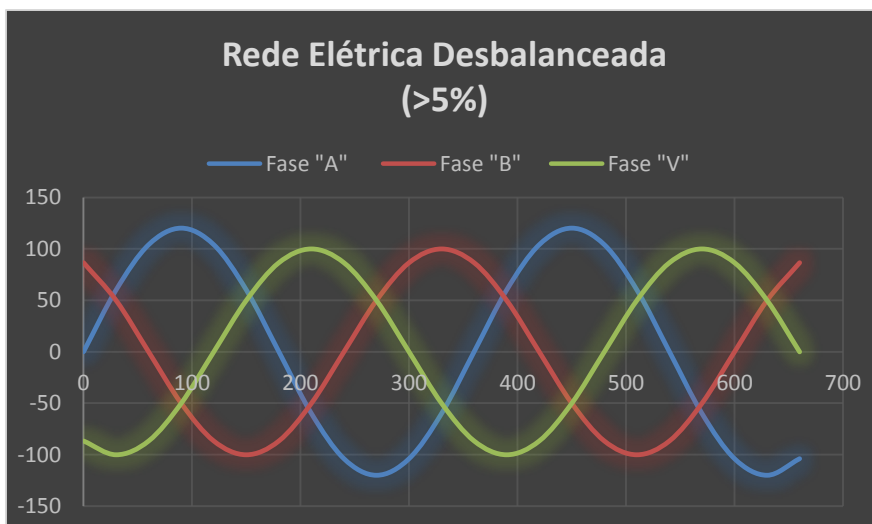


Figura 5.6 – Rede Elétrica Desbalanceada (>5%).

Quando acrescentamos a curva referente ao neutro podemos perceber que agora existe uma corrente considerável sendo injetada erroneamente no sistema, essa é a corrente que pode causar tantos transtornos para os consumidores, a corrente apresenta uma variação de mais de 17% do valor nominal do sistema. A figura 5.7 mostra este exemplo.

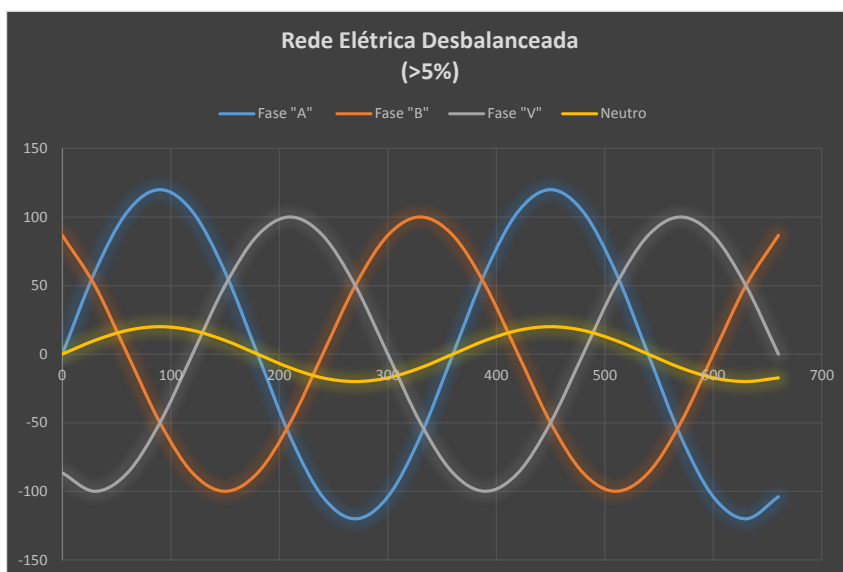


Figura 5.7 - Rede Elétrica Desbalanceada (>5%)— gráfico das fases A, B e V mais o Neutro.

Outro ponto muito importante quando estamos estudando o balanceamento entre as fases é referente a defasagem entre as fases, caso ocorra uma defasagem o sistema estará desbalanceado e podendo apresentar problemas ainda mais sérios do que os referentes a amplitude das ondas senoidais. Na figura

5.8 é apresentado um sistema onde ocorre a defasagem de 10% do valor nominal.

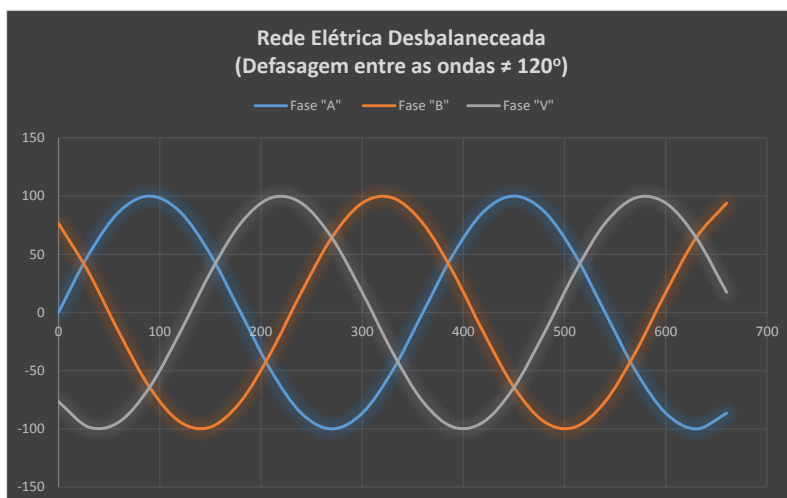


Figura 5.8 – Rede Elétrica Desbalanceada – Defasagem entre as fases $\neq 120^\circ$.

Quando acrescentamos a curva do neutro, conforme mostrado na figura 5.9, podemos perceber que a corrente que circula pelo condutor passa a ser uma relevante, da ordem de 25% do valor nominal.

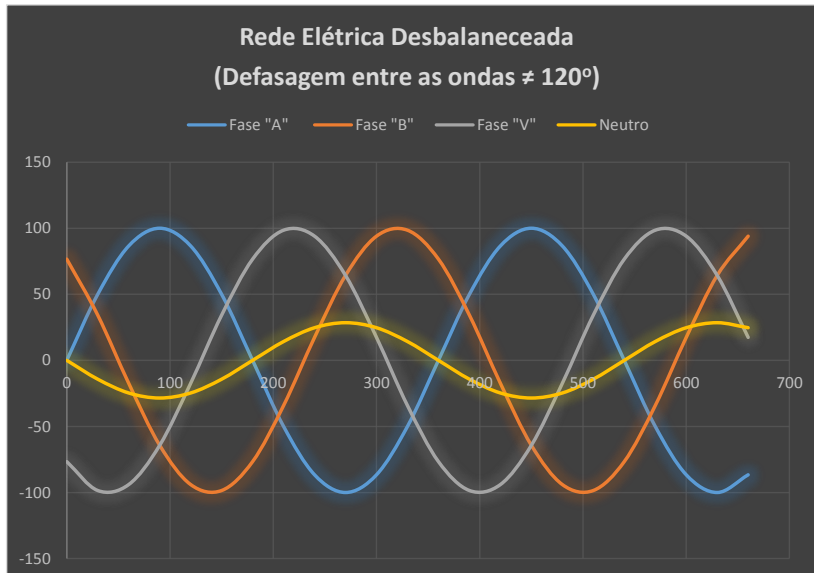


Figura 5.9 - Rede Elétrica Desbalanceada – Defasagem entre as fases $\neq 120^\circ$ – Fases A, B e V mais Neutro.

Se nós considerarmos o sistema como um todo, a carga injetada pela instalação fotovoltaica pode ser considerada desprezível, e seus efeitos não serão sentidos ao longo do sistema.

Entretanto as residências, comércios ou indústrias localizadas próximas desta instalação fotovoltaica, que fornece potência em apenas uma das fases, podem vir a sofrer problemas com o desbalanceamento causado. Os equipamentos instalados sofrerão com a diferença de tensão fornecida pela rede podendo ocorrer o sobre aquecimento e até a queima. Também pode influenciar numa perda significativa do rendimento dos equipamentos, gerando assim problemas na eficiência energética.

Outro problema que pode vir a acontecer é o sobre aquecimento no condutor do neutro, pois estará passando por ele uma corrente que não foi prevista no projeto inicial. Sendo essa última a que gera a maior preocupação, pois a corrente do neutro é a somatória das correntes das fases.

Existem algumas peculiaridades de alguns equipamentos que estão ligados na rede que podem permitir que o desbalanceamento seja minimizado para a qualidade da energia recebida.

Apesar de muitos transformadores apresentarem um sistema de ajuste de tensão é mais comum vermos a utilização de transformadores reguladores para fins de ajustar a tensão de saída de um sistema. Os transformadores reguladores de tensão são instalados em um sistema quando ocorre a necessidade da manutenção da tensão de saída do circuito elétrico, mantendo assim uma independência da tensão de entrada. O equipamento pode regular tanto um sistema monofásico como um sistema trifásico, mas são constituídos de unidades monofásicas, por isso podemos ouvir o termo de banco de regulador de tensão. Dependendo do interesse de sua utilização pode ser instalado para elevar ou abaixar a tensão de entrada. A figura 5.10 ilustra um esquema elétrico de um transformador regulador:

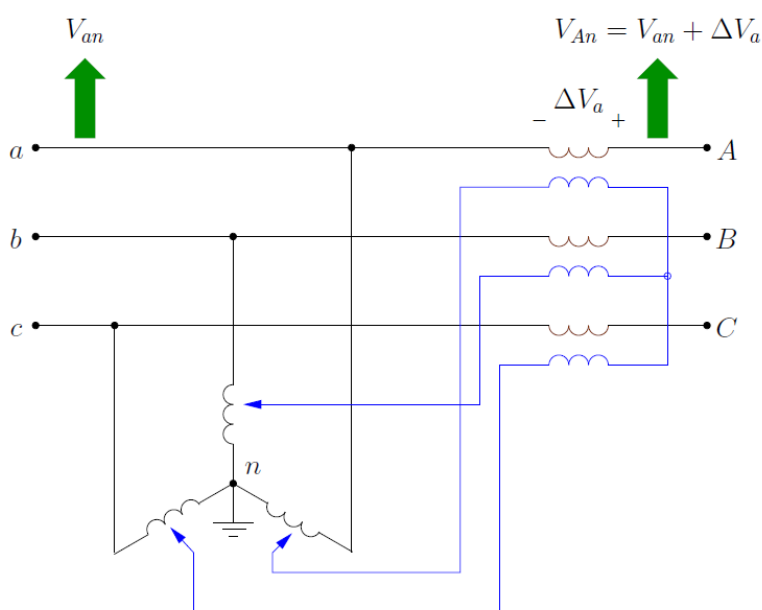


Figura 5.10 – Esquema Elétrico de um Transformador Regulador. (ET720 – Sistema de Energia Elétrica I)

Podem ocorrer as seguintes ligações: estrela (podendo ocorrer uma faixa de regulação máxima de 10%), delta (podendo ocorrer uma faixa de regulação máxima de 15%) e delta aberto (podendo ocorrer uma faixa de 10%).

Existe também a possibilidade de se utilizar transformadores reguladores para solucionar o problema causado pelo desequilíbrio entre as fases. Isso funcionaria da seguinte forma: os taps do equipamento são acionados para a somatória das tensões de cada fases do sistema, caso ocorra uma discordância entre o resultado obtido o tap próprio de cada fase seria acionado para corrigir o problema de tensões diferentes.

O princípio de funcionamento deste equipamento é o seguinte: atuam sequencialmente e comparam a tensão entre as fases, por exemplo, entre a fase “B” e “A”, ajustando a tensão V_B conforme a tensão esperada V_{AB} para uma tensão V_B' , depois o regulador da fase “C” entra em funcionamento e ajusta a tensão V_C conforme a tensão entre as fases, apesar de que agora o regulador está funcionando para a tensão de V_B' , V_{BC}' surgindo assim a tensão V_C' e finalizamos com o ultimo regulador que faz a tensão da fase “A” seja ajustada conforme a tensão entre as fases V_{CA}' surgindo a tensão V_A' . Uma observação é que o processo pode se repetir até que ocorra o equilíbrio entre as fases. No caso do nosso estudo seria injetada uma potência em uma das fases do sistema e o transformador regulador iria funcionar de maneira muito similar ao que foi explicado, apenas com a diferença que seria uma carga já prevista para o sistema de regulação. A figura 5.11 ilustra como é feito este balanceamento.

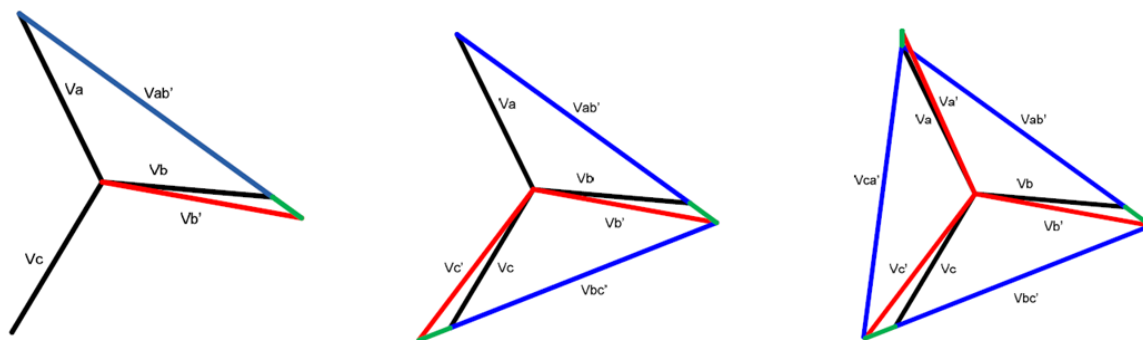


Figura 5.11 – Regulador atuando na fase b, c e a, respectivamente. (Influência de Reguladores de Tensão na Correção de Desequilíbrios em Sistemas de Distribuição)

Com a utilização de transformadores reguladores é possível realizar o balanceamento entre as fases, entretanto, como foi citado anteriormente, existe um limite para que esta diferença entre as fases possam ser balanceadas.

Esta solução se mostra inviável para o investimento na instalação fotovoltaico, contudo pode ser uma solução para o desequilíbrio entre as cargas e garantir a

qualidade de energia que as concessionárias de distribuição podem estar adotando para manter os requisitos mínimos para o sistema.

Finalizando este estudo, caso um número grande de instalações fotovoltaicas resolvam adotar este modelo de ligação com a rede de distribuição para a venda da energia elétrica pode vir a acontecer um sério problema. Supondo que seja adotado uma das fases para o fornecimento, o sistema ficaria totalmente desbalanceado, e os transformadores e motores ao redor da rede sofreriam com o sobre aquecimento e a perda do rendimento, e o consumidor iria ter que pagar um valor maior na conta de energia devido a essa diminuição do rendimento, pois para realizar o mesmo trabalho um equipamento terá que utilizar mais energia.

O sistema poderá apresentar diversos problemas referentes à qualidade da energia que circula. Estes problemas obrigariam as concessionárias de distribuição a desenvolver uma regulamentação específica para que a sociedade como um todo não venha a sofrer com o problema da falta da qualidade. Será necessário um investimento, tanto em estudos do fluxo de carga do sistema, como também em instalação de banco reguladores para compensar o problema do desbalanceamento entre as fases e de banco capacitores para adequar o número de reativos que apareceram nas redes.

Com o crescimento do interesse nestes tipos de empreendimento é importante, para conservar a qualidade da energia desenvolver um sistema de controle de rede. Podendo assim ser possível analisar rapidamente o que está acontecendo em cada seguimento da malha existente, e analisar com precisão a possibilidade de uma instalação fornecedora de energia elétrica fornecer para apenas uma fase do sistema em determinada localidade.

Ao longo da rede de distribuição elétrica existem inúmeras instalações trifásicas, bifásicas ou monofásicas ligadas e consumindo potência seja continuamente ou em horários específicos. Podemos supor que devido a este número praticamente “infinito” de cargas a rede apresenta um equilíbrio razoável entre as fases, e qualquer problema local de desequilíbrio é corrigido ao longo do sistema, tornando-se, quando vista globalmente, desprezível.

Com este estudo foi possível concluir que existem limites para que sejam conectadas a rede instalações monofásicas, porque apesar das soluções encontradas para tentar suavizar o desequilíbrio gerado, todas apresentam limitações, referente a potência que pode ser equilibrada, ou no tamanho do desequilíbrio que será provocado entre as fases. Contudo, caso esta potência seja desprezível para o sistema, pode ser que não ocorram problemas sérios.

Como este estudo leva em consideração a instalação de várias fontes geradoras conectadas à rede, e como o fornecimento desta potência pode ser considerável, as concessionárias podem adotar certas medidas. Como, por exemplo, permitir

que três instalações fotovoltaicas com potência similares sejam ligadas em cada fase do sistema.

Outra maneira possível para resolver esse problema seria um incentivo para que diversas instalações fotovoltaicas monofásicas fossem construídas próximas umas das outras. Com uma localidade específica e conveniente para todas as instalações, poderia ser montado um ponto de conexão com a rede de distribuição, por exemplo, um cubículo de distribuição geral. Se as cargas fornecidas pelas instalações monofásicas forem adequadamente balanceadas, seriam vistas pela rede como uma fonte geradora trifásica.

A figura 5.12 mostra um exemplo de como seria feita a ligação entre estas três instalações fotovoltaicas e a rede. Reparamos que cada uma está ligada a uma das fases e se considerarmos que elas possuem a mesma capacidade, a forma a ligação está balanceada e o sistema enxerga como se fosse uma ligação trifásica.

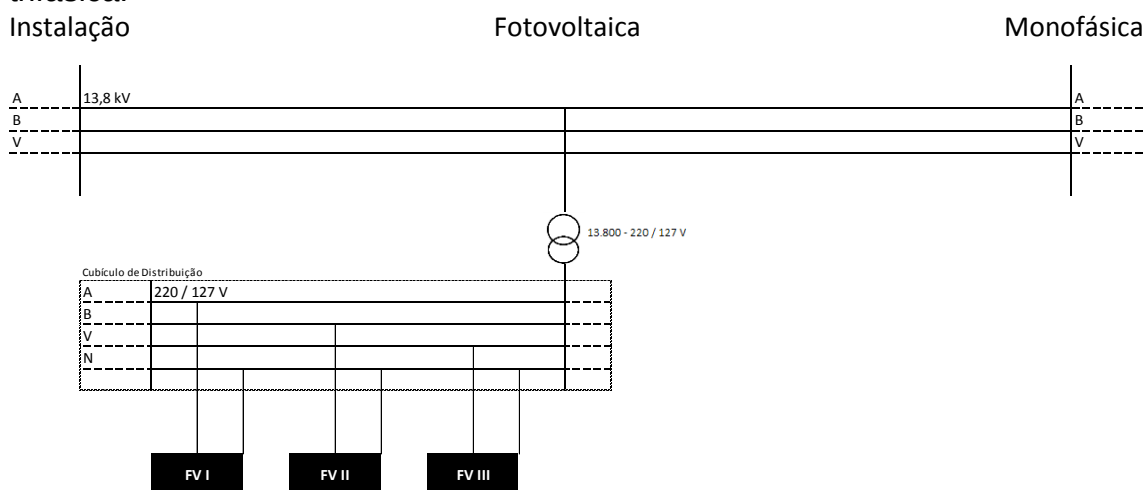


Figura 5.12 – Cubículo de Distribuição Geral

Para a escolha do local de instalação deste cubículo deve ser considerado principalmente um ponto estratégico onde a distância entre as diversas instalações sejam mínimas. Isso porque, o grande problema das perdas das cargas ocorre devido à queda de tensão que existe nas maiores distâncias. Além disso, devem ser considerados os custos com os cabos que serão instalados, pois para respeitar os limites de queda de tensão estabelecidos pelas normas em vigor no Brasil é necessário muitas vezes adotar cabos com secções maiores.

Seguem abaixo as equações 5.6 a 5.9 para o cálculo da queda de tensão:

Trifásica:

$$\Delta V = L \cdot i \cdot (X \cdot \sin(\alpha) + R \cdot \cos(\alpha)) \quad (5.6)$$

Monofásica:

$$\Delta V = 2 \cdot L \cdot i \cdot (X \cdot \text{sen}(\alpha) + R \cdot \text{cos}(\alpha)) \quad (5.7)$$

Corrente Contínua:

$$\Delta V = 2 \cdot L \cdot i \cdot R_{cc} \quad (5.8)$$

Queda de Tensão em %:

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 \quad (5.9)$$

Onde:

V_N : Tensão nominal (V);

L: Comprimento do circuito (m);

I_N : Corrente elétrica nominal (A);

X: Reatância (Ω/km);

R: Resistência em corrente alternada (Ω/km);

R_{cc} : Resistência em corrente contínua (Ω/km);

α : Ângulo da fase;

$\text{cos}(\alpha)$: Fator de Potência;

Os valores de X, R e R_{cc} são fornecidos em qualquer catálogo de fabricante de cabos, sendo que normalmente são estipulados para a temperatura de 20°C.

Neste cubículo seria necessário a instalação de dispositivos e reles para verificar a ocorrência de desbalanceamento entre as fases. Caso exista um desequilíbrio muito acentuado entre as fases pode ocorrer o acionamento dos dispositivos ou reles de segurança e cortar o fornecimento de energia.

5.3. Problemas referente ao balanceamento das fases

Uma das maiores preocupações que as concessionárias devem ter quando compram energia deve ser com respeito a qualidade que esta energia vai apresentar. Quando esta qualidade é ruim muitos consumidores podem vir a perder dinheiro, seja por que vão gastar mais para ter o mesmo rendimento do equipamento ou devido ao sobre aquecimento ou a possível queima do equipamento.

Como podemos ver a falta de qualidade afeta diretamente na eficiência energética que hoje em dia é tão discutida e importante para a economia de energia.

Um problema de grande impacto para a rede que foi o balanceamento, caso seja feito de forma errada e várias fontes geradoras fotovoltaicas monofásicas venham a ser instaladas em uma única fase do sistema pode ocorrer a sobrecarga nesta fase e provocar diversos problemas sérios para os consumidores. Mesmo com as considerações de fornecimento que a ANEEL exige podem ocorrer problemas caso as concessionárias não tenham certos cuidados no momento para a aprovação destas novas instalações.

Sempre que um profissional do ramo da eletricidade projeta um sistema elétrico, uma das preocupações é manter as cargas balanceadas. Esse equilíbrio é feito nos diagramas elétricos.

Supondo que um número considerável de instalações com potência instalada menor do que os 10 kW, valor que a ANEEL estabeleceu para a ligação monofásica, forneçam energia elétrica e coincidentemente são conectadas na mesma fase da rede pode ocorrer um problema referente ao sobre aquecimento dos equipamentos e possivelmente até a queima deles.

Para amenizar o problema que pode vir a existir, as concessionárias podem elaborar estudos para entender como estão conectadas no sistema as fontes geradoras pertencentes a geração distribuída, no caso do estudo as fontes geradoras fotovoltaicas. E após obter essas informações seria possível indicar com maior precisão qual das fases do sistema estará em melhor condição de receber uma carga extra.

Um método muito eficiente para determinar isso seria adotar o Smart Grid de forma generalizada nas instalações fotovoltaicas, como esta esquematizado na Figura 5.13. Com esta tecnologia seria possível obter de maneira muito mais precisa e rápida as informações necessárias do sistema para saber como está a rede e em qual fase poderia ser conectada uma nova instalação.

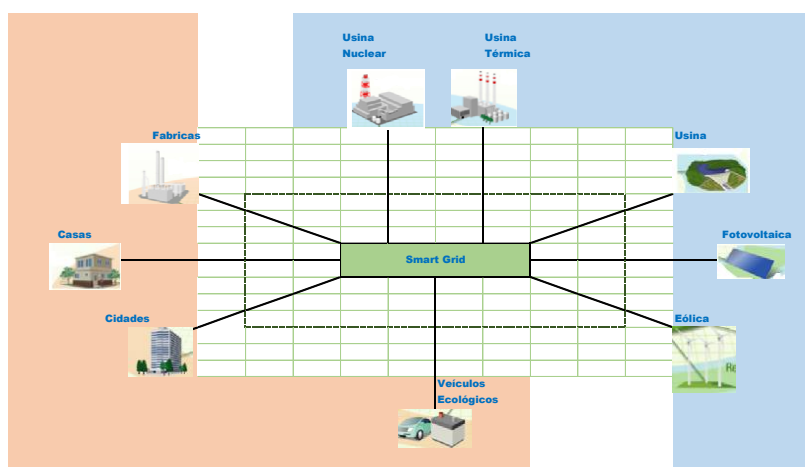


Figura 5.13 – Exemplo de um sistema com a tecnologia Smart Grid –
(<http://www.hitachi.com/environment/showcase/solution/energy/smartgrid.html>)

Também poderia ser muito útil em caso de um desequilíbrio muito grande entre as fases podendo serem analisadas todas as instalações monofásicas e fornecer para a nova instalação a fase ideal para a conexão.

Outro ponto forte para a adotar o Smart Grid seria no caso de ocorrer um desbalanceamento crítico em uma das fases da rede em um momento de pico de demanda por exemplo. Neste período a operadora do sistema poderia mandar que a instalação fosse desconectada da rede para não prejudicar os demais consumidores e após passar o desequilíbrio momentâneo fosse conectada novamente. Toda essa operação poderia ser feita pela própria operadora.

Na Alemanha foi possível ver como a introdução desta tecnologia fez com que a rede se tornasse muito mais dinâmica e eficiente, possibilitando imediatamente analisar e tomar decisões importantes para a conservação da qualidade da energia fornecida.

A operadora inclusive pode realizar todas as manobras necessárias, não apenas referente a possíveis desbalanceamentos entre as fases, mas também referentes a qualidade da energia produzida podendo ser analisado o sistema como um todo, e não apenas uma instalação individual. Podendo corrigir praticamente instantaneamente qualquer ocorrência como o nível dos reativos no sistema, a sobre carga e a ocorrência de falhas momentâneas.

Para o Brasil a introdução seria muito benéfica tanto para as instalações, que seriam beneficiadas com a otimização da operação feita diretamente pelas concessionárias, tanto para o consumidor que teria acesso a uma energia de alta qualidade.

Outro método que poderia ser adotado para resolver o problema do balanceamento seria a forma que já foi explicada anteriormente, uma iniciativa de criar uma espécie de “Banco de Instalações Fotovoltaicas”.

Adotando esta iniciativa as instalações poderiam ser mais competitivas, pois os altos custos para a aquisição de equipamentos melhores seriam compartilhados por mais investidores, e com equipamentos melhores a eficiência seria maior e os ganhos também.

Para o problema do balanceamento entre as fases também seria melhor, pois adotando cada instalação em uma das fases do barramento, ou em caso de um número de instalações diferente dos múltiplos de três, poderiam ser adotadas as potências equivalentes em cada uma das fases, seria possível realizar uma melhor distribuição tornando o desequilíbrio praticamente desprezível.

Para esse caso a rede enxergaria a carga como se fosse uma fonte geradora trifásica. Entretanto seria importante que cada instalação possuísse um medidor

específico para ser possível identificar o quanto que cada instalação estaria gerando para evitar quaisquer problemas com desequilíbrio devido a falta de uma das instalações.

Para que este modelo de instalação seja mais eficiente é necessário adotar algumas medidas para o comando e controle, por exemplo instalar um dispositivo de subtensão para que a instalação que apresentasse alguma falha na tensão fosse desconectada do barramento.

5.4. Problemas referentes aos harmônicos

As distorções harmônicas são problemas referente a deformação que o formato das formas de ondas das tensões e das correntes sofrem quando comparamos com a forma senoidal.

A introdução de harmônicos produzidas principalmente pelo inversor (dispositivo de carga não linear) que as instalações fotovoltaicas injetam no sistema pode ser considerado um problema para a conexão com a rede. Isso ocorre por que a energia elétrica gerada pela energia solar é em corrente contínua e se faz necessário a utilização de dispositivos adequado para a venda para a concessionária.

O inversor converte a corrente contínua que foi gerada em corrente alternada para que possa ser comercializada. Contudo mesmo esta conversão sendo feita no melhor inversor que existe no mercado, ainda assim existe um problema que seria a geração de harmônicos pois o inversor se trata de um elemento não linear.

Apesar de possuir uma forma de onda periódica ainda assim não são curvas senoidais, mas sim aproximações que podem praticamente serem consideradas como tais.

Para realizar a conversão o inversor utiliza chaves que vão do estado ligado para o estado desligado, sendo a velocidade de abertura e fechamento das chaves que controlam a frequência do circuito. Ocorre que para a alteração entre o lado positivo e o negativo da corrente alternada as chaves ficam na condição desligadas por um tempo e depois são religadas e essa descontinuidade na corrente é um gerador de harmônicos.

A introdução de harmônicos no sistema de distribuição pode apresentar alguns problemas sérios na qualidade da energia e na segurança da rede: sobre aquecimento nos motores, transformadores e nos condutores do neutro, disparo de dispositivos de segurança, a ressonância, vibrações, aumento da queda de tensão e redução do fator de potência.

Quando existe uma instalação com uma carga não linear conectada (inversor) deve-se tomar um especial cuidado no dimensionamento do condutor do neutro. Normalmente a NBR5410 permite que seja utilizado um cabo com uma seção inferior a seção da fase, contudo nestes casos é recomendável que o condutor do neutro seja igual ao condutor da fase.

Pode ser adotado uma indutância em série, que é constituído basicamente por uma bobina, na saída do inversor. Este é um método simples e barato de resolver esse problema, mas o peso da bobina e a queda de tensão que ela gera acabam por limitar utilização deste método para equipamentos de baixa potência.

Outro método é a utilização de um filtro LC em paralelo com o inversor. Esse equipamento fornece um outro caminho para a distorção harmônica (correntes harmônicas). Além disso, esses filtros ainda aumentam o fator de potência. A desvantagem da utilização deste equipamento consiste principalmente que eles apenas são úteis para a distorção harmônica para a qual foram projetados, caso exista a alteração da carga eles não poderão ser mais utilizados. E também pode ocorrer o fenômeno da ressonância.

A ressonância é um fenômeno que ocorre nas redes elétricas e podem ser classificadas da seguinte forma:

Série: ocorre entre o transformador e o banco capacitor. As reatâncias capacitivas e indutivas do circuitos são iguais e se cancelam restando somente a resistência, a qual apresenta geralmente valores baixos. O principal efeito são a sobre correntes.

Paralelo: ocorre entre os transformadores e banco capacitores e as cargas que estão alimentadas. A somatória vetorial das correntes da fase é nula, portanto a corrente de linha é igual a zero.

Um banco de reatores pode ajudar a corrigir efeito dos harmônicos e não causando a ressonância.

Segue a figura 5.14 que ilustra uma forma de onda gerada por um inversor.

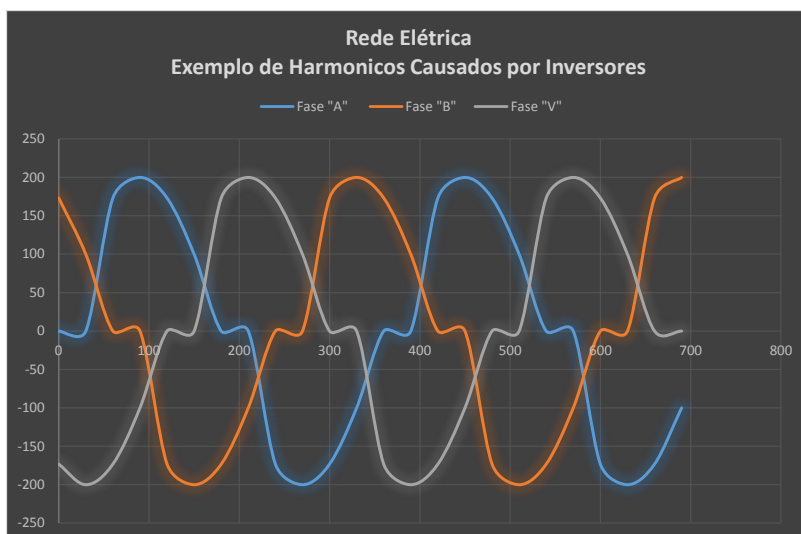


Figura 5.14 – Rede Elétrica – Exemplo de Harmônicos causados por inversores.

Com a figura 5.15 podemos ver como são os formatos das ondas nas três fases, contudo caso introduzimos a curva do neutro poderemos perceber que existe uma corrente considerável circulando pelo condutor no momento em que ocorre o desligamento das chaves.

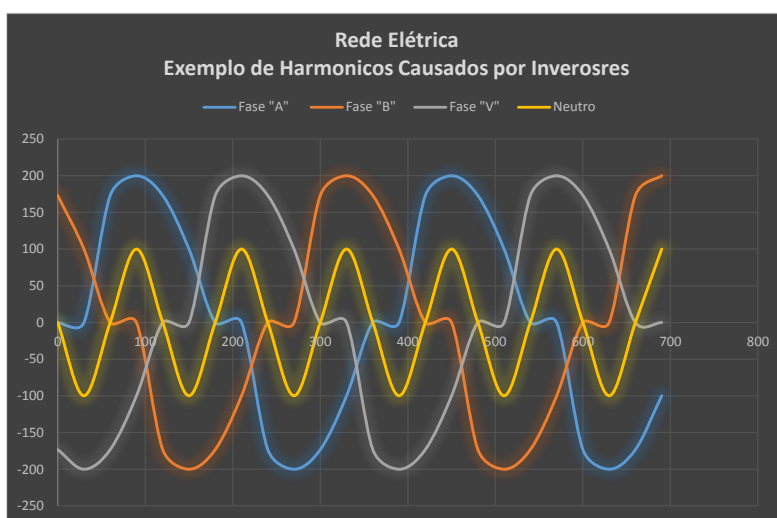


Figura 5.15 – Rede Elétrica – Exemplo da Corrente no Neutro causada pelos Harmônicos.

Todas as características internas do inversor são fornecidas pelo fabricantes, não podendo ser alteradas, inclusive o nível de harmônico que injetam. Entretanto existem alguns meios para conseguir melhorar a qualidade da energia elétrica fornecida pelos inversores. A introdução de reatores (indutores) em série podem reduzir o problema das ondas geradas, tornando-as mais senoidais possível, mas isso pode causar prejuízo para a tensão, para sanar este problema seria necessário adotar algumas medidas, como a utilização de cabos com maior secção ou em um maior número de cabos para cada fase. A distância entre o

reator e o transformador elevador pode ser importante para diminuir a queda de tensão.

Muitos inversores trabalham com a modulação por largura de pulso (PWM – Pulse Width Modulation) os quais controlam a forma de onda da tensão no lado da saída CA. Com o fator de potência ajustado para ser próximo da unidade os harmônicos da corrente são praticamente anulados. Um fator que pode influenciar essa operação é a potência da instalação.

5.5. Problemas referente ao Ilhamento

A situação de ilhamento acontece quando um setor da rede, o qual possui alguma fonte geradora de energia elétrica, está desconectada do resto da rede. Na instalação fotovoltaica essa condição pode ser definida com o fornecimento de carga a uma rede desenergizada.

Existem inúmeros motivos para que uma situação de ilhamento ocorra. Pode ser decorrente a distúrbios atmosféricos, ou erro humano, ou acionamento de algum equipamento de proteção, entre outros motivos.

O sistema de proteção da Geração Distribuída possui um tempo máximo de 2 segundos para se desconectarem da rede no caso da perda da tensão, conforme ABNT NBR IEC 62116.

Quando ocorre a falta de energia a concessionária recebe a informação da abertura dos dispositivos de proteção e falha de um de seus equipamentos. Com esse equipamento no estado aberto a concessionária não possui informações do que está ocorrendo a jusante do equipamento e encaminha uma equipe para solucionar o problema. Caso exista uma fonte geradora de energia conectada à rede neste momento os técnicos podem sofrer graves acidentes ao tentar arrumar as instalações. Por causa deste grave risco que se deve tomar muito cuidado com esse assunto.

Existe uma condição específica para que ocorra a operação em ilhamento, que seria a demanda do setor da rede que está desconectado ser igual a geração da instalação fotovoltaica. Isso deve acontecer para que a tensão e a frequência não se desloquem para fora da faixa ajustada e os relés de sub/sobre tensão e sub/sobre frequência não atuem.

Além do risco aos funcionários de manutenção, ainda podem existir outros riscos tais como danos aos equipamentos devido a variação de tensão e frequência para níveis fora dos padrões e danos devido ao restabelecimento da energia podendo ocasionar em danos aos equipamentos.

A morte de operadores devido ao ilhamento é considerada muito remota, uma vez que deve acontecer uma série de fatores para que isso ocorra:

- I. O sistema de anti ilhamento do inversor falhar;
- II. A geração ser igual a demanda do setor ilhado;
- III. O funcionário não atender os requisitos da NR10 e trabalhar na rede sem antes ter verificado a falta de tensão;

É muito comum que as instalações fotovoltaicas possuam dispositivos que informam sobre a situação da tensão na rede de distribuição e desconectam em caso de falta de energia, impedindo assim o estado de ilhamento. Contudo caso exista um grande número de instalações geradoras de energia ligadas ao ramal que apresenta o defeito, o sistema para desconexão pode falhar, pois a rede ainda estará energizada.

Para a proteção contra o ilhamento convencionalmente existem diversos métodos para detectar, sendo separados em basicamente dois grupos passivo e ativo:

- Métodos Passivos:
 - Utilização de Relés:
 - Subtensão;
 - Sobretensão;
 - Subfrequência;
 - Sobrefrequência;

Para esse tipo de proteção pode ocorrer o ilhamento quando a geração e a demanda forem iguais. Devemos lembrar que esses relés não são ajustados para o valor nominal da tensão e da frequência, mas sim para uma faixa de valores. Quando ocorre uma condição de ilhamento pode ocorrer da tensão e da frequência variarem dentro desta faixa. Esse método de proteção deve ser adotado com outros para que o sistema de anti ilhamento seja adequado.

- Ângulo de fase;

Esse método analisa a defasagem entre a tensão no ponto de conexão, no caso o inversor e a corrente que é fornecida para a rede. A corrente de saída da instalação é sincronizada com a tensão da rede. Para a situação de ilhamento não existe mais a tensão da rede, mas a corrente fornecida pela instalação continua constante e o inversor será obrigado a fornecer potência reativa o que irá alterar a defasagem entre a tensão e a corrente. Apesar de ser facilmente implantado esse método apresenta um problema referente a escolha da faixa de defasagem que o inversor deverá atuar.

- Harmônicos de tensão ou corrente;

Esse método consiste em analisar as variações das distorções harmônicas que o ilhamento pode causar. Apresenta o mesmo problema referentes as faixas de ajuste que deverão ser adotadas.

- Métodos Ativos:
 - Modificação de frequência;

Esse método funciona da seguinte forma: os inversores conectados à rede estariam constantemente tentando alterar a frequência do sistema, mas devido ao comportamento de barramento infinito a instalação seria sempre neutralizada pela rede. Quando ocorresse qualquer pequeno desvio na frequência o sistema anti ilhamento seria acionado e desconectaria a instalação.

Contudo, apesar da possibilidade de ocorrer o ilhamento ser muito remota, as concessionárias não podem perder o controle das redes as quais estão operando, portanto um método que funcionaria com muito maior qualidade, precisão e segurança seria com a adoção da tecnologia do Smart Grid. Com a instalação destes dispositivos de controle as concessionárias poderiam enviar um sinal para que os geradores fotovoltaicos fossem desconectados do sistema e apenas após o restabelecimento normal da energia fossem conectados novamente.

5.6. Integração com o Smart Grid

O Smart Grid consiste no conceito de tornar as rede elétricas capazes de garantir altos níveis de confiabilidade

Devem monitorar os componentes essenciais para que sejam realizados rápidos diagnósticos e soluções para não comprometer a qualidade da energia, como os surtos atmosféricos ou de manobra de equipamento, curto circuito e distúrbios harmônicos.

O Smart Grid permite que o sistema continue operando, mesmo que parcialmente em caso da ocorrência de situações imprevistas ou indesejadas. Sendo que os sistemas inteligentes devem ser capazes de identificar e isolar essas situações e assegurar a entrega da energia.

Para que o Smart Grid possa ser adotado com sucesso é necessário que exista um estudo aprofundado em suas vantagens e desvantagens para o seu desenvolvimento, regulamentação e implementação. E como uma grande parte

do sucesso da implantação do Smart Grid é responsabilidade dos consumidores fica muito difícil mensurar o retorno do investimento.

Com a introdução das redes inteligentes ocorre a mudança dos hábitos dos consumidores e assim pode-se evitar que sejam construídos novos empreendimentos.

Como o setor de energia elétrica é um setor de capital intensivo é necessário fazer uma análise econômica para verificar a viabilidade para a introdução da rede inteligente. Para conseguir os financiamentos necessários para o desenvolvimento é preciso obter retorno sobre o investimento e mostrar um crescimento. O crescimento do setor tem que ser positivo.

Com a introdução do Smart Grid nas instalações será possível monitorar o seu desempenho e analisar imediatamente a sua situação. As concessionárias poderão operar as instalações em caso emergenciais por exemplo quando ocorrer um excesso de carga e é necessário tirar carga do sistema.

Também serão equipamentos de grande ajuda no caso do desbalanceamento entre as fases causadas pela introdução de fontes geradoras monofásicas, no caso de um grande desbalanceamento as concessionárias serão informadas imediatamente e poderão balancear o sistema, operando a instalação por exemplo, até que o problema se encerre.

Outro ponto interessante do Smart Grid ocorre quando a uma falta de potência reativa na rede as concessionárias iriam entrar novamente e operar as instalações para que esse problema fosse suprido.

Entretanto existem alguns problemas para a introdução desta tecnologia. Primeiro seria necessário um alto investimento e incentivos, pois teria que existir toda uma infra estrutura para suportar o Smart Grid.

Depois existe o problema da padronização das informações que seria apresentadas para os envolvidos, concessionárias, produtores de energia e para os consumidores.

O existe o problema de ordem social também, que seriam primeiro o excesso de informações dados aos consumidores e sua complexidade os afastariam e também existem pesquisas que mostram que os brasileiros são avessos a mudança deste nível.

6. MODELO ADOTADO EM OUTROS PAISES

Para finalizar com o estudo na conexão com a rede das instalações de microgeração e minigeração também foi estudado o modelo de outros países, em especial da Alemanha, onde foi analisado os requisitos para a conexão, a qualidade da energia fornecida e o modelo de tarifação.

Segundo relatório publicado pela agencia ambiental europeia (AAE), março de 2013, 27 países da união europeia possuem 12,5% do seu consumo de energia de fontes renováveis. A meta é de que em 2020 esse número seja 20%, o que mostra que 60% do objetivo já foi alcançado atualmente.

Infelizmente o mesmo relatório constatou que devido ao clima econômico atual da Europa está ocorrendo uma diminuição nos subsídios oferecidos pela maioria dos países, como são os casos do Reino Unido, Itália, França e Alemanha, sendo que a Espanha já suspendeu temporariamente os incentivos para energia solar. A introdução das energias renováveis possuiu um grande arranque inicial na Europa, mas as perspectivas futuras não são muito promissoras.

6.1. Estudo do Modelo da Alemanha

A Alemanha vem adotando de maneira muito bem sucedida a energia solar para a geração de energia elétrica. Para iniciarmos esse estudo de geração de energia elétrica através da energia solar na Alemanha, podemos analisar pela figura 6.1 o quanto representa do total gerado das energias renováveis:

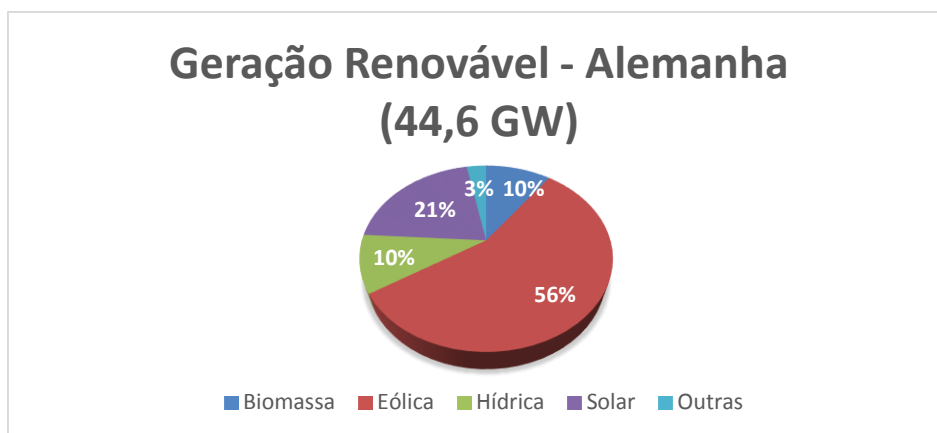


Figura 6.1 – Geração Renovável na Alemanha – ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastructureStudy

Pela figura 6.2 podemos perceber que a quantidade de energia gerada através das fontes renováveis na Alemanha é considerável, representando cerca de 29% do total da capacidade.

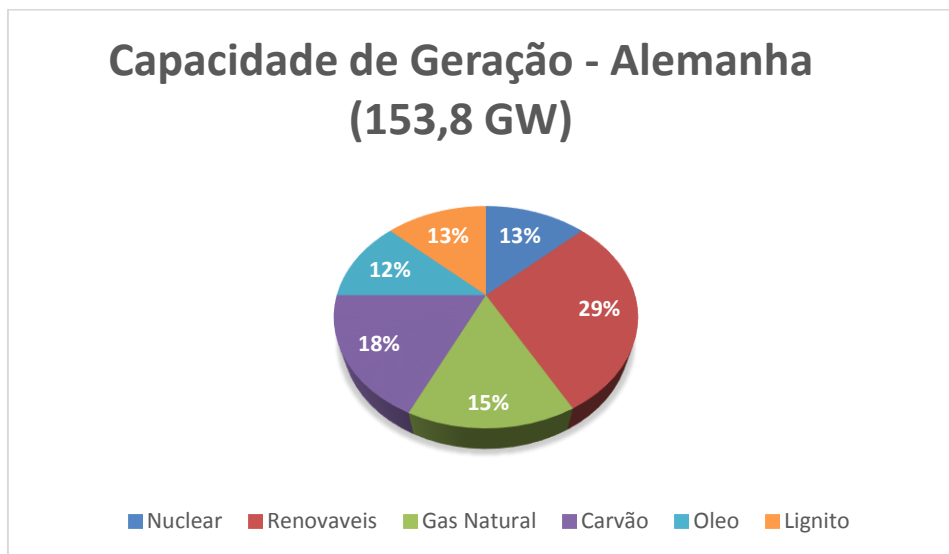


Figura 6.2 – Capacidade de Geração na Alemanha– ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastructureStudy

Na Alemanha existe um apoio as fontes renováveis de energia com a venda garantida para as concessionárias de distribuição (tarifa Feed-In). Os critérios para a tarifação são definidos pela lei de prioridade de acesso das fontes renováveis, e de acordo com essa lei as concessionárias de distribuição de energia não podem cobrar para a transmissão, também é garantido o acesso preferencial e imediato para todas. Os operadores das instalações tem o direito de vender para as concessionárias de distribuição toda a energia gerada e as concessionárias não podem cobrar por sua distribuição.

Podemos seguir pela tabela 6.1 os padrões de tensão na Alemanha:

Tabela 6.1 – Padrões de tensão na Alemanha – ConsultantReport – EuropeanRenewable DG InfrastructureStudy

Nível de Tensão	Tensão	
Extra Alta Tensão	220 a 380 kV	Linhas de Transmissão
Alta Tensão	110 kV	Linhas de Distribuição
Média Tensão	10 a 30 kV	
Baixa Tensão	400 V	

Segundo a norma alemã EnWG para não colocar todo o sistema em risco qualquer instalação com potência igual ou maior do que 100 kW deve possuir um dispositivo de tele medição e de controle com a capacidade de comunicação em tempo real com a concessionária de distribuição, para que possa ser feito um ajuste automático em caso de desequilíbrio.

A Alemanha começou na década de 90 um programa de tarifação que retribuiu toda a energia que é fornecida para a rede. Com isso foi rompido o monopólio que existia até então. E no começo da década de 2000 entrou em vigor a Lei de Energias Renováveis, com isso foi possível facilitar o acesso a este mercado por todos. Alguns pontos desta lei são: referente a prioridade ao acesso e a transmissão, bem como a transparência sobre os gastos do acesso, garantia que as concessionárias iriam comprar a energia gerada, garantia de 20 anos sobre o investimento que foi feito, as tarifas serão reduzidas anualmente e um esquema de divisão de custo para o orçamento do estado não ser cobrado.

Outro fator positivo da introdução destas novas fontes geradoras foi a expansão das linhas de alta tensão da Alemanha, existindo inclusive linhas de transmissão exclusivas para as renováveis.

A pedido dos interessados no fornecimento de energia elétrica, as concessionárias de distribuição da rede são obrigadas a otimizar, aumentar e expandir sua rede de acordo com a melhor tecnologia disponível para garantir a compra, transmissão e distribuição de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Analisando o caso das instalações fotovoltaicas existente na Alemanha é possível verificar que é um setor que apresenta uma facilidade quando falamos dos meios de distribuição (dos fornecedores para os consumidores), sendo estes muito desenvolvidos e de fácil acesso a todos.

Apesar de representar apenas algo em torno de 7% da energia elétrica gerada na Alemanha, nos últimos anos existiu um forte investimento nesta área, principalmente no sul da Alemanha. Apenas em 2009 ocorreu um aumento de 3,8 MW e em 2010 foi de 7,4 MW. Atualmente existe na Alemanha por volta de 18 GW de energia solar e a grande maioria é fornecida por instalações com uma capacidade superior a de 100 kW.

Para os centros urbanos existem instalações solares nos telhados das casas (fornecendo entre 3 kW a 5 kW) e em prédios comerciais ou públicos (fornecendo 100 kW a 1 MW).

Segundo a regulamentação alemã, uma instalação fotovoltaica pode fornecer para a rede nas seguintes condições:

- Até 5 kW: pode ser conectada em um sistema monofásico conectado no ponto de fornecimento;
- Acima de 30 kW: só podem ser conectadas em um sistema trifásico, para fornecimento para qualquer consumidor, em baixa tensão. Entretanto existe uma preocupação quando ocorre a conexão de várias fontes geradoras no mesmo barramento

Existem alguns pontos que as instalações fotovoltaicas devem seguir e estudos e análises no sistema devem ser feitos, a fim de que a qualidade da energia não seja afetada. Existem diversos estudos e condições para que seja possível conectar a instalação a rede, e os principais estão listados abaixo:

- I. Devem ser analisadas a capacidade da linha de transmissão existente e dos equipamentos que serão afetados pelo fornecimento de energia. Deve ser elaborado um estudo de fluxo de carga para averiguar ou apenas certificar que a capacidade instalada da linha de transmissão contra a capacidade de fornecimento da instalação fotovoltaica.
- II. Outro ponto que é necessário analisar é o aumento da tensão causada pela nova unidade geradora. Os desvios de tensão já são padronizados e não podem passar de 2%, segundo as normas regulamentadoras alemãs. Como já sabemos existe a queda de tensão causada pela impedância das linhas de transmissão.
- III. O estudo das harmônicas também deve ser elaborado e seguido conforme as especificações alemãs. As instalações podem gerar harmônicas e prejudicar outros consumidores conectados à rede.

Para se conectarem à rede de distribuição todas as instalações devem no mínimo possuir as seguintes funções ligadas a rede:

- Controle da Produção de Potência Reativa: as instalações devem contribuir com o fornecimento de Potência Reativa para a rede. As normas alemãs definem a quantidade desta potência que deve ser injetada. É importante destacar que a potência reativa que a instalação produz é controlada pela concessionária.
- Suporte dinâmico da Rede: a instalação não pode ser desconectada da rede devido a falhas ocorridas. Devendo inclusive gerar potência reativa para suprir a falha da rede. Devem continuar conectadas a rede durante um tempo específico de duração da falha.
- Redução da Potência Ativa: as instalações devem estar prontas para reduzir a potência gerada, em caso de sobrecarga no sistema. Esta decisão sempre será tomada de forma remota pela concessionária de energia. O tempo máximo para tomada de decisão é de 1 minuto e nunca fica dependente da ação do operador da instalação.

Todas as unidades de geração de energia elétrica precisam ser operadas em conformidade com as diretrizes da concessionária. Os operadores da instalação e a concessionária de distribuição devem concordar em uma tarifa máxima de potência aparente.

Mesmo com a introdução da geração distribuída nas diversas tensões da rede alemã, não ocorreram nenhuma mudança fundamental, seja na estrutura das

redes seja no planejamento. Muitos manuais foram elaborados para garantir a segurança de operação da rede. Contudo existe uma iniciativa para o investimento em uma nova rede de distribuição, sendo muito disso devido à preocupação com a grande dependência que existe atualmente em relação a energia nuclear.

Existe um programa de incentivo do governo alemão em relação a produção de energia elétrica feita através das fontes renováveis. Todas as instalações tem garantido a conexão com a rede.

Entretanto para manter a qualidade da energia existem algumas premissas que todos devem seguir:

- O ponto de conexão deve ser o mais próximo possível da instalação.
- A segurança da operação da rede deve ser mantida sobre qualquer circunstância, considerando a demanda total de todas as instalações conectadas a rede.
- O impacto de uma instalação deve ser desprezível para os demais consumidores.
- A qualidade da energia fornecida deve ser mantida.

Seguindo estes parâmetros as instalações podem ser conectadas na rede em várias tensões disponíveis, dependendo da capacidade de geração. A instalação apenas entra com os recursos financeiros até o ponto de conexão mais próximo, qualquer custo relacionado a este ponto de conexão é dividido.

As normas técnicas para a conexão são bastante rígidas e as instalações não podem de maneira nenhuma causar flutuações na rede, referente a queda de tensão ou sobre tensão e também referente a sobre cargas no sistema.

A variação de tensão no ponto de conexão deve estar de acordo com a variação prevista nas normas. A tensão máxima não deve jamais ser superior ao isolamento dos equipamentos e a tensão mínima não deve perturbar a operação normal da rede. Segundo as normas alemãs a variação de tensão deve ser de $\pm 10\%$.

A corrente de todos os dispositivos elétricos do ponto de conexão não podem ser superiores ao indicado pelos fabricantes.

Para o caso de grandes centrais fotovoltaica pode ser necessário implantar uma subestação para o fornecimento, neste caso, existem outras normas específicas para os itens mencionados acima.

Para a implantação a instalação deve averiguar se é necessária alguma alteração da infraestrutura do sistema. Como se existe a necessidade aumenta a secção dos cabos da linha, ou da capacidade dos transformadores.

Dependendo da localização pode ocorrer também a implantação de novos circuitos elétricos para o abastecimento.

As instalações devem possuir equipamentos de proteção para a desconexão da rede em caso de distúrbios na tensão e na frequência. O sistema de proteção deve garantir a operação segura da rede e dos profissionais de manutenção. E deve prevenir quanto a operação em ilhamento. O operador da instalação deve tomar medidas para que os distúrbios de tensão, manobras com equipamentos e reconexão automática com a rede não venham a danificar os equipamentos da instalação. Em caso de alguma falha na geração a instalação deve ser desconectada imediatamente da rede.

As instalações devem conter dispositivos de supervisão de tensão, de frequência e avaliação das alterações da impedância da rede.

A conexão com a rede deve ser feita em pontos acima do solo em quadros acessível aos técnicos da concessionária. Além disso os equipamentos das instalações devem todos serem certificados por órgãos reconhecidos.

Deve existir uma separação galvânica entre a instalação e o sistema da rede de distribuição. Os dispositivos de desconexão com a rede (disjuntor, seccionador, fusíveis,...) devem sempre serem instalados do lado da rede. E devem ser dimensionados para suportar a corrente de curto circuito e acionar imediatamente.

Apesar de ser obrigada a aceitar a conexão de fontes geradoras renováveis a rede as concessionárias exigem os projetos para a aprovação. Normalmente devem ser entregues a concessionária os seguintes documentos:

- Já existe uma padronização para a conexão com a rede;
- Mapa do local que indica a posição da unidade geradora;
- Folha de dados que contem especificação técnica para a instalação;
- Diagrama unifilar
- Descrição das proteções usadas com explicações exatas sobre o tipo, produto, circuito função e conformidade;
- Declaração de conformidade dos fabricantes;

Segue a tabela 6.2 com os requisitos mínimos necessários para se conectar com a rede de distribuição alemã:

Tabela 6.2 – Requisitos para conexão com a rede – Alemanha (Stadler, 2011)

Alemanha	
Descrição	
Dispositivos de proteção	
Tensão mínima	$0,70 V_{\text{nominal}} < V_{\text{nominal}} (\leq 0,2s)$
Tensão máxima	$V_{\text{nominal}} < 1,15 V_{\text{nominal}} (\leq 0,2s)$

Frequência mínima	47 a 50 Hz ($\leq 0,2s$)
Frequência máxima	50 a 52 Hz ($\leq 0,2s$)
Potencia Reativa, atual	$\cos\varphi = 0,90_{cap.}$ a $\cos\varphi = 0,80_{ind.}$
Potencia Reativa, futura	$< 3,68 \text{ kVA} : \cos\varphi = 1$
	$< 13,8 \text{ kVA} : \cos\varphi \geq 0,95_{ind.}$
	$\geq 13,8 \text{ kVA} : \cos\varphi \geq 0,90_{ind.}$
Distorção Harmônica	EN 61000-3-2 ou EN 61000-3-12
Variação de tensão	$\Delta V \leq 3\%$
Flutuação	EN 61000-3-3 ou EN 61000-3-11
Sincronização (para o lado CA ativo)	Variação de tensão: $\Delta V < 10\%$
	Variação de freq.: $\Delta f < 0,5\text{Hz}$
	Fases : $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$
Curto Circuito	Uma vez a corrente nominal
Aterramento	-
Transformador	-

6.2. Estudo do modelo da Itália

Na Itália a energia elétrica produzida pelas fontes renováveis é promovida por um sistema de cotas. Esse sistema obriga todos os produtores a produzir uma determinada cota de energia por fontes renováveis para conseguirem um certificado verde. Como alternativas as instalações fotovoltaicas podem fazer o uso das diversas formas de regulação do preços. Para instalações com potencias menores do que 1 MW tem a tarifação feed in como garantia. E as instalações fotovoltaicas além disso possuem uma tarifação premium “conto energia per il solare fotovoltaico”. Também podem ser vendidas no mercado livre.

As concessionárias tem que garantir o acesso prioritário para as energias de fonte renováveis e sua entrega. Também é de responsabilidade das concessionárias a expansão para conectar a todos no sistema. Inclusive por meios legais as instalações possuem esse direito.

Segue a tabela 6.3 com os requisitos mínimos necessários para se conectar com a rede de distribuição italiana:

Tabela 6.3 – Requisitos para conexão com a rede – Itália (Stadler, 2011)

Itália	
Descrição	
Conexão	$< 6 \text{ kVA}$ (Monofásico)
	$\leq 20 \text{ kVA}$ (Trifásico)
	$> 20 \text{ kVA}$ (Trifásico)
	$\geq 70 \text{ kVA}$ (Trifásico) (Média Tensão)
Tensão mínima	$0,80 V_{nominal} < V_{nominal} (\leq 0,2s)$

Tensão máxima	$V_{\text{nominal}} < 1,20 V_{\text{nominal}} (\leq 0,1\text{s})$
Frequência mínima	49 a 49,7 Hz
Frequência máxima	50,3 a 51 Hz
Potência Reativa	$\cos\phi \geq 0,80$ ind. para 20% a 100% da Potência nominal $\cos\phi \geq 1,00$ para operação normal
Distorção Harmônica	CEI EN 61000-3-2 ou CEI EN 61000-3-12
Variação de tensão	CEI EN 61000-3-3 ou CEI EN 61000-3-11
Flutuação	CEI EN 61000-3-3 ou CEI EN 61000-3-11
Sincronização (para o lado CA ativo)	Variação de tensão: $\Delta V < 10\%$ Variação de freq.: $\Delta f < 0,5\text{Hz}$ Fases : $\Delta \phi < \pm 10^\circ$

6.3. Estudo do modelo da Espanha

Na Espanha a tarifação pela energia pode ser feita de duas formas, o operador da instalação pode escolher entre uma tarifa garantida feed in para a concessionária de energia ou oferecer a energia no mercado livre por um preço maior, mas sem garantia de venda. As instalações de energia renováveis tem prioridade no acesso à rede. As concessionárias de distribuição são obrigadas a expandir a rede para conectar todos no sistema.

Segue a tabela 6.4 com os requisitos mínimos necessários para se conectar com a rede de distribuição espanhola:

Tabela 6.4 – Requisitos para conexão com a rede – Espanha (Stadler, 2011)

Espanha	
Descrição	
Conexão	$\leq 5 \text{ kVA}$ (Monofásico)
	$> 5 \text{ kVA}$ (Trifásico)
	$\geq 100 \text{ kVA}$ (Trifásico) (Média Tensão)
Tensão mínima	$0,85 V_{\text{nominal}} < V_{\text{nominal}} (\leq 1,2\text{s})$
Tensão máxima	$V_{\text{nominal}} < 1,10 V_{\text{nominal}} (\leq 0,5\text{s})$
Frequência mínima	48,7 Hz ($\leq 3\text{s}$)
Frequência máxima	51 Hz ($\leq 0,2\text{s}$)
Potência Reativa	$\cos\phi \geq 1,00$ para operação normal

Distorção Harmônica	UNE EN 61000-3-2 ou UNE EN 61000-3-12 ou UNE EN 61000-3-4
Variação de tensão	$\Delta V \leq 5\%$
Separação Galvânica	Deve existir entre o lado CC e CA, pode ser feito no inversor

6.4. Estudo do modelo dos Estados Unidos

No Estados Unidos os requisitos para os sistemas fotovoltaicos são divididos em duas áreas, segurança e performance. As normas UL tem como principal foco os requisitos de segurança e as normas IEC tem como principal foco a qualificação dos equipamentos. Todos os equipamentos devem possuir um certificado de um órgão reconhecido para poderem operar. As normas que devem ser seguidas para a ligação com a rede são UL 1741 e IEEE1547.

Segue a tabela 6.5 com os requisitos mínimos necessários para se conectar com a rede de distribuição americana:

Tabela 6.5 – Requisitos para conexão com a rede – Estados Unidos (Stadler, 2011)

Estados Unidos							
Descrição							
Conexão	≤ 5 kVA (Monofásico)						
	> 5 kVA (Trifásico)						
	≥ 100 kVA (Trifásico) (Média Tensão)						
Dispositivo de proteção	Desconexão automática, sistema anti ilhamento ($\leq 0,2$ s)						
Tensão mínima	$0,5 V_{\text{nominal}} < V_{\text{nominal}} (\leq 0,16 \text{ s})$ $0,88 V_{\text{nominal}} < V_{\text{nominal}} (\leq 2 \text{ s})$						
Tensão máxima	$V_{\text{nominal}} < 1,10 V_{\text{nominal}} (\leq 1 \text{ s})$ $V_{\text{nominal}} < 1,20 V_{\text{nominal}} (\leq 0,16 \text{ s})$						
Frequência mínima	$59,3 \text{ Hz} (\leq 0,16 \text{ s})$						
Frequência máxima	$60,5 \text{ Hz} (\leq 0,16 \text{ s})$						
Potencia Reativa	$\cos\phi \geq 0,85$ para operação normal						
Distorção Harmônica	D.T.	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Total
	%	4	2	1,5	0,6	0,3	5
Variação de tensão	$\Delta V \leq 5\%$						

Separação Galvânica	Deve existir entre o lado CC e CA, transformador isolador
Sincronização	$\leq 500 \text{ kVA}$
	Variação de tensão: $\Delta V < 10\%$
	Variação de freq.: $\Delta f < 0,3\text{Hz}$
	Fases: $\Delta \varphi < \pm 20^\circ$
	$\leq 1.500 \text{ kVA}$
	Variação de tensão: $\Delta V < 5\%$
	Variação de freq.: $\Delta f < 0,2 \text{ Hz}$
	Fases: $\Delta \varphi < \pm 15^\circ$
	$> 1.500 \text{ kVA}$
	Variação de tensão: $\Delta V < 3\%$
	Variação de freq.: $\Delta f < 0,1 \text{ Hz}$
	Fases: $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$

6.5. Comparação entre os modelos internacionais e o modelo nacional

Segundo o modulo 8 do PRODIST os aspectos considerados para analisar a qualidade da energia fornecida são:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de tensão de curta duração;
- Variação de frequência;

Segue a tabela 6.5 com os requisitos mínimos necessários para se conectar com a rede de distribuição brasileira:

Tabela 6.6 – Requisitos para conexão com a rede – Brasil (PRODIST, 2012)

Brasil		
Descrição		
Conexão	< 10 kW Baixa Tensão (monofásico)	
	10 a 75 kW Baixa Tensão (trifásico)	
	76 a 150 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	
	151 a 500 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	
	501 kW a 10 MW Média Tensão / Alta Tensão	
	11 a 30 MW Média Tensão / Alta Tensão	
	> 30 MW Alta Tensão	
Dispositivo de proteção	Desconexão automática, sistema anti ilhamento (≤ 2 s)	
Tensão mínima	$0,95 V_{\text{nominal}} < V_{\text{nominal}}$	
Tensão máxima	$V_{\text{nominal}} < 1,05 V_{\text{nominal}}$	
Frequência mínima	59,9 Hz 59,5 (≤ 30 s))	
Frequência máxima	60,1 Hz 60,5 (≤ 30 s)	
Potencia Reativa	$0,92_{\text{cap.}} \leq \cos\phi \leq 1,00_{\text{cap.}}$ $0,92_{\text{ind.}} \leq \cos\phi \leq 1,00_{\text{ind.}}$	
Distorção Harmônica	Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
	$V_N \leq 1$ kV	10
	$1 \text{ kV} < V_N \leq 13,8$ kV	8
	$13,8 \text{ kV} < V_N \leq 69$ kV	6
	$69 \text{ kV} < V_N < 230$ kV	3
Variação de tensão	$\Delta V \leq 2\%$	

Nessa comparação não é possível não começar comentando a respeito da maior diferença entre o nosso atual modelo com o adotado no mercado exterior que seria a venda para a concessionária de distribuição. Como foi possível ler neste estudo nos diversos mercados analisados já existem diversos modelo para a venda, seja para a concessionária no modelo garantido do feed in ou mesmo no mercado livre para poder tentar lucrar com um preço maior. Sendo que a concessionária tem a obrigação de comprar essa energia. Já no nosso modelo não existe a compensação financeira mas sim uma compensação em energia que poderá ser compensada no consumo da energia elétrica.

Também ocorre uma diferença na prioridade de acesso ao sistema, enquanto que nos sistemas internacionais estudados existe uma grande prioridade para o acesso de energias com fontes renováveis no Brasil o mesmo não ocorre, sendo que a prioridade é conforme a ordem cronológica em que o acesso foi solicitado.

Contudo existem certos pontos no qual as normas são parecidas, como no caso da infraestrutura, onde está previsto que todos os custos para a ampliação ou reforço ficam a cargo da concessionária de distribuição.

Também existe uma cláusula na qual todos os danos que vierem a ocorrer na rede, causado pelo produtor, são de responsabilidade deste.

Para todos os casos as concessionárias tem que aprovar o projeto para permitir a instalação em sua rede, sendo necessário apresentar no mínimo os seguintes documentos aqui no Brasil:

- Diagrama unifilar das instalações;
- Diagrama funcional do sistema de paralelismo;
- Características dos TP's, TC's onde aplicáveis e disjuntores que fazem parte do sistema de paralelismo;
- Memorial Descritivo;
- Dados da geração:
 - Potência;
 - Desenho do projeto de instalação;
 - Desenho de localização da instalação da geração e recinto de painéis;
 - Comprovante de certificação do inversor pelo INMETRO;
 - Termo de Responsabilidade conforme modelo existente no final desta Nota
 - Técnica, com firma reconhecida;
 - Apresentar ART referente ao projeto e execução;
 - Ajustes de tensão, controle de fator de potência, frequência, religamento do inversor.

Também são parecidos as exigências com relação a certificação dos equipamentos, aqui é necessário que sejam aprovados pelo INMETRO e no exterior devem possuir certificado de algum órgão reconhecido.

Em nenhum sistema deve ocorrer a operação em ilhamento.

A tabela 6.7 ilustra as diferenças entre os diversos países analisados:

Tabela 6.7 – Tabela Comparativa entre os países analisados;

	Brasil	Alemanha	Italia	Espanha	Estados Unidos
Descrição					
Conexão	< 10 kW Baixa Tensão (monofásico) 10 a 75 kW Baixa Tensão (trifásico) 76 a 150 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão 151 a 500 kW Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão 501 kW a 10 MW Média Tensão / Alta Tensão 11 a 30 MW Média Tensão / Alta Tensão > 30 MW Alta Tensão		< 6 kVA (Monofásico) ≤ 20 kVA (Trifásico) > 20 kVA (Trifásico) ≥ 70 kVA (Trifásico) (Média Tensão)	≤ 5 kVA (Monofásico) > 5 kVA (Trifásico) ≥ 100 kVA (Trifásico) (Média Tensão)	≤ 5 kVA (Monofásico) > 5 kVA (Trifásico) ≥ 100 kVA (Trifásico) (Média Tensão)
Dispositivo de proteção	Desconexão automática, sistema anti ilhamento (≤ 2 s)				Desconexão automática, sistema anti ilhamento (≤ 0,2 s)
Tensão mínima	$0,95 V_{nominal} < V_{nominal}$	$0,70 V_{nominal} < V_{nominal} (≤ 0,2s)$	$0,80 V_{nominal} < V_{nominal} (≤ 0,2s)$	$0,85 V_{nominal} < V_{nominal} (≤ 1,2s)$	$0,5 V_{nominal} < V_{nominal} (≤ 0,16 s)$ $0,88 V_{nominal} < V_{nominal} (≤ 2 s)$
Tensão máxima	$V_{nominal} < 1,05 V_{nominal}$	$V_{nominal} < 1,15 V_{nominal} (≤ 0,2s)$	$V_{nominal} < 1,20 V_{nominal} (≤ 0,1s)$	$V_{nominal} < 1,10 V_{nominal} (≤ 0,5s)$	$V_{nominal} < 1,10 V_{nominal} (≤ 1 s)$ $V_{nominal} < 1,20 V_{nominal} (≤ 0,16 s)$
Frequência mínima	59,9 Hz 59,5 (≤ 30 s))	47 a 50 Hz (≤ 0,2s)	49 a 49,7 Hz	48,7 Hz (≤ 3s)	59,3 Hz (≤ 0,16 s)
Frequência máxima	60,1 Hz 60,5 (≤ 30 s)	50 a 52 Hz (≤ 0,2s)	50,3 a 51 Hz	51 Hz (≤ 0,2s)	60,5 Hz (≤ 0,16 s)
Potencia Reativa	$0,92_{cap.} ≤ \cos\phi ≤ 1,00_{cap.}$ $0,92_{ind.} ≤ \cos\phi ≤ 1,00_{ind.}$	$\cos\phi = 0,90_{cap.}$ a $\cos\phi = 0,80_{ind.}$ < 3,68 kVA : $\cos\phi = 1$ (Futuro) < 13,8 kVA : $\cos\phi ≥ 0,95_{ind.}$ (Futuro) ≥ 13,8 kVA : $\cos\phi ≥ 0,90_{ind.}$ (Futuro)	$\cos\phi ≥ 0,80_{ind.}$ para 20% a 100% da Potência nominal $\cos\phi ≥ 1,00$ para operação normal	$\cos\phi ≥ 1,00$ para operação normal	$\cos\phi ≥ 0,85$ para operação normal
Distorção Harmônica	10% ($V_N ≤ 1 kV$) 8% ($1kV < V_N ≤ 13,8 kV$) 6% ($13,8 kV < V_N ≤ 69 kV$) 3% ($69 kV < V_N < 230 kV$)	EN 61000-3-2 EN 61000-3-12	CEI EN 61000-3-2 CEI EN 61000-3-12	UNE EN 61000-3-2 UNE EN 61000-3-12 UNE EN 61000-3-4	5%
Variação de tensão	≤ 2%	≤ 3%	CEI EN 61000-3-3 CEI EN 61000-3-11	≤ 5%	≤ 5%

7. CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS

Com este trabalho foi possível analisar tanto as redes de distribuição, a geração distribuída e as instalações fotovoltaicas, inclusive os principais equipamentos de cada um dos sistemas. Foi apresentada uma análise dos sistemas nos quais podem ocorrer problemas de sincronização com a rede, buscando apresentar soluções para cada uma das situações.

Quando foi considerado o caso da conexão de uma instalação em apenas uma das fases percebemos que com valores desprezíveis para o sistema como um todo não ocorre qualquer problema, como o valor estabelecido pela ANEEL de 10 kW. Entretanto, para os valores consideráveis, que apresentam um aumento na amplitude da onda senoidal maior do que 5%, nota-se que a corrente que circula pelo neutro é considerável. Felizmente a ANEEL adotou medidas para que isso não ocorra e para as instalações consideráveis tem que ser conectadas na rede em um sistema trifásico.

Quando conectamos de forma equivocada uma instalação fotovoltaica a rede podem vir a surgir muitos problemas referente a qualidade da energia fornecida para que não ocorra estes problemas devem ser adotados equipamentos de boa qualidade e o empreendedor deve verificar a quantidade de harmônicos que serão injetados no sistema. Caso ultrapasse a distorção harmônica prevista para a tensão de operação deve ser adotada alguma medida para diminuir a distorção.

O sistema anti ilhamento deve ser verificado e atender aos requisitos mínimos para poder operar, como se trata do risco a vida é uma questão importante e de responsabilidade da instalação precaver contra este fenômeno. Entretanto foi visto que mesmo que ocorra a falha no sistema a probabilidade de que ocorra é remota, uma vez que existem requisitos mínimos para que ocorra o ilhamento, a geração ser igual a demanda para que não ocorra o acionamento dos dispositivos de proteção.

A instalação de dispositivos do Smart Grid pode ser visto como uma maneira muito eficaz para lidar com todos os problemas de conexão, podendo serem resolvidos rapidamente antes de causarem grandes danos para o sistema. Caso a concessionária possa operar a instalação, por meio do Smart Grid, o sistema fica ainda mais confiável e apresenta um ganho significativo na qualidade, porque assim seria possível controlar o sistema como um todo e injetar o tipo de potência necessária, ou aumentar ou diminuir a demanda, por exemplo. Contudo existem alguns problemas de ordem técnica, padronização das informações, e de ordem política/social, consumidor é avesso a essas mudanças, para serem resolvidos antes da introdução do Smart Grid.

De todas as formas encontradas e estudadas para realizar este trabalho, seja pela instalação de equipamentos como os transformadores reguladores, bancos capacitores, banco de reatores, que são equipamentos que podem controlar os harmônicos e balancear até certo ponto as fases do sistema. A introdução destes equipamentos se mostrou cara o que pode inviabilizar qualquer empreendimento de adotar essas medidas, deixando para a própria concessionária realizar essas bem feitorias no sistema. A instalação da tecnologia Smart Grid se mostra muito importante para que seja mantida a qualidade da energia e no serviço prestado.

Quando comparamos o sistema nacional com o sistema da Alemanha percebe-se que estamos muito atrás, seja em tecnologia, seja na infraestrutura e nos investimentos feitos. Mas com o estudo do caso bem sucedido da Alemanha podemos adotar medidas muito interessantes e adaptá-las para o nosso sistema. Por exemplo o caso do Smart Grid.

Nos outros países estudados já é possível realizar a venda da energia de diversas formas, como a venda garantida para concessionária mediante a tarifa feed in ou se arriscar a vender no mercado livre por um preço mais alto. Aqui no Brasil ainda não é possível realizar este tipo de comercialização da energia, segundo a resolução 482 da ANEEL, é possível apenas a utilização da energia gerada para abater da fatura como uma espécie de compensação.

8. BIBLIOGRAFIA

João Mamede Filho – Manual de Equipamentos Elétricos – 4ª Edição – 2013

ENTENDENDO O FATOR DE POTÊNCIA - Alexandre Saccol Martins, Guilherme Bonan e Gustavo Ceretta Flores - Departamento de Pesquisa e Desenvolvimento - CP Eletrônica S.A.

Catalogo ABB – Dispositivo Protetor de Surtos – DPS – Linha OVR

Jacques Julien Deroualle – Estudo de Desempenho da Geração Distribuída no sistema de Distribuição Subterrânea com rede reticulada Spot: um estudo de caso – Monografia – 2011;

Aimé Fleury de Carvalho Pinto Neto – Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – Monografia – 2012;

Consulta ao site de compartilhamento acadêmico:
<http://www.ebah.com.br/content/ABAAfGZwAF/paralelismo-sincronismo>,
10/03/2013, as 16:00

Oliveira C.C.B. / Schimit, H. P. / Kagan, N. / Robba, E.J. – Introdução a Sistema Elétrico de Potência – 2ª edição – 2000;

Pereira, F. A. S. / Oliveira, M. A. S. – Curso Técnico Instalador de Energia Fotovoltaica – 2011;

Reis, L. B. / Siveira, S. – Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável – 2012;

Ahmed, S. – Eletrônica de Potência – 2006;

Consulta ao site especialista em tecnologia e proteção em energia elétrica e eficiência energética: <http://www.csolutions.com.br/mundoinf/estab.htm>,
16/03/2013, as 15:30

Consulta ao site de cultura científica e tecnológica:
<http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf>,
17/03/2013, as 16:30

Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP – PECE -
ERG-008 – Fundamentos de Máquinas Elétricas;

Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP – PECE -
ERG-006 – Energia Solar I;

Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP – PECE -
ERG-007 – Energia Solar II;

Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica da USP – PECE -
ERG-004 – Eficiência Energética nas Organizações e Empreendimento;

Consulta ao site especialista em informações sobre as rede inteligentes:
<http://www.redeinteligente.com/2011/02/01/aneel-quer-reduzir-barreiras-para-geracao-distribuida-de-pequeno-porte/>, 10/03/2013, as 15:00

Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – Procedimento de
Distribuição Elétrica no Sistema Nacional – Modulo 8;

Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição – Ângelo Ricardo
Rodrigues de Souza – Dissertação de Mestrado no programa de pós
Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Consulta ao site da empresa japonesa de artigos elétricos/eletrônicos:
<http://www.hitachi.com/environment/showcase/solution/energy/smartgrid.html>, 20/05/2013, as 21:00

Study about International Standards for the connection of Small Distributed
Generators to the power grid - Ingo Stadler

INTEGRAÇÃO COM A REDE DE ENERGIA ELÉTRICA E AS “SMART
GRIDS”

Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comitê
Econômico e Social Europeu e ao Comitê das Regiões – Comissão Europeia
– Relatório sobre os progressos no domínio das energias renováveis – 2013;