

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 895

**CONVERSOR MODULAR MULTINIVEIS PARA USINAS SOLARES
FOTOVOLTAICAS: TOPOLOGIA E CONTROLE**

Nicole Campos Foureaux

DATA DA DEFESA: 13/11/2015

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**CONVERSOR MODULAR MULTINIVEIS PARA USINAS
SOLARES FOTOVOLTAICAS: TOPOLOGIA E CONTROLE**

Nicole Campos Foureaux

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Braz de Jesus Cardoso Filho

Belo Horizonte - MG

Novembro de 2015

F773c

Foureaux, Nicole Campos.

Conversor modular multiniveis para usinas solares fotovoltaicas
[manuscrito] : topologia e controle / Nicole Campos Foureaux. – 2015.
134 f., enc.: il.

Orientador: Braz de Jesus Cardoso Filho.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais,
Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 127-134.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Conversores de energia elétrica -
Teses. 3. Energia solar - Teses. 4. Geração de energia fotovoltaica -
Teses. I. Cardoso Filho, Braz de Jesus. II. Universidade Federal de
Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

**"Conversor Modular Multiniveis para Usinas Solares
Fotovoltaicas: Topologia e Controle"**

Nicole Campos Foureaux

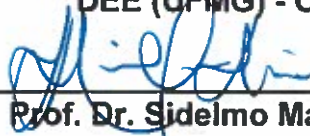
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 13 de novembro de 2015.

Por:



Prof. Dr. Braz de Jesus Cardoso Filho
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Matheus Pereira Porto
DMEC (EEUFMG)

Banca Examinadora

Prof. Braz de Jesus Cardoso Filho, PhD

Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG, Brasil

Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva

Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG, Brasil

Prof. Dr. Igor Amariz Pires

Departamento de Engenharia Eletrônica da UFMG, Brasil

Prof. Dr. Matheus Pereira Porto

Departamento de Engenharia Mecânica da UFMG, Brasil

AGRADECIMENTOS

A Deus, que em sua bondade infinita, permite que sejamos abençoados com infinitas graças.

Ao meu orientador, Prof. Braz de Jesus Cardoso Filho, não só pelo apoio que me foi dado para a realização deste trabalho e para minha formação profissional e pessoal, como também pelas conversas amistosas e esclarecedoras.

À equipe TESLA Engenharia de Potência por todo suporte técnico e pessoal, em especial nas pessoas de Arlete Vidal, Alysson Augusto, André Cardoso, Fábio Marra.

Aos professores Sidelmo Magalhães Silva e Igor Amariz Pires pelo conhecimento transmitido, pela amizade e dedicação a todos os alunos do grupo.

À minha família e amigos pelo companheirismo e paciência.

Ao Bruno Guimarães por todos os momentos de apoio I.

A todos aqueles que de alguma forma, contribuíram para a conclusão de mais esta etapa em minha vida.

RESUMO

Focado em geração solar fotovoltaica na forma de plantas de larga escala, com capacidade instalada maior que 1MW, neste trabalho pretende-se demonstrar a incapacidade dos conversores convencionais nelas instalados em lidar com condições ambientais irregulares sobre os arranjos de painéis, como no caso de sombreamento parcial por nuvens. Apesar de elevada eficiência da topologia normalmente utilizada na conversão da energia, as perdas causadas por arranjos grandes e, em consequência, um baixo número de rastreadores do ponto de máxima potência, impactam na energia gerada pela planta. Apresenta-se então uma solução alternativa aos inversores centrais convencionais com o objetivo de agregar ao conversor múltiplas entradas em corrente contínua. Consequentemente, há a redução do tamanho dos arranjos de painéis. Os blocos independentes de painéis estão sujeitos a condições de irradiação e temperatura diferentes e, portanto, fornecem níveis de potência diferentes a cada uma das células do conversor. A injeção de potência na rede da concessionária, porém, precisa acontecer de forma equilibrada. A principal diferença dessa implementação e o foco principal deste trabalho estão no controle de um conversor multiníveis de geração desequilibrada por célula, enquanto a requisição de injeção de potência na rede elétrica é equilibrada. Para tal, procura-se, também, apresentar formas para equilibrar a geração do conversor, através do deslocamento de neutro. Por fim, topologias para implementação das células são apresentadas bem como as vantagens agregadas a elas.

ABSTRACT

Focused on photovoltaic power generation from large scale plants, with installed capacity greater than 1 MW, this work reveals the inability of conventional converters in handling with irregular environmental conditions on large panels associations, in the case of partial shading by clouds, for example. Although high-efficiency on energy conversion inherent from the commonly used topology, the losses caused by large arrays and, consequently, lower number of maximum power point trackers impact energy generated by the power plant. In this work, an alternative solution to conventional central inverters is presented, in order to combine the multiple continuous current inputs from each inverter and, thereby, to reduce the size of the panels arrangements. Independent panels' blocks are subjected to different irradiation conditions and temperature and therefore they provide different power levels to each level of the proposed converter. The power injection into the grid, however, must take place in a balanced way. The main difference between this implementation and also the main focus of this work are in control of a multilevel converter for generating unbalanced power per level, while the power injection request the grid is balanced. Due to this reasons this work seeks to present ways to balance the converter generation through the neutral displacement.

I. LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 - Distribuição da matriz elétrica brasileira por fonte por ano: 2005 2010 2020 2030 [11]	26
Figura 2-2 - Distribuição da matriz elétrica por fonte no mundo [12]	27
Figura 2-3 - Capacidade Instalada de Energias Renováveis na Alemanha [16]	28
Figura 2-4 - Diversificação estimada em 2050 da matriz energética por região/país [17].....	29
Figura 2-5 - Crescimento da geração solar por região [19].....	30
Figura 2-6 Painel solar e detalhamento da célula em operação [23]	32
Figura 2-7 - Modelo equivalente da célula fotovoltaica [24].....	32
Figura 2-8 - Curvas características PxV e IxV sob diferentes níveis de irradiação e temperatura.....	34
Figura 2-9 - Associação de Células e Painéis	35
Figura 2-10 - Curva VxI de associação de células ou painéis	35
Figura 2-11 Condições de Sombreamento irregular de arranjos de painéis (a) Nuvens esparsas (b) Neve (c) por anteparos (d) pelas próprias fileiras de painéis (e) depósito de poeira.....	36
Figura 2-12 (a) Posição dos Diodos de Bypass entre células de um painel (b) Posição dos diodos de Bloqueio entre strings de painéis em paralelo.....	37
Figura 2-13 - Curva PxV em condições de sombreamento parcial.....	38
Figura 2-14 - Situação ilustrativa de sombreamento parcial: 200W/m ² para o painel sombreado e 1000W/m ² para os demais	38
Figura 2-15 -Variação no tempo da tensão, da corrente e da potência em cada painel da associação sob sombreamento parcial da Figura 2-13.....	39
Figura 2-16 - Simulação com sombreamento diagonal para todos os arranjos da Tabela 2-2.	43
Figura 2-17 - Simulação com sombreamento diagonal estreita para todos os arranjos da Tabela 2-2.	44
Figura 2-18 - Simulação com sombreamento horizontal para todos os arranjos da Tabela 2-2.	44
Figura 2-19 - Simulação com sombreamento vertical para todos os arranjos da Tabela 2-2.	45

Figura 2-20 Algoritmo de rastreamento de máxima potência: Condutância Incrementa [26]	46
Figura 2-21 - Inversor e filtro LCL de saída[27]	48
Figura 2-22 - Conexão dos inversores Ingecon Sun 625HE-MS[27]	48
Figura 2-23 - Exemplo de topologia de equipamentos comerciais de 50 e 100kW	48
Figura 2-24 - Exemplo de topologia de equipamentos comerciais de 500kW	49
Figura 2-25 - Planta de Geração fotovoltaica típica - em vermelho provavelmente um dos inversores conectados ao bloco de painéis que o cerca.	52
Figura 2-26 - Foto da Arena Pernambuco	52
Figura 2-27 – (a) Arranjo de Painéis e (b) Diagrama conceitual do conversor e conexões.....	53
Figura 2-28 - Comparação entre os dados reais (SCADA) e de simulação (PSCAD) de potência injetada na rede com a área em destaque aumentada.	54
Figura 2-29 Comparação entre os dados reais (SCADA) e de simulação (PSCAD) de potência injetada na rede, dados de potência na escala de 10^4	55
Figura 2-30 - Figura ilustrativa do sombreamento parcial ao cair da tarde nos painéis.....	55
Figura 2-31 - Bloco mínimo (a) utilizado para teste dos arranjos em condições de sombreamento e Associação de blocos conforme (b) sugerido pelo fabricante, (c) disponível na Usina exemplo e (d) condição da Usina dividida em o dobro de rastreadores.	57
Figura 2-32 - Comparação para 22 cenários de sombreamento em relação a curva PxV da arranjo (indicado no gráfico como “Individual”).	58
Figura 2-33 - Comparação para 22 cenários (1 a cada 3 segundos) em relação à potência gerada pelos arranjos ligados à inversores	59
Figura 2-34 - Conversor proposto.....	61
Figura 3-1 UFV instalada no estádio de futebol Mineirão em Belo Horizonte.	65
Figura 3-2 - Topologia proposta para o conversor solar: Topologia em cascata multinível com isolamento em baixa frequência [4]	66
Figura 3-3 - Topologia proposta para o conversor solar (b). Transformador em alta frequência.....	67
Figura 4-1 - Controle do conversor baseado nos eixos dq0.	72

Figura 4-2 - Controle dq convencional acrescido da malha de controle do barramento c.c.	73
Figura 4-3 - Cálculo das tensões do barramento c.c. já utilizando medições filtradas.....	74
Figura 4-4 - Cálculo das potências por fase e total do conversor	74
Figura 4-5 - Simulação com variações equilibradas	76
Figura 4-6 - Resultado por nível do conversor.....	77
Figura 4-7 - Sistema em desequilíbrio sem NS [3]	78
Figura 4-8 - Sistema em desequilíbrio com NS [3]	78
Figura 4-9 - Representação das tensões no plano complexo [3].....	78
Figura 4-10 - fluxo de potência entre fontes	80
Figura 4-11 - Conversor conectado à rede de média tensão a três fios e parâmetros	81
Figura 4-12 - Controle do conversor com injeção de sequência zero para sanar desequilíbrios entre fases	82
Figura 4-13 - Diagrama do Controle do desequilíbrio trifásico.....	82
Figura 4-14 - Método A de cálculo da sequência zero.....	84
Figura 4-15 - Solução com conexão em estrela (a) ou delta (b). [56]	85
Figura 4-16-Método B de cálculo da sequência zero.....	86
Figura 4-17 - Tensões, correntes e potências para diferentes cenários de desequilíbrio e solução A	87
Figura 4-18 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio da solução A	88
Figura 4-19 - Tensões, correntes e potências para diferentes cenários de desequilíbrio e solução [56].....	89
Figura 4-20 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio de [56].....	90
Figura 4-21 - Módulo e Ângulo da sequência zero adicionada, sendo o sub índice 2 para a primeira solução citada.....	91
Figura 4-22 - Limite de amplitude da sequência zero com relação ao barramento CC e a tensão a ser gerada	92
Figura 4-23— Situação 1: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento	95

Figura 4-24 - Situação 2: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento	95
Figura 4-25 - Situação 3: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento	96
Figura 4-26 - Situação 4: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento	96
Figura 4-27 - Situação 5: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento	96
Figura 5-1 – Sistema em estudo para $n = 3$	101
Figura 5-2 Geração monofásica equilibrada dividida em níveis em série.....	102
Figura 5-3 - Solução com potências irregulares e tensões colineares.....	103
Figura 5-4 - Solução com $fp = 1$ com vetores colineares.....	104
Figura 5-5 Solução com $fp=1$ e vetores não colineares. Do estágio com maior geração demanda-se apenas potência ativa.....	105
Figura 5-6 –Solução em pu para tensões e corrente considerando casos com $fp=1$ e vetores não colineares, com $Pg3 = 100\%$: a) $Pg2=70\%$ e $Pg1=60\%$ b) $Pg2=30\%$ e $Pg1=40\%$ c) $Pg2=50\%$ e $Pg1=50\%$	105
Figura 5-7 a) Solução com $fp = 0,92$	107
Figura 5-8 - Solução para alguns casos com $fp=1$ e vetores não colineares, com $Pg3 = 1pu$: a) $Pg2=70\%$ e $Pg1=80\%$ b) $Pg2=50\%$ e $Pg1=40\%$ c) $Pg2=50\%$ e $Pg1=20\%$	108
Figura 5-9 - Superposição dos métodos de injeção de sequência zero e divisão não colinear e divisão igual de potências por níveis internos a mesma fase (Figura 5-1).....	111
Figura 5-10 - Superposição dos métodos de injeção de sequência zero e divisão não colinear e divisão desigual de potências por níveis internos a mesma fase.....	112
Figura 5-11- Controle com variação de tensão por nível	113
Figura 5-12 – Resultado de simulação com o controle da solução monofásica implementado.....	114
Figura 5-13 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio para diferentes estágios e variação apenas na fase B.....	115
Figura 5-14 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio para diferentes estágios e variação apenas na fase B.....	115

Figura 6-1 - Subestação a estado sólido da GE - Solid state Power Station (SSPS) [59], [60]	119
Figura 6-2 Topologia de sistema multinível c,c,-c,c,-c,a,: (a)célula da	120
Figura 6-3 - Topologias Alternativas a proposta	123

II. LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Comparativo de geração de potência	40
Tabela 2-2 - Configuração dos painéis no teste de sombreamento parcial	41
Tabela 2-3 - Cenários de sombreamento.	42
Tabela 2-4 - Características típicas de instalações fotovoltaicas [18].....	47
Tabela 2-5 - Dados dos Painéis.....	53
Tabela 2-6 Dados da Usina	53
Tabela 3-1 - Limites de Distorção recomendados pela IEEE519-1992 para conversor de seis pulsos.....	70
Tabela 4-1 - Parâmetros do circuito experimental do sistema medidos a 200V, 9kW e 60Hz.....	75
Tabela 4-2 - Máximos teóricos atingidos pela tensão de sequência zero, com a potência da fase C como referência sem perda de generalidade	93
Tabela 4-3 - Potência aproveitada em relação ao desequilíbrio máximo admissível de sequência zero	97
Tabela 4-4 - Comparação entre dados da Tabela 4-3 e se a restrição fosse equilibrada para todas as fases.....	97
Tabela 4-5 - Resultado da Otimização da função pelo método [58]	98
Tabela 4-6 Comparação entre os métodos.....	99
Tabela 5-1 – Detalhamento dos cenários de geração apresentados na Figura 5-6	106
Tabela 5-2– Detalhamento dos cenários de geração apresentados na Figura 5-8	109
Tabela 5-3 - Comparativo entre os códigos de rede e o impacto na geração do conversor.....	109

SUMÁRIO

I. LISTA de Figuras	9
1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Contexto e Relevância	19
1.2 Objetivos	22
1.2.1 Objetivos secundários	22
1.3 Contribuições	23
1.4 Organização	24
2 GERAÇÃO solar fotovoltaica	25
2.1 Introdução a Geração fotovoltaica e aplicação.....	26
2.2 Conceitos básicos de geração fotovoltaica	30
2.2.1 Princípios de funcionamento de uma célula fotovoltaica.....	30
2.2.2 Associação de células e de painéis	34
2.2.3 Associação de painéis em condições de sombreamento parcial ..	35
2.2.4 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	45
2.3 Conexão à rede	47
2.3.1 Topologias de conexão à rede	47
2.4 Usinas fotovoltaicas.....	49
2.4.1 Sistemas de conversão para usinas fotovoltaicas	50
2.4.2 Dados de Geração de uma usina exemplo	52
2.4.3 Problemas relacionados à associação de painéis em usinas	56
2.4.4 Proposta de topologia para aumentar a geração com simulação .	60
2.5 Conclusões parciais	62
3 conversor Multiníveis com isolamento em alta frecuencia	64
3.1 Proposta alternativa ao conversor solar convencional	65

3.2	Requisições para conexão à rede	68
3.3	Conclusões parciais	70
4	DESENVOLVIMENTO da solução de conexão à rede trifásica	71
4.1	Controle do conversor sob equilíbrio	72
4.2	Controle por fase do conversor sob desequilíbrio	77
4.2.1	Resultados de simulação	87
4.2.2	Limitações da conexão multiníveis à rede trifásica	91
4.3	Conclusões parciais	99
5	Restrições e controle das fases do conversor	100
5.1	Descrição do sistema em estudo	101
5.2	Restrições e controle interno à fase do conversor	101
5.2.1	Geração de potência ativa com Vetores Colineares	102
5.2.2	Geração de potência ativa com Vetores Não Colineares.....	104
5.2.3	Geração com Vetores Não Colineares e fator de potência não unitário	107
5.2.4	Comparação das soluções para Geração Monofásica	110
5.3	Caso Desequilibrado para o conversor completo	110
5.3.1	Simulações com PSCAD	112
5.4	Conclusões Parciais	116
6	Protótipo DO CONVERTOR Multiniveis PROPOSTO	117
6.1	Referências e premissas do projeto	118
6.2	Proposta projeto utilizando transformador de estado sólido.....	119
6.3	Variações da topologia proposta	122
6.4	Conclusões parciais	122
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	124
	Referências.....	127

1 INTRODUÇÃO

Na busca por fontes alternativas de geração de energia, a fonte solar fotovoltaica tem se destacado no cenário mundial nos últimos anos. Aplicado desde em geração distribuída até em plantas de grande porte, o sistema de conversão da energia fotovoltaica ainda possui pontos para desenvolvimento e pesquisa. O completo aproveitamento da energia disponível em painéis fotovoltaicos é um desses pontos, bem como a baixa eficiência típica de conversão de células fotovoltaicas. Neste cenário, muito se estuda sobre a eficiência das células e dos conversores separadamente, porém, pouco é visto em relação à integração desses, especialmente para usinas. Quantificar e reduzir as perdas ocasionadas pela conexão entre conversor e painéis são temas cruciais em sistemas de grande porte e de elevado custo de implantação. Esse estudo busca prover uma opção à topologia aplicada ao modelo de usina solar convencional.

Neste trabalho serão usadas duas ferramentas de simulação e análise de circuitos elétricos: o PSCAD, que possui a biblioteca para simulação de painéis solares e conversores, e o MATLAB, usado para a modelagem dos painéis aqui utilizados. Este trabalho trata da proposta de solução através de uma topologia tipo conversor multiníveis como a forma de melhor aproveitar a energia proveniente dos painéis para usinas solares fotovoltaicas. Essa proposição de topologia de conexão de painéis alternativa e seus aspectos de controle serão apresentados, assim como soluções para controle para conversor, especialmente para cenários desvantajosos para a topologia convencional, entre outras contribuições.

1.1 Contexto e Relevância

As usinas de geração elétrica com base em painéis fotovoltaicos, também denominadas como fazendas solares, estão em operação em vários países do mundo. Essas representam, atualmente, uma forma obtenção de energia elétrica renovável e alternativa em relação aquelas convencionais, ao lado de fontes como a eólica. O aumento na eficiência dessas plantas é extremamente desejável, devido ao elevado investimento e baixa densidade de potência por área instalada, quando comparada a outras formas de geração.

Os sistemas fotovoltaicos em grande porte, de capacidade instalada superior a 1 MW, são tipicamente baseados em inversores centrais e conectados em média tensão. A injeção da potência gerada na rede elétrica é realizada através de blocos constituídos comumente por inversores trifásicos a seis chaves e de potência nominal entre 200 e 1MW cada. Trata-se da topologia mais simples e mais utilizada, devido ao reduzido número de conversores e controladores e alta eficiência de conversão (superior a 95%). Além disso possuem elevada confiabilidade, uma vez que a sua tecnologia já está bem estabelecida, [1] e [2]. Apesar de suas vantagens, esta topologia requer um transformador volumoso de baixa frequência e apresenta rastreamento do ponto de máxima potência (MPP) de baixa qualidade. Tais desvantagens que estão diretamente relacionadas à eficiência total de conversão do sistema adotado na geração fotovoltaica.

Em usinas convencionais, à entrada de cada inversor estão conectados uma grande quantidade de painéis fotovoltaicos. Painéis esses que possuem potência nominal comercial na faixa de poucas centenas de watts. Sob essa forma de conexão, o algoritmo de rastreamento de máxima potência do inversor central não é capaz de distinguir os painéis associados (em série/paralelo entre eles próprios) e opera como se esses fossem um único painel equivalente [1] e [2].

A potência máxima disponível em cada painel (aqui denominada MPi – *Maximum Power per individual panel*) é severamente afetada pelos níveis de irradiação solar e de temperatura. Em função da operação de uma associação como

um painel equivalente, a MPi de cada painel não será sempre extraída por um inversor central, como será apresentado nesse trabalho. O desempenho é limitado em termos de capturar a energia disponível na associação de painéis fotovoltaicos, quando cada um deles está sob diferentes condições de irradiação e/ou temperatura. Será aproveitada apenas a potência máxima da associação (aqui denominada como MPa – *Maximum Power per array*), ou seja, a quantidade de energia disponível do painel equivalente. Note-se que a MPa não é a soma das MPi de cada painel associado, e sim um ponto de potência máximo da associação. Provavelmente, a maioria ou mesmo todos os painéis estarão fora do seu próprio ponto de máxima potência (aqui MPP – *Maximum Power Point*), especialmente sob condições irregulares entre painéis. Outro inconveniente severo no uso de inversor trifásico convencional está no limite mínimo de tensão do barramento c.c., que equivale ao valor de pico da rede ao qual está conectado. Como consequência esse inversor não poderá rastrear toda a faixa de tensão de operação do arranjo de painéis aos quais se conecta e pode nem localizar o máximo de potência global da associação.

A fim de extrair a maior potência disponível em cada um dos painéis, o sistema ideal possui um rastreador de MPP (aqui denominado como MPPT - *Maximum Power Point Tracker*) por painel ou um por fileira de painéis conectados em série. Dessa forma, o efeito da associação não oculta os MPis

Devido à elevada quantidade de painéis utilizada em usinas, ambas as opções têm questões críticas de funcionamento relacionadas com a conexão em paralelo dos vários inversores. Atualmente, a literatura não fornece solução satisfatória para este problema de paralelismo e outros como, por exemplo, relacionados às múltiplas ressonâncias dos filtros de saída LCL paralelos; obrigatórios para mitigação de componentes harmônicos indesejáveis à rede. Além disso, a solução requer um elevado número de conversores, sensores e controladores, e ainda um transformador BT/MT (Baixa Tensão/Media Tensão) para injetar energia produzida à rede em MT, [1] e [2]. Essas topologias não seriam adequadas para fazendas solares.

A fim de reduzir o tamanho dos arranjos de painéis por rastreador, a solução mais propícia seria uma topologia multinível em cascata, derivada de outras aplicações [3], [4], com consequente uso de múltiplos conversores de menor potência. Tal topologia de conversor possui várias entradas em corrente contínua, o que permite

um controle independente da tensão por grupo de painéis, e, portanto, um maior número de subsistemas controlados por algoritmos de MPPT independentes. Uma vez que os painéis são distribuídos em mais rastreadores, uma maior eficiência é obtida, graças à minimização dos efeitos causados por associações série/paralelo de painéis sombreados de modo irregular [5]. O aumento da eficiência de conversão como um todo é desejável também sob o ponto de vista de viabilidade da usina e do aumento da densidade de geração por área instalada da mesma. Tanto a topologia de inversor central quanto a de multinível em cascata requerem um transformador de baixa frequência de alta potência, de 50 ou 60 Hz. Esse item é considerado pesado, volumoso e de difícil substituição [4], mesmo que seja necessário por prover isolamento galvânica e, se necessário, conversão de tensão para níveis de rede de MT. A isolamento galvânica se relaciona a padrões de segurança da rede elétrica e para evitar injeção de corrente contínua na rede. Embora esse último só seja exigido pelos códigos de energia em alguns países, ambos são desejáveis em qualquer sistema [6], [7]. O papel do transformador nessas usinas também está relacionado às correntes de fuga que são devidas á capacitância parasita do painel para terra [8], [9]. Aplicações sem transformador não evitam essas correntes, que, por sua vez, contribuem para interferência eletromagnética conduzida e irradiada, harmônicos e perdas de energia [8], [9]. Independentemente da topologia do conversor, um sistema fotovoltaico para a rede MT não pode ser ligado sem isolamento galvânico.

Também baseada na topologia multinível em cascata, propõe-se um conversor constituído por estrutura modular com entradas independentes em corrente contínua e saídas série corrente alternada, mantendo o controle centralizado da energia gerada. A isolamento, no entanto, é realizada por meio de transformadores que operam em alta frequência e, por isso, têm reduzido volume [10]. Esse conversor possui algumas características do sistema constituído por inversores distribuídos, como maior número de rastreadores de MPP, maior confiabilidade, graças à disponibilidade de estágios extras de segurança, redução do tempo de manutenção e falhas localizadas, ao invés de causar um dano em todo o sistema. Outras vantagens podem ser citadas, como uma redução significativa no tamanho e peso; o uso de componentes com baixas perdas de chaveamento e capazes de operar nesses níveis de frequência, potência e tensão, por isso, normalmente são selecionados os MOSFETs de Carbeto de Silício (SiC). Essa topologia, porém, apresenta vários

desafios de implementação, principalmente no que diz respeito ao controle dos múltiplos estágios para a geração e injeção de potência à rede. Cada grupo de painéis, conectados a um estágio e ao seu sistema individual de rastreamento de máxima potência, fornecerá uma quantidade de potência tipicamente diferente ao outro, tornando o controle do sistema o principal desafio a ser contornado.

A relevância deste trabalho está em apresentar uma solução para o desafio à conexão de conversores modulares multiníveis (neste trabalho denominados como MMC – *Modular Multilevel Converter*) à rede trifásica equilibrada e injetando potência equilibrada, mesmo que cada estágio tenha capacidade de fornecer potências irregulares em todo instante. Técnica essa que deve aumentar a transferência de energia disponível nos painéis e que, com o uso de conversores convencionais, não era aproveitada.

1.2 Objetivos

Este trabalho apresenta uma proposta para conexão de uma topologia tipo MMC a usinas solares fotovoltaicas como forma de melhor aproveitar a energia proveniente dos painéis. Os principais objetivos desse trabalho são:

- Quantificar o efeito de perda de energia por sombreamento parcial em usinas solares convencionais;
- Desenvolver e avaliar uma solução de topologia de conversão da energia para o problema do não aproveitamento de energia disponível em usinas solares;
- Determinar os requisitos do sistema de controle para injeção de potência trifásica equilibrada na rede de energia elétrica;

1.2.1 Objetivos secundários

- Demonstrar a potencialidade da topologia de transformadores eletrônicos para conversão da energia em usinas solares, como a redução de peso e volume do sistema;

- Identificar refinamentos possíveis na topologia e técnica de controle propostos, além de apresentar simulações baseadas em dados experimentais de usina de implantação convencional.
- Propor uma topologia de conversor c.c.-c.c.-c.a., baseado em transformadores de estado sólido, para aplicação em substituição aos inversores centrais, a fim de validar experimentalmente os conceitos abordados.

1.3 Contribuições

Este trabalho está focado na proposição de uma metodologia de operação de conversores MMC de forma alternativa aos inversores centrais convencionais para usinas solares de grande porte, onde há a necessidade inerente do melhor aproveitamento possível da energia gerada dos painéis solares.

A diferença entre o ponto de máxima potência de uma associação com grande número de painéis e de cada um dos painéis dela é o principal ponto para consideração de uma nova topologia. Essa deve melhor aproveitar a energia disponível em momentos de condições irregulares aos quais os painéis estão submetidos, como, por exemplo, o efeito de nuvens na irradiação da planta, além disso deve ser mais eficiente em condições ambientais regulares, ou pelo menos igual a convencional.

Além da proposição da topologia de conexão de painéis alternativa, aspectos de controle da mesma foram abordados, de forma a apresentar uma solução desde a concepção da mesma até a conexão à rede. As contribuições desse trabalho são, portanto:

- Apresentar uma forma de arranjo para usinas solares alternativa à convencional com foco no aumento do aproveitamento da energia disponível;
- Propor uma solução de controle para conversor que permita injeção de correntes equilibradas na rede a partir de geração fotovoltaica desequilibrada. Essa pode ser utilizada em outras aplicações, como bancos

de baterias;

- Comparar o desempenho da solução de controle em cenários de sombreamento com dados experimentais e com dados de simulação da topologia convencional;
- Apresentar uma realização e metodologias de projeto do protótipo a ser construído para teste da topologia.

1.4 Organização

A fim de apresentar o trabalho desenvolvido acerca da topologia MMC baseada na tecnologia de transformadores eletrônicos para usinas fotovoltaicas, esse trabalho está organizado a partir de uma revisão bibliográfica sobre painéis solares e sua associação para conexão em usinas de grande porte, onde os pontos de ineficiência do sistema convencional são destacados, apresentado no capítulo 2. Alternativas de topologias de conversor para conexão a rede e as normas de injeção de potência na rede e suas restrições são apresentadas no capítulo 3. A proposta de utilização e o desenvolvimento realizado para controle do conversor MMC é então apresentado, focando na injeção equilibrada à rede ainda que fase do conversor esteja sujeita a quantidades diferentes de potência disponível, no capítulo 4. A solução por célula e o controle completo do conversor são descritos no capítulo 5. O capítulo 6 apresenta uma proposta projeto para as células do conversor, utilizando transformador de estado sólido, e também variações aplicáveis a essa topologia. Finalizando este texto, o capítulo 7 apresenta as conclusões alcançadas e as propostas de trabalhos futuros, como a implementação em escala real da topologia.

2 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração solar fotovoltaica tem ganhado espaço nas matrizes de geração de energia elétrica por todo o mundo. Entender o processo de obtenção de energia utilizando painéis fotovoltaicos e o sistema envolvido na conversão da energia para conexão à rede tornou-se tópico de grande interesse para pesquisa. O foco principal está na maximização de energia gerada e na minimização de perdas do sistema.

Este capítulo fornece uma revisão sobre a geração fotovoltaica, desde sua expansão nas matrizes com o tempo e tendências nacionais e mundiais, até conceitos básicos de geração, associação de painéis e detalhes de conexão à rede, como de topologia convencional de inversores centrais para grandes plantas solares. Ao final desse capítulo, são fornecidas informações de uma planta de grande porte real e, através de simulações apropriadas, as perdas decorrentes da topologia de conexão dessas plantas serão apresentadas. Além disso, a conclusão parcial demonstra a desvantagem da topologia convencional e propõe uma solução para minimização desse problema.

2.1 Introdução a Geração fotovoltaica e aplicação

A diversificação da matriz energética é relevante para um país no sentido estratégico, no que tange a disponibilidade dos recursos energéticos e provimento de serviços, como transporte de cargas e pessoas, iluminação pública, eletricidade para as casas e segurança. Isso reduz a dependência exclusiva de provimento de uma fonte, bem como provê a versatilidade para acompanhar da taxa de crescimento da economia sem dependência de oscilação de preços de determinada fonte [11]. As Figura 2-1 e Figura 2-2 apresentam essa tendência no Brasil e no mundo.

A geração de energia elétrica é um dos pontos politicamente estratégicos para as nações e a diversificação das fontes destinadas a essa geração é considerada como uma das questões cruciais para a garantia de disponibilidade e segurança do serviço [11], como pode ser notado como tendência na distribuição por contribuição por fonte na matriz elétrica nacional, Figura 2-1. Essa diversificação também tem sido notada mundialmente, não apenas nos últimos anos, mas também nos planos futuros mundiais, como pode ser notado na Figura 2-2 [12].

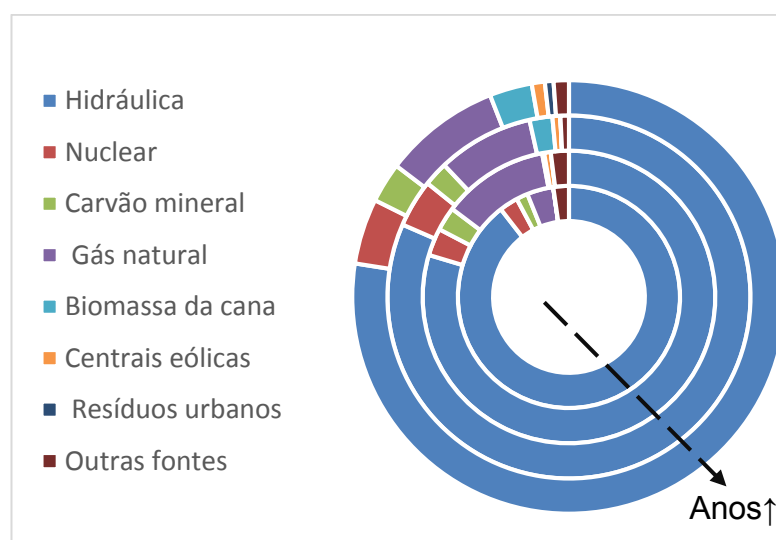


Figura 2-1 - Distribuição da matriz elétrica brasileira por fonte por ano: 2005 2010 2020 2030 [11]

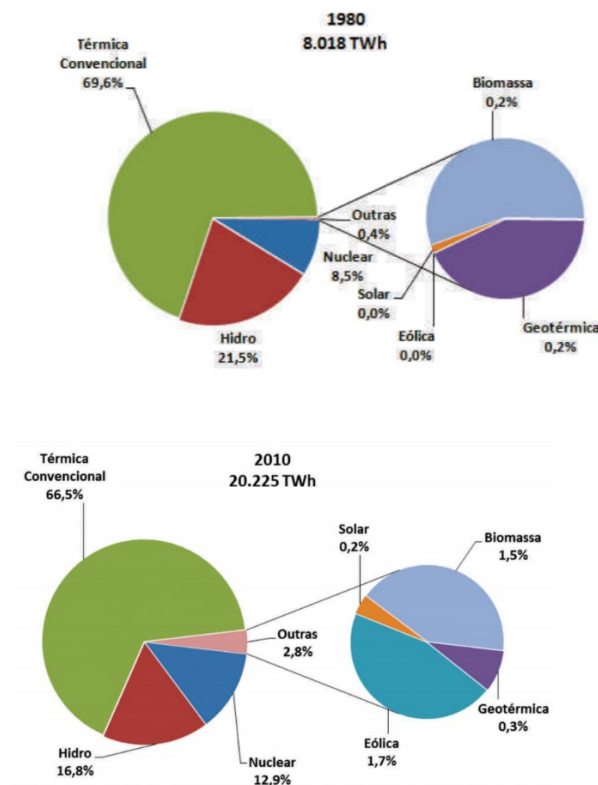


Figura 2-2 - Distribuição da matriz elétrica por fonte no mundo [12]

O governo brasileiro tem demonstrado interesse nesse assunto, mais claramente no sentido de diversificar a matriz com inserção de fontes renováveis, desde 1999, conforme resolução ANEEL 112:

A busca por alternativas às fontes tradicionais de produção de energia abre caminho para um novo mercado no País. Ainda em seus primeiros passos, mas com imenso potencial, a geração que aproveita a irradiação solar (fotovoltaica), a força dos ventos (eólica) e a biomassa tem no Brasil o cenário ideal para desenvolver-se. Os procedimentos e requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação de centrais geradoras a partir de fontes alternativas de energia estão estabelecidos na Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999. [13]

Em 26 de abril de 2002, o governo lançou o PROINFA - Lei nº 10.438, pensada como um incentivo inicial e crucial às fontes alternativas e renováveis no país. Devido aos altos custos e à elevada taxa de importação de equipamentos do sistema, apenas recentemente a energia solar fotovoltaica obteve espaço na matriz energética brasileira. Mais especificamente em 2014, ano em que houve o primeiro leilão de energia dessa fonte proveniente de plantas centralizadas.

Segundo dados do Banco de Informações de Geração, atualmente existem, aproximadamente, 21MW de capacidade instalada, entre geração distribuída e centrais solares, no Brasil. Esse número, porém, não atinge 0,02% da capacidade total instalada de, aproximadamente, 139 GW. São citados mais 40 empreendimentos, de construção não iniciada, com potência total outorgada de 1,14 GW e juntos representam 6% dos novos investimentos desse tipo [14]. A geração por fonte fotovoltaica figura em planos decenais brasileiros para 2024, quando pretende-se alcançar 7 mil MW, sem considerar a geração distribuída [15]. Apesar dessa evolução em capacidade instalada, o Brasil ainda encontra-se em uma posição muito aquém de cenários de outros países com grande penetração de geração de energia fotovoltaica, como o caso alemão apresentado na Figura 2-3. Cerca de 28% da geração nesse caso é feita por fontes renováveis e, desse montante, 11,2% são de fonte fotovoltaica, ou seja, cerca de 38GWp de capacidade instalada, [16].

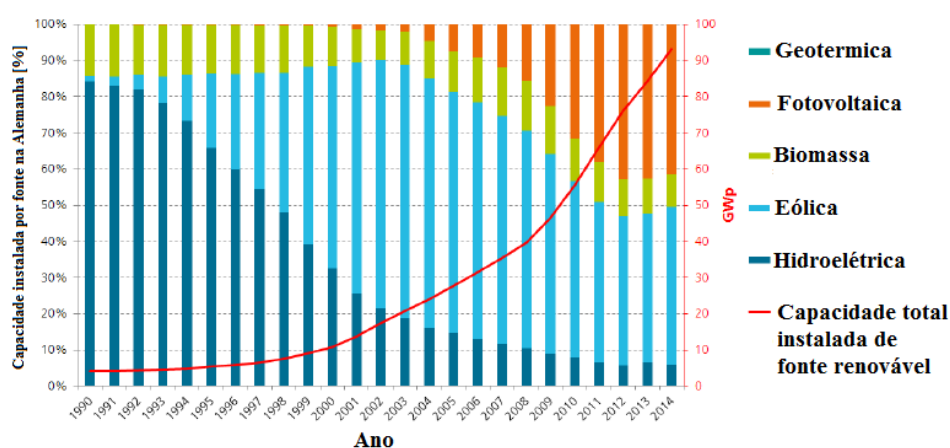


Figura 2-3 - Capacidade Instalada de Energias Renováveis na Alemanha [16]

Importante nesse ponto citar que, apesar de o Brasil estar iniciando seus investimentos na área de energia solar fotovoltaica, a matriz elétrica brasileira possui quase 70% de fontes renováveis, basicamente de fonte hidráulica, o que significa cerca de 97,2GW em capacidade instalada renovável.

O crescimento de energia renovável de fontes como biomassa, solar e eólica tem tomado destaque na última década, especialmente em alguns países europeus, China, Índia e Estados Unidos. As políticas governamentais de incentivo e de compra obrigatória de energia pelas concessionárias [17] destacam-se como causas

relevantes no grande desenvolvimento da energia eólica e solar, apesar do alto custo inicial de geração. Em alguns cenários mais otimistas, como o traçado pela *International Energy Agency* na Figura 2-4, são indicados os níveis de penetração de energia de fonte fotovoltaica de até 22%, dependendo das políticas de incentivo e das características regionais específicas apresentadas tais como clima e sazonalidades [17].

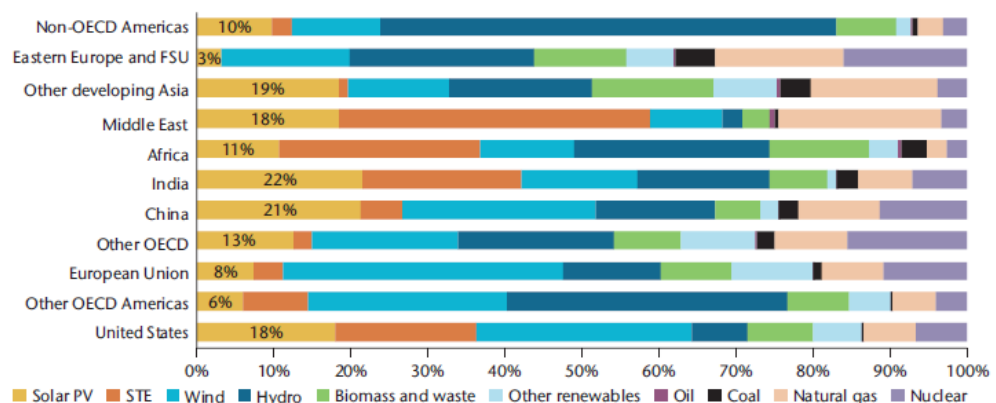


Figura 2-4 - Diversificação estimada em 2050 da matriz energética por região/país [17]

É possível notar, tendo como foco apenas a energia solar fotovoltaica, um crescimento na capacidade instalada em todo o mundo nos últimos anos e nas estimativas para os próximos 5 anos, como mostra a Figura 2-5. A tendência apresentada para as matrizes energéticas aponta para a diversificação e converge para as fontes renováveis. Há uma tendência para a aplicação de energia solar fotovoltaica em larga escala, mesmo que as plantas ainda possuam baixo fator de capacidade (10 a 25%) e uma taxa de desempenho a melhorar (de 70 a 80%) [18].

Este trabalho aborda a geração solar fotovoltaica em usinas solares em plantas de capacidade instalada superior a 1MW [18]. As próximas seções apresentam, então, uma breve revisão dos fundamentos da geração fotovoltaica e o estudo da topologia convencional de construção a elas aplicada, bem como suas desvantagens. Primeiramente serão apresentados os conceitos básicos da geração fotovoltaica, a construção das células solares em painéis fotovoltaicos e sua associação em série e paralelo, para formação de arranjos, ou *arrays*. Posteriormente, uma revisão sobre usinas, como é realizada a conversão da energia gerada para conexão à rede elétrica e como, classicamente, as usinas estão organizadas. Finalmente, para os problemas

de associação em série/paralelo em arranjos, outras desvantagens serão apresentadas por meio de simulação e dados experimentais. A partir da base apresentada, propõe-se uma topologia alternativa que visa contornar os pontos negativos expostos e aumentar a eficiência de conversão da planta, tornando-a assim, entre outros pontos, mais economicamente viável.

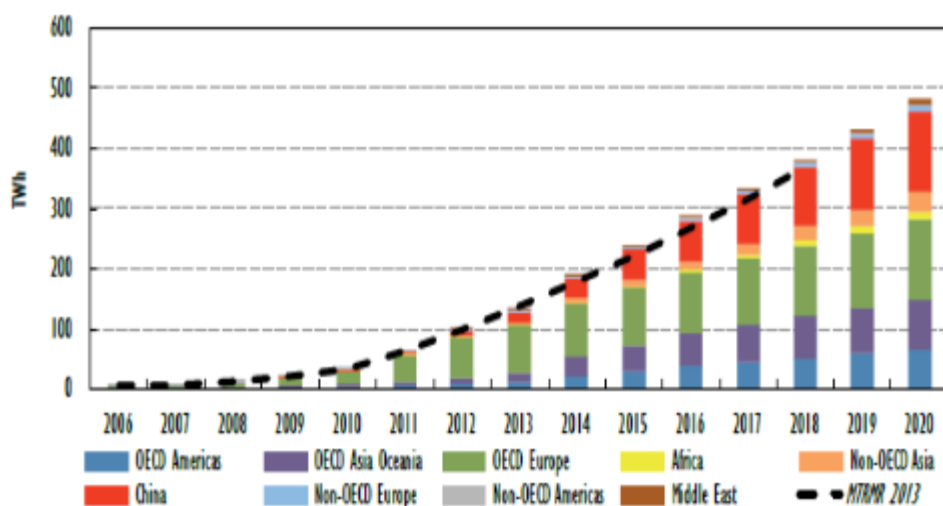


Figura 2-5 - Crescimento da geração solar por região [19]

2.2 Conceitos básicos de geração fotovoltaica

A produção de energia elétrica denominada como geração fotovoltaica é fundamentada no efeito fotovoltaico em que há a produção de força eletromotriz a partir da incidência de irradiação sobre material apropriado. Esta subseção busca apresentar os conceitos básicos da geração fotovoltaica, contemplando desde a geração de energia até os requisitos para se extrair sua máxima potência. Adicionalmente, apresentam-se as vantagens e desvantagens da associação de unidades geradoras em arranjos e seu efeito sob o aproveitamento da energia disponível. Por fim, um comparativo de uma forma para aumentar o aproveitamento da energia disponível será apresentado.

2.2.1 Princípios de funcionamento de uma célula fotovoltaica

O fundamento básico da geração de energia elétrica denominada como fotovoltaica está no efeito fotovoltaico. Esse foi descoberto por Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, ao observar que, sob a incidência de radiação, cria-se uma diferença de potencial em alguns materiais [20]. Com eficiência de apenas 6%, a primeira célula fotovoltaica foi produzida apenas na década de 50, quando começou-se a fomentar aplicações espaciais [21]. Após a década de 70, começam a ser usadas como fonte energética alternativa na matriz convencional [20].

Existe uma série de materiais que podem ser usados para captação de energia elétrica diretamente da incidência de irradiação, como as de filme fino de Telureto de Cádmio (CdTe), Cobre, Índio e Gálio Seleneto (CIS / CIGS) e as células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV). Nesse trabalho, porém, serão consideradas somente aquelas baseadas em Silício, mais eficientes e mais comuns no cenário de usinas solares. A célula fotovoltaica de Silício é um dispositivo construído por Silício dopado com impurezas, como o Boro e o Arsênio, e formando duas camadas distintas. Essas camadas são uma do tipo p e a outra do tipo n, compondo uma junção p-n, descrita em [22], Figura 2-6. O modo como a energia proveniente dos raios solares se transforma em energia elétrica é também apresentada de forma ilustrativa nessa figura. Os raios solares - os fótons - atingem o material do tipo n fornecendo a energia necessária para que os elétrons livres presentes nessa camada mudem de banda de energia passando a camada tipo p e provocando um fluxo de elétrons de n para p. Haverá geração, portanto, de diferença de tensão entre os terminais da célula e, conseqüente criação de corrente elétrica, se houver caminho fechado em circuito externo para tal.

Na Figura 2-6, podem ser observados outros elementos considerados fonte de perdas no processo de conversão, como os contatos frontais que são anteparos para os raios. Outro efeito também a ser considerado como perda do processo é a absorção parcial pelo vidro que protege as células. Atualmente, os painéis fotovoltaicos de silício usados para geração de energia elétrica têm eficiência maior que 20%, tamanho típico de 1 dm² e potência de 4 a 5Wp. Esses dados refletem informações de fabricantes analisadas durante essa pesquisa e refletem testes em condições laboratoriais.

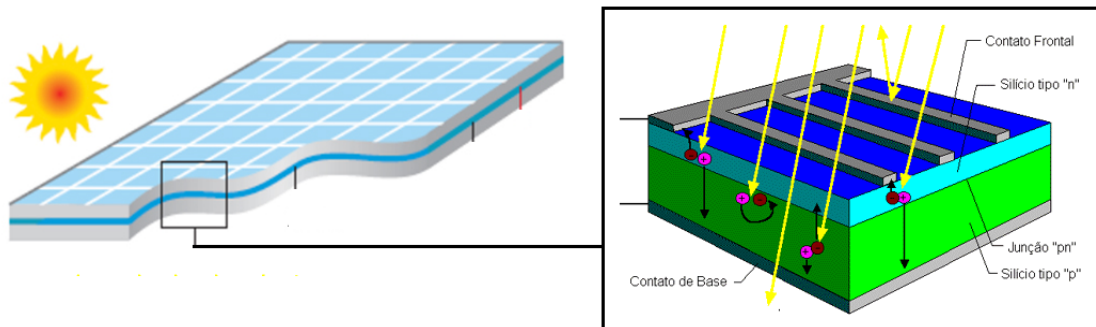


Figura 2-6 Painel solar e detalhamento da célula em operação [23]

O modelo equivalente de simulação da célula solar mais utilizado é aquele apresentado na Figura 2-7, [24], constituído pelo circuito equivalente de diodos de Si convencionais e adicionando-se as perdas em forma de resistores, um em série e um em paralelo, ao diagrama.

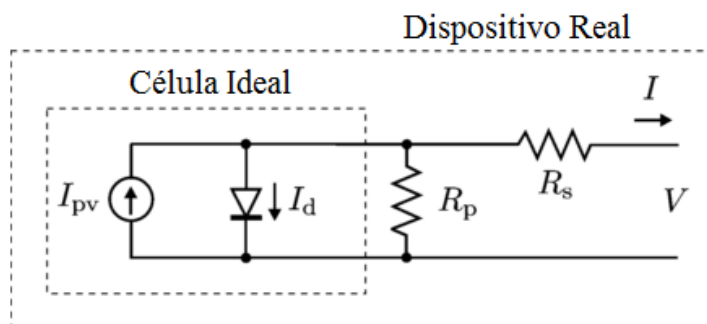


Figura 2-7 - Modelo equivalente da célula fotovoltaica [24]

A equação a seguir descreve o comportamento da célula ideal é dada por:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{qV}{akT} \right)} - 1 \right] \quad \text{Eq. 1-1}$$

Dado que a corrente I_{pv} é a corrente gerada pela incidência de irradiação sob a célula, I_0 é a corrente de fuga do diodo em paralelo, q é a carga do elétron, k é a constante de Boltzmann, T é a temperatura da junção p-n e a é a constante de idealidade do diodo. O segundo termo da equação representa a equação de Schokley

para diodo. Os dois parâmetros mais importantes para esta modelagem, que afetam severamente o comportamento da célula, são a irradiação incidente e a temperatura de operação.

A modelagem completa da célula solar deve incluir parâmetros adicionais representantes dos efeitos presentes no dispositivo real, Figura 2-7. Dessa forma, ao incluir as resistências do modelo, a equação da corrente de saída da célula solar é dada por

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_s I}{V_t a} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad \text{Eq.1- 2}$$

Dado que V_t é a tensão térmica do arranjo constituído de N_s células e de valor igual a $N_s kT/q$, R_s e R_p são a resistência série e paralelo, respectivamente, do modelo real.

A partir das equações do modelo equivalente para a célula fotovoltaica, a curva característica de operação para tensão versus corrente e tensão versus potência está representada na Figura 2-8 considerando diferentes condições de irradiação e temperatura. É possível observar sua dependência com a irradiação incidente e a temperatura da célula. As curvas foram obtidas através de simulação com o software PSCAD, com parâmetros obtidos através de modelagem matemática no MATLAB, modelagem essa descrita em [24].

Para cada condição em que a célula está sob um nível de irradiação e de temperatura, um par tensão versus corrente para obtenção da máxima potência disponível pode ser encontrado, como pode ser observado na Figura 2-8. A fim de extrair a máxima potência disponível em cada condição, obrigatoriamente, deve ser utilizado um algoritmo de identificação desse ponto de máximo chamado de rastreador de ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) que será melhor detalhado nas próximas seções.

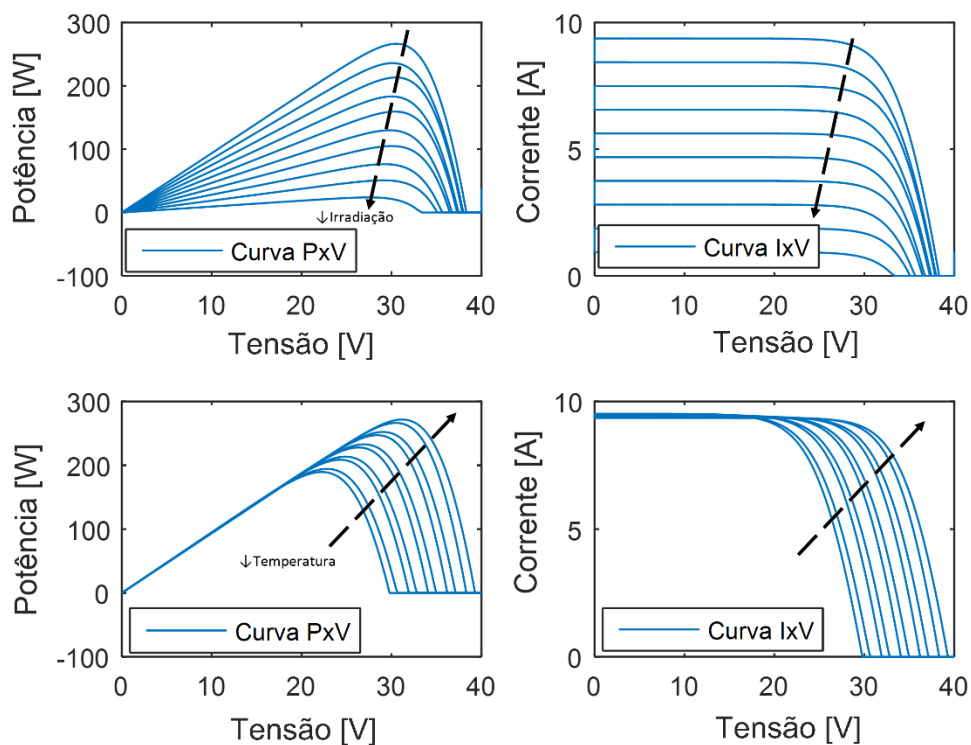
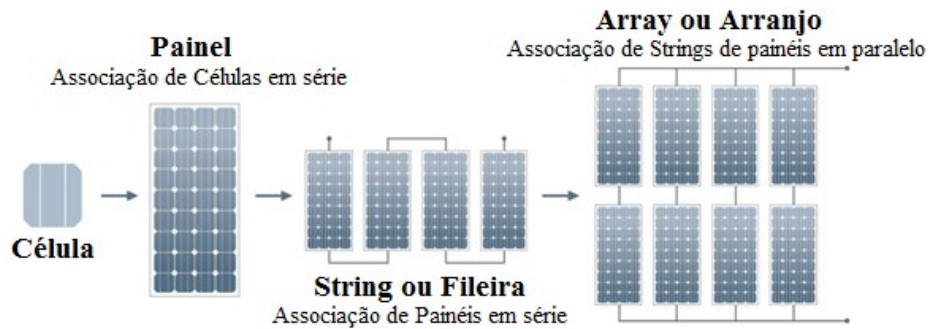


Figura 2-8 - Curvas características PxV e IxV sob diferentes níveis de irradiação e temperatura

2.2.2 Associação de células e de painéis

As células fotovoltaicas agrupadas formam os chamados Painéis ou Módulos Fotovoltaicos, disponíveis comercialmente em potências de algumas poucas centenas de watts. Os painéis, por sua vez, também podem ser associados para obtenção de uma maior potência formando *strings* (associação série de painéis, fileiras) e *arrays* (associação de fileiras em paralelo), como apresenta a Figura 2-9.

A curva característica tensão versus corrente resultante da associação série e paralelo de células e/ou painéis, quando estão sob mesma temperatura e irradiação, está representada na Figura 2-10. Com efeito similar a associação de fontes de tensão convencionais, adicionar células em série, aumenta a tensão da associação mantendo a corrente. Com efeito similar a associação de fontes de corrente em paralelo, a adição dessas células em paralelo, aumenta a corrente mantendo a tensão.



Fonte da Imagem: <http://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>

Figura 2-9 - Associação de Células e Painéis

Os níveis típicos de tensão e corrente de curvas V_{xI} de painéis comerciais são algumas dezenas de volts e algumas unidades de amperes. Através de associação série e/ou paralelo, os arranjos de painéis têm maior tensão e/ou corrente proporcionalmente ao número de unidades associadas.

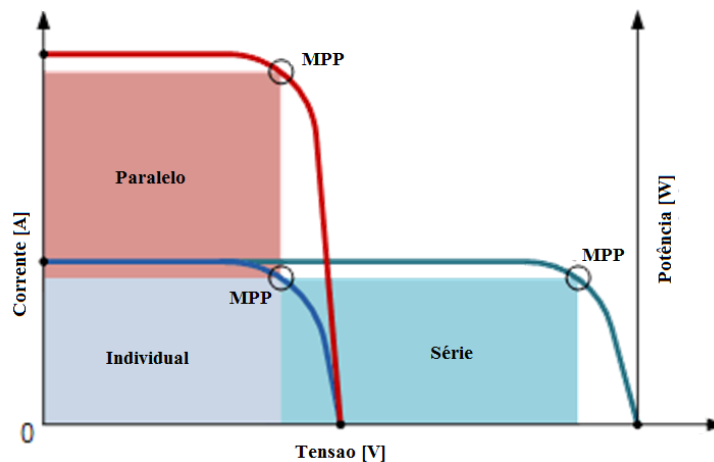


Figura 2-10 - Curva V_{xI} de associação de células ou painéis

2.2.3 Associação de painéis em condições de sombreamento parcial

As curvas representadas na Figura 2-10 apresentam uma situação em que irradiação e temperatura são idênticas para os painéis associados. Porém, quanto maior a associação de painéis, maior a chance de que os painéis estejam sob diferentes condições, dada a dependência das condições ambientais geralmente espacialmente irregulares. O efeito de sombreamento parcial mais frequente é

causado por nuvens esparsas, entretanto outros cenários são possíveis como acúmulo de neve e/ou sujeira e o efeito chamado de *near shading* (sombra próxima em tradução livre), que são os anteparos fixos que fazem sombra na instalação como árvores, postes, prédios etc., Figura 2-11.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 2-11 Condições de Sombreamento irregular de arranjos de painéis (a) Nuvens esparsas (b) Neve (c) por anteparos (d) pelas próprias fileiras de painéis (e) depósito de poeira.

No arranjo submetido a condições ambientais irregulares, diodos devem ser utilizados para proteção das células e para garantir que os painéis funcionem corretamente. Comercialmente, são utilizadas de 60 a 72 células fotovoltaicas na montagem dos painéis, normalmente organizadas em 3 conjuntos em série de 20 a 26 células também em série. Cada conjunto possui diodos de bypass em paralelo com

grupos de células e um diodo de bloqueio em série com cada fileira, como mostra a Figura 2-12.

As células que formam um painel estão conectadas em série e a corrente de todas as células seria obrigatoriamente a mesma sem diodo de *bypass* em paralelo. O diodo de *bypass* tem a função de prover um caminho alternativo para o excedente de corrente, quando uma associação possui corrente menor que as demais, sem prejudicar a geração das outras associações e sem forçar uma corrente não desejada pela associação que menos gera [22].

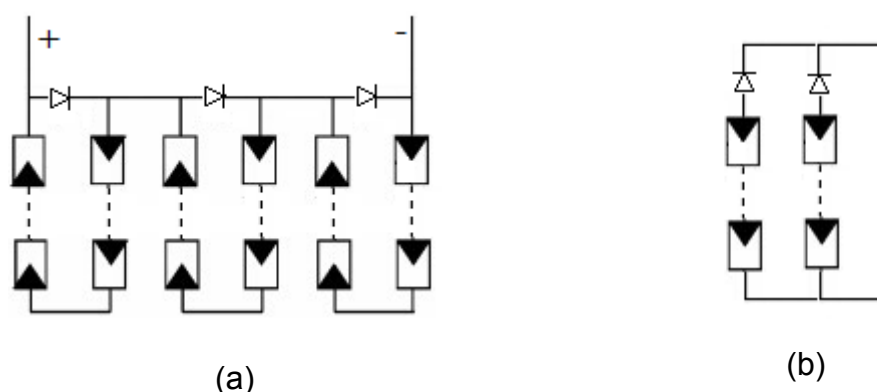


Figura 2-12 (a) Posição dos Diodos de Bypass entre células de um painel (b) Posição dos diodos de Bloqueio entre strings de painéis em paralelo

Em associações em paralelo, quando a tensão gerada em uma *string* for menor que a tensão gerada nas outras em paralelo, pode ocorrer de uma *string* funcionar como carga para outra. Então coloca-se um diodo de bloqueio por *string* e assim tais correntes reversas são bloqueadas [22], como no posicionamento representado na Figura 2-12 (b).

A curva característica da associação com a presença desses diodos e sob condições de irradiação irregulares não possuirá o formato da curva representada na Figura 2-10. Em um cenário ilustrativo, representado na Figura 2-14, a curva característica dos painéis se modifica como na Figura 2-13.

Ao invés de apenas um único ponto de máxima potência, surgem dois ou mais pontos chamados de máximos locais e ainda existe um único máximo global. A técnica de indentificação do ponto de máximo precisa então identificá-los e distinguí-los.

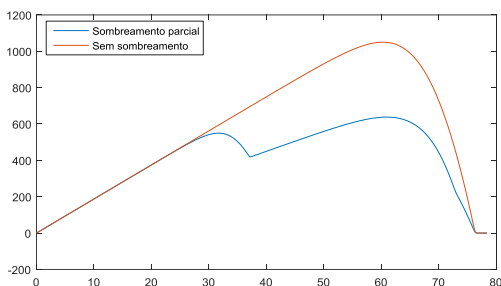


Figura 2-13 - Curva PxV em condições de sombreamento parcial

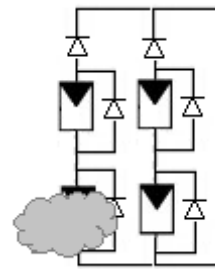


Figura 2-14 - Situação ilustrativa de sombreamento parcial: $200\text{W}/\text{m}^2$ para o painel sombreado e $1000\text{W}/\text{m}^2$ para os demais

Utilizando a modelagem dos painéis desenvolvida no MATLAB e o simulador de painéis no PSCAD, a associação apresentada na Figura 2-14 foi simulada. Dessa forma é possível realizar uma melhor avaliação da situação de sombreamento parcial.

A técnica para traçar as curvas dessa simulação consiste em variar a tensão da associação do valor de tensão de circuito aberto (V_{oc}) da associação até zero, obtendo a curva completa de resposta dos painéis para diferentes pontos de operação. É possível notar que a *string 2*, com igual irradiação, retorna as mesmas curvas por painel e os diodos em paralelo não entram em operação. Com irradiação irregular devido ao sombreamento, a *string 1* limita a geração do painel com maior irradiação (P_{1a}), até que o painel com menor irradiação esteja em curto circuito (E_{1b} igual a zero), ou seja, quando o diodo em paralelo começar a conduzir corrente (I_{1db}), observe a

Figura 2-15(b) próximo a 0,05 segundos. Nenhum outro diodo de bypass entra em condução, além do denominado como 1b em paralelo com o painel afetado. A curva resultante está representada na Figura 2-13.

Normalmente não se percebe que há o comprometimento do aproveitamento total da energia disponível nos painéis, em condições de sombreamento parcial. Para comprovar tal ponto, uma comparação simples entre a soma da energia disponível em cada painel e a energia disponível na associação, ambas em condições idênticas, foi realizada. A Tabela 2-1 apresenta uma coluna de símbolos que indicam como serão tratadas as quantidades de potência máxima disponível por painel: MP_i (*Maximum Power per individual panel*) e por arranjo: Mp_a (*Maximum Power por arranjo*). Nela,

demonstra-se que há perda de energia durante essas condições e, que sombreamentos parciais pequenos já causam um grande impacto na energia gerada. No exemplo, a perda é de 24,7%.

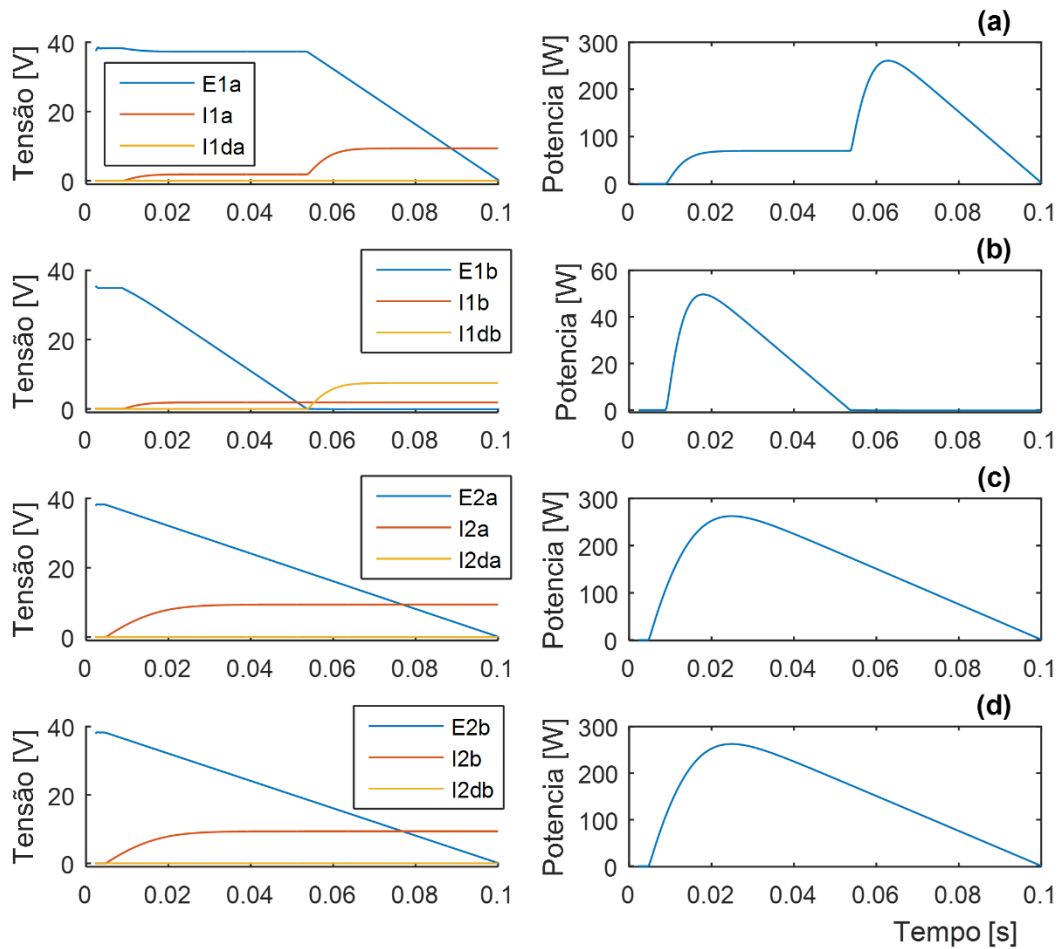


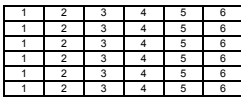
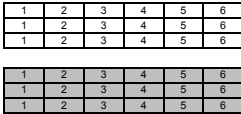
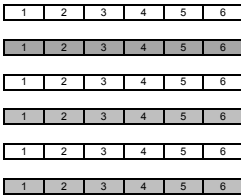
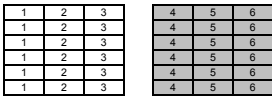
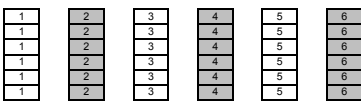
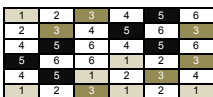
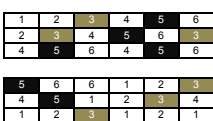
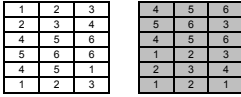
Figura 2-15 -Variação no tempo da tensão, da corrente e da potência em cada painel da associação sob sombreamento parcial da Figura 2-13

Tabela 2-1 - Comparativo de geração de potência

Irradiação	Símbolo	200W/m ²	1000W/m ²
# painéis	-	1	3
Potência Pico individual [W]	Mpi	50,46	265,5
Soma das Potências [W]	-	846,96	
Ponto de Máxima Potência da fig.2.13 [W]	Mpa	637,92	
Porcentagem aproveitada	-	75,3%	

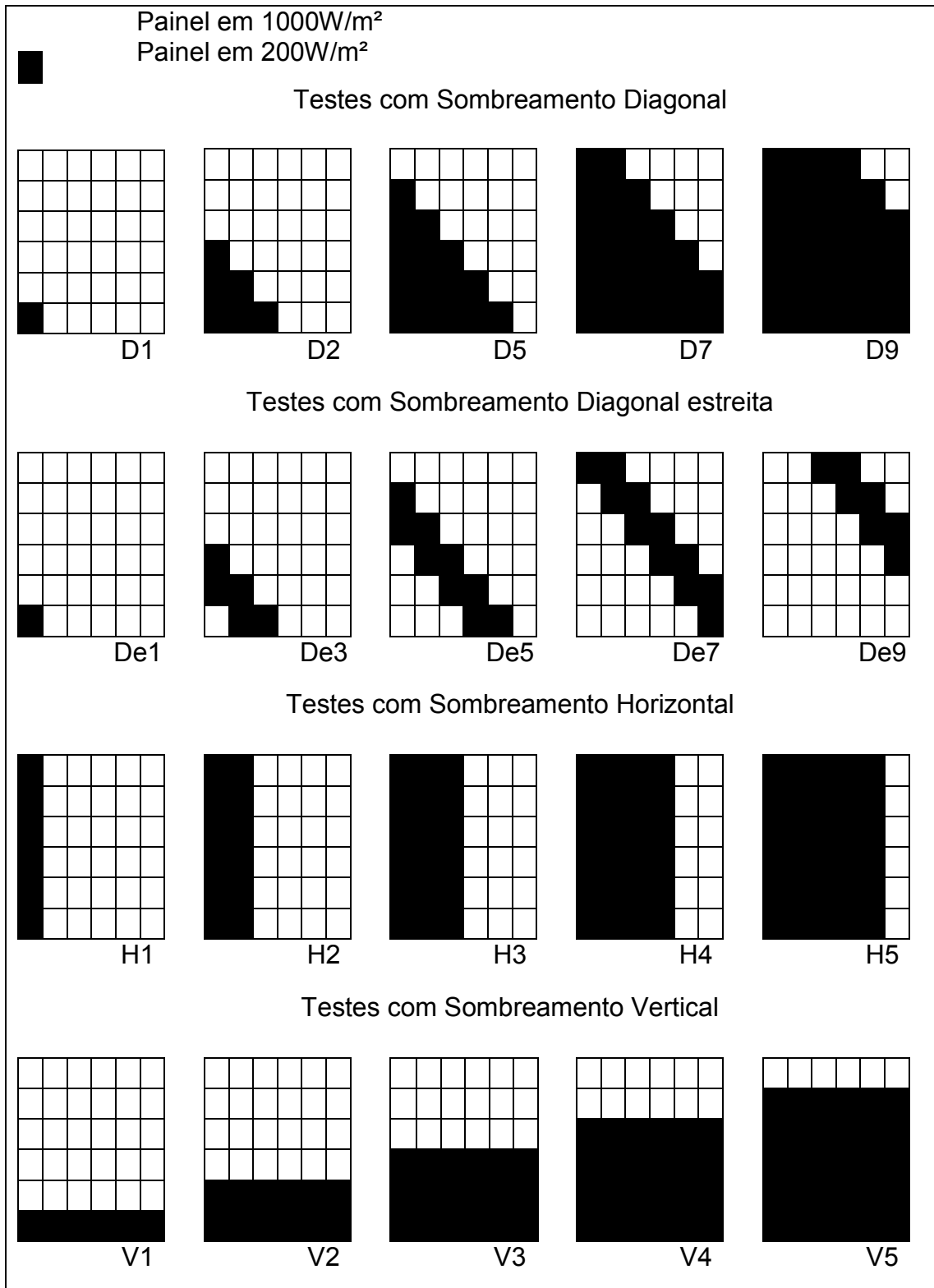
Associações de painéis, normalmente, são prejudiciais à extração de máxima potência de cada um deles. Busca-se, então, o fator de perda que as associações trazem, quando associar painéis for inevitável. Dessa forma pretende-se obter um formato de arranjos de painéis em que há menos perdas devido ao efeito da associação, isto é, um número ótimo de painéis por associação. Uma simulação mais completa foi desenvolvida no software PSCAD contemplando um arranjo maior: seis *strings* de seis painéis em série, e suas subdivisões para observar os efeitos do sombreamento em diferentes tipos e número de painéis por arranjos. A Tabela 2-2 apresenta o arranjo principal e suas subdivisões mantendo sempre o mesmo número de painéis estudados.

Tabela 2-2 - Configuração dos painéis no teste de sombreamento parcial

Identificado	Número de Arranjos	Descrição do Arranjo			Total de painéis
		Painéis em série	Strings em paralelo	Arranjo – Distribuição espacial e na string	
x	1	6	6		36
u	2	3	6		
v	6	1	6		
y	2	6	3		
w	6	6	1		
z	1	6	6		
Z1	2	3	6		
Z2	2	6	3		

Dadas as configurações de arranjos, para os testes foram utilizados os cenários de sombreamento apresentados na Tabela 2-3.

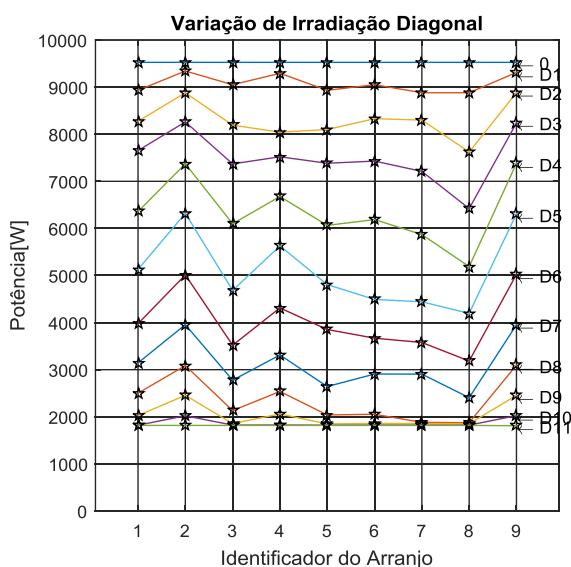
Tabela 2-3 - Cenários de sombreamento.



Os resultados da simulação foram agrupados por tipo de cenário de sombreamento. A Figura 2-16 mostra o resultado dos cenários de evolução de sombra “Diagonal”, Tabela 2-3. Nela é possível notar que, o arranjo típico com todos os painéis no mesmo rastreador (eixo x – identificador do arranjo 8) é a opção de menor geração dentre as possibilidades. A opção de conexão de todos os painéis em paralelo (eixo x – identificador do arranjo 2) é a de maior geração após a opção de um rastreador por painel (eixo x – identificador do arranjo 9). Destacam-se também as opções de divisão de múltiplos painéis conectados a uma única (eixo x – identificador do arranjo 4). O mesmo pode ser notado na

Figura 2-17, em que todas as divisões apontam para um melhor aproveitamento da energia disponível nos painéis.

Foi realizada também uma avaliação de sombreamentos parciais mais atípicos, como os apresentados na tabela 2.3, porém válidos no sentido de testes laboratoriais. Foram realizados testes de deslocamento de sombra horizontal e vertical, como representam as figuras 2-8 e 2-9. As junções aleatórias de painéis no espaço (eixo x – identificador do arranjo 5, 6 e 7) se mostram muito aquém até mesmo da solução de um único arranjo em ambos os casos. Não há grandes destaques para uma ou outra divisão nesses casos e, em média, todos estão perdendo.



Identificador do Arranjo (Eixo x)	
1	U
2	V
3	Y
4	W
5	Z1
6	Z2
7	Z
8	X
9	Sum(MPi)

Figura 2-16 - Simulação com sombreamento diagonal para todos os arranjos da Tabela 2-2.

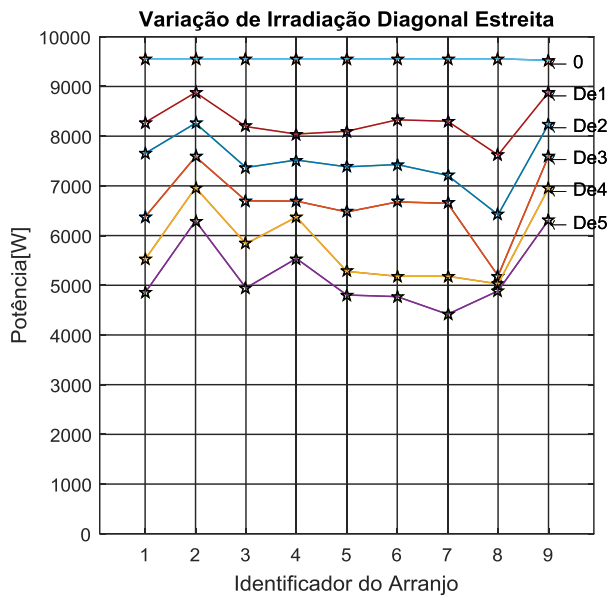


Figura 2-17 - Simulação com sombreamento diagonal estreita para todos os arranjos da Tabela 2-2.

Identificador do Arranjo (Eixo x)	
1	U
2	V
3	Y
4	W
5	Z1
6	Z2
7	Z
8	X
9	Sum(MPi)

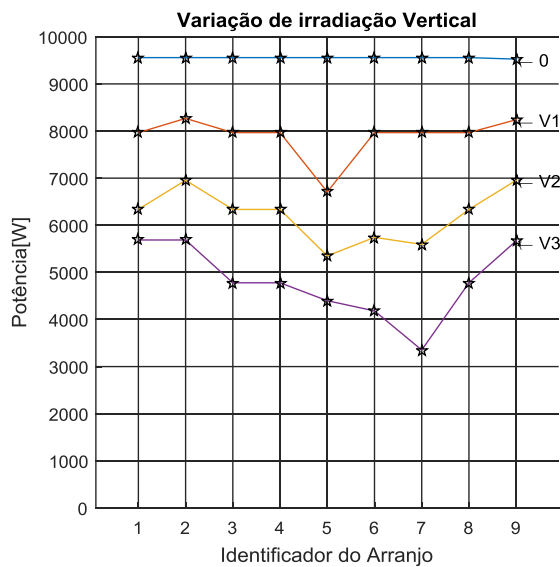
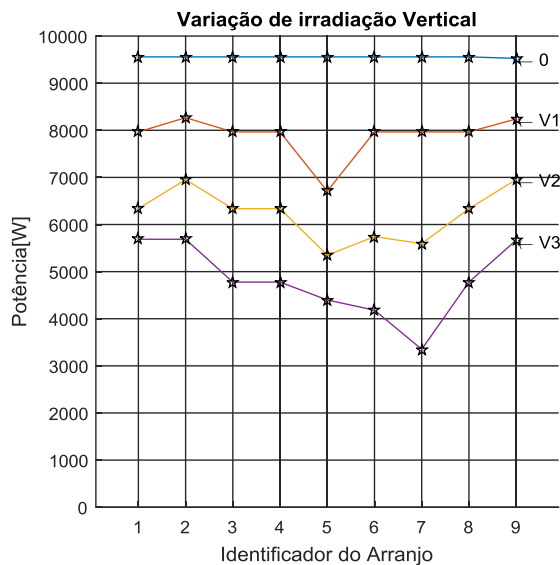


Figura 2-18 - Simulação com sombreamento horizontal para todos os arranjos da Tabela 2-2.

Identificador do Arranjo (Eixo x)	
1	U
2	V
3	Y
4	W
5	Z1
6	Z2
7	Z
8	X
9	Sum(MPi)



Identificador do Arranjo (Eixo x)	
1	U
2	V
3	Y
4	W
5	Z1
6	Z2
7	Z
8	X
9	Sum(MPi)

Figura 2-19 - Simulação com sombreamento vertical para todos os arranjos da Tabela 2-2.

A redução de painéis por arranjo se mostra vantajosa em condições de sombreamento parcial, sendo ideal para locais onde se constatam sombras próximas e constantes. Exemplos desse cenário seriam de locais com anteparos fixos, como acontece na Usina do Mineirão [25], ou em locais nos quais o índice de nebulosidade seja um fator impactante na planta.

2.2.4 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

As variáveis ambientais, como irradiação e temperatura conforme apresentado, interferem na curva característica de operação do painel fotovoltaico de forma que o ponto de operação em que se extrai a máxima potência é variável. Conectado à rede ou operando de forma isolada e independentemente da topologia utilizada, o conversor c.c.-c.a. conectado ao painel precisará conter um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).

Existem várias técnicas de rastreamento conhecidas e também aquelas que utilizam mais de um método para encontrar o melhor ponto [26]. Uma das técnicas mais simples e mais utilizadas é o algoritmo da Condutância Incremental, Figura 2-20, que utiliza apenas a medição de tensão e corrente da associação de painéis

conectado ao inversor e independe da forma como os painéis estão associados. Esse algoritmo está em destaque nessa seção, por que será utilizado nos próximos capítulos. Sua velocidade de convergência vai depender da variação da tensão (representada como ΔV no algoritmo) para cada iteração do algoritmo.

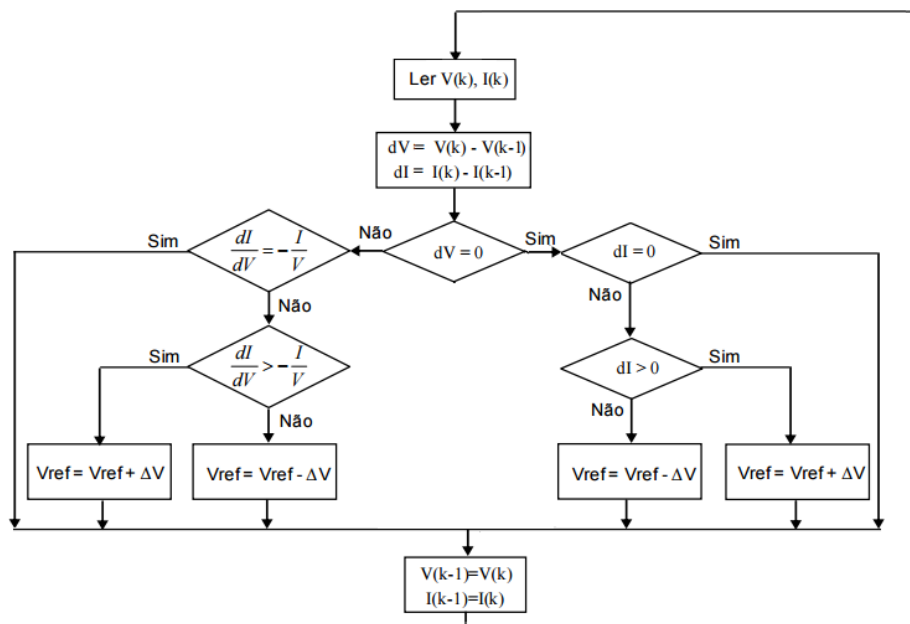


Figura 2-20 Algoritmo de rastreamento de máxima potência: Condutância Incrementa [26]

Uma melhoria normalmente implementada aos algoritmos consiste em variar o degrau de tensão conforme a resposta, para atingir mais rapidamente o MPP.

Todas as técnicas citadas, porém, não serão capazes de tratar irregularidades de irradiação e temperatura do conjunto que monitoram, uma vez que estão operando no ponto de máxima potência do grupo de painéis. Cada painel da associação pode não estar em seu ótimo, como mostram as Figura 2-13 e

Figura 2-15. Buscando mitigar esse erro de posicionamento do ponto de máxima potência, propõe-se a limitação da quantidade de painéis para uma associação. Dessa forma poderiam os múltiplos MPPTs buscar os pontos mais adequados para grupos de painéis sob condições mais parecidas. Uma proposta de solução mais completa será tratada nas próximas seções.

2.3 Conexão à rede

A conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede de energia elétrica de concessionárias possui algumas especificidades importantes, como a expressiva variação de potência disponível de acordo com condições ambientais. Essa variação pode ser notada tanto na diferença entre máximo e mínimo fornecidos, quanto na taxa de alteração da potência gerada. Essa subseção apresenta detalhes da conversão da energia e conexão à rede.

De acordo com a utilização, existem níveis de potência típicos, como a Tabela 2-4 apresenta.

Tabela 2-4 - Características típicas de instalações fotovoltaicas [18]

Instalação	Potência de pico instalada	Fator de capacidade	Local de Montagem
Residencial	3 a 5 kW	10 – 25% sem rastreamento	Telhado
Comercial	100 kW		
Industrial	500 kW		
Usina Solar	>1 a 250+ MW		Em terra

2.3.1 Topologias de conexão à rede

No escopo deste trabalho estão as usinas solares, instalações de potências maiores que 1MW até algumas centenas de megawatts, como a Tabela 2-4 apresenta. Essas utilizam inversores centrais, tipicamente divididos em blocos de 200kW a 1,5MW [27, 28] [29] [30]. A tecnologia de conversor mais utilizada nessa potência é um inversor a seis chaves convencional, com filtro senoidal de saída [28] [31] [32]. Outras estruturas de conexão não convencionais podem ser encontradas em usinas, porém possuem motivos específicos para serem estruturadas de forma diferente. Um dos motivos para tal é a presença de sombreamento irregular da planta e variável durante todo o dia, por exemplo no Estádio Magalhães Pinto, em Belo Horizonte.

Citado aqui como exemplo de tecnologia utilizada em dispositivos comerciais, o inversor Ingecon Sun 625HE-MS [28] utiliza a topologia distribuída com quatro

inversores que trabalham a uma frequência de chaveamento de 3,5 kHz em PWM escalar (Figura 2-21 e Figura 2-22). A saída do inversor possui um filtro LCL, com conexão em delta dos capacitores, mas não dá informações mais completas sobre o amortecimento do filtro.

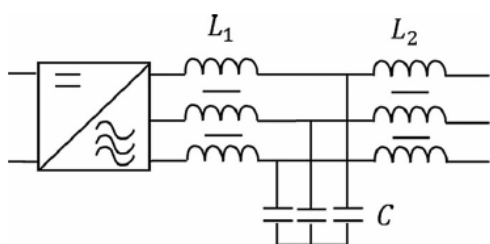


Figura 2-21 - Inversor e filtro LCL de saída[27]

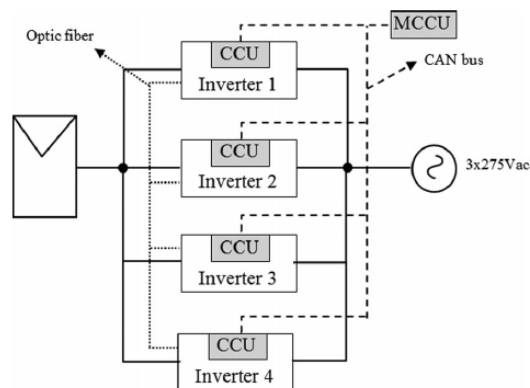
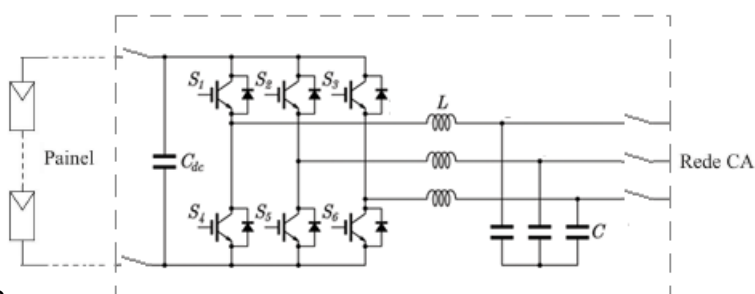


Figura 2-22 - Conexão dos inversores Ingecon Sun 625HE-MS[27]

As instalações de usinas fotovoltaicas podem contar também com inversores de potência nominal de 500kW, de 100 kW e de 50 kW, por exemplo. Os inversores, porém, possuem diferenças construtivas no que diz respeito ao tamanho dos blocos de potência do inversor e a topologia dos filtros. Para os inversores de menor porte,



50 e 100 kW, a Figura 2-23

Figura 2-23 apresenta uma possível topologia. Nela observa-se uma estrutura tipo *Full-Bridge* trifásica e única para a conversão com tensão do barramento CC estabilizada através de capacitor. O filtro de saída do tipo LC com os capacitores conectados em estrela fazem a atenuação das harmônicas contidas na forma de onda da saída e geradas pela técnica de modulação.

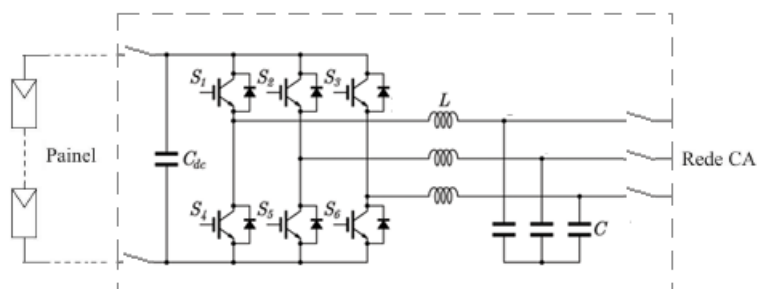


Figura 2-23 - Exemplo de topologia de equipamentos comerciais de 50 e 100kW

Os inversores de 500 kW comerciais típicos possuem uma diferença em sua estrutura interna, como pode ser observado na Figura 2-24. O inversor central é constituído por dois inversores independentes de 250 kW, por exemplo, com entrada c.c. separada e conexão c.a. em paralelo após o filtro de saída. O filtro utilizado é do tipo LCL com conexão em estrela.

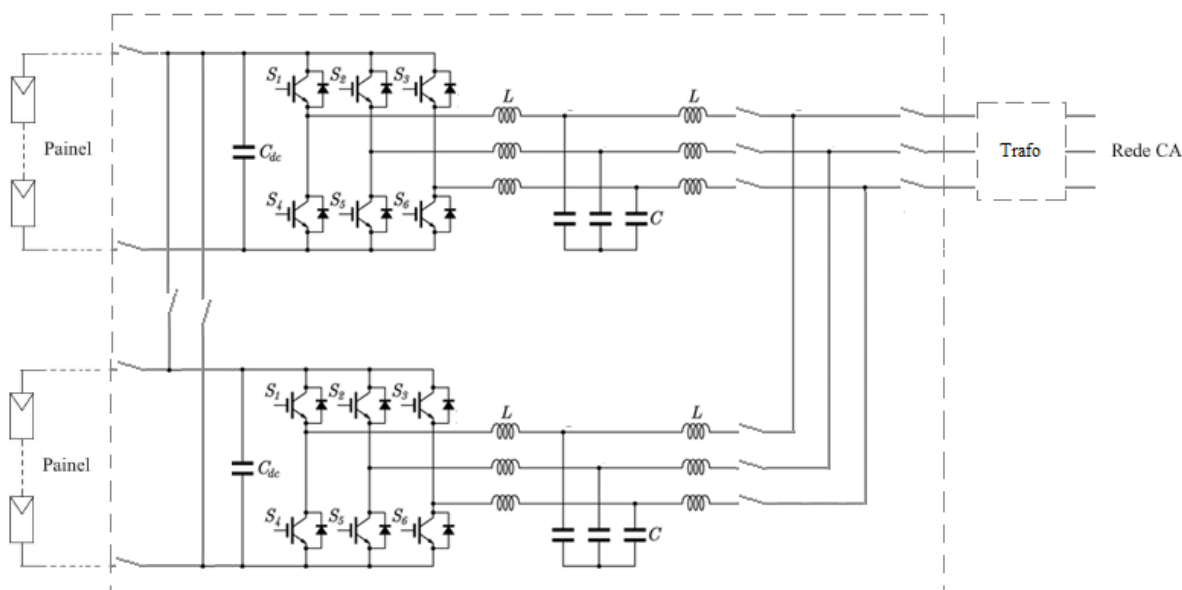


Figura 2-24 - Exemplo de topologia de equipamentos comerciais de 500kW

2.4 Usinas fotovoltaicas

Um grande número de usinas de geração elétrica, com energia proveniente de painéis fotovoltaicos, está em operação em vários países do mundo e muitas estão

em etapa de projeto ou construção, [33] [34]. A necessidade de diversificação da matriz energética e a busca por geração de energia elétrica renovável sem dúvida abriram caminho em todo o mundo para o desenvolvimento das usinas de geração de energia elétrica que têm como base os painéis solares. São usinas que representam uma forma de obtenção de energia elétrica alternativa e renovável em relação às formas convencionais, como termoelétricas. Inicialmente, os programas de incentivo, exclusivamente governamentais, focaram em soluções de pequeno porte e residenciais. Nos últimos anos, porém, usinas de grande porte, chegando aos 500MW, têm ganhado maior espaço [34]. Outros países, similarmente ao Brasil, possuem plantas de expressivo tamanho como a usina de São Lourenço da Mata, utilizada neste trabalho não apenas como exemplo, mas também como fonte de dados para comparação.

O aumento da eficiência dessas plantas é extremamente desejável, uma vez que sua viabilidade é delimitada pelos elevado investimento e baixa densidade de potência por área instalada, quando comparada a formas de geração não renovável como as termoelétricas [35]. Existem algumas métricas para avaliar a geração de uma planta solar fotovoltaica, sendo que a forma mais comum se dá por meio do *Performance Ratio* (PR), ou taxa de desempenho em uma tradução livre. Seu objetivo é avaliar o desempenho da planta e, mais especificamente, indicar o efeito global de perdas em relação à potência nominal, seja devido à temperatura dos painéis, utilização incompleta da irradiação, ineficiência do sistema ou falhas de componentes [36]. O cálculo comumente utilizado para usinas de geração de energia - fator de capacidade - indica a relação entre a quantidade instalada e a quantidade gerada. Essa métrica, porém, não faz sentido nessa aplicação, uma vez que a capacidade instalada não pode ser usada todo o tempo, ou seja, a usina só funciona durante o dia e o fator de capacidade seria muito baixo e não necessariamente significativo para comparação com plantas que usam outras fontes de geração.

Nessa subseção será apresentado um breve histórico do investimento mundial na geração fotovoltaica em usinas e um panorama de previsão para o futuro dessa tecnologia. A usina do estádio Arena Pernambuco, localizada em São Lourenço da Mata/PE, será apresentada junto a dados experimentais e simulações acerca do aproveitamento da energia disponível e perdas na geração. Essa usina fez parte do projeto de pesquisa no qual este trabalho se insere.

2.4.1 Sistemas de conversão para usinas fotovoltaicas

Disponíveis para comercialização, inversores fotovoltaicos para instalações de grande porte são, em geral, divididos em blocos de 200k a 1,5MW [27, 28] [29] [30]. Com capacidade instalada superior a 1 MW, esses sistemas são tipicamente baseados em inversores centrais. Pesquisa realizada recentemente indica que 80% dos compradores de inversores para usinas preferem utilizar blocos de pelo menos 100kW, dos quais 52,5% prefeririam usar inversores com potência acima de 1MW [34].

A topologia mais utilizada em conversores de energia desenvolvidos para aplicação em usinas fotovoltaicas é do tipo inversor trifásico a seis chaves, como mostra a seção anterior. A conexão à rede é feita em média tensão por meio de transformador elevador de tensão e de frequência nominal da rede, geralmente 50 ou 60 Hz. Esses inversores utilizam elementos conhecidos como IGBTs de Silício com capacidade de bloqueio de baixa tensão e geram normalmente tensões na faixa de 300 a 480 V [37] [32] [31]. Trata-se da topologia mais simples e mais utilizada, em função do reduzido número de conversores e controladores, da alta eficiência de conversão (superior a 95%) e elevada confiabilidade, uma vez que a sua tecnologia já está bem estabelecida [1] [2].

Apesar dessas vantagens, tal topologia requer um transformador volumoso e de baixa frequência nominal, além de possuir rastreamento do ponto de máxima potência (MPP) de baixa qualidade por usar arranjos de painéis muito numerosos. Desvantagens essas diretamente relacionadas com a eficiência total do sistema. Ademais, o inversor trifásico convencional (inversor c.c.-c.a. a seis chaves) não pode rastrear toda a faixa de tensão de operação do arranjo de painéis; possui como limite mínimo de tensão do barramento c.c., o valor de pico da rede ao qual está conectado.

O barramento de corrente contínua de inversores comerciais é normalmente disponibilizado para operação na faixa de 400 a 1000V e, geralmente, conectado diretamente aos painéis através de filtros, normalmente apenas capacitivos. O ponto de máxima potência do arranjo conectado ao barramento c.c. deve, portanto, estar dentro da faixa indicada pelo fabricante, normalmente em torno dos 600V, valor coincidente com o admissível para as chaves de silício normalmente empregadas.

Como a tensão de operação em condições padrão de teste (*Standard test Conditions* - S.T.C.) de painéis comerciais está na faixa de dezenas de volts, é necessário um grande número de painéis em série. A potência comercial desses painéis, que está na faixa de centenas de watts, faz com que seja necessária uma grande quantidade de painéis por arranjo. A grosso modo, isso significa que os pacotes típicos de painéis por inversor são de alguns milhares e ocupam uma área média também de alguns milhares de metros quadrados, como mostra a Figura 2-25.



Figura 2-25 - Planta de Geração fotovoltaica típica - em vermelho provavelmente um dos inversores conectados ao bloco de painéis que o cerca.

2.4.2 Dados de Geração de uma usina exemplo

Com o objetivo de trazer um caráter mais real às características estudadas acerca da conexão de painéis solares apresentadas, essa seção apresenta o estudo de caso da operação e validação da simulação da Usina Solar Fotovoltaica localizada em São Lourenço da Mata – PE – Brasil, Figura 2-26, conectada diretamente à subestação do Estádio de Futebol Arena Pernambuco.



Figura 2-26 - Foto da Arena Pernambuco

As Tabela 2-5 e Tabela 2-6 contém dados dos painéis e da conexão dos painéis da Usina. Na Tabela 2-6 são apresentados os dados característicos de cada arranjo, capacidade instalada e número de arranjos por inversor. O diagrama conceitual do conversor com suas conexões está apresentado Figura 2-27.

Tabela 2-5 - Dados dos Painéis

Fabricante	Pmpp	Vmpp	Impp	Voc	Isc
Yingli	265W	39V	8.93A	31V	8.55A

Tabela 2-6 Dados da Usina

	Arranjo		Inversor	
	DC – Output		DC- Input	
Dados Elétricos	Pmpp	74200W	Pmpp	222600W
	Vmpp	620V	Vmpp	620V
	Impp	119.7A	Impp	359.1A
	Voc	780V	Voc	780V
	Isc	125.A	Isc	375.06A
Dados de Conexão	Painéis em série	20	-	20
	Conexões em paralelo	14	-	14
	Número de arranjos	1	-	3
	Total	280	-	840

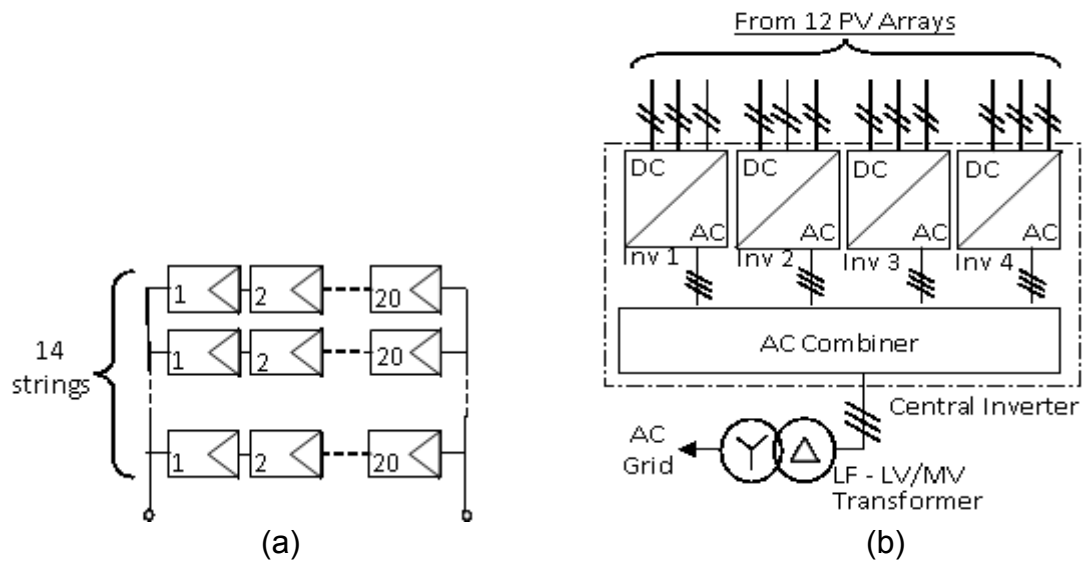


Figura 2-27 – (a) Arranjo de Painéis e (b) Diagrama conceitual do conversor e conexões

Sendo essa pesquisa parte do projeto de P&D chamada 13 da ANEEL, dados disponíveis dos inversores e da estação solarimétrica instalados no local foram obtidos por meio do sistema supervisorio da referida planta, permitindo validar a simulação implementada no software PSCAD/ETMDC. Os dados reais das condições às quais os painéis foram submetidos foram utilizados como dados de entrada de irradiação e temperatura da simulação. Para traçar um comparativo, foram utilizados os dados obtidos do sistema supervisorio que são apresentados nas Figura 2-28 e Figura 2-29, maiores detalhes na publicação [38].

Na Figura 2-28, a coerência entre dados reais e simulação se mostra fora do limite quando a geração ultrapassa 100kW, vide dados SCADA. Essa discrepância é devida a uma limitação realizada no software dos inversores, por problemas de sobreaquecimento dos mesmos. Nos outros pontos, abaixo do limite do conversor real, a simulação se mostra suficientemente coerente com os dados reais em [38].

Na Figura 2-30, porém, é possível observar uma discrepância relevante entre os dados simulados e os dados reais de geração. Uma foto de satélite propicia melhor compreensão do problema: na lateral esquerda da figura, uma elevação de terreno com mata associada faz com que, ao final do dia, haja um sombreamento próximo a essa parte da instalação, e que compromete a geração. A diferença é causada pelo *near shading* ou efeito de sombreamento, como se pode observar na Figura 2-30. Em nenhum outro ponto da usina os painéis sofrem esse tipo de interferência.

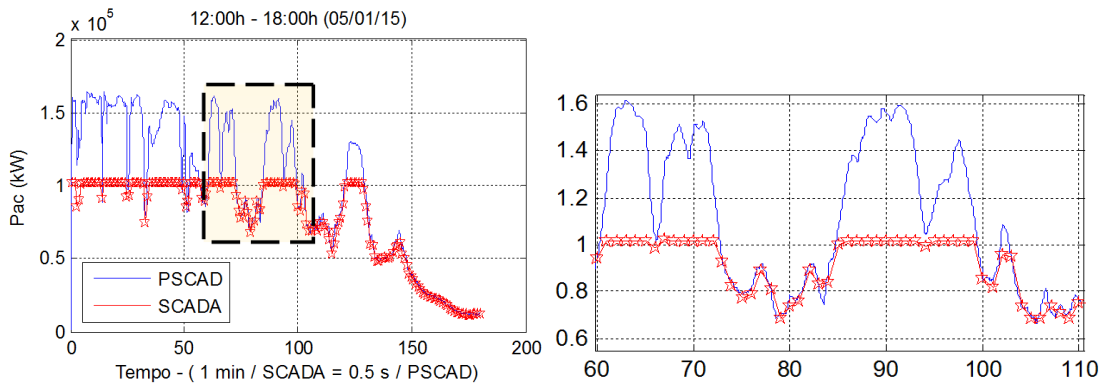


Figura 2-28 - Comparação entre os dados reais (SCADA) e de simulação (PSCAD) de potência injetada na rede com a área em destaque aumentada.

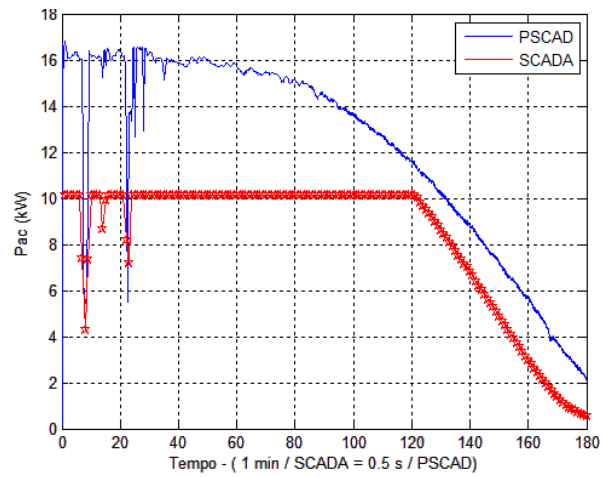


Figura 2-29 Comparação entre os dados reais (SCADA) e de simulação (PSCAD) de potência injetada na rede, dados de potência na escala de 10^4 .



Figura 2-30 - Figura ilustrativa do sombreamento parcial ao cair da tarde nos painéis

A usina, exemplo para este trabalho, está em operação há pouco mais de 2 anos e já apresenta problemas relacionados à confiabilidade e disponibilidade da planta. Os problemas serão listados a seguir com a finalidade de apresentar outros pontos de fragilidade de usinas solares fotovoltaicas de topologia convencional, sendo os dados provenientes de [39].

- a) Independentemente de sua topologia, essa planta é conectada à rede através de uma chave manual de desconexão. A chave foi avariada por falha humana, se mantendo em aberto por um longo período de tempo até que uma nova chave fosse adquirida para troca. Isso representa um ponto de fragilidade de operação da planta e perda de geração de energia.
- b) Um dos defeitos mais comuns em inversores está relacionado ao barramento c.c. geralmente constituído por capacitores eletrolíticos. Esses possuem vida útil menor que a de outros componentes do sistema, constituindo-se em um dos fatores que reduzem a confiabilidade do conversor. Na usina exemplo, houve a falha de queima dos capacitores de um dos quatro inversores, com consequente perda de um quarto da capacidade de geração. Essa falha coincidiu com um dos eventos de desligamento programado por parte da Arena, evento esse que pode ter causado o surto e provocado a queima dos capacitores do barramento c.c..
- c) Outro defeito comum a inversores é o funcionamento irregular dos ventiladores, devido ao sobreaquecimento nos dispositivos semicondutores de potência. Esse defeito também ocorreu na usina, inviabilizando o funcionamento de um dos inversores.

Não se pretende aqui, analisar confiabilidade ou mesmo compará-la. Porém, pelos problemas citados, pode-se observar que a disponibilidade do sistema foi afetada em pouco tempo de operação causando perdas financeiras em geração.

2.4.3 Problemas relacionados à associação de painéis em usinas

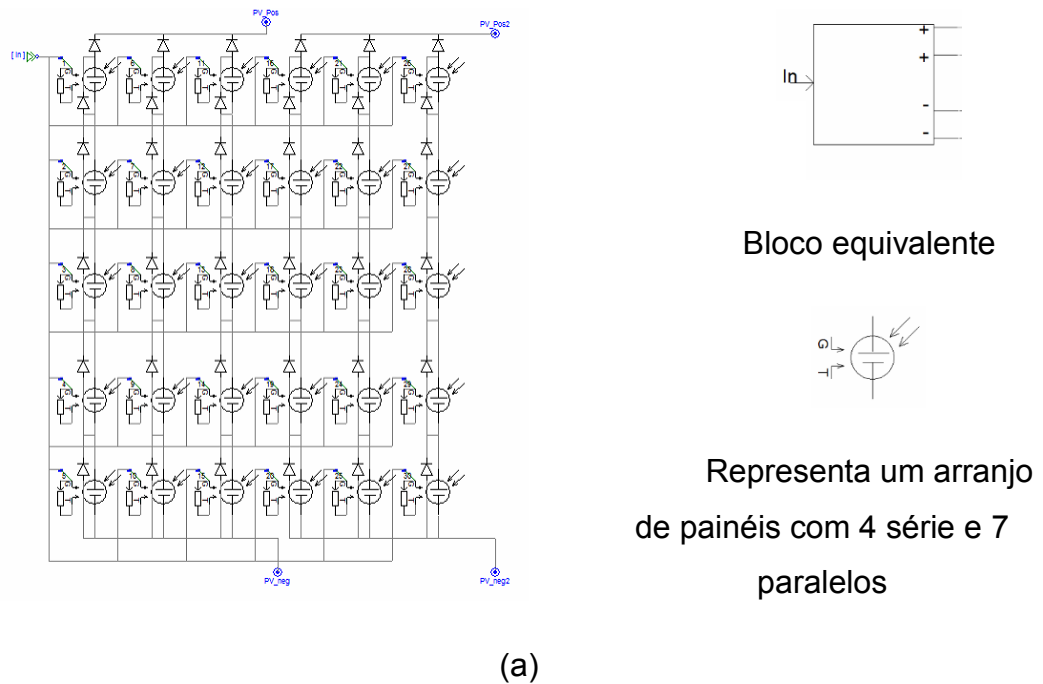
Como apresentado, a potência disponível em associações de painéis é em geral menor que a soma do MPi dos painéis, considerando cenários de irradiação parcial. Utilizando as informações obtidas pela usina instalada na Arena Pernambuco,

foram realizadas simulações de cenários de sombreamento em diferentes agrupamentos de painéis, cujo modelo foi validado em [5].

As divisões de painéis, utilizadas na simulação, foram:

- a atualmente implementada na usina,
- uma construída com cada bloco baseado na metade do número de painéis da atualmente utilizada e
- uma sugerida pelos fabricantes, sendo um único conversor para todos os painéis formando um bloco de 1MW. Alguns fabricantes ainda sugerem blocos maiores.

A Figura 2-31 apresenta os cenários descritos.



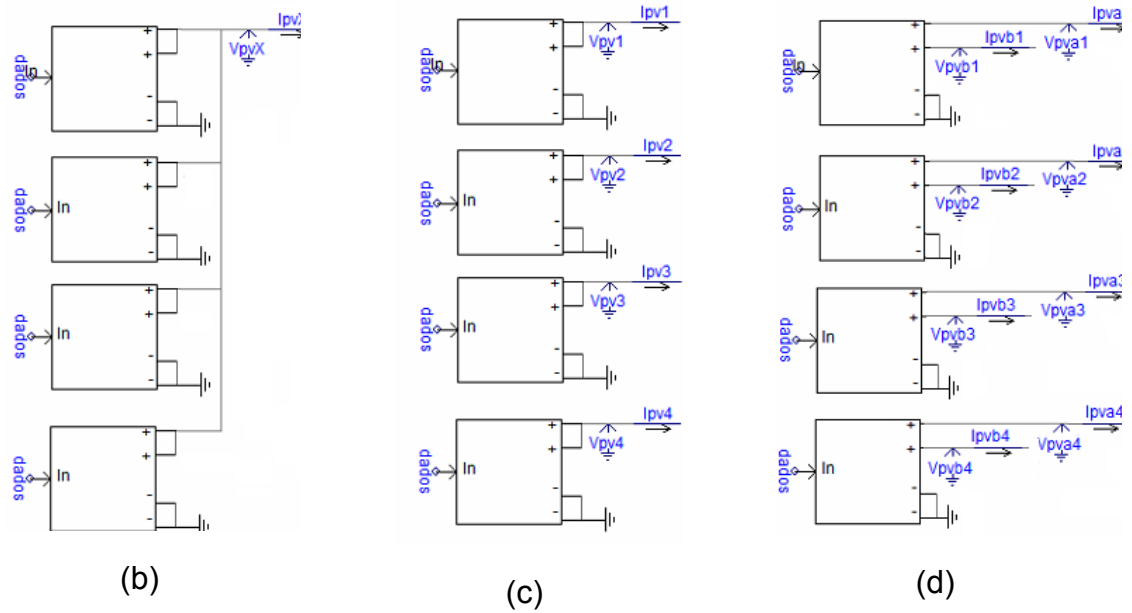


Figura 2-31 - Bloco mínimo (a) utilizado para teste dos arranjos em condições de sombreamento e Associação de blocos conforme (b) sugerido pelo fabricante, (c) disponível na Usina exemplo e (d) condição da Usina dividida em o dobro de rastreadores.

Esses cenários consistiram em implementar simulação de nuvens que se deslocam em diferentes direções avançando sobre a planta, como realizado na seção 2.2.3. Os resultados apresentados nas Figura 2-32 e 2.33 são para o deslocamento da sombra na diagonal, Tabela 2-3 - Cenários de sombreamento. Tabela 2-3 (D - Testes com Sombreamento Diagonal).

Na Figura 2-32, as potências disponíveis para os cenários de sombreamento diagonal estão apresentados considerando as curvas P_xV dos painéis divididos em blocos de 1, 4 e 8 rastreadores, em comparação com a potência disponível em cada painel (M_{Pi} e indicado no gráfico como “Individual”). A diferença entre a potência disponível individualmente em cada painel e a potência que de fato pode ser extraída dos painéis em associação chega a 12,5%, dependendo do cenário. Nota-se, que há ganhos na divisão do número total de painéis em mais rastreadores. Conseqüentemente aumentando-se o número de arranjos, maior a potência extraída nos cenários estudados.

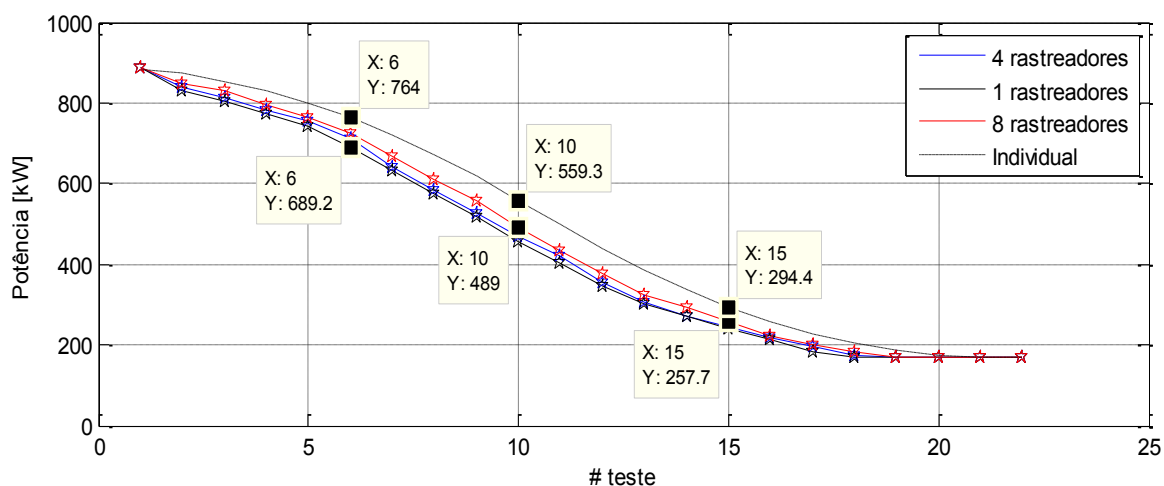


Figura 2-32 - Comparação para 22 cenários de sombreamento em relação a curva PxV da arranjo (indicado no gráfico como “Individual”).

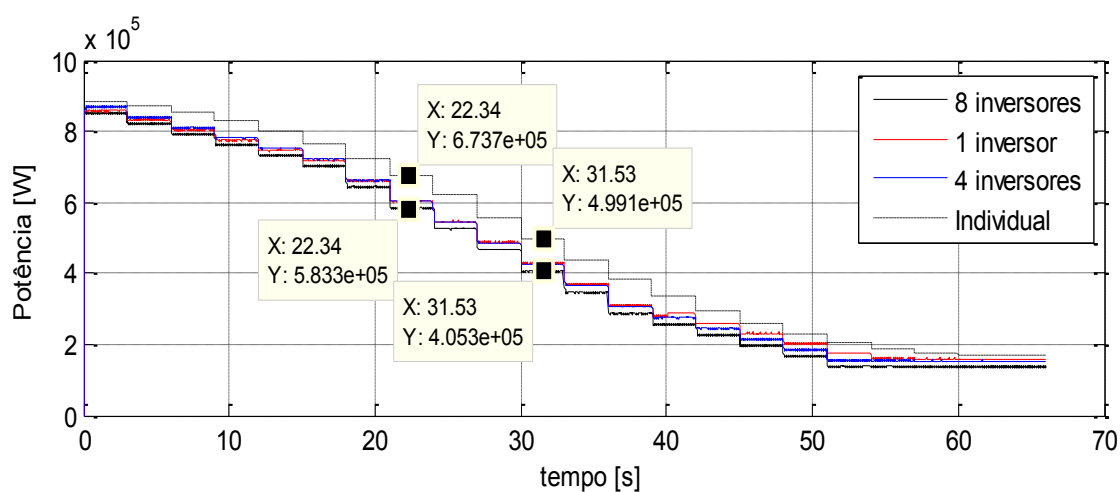


Figura 2-33 - Comparação para 22 cenários (1 a cada 3 segundos) em relação à potência gerada pelos arranjos ligados à inversores

Na Figura 2-33, observa-se uma comparação entre a soma das potências disponíveis individualmente em cada painel e a potência gerada por cada associação conectada a inversores apropriados e injetando potência em uma rede c.a.

Em função das perdas introduzidas pelo o conversor e filtro de conexão, a redução da geração chega a quase 2%. É possível notar que a discrepância entre as potências geradas pelos inversores com diferentes tipos de arranjos não é clara, como

na Figura 2-32. Isso ocorre porque o sistema de conversão e conexão à rede é igual para todos os casos e, portanto, há tanto mais perdas, quanto maior o número de inversores, o que não acontece na prática. Um refinamento do modelo, mais coerente com a realidade, e outros estudos estão sendo realizados, porém não serão apresentados nesse trabalho.

Para as simulações realizadas considerando um grande grupo de painéis, observa-se que há um baixo ganho real em potência gerada. Isso se deve a pouca diferença entre os arranjos simulados. Na Figura 2-33, a perda é muito semelhante para um, quatro ou oito blocos. Nota-se uma perda um pouco maior para aqueles com maior número de divisões, pois as perdas do inversor modelado são iguais para qualquer uma das simulações. Blocos de painéis menores fazem mais sentido, como mostra a simulação apresentada anteriormente. Mostra-se extremamente desejável uma solução que busque aumentar a produção de energia já disponível e atualmente desperdiçada por causa das associações.

2.4.4 Proposta de topologia para aumentar a geração com simulação

Como apresentam as seções anteriores, em um único inversor convencional, para instalações tipo usina, é agrupada uma grande quantidade de painéis fotovoltaicos. O algoritmo de rastreamento de máxima potência do inversor central não distingue individualmente os painéis conectados, associados em série/paralelo entre si, extraindo a potência como se fossem um painel equivalente [1, 5] [2]. Desse modo, a potência gerada será severamente limitada em relação àquela disponível, especialmente quando a usina é afetada de forma irregular pelos níveis de irradiação solar e temperatura. O rastreamento do MPP, independente do algoritmo utilizado, convergirá para um ponto de potência que corresponde a um máximo local da associação. Provavelmente, a maioria ou mesmo todos os painéis estarão fora do seu próprio MPP. De forma agravante, os inversores convencionais têm variação de tensão no barramento limitada em seu mínimo ao valor da tensão de pico da rede elétrica ao qual se conectam. Dessa forma, isso permite um rastreamento ainda menos abrangente. O aumento da eficiência de conversão é desejável também sob o ponto de vista de viabilidade econômica da usina e aumento da densidade de geração por área instalada.

Como apresentado, o sistema ideal possui um rastreador de MPP (MPPT) por painel ou um por série de painéis, de forma a extrair a potência máxima disponível. Essas opções têm questões críticas de funcionamento relacionadas à conexão em paralelo dos vários inversores e, atualmente a literatura não fornece nenhuma solução prática para o problema [40] [41]. Além disso, essa solução implica em um elevado número de conversores, sensores e controladores e requer um transformador BT/MT (Baixa Tensão/Média Tensão) para injetar de energia produzida à rede em MT equivalente [1] [2]. Essas topologias não são adequadas para usinas solares.

Uma solução adequada, derivada de outras aplicações, é uma topologia multinível em cascata [5-6]. Conhecida na literatura também como conversores multimodulares (MMC – Multimodular converters) ou multiníveis. Aqui, propõe-se o uso de uma topologia com múltiplas entradas c.c., diminuindo os blocos de painéis, além de saídas c.a. conectadas em cascata, como mostra a Figura 2-34.

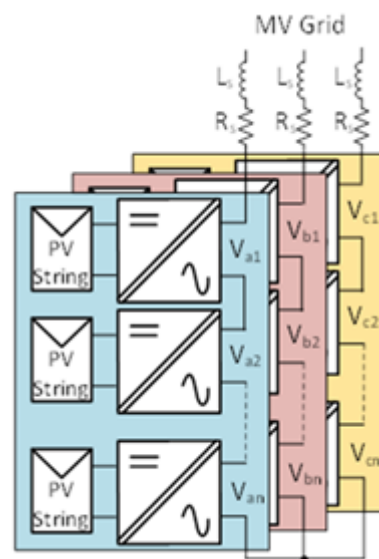


Figura 2-34 - Conversor proposto

As subseções 2.2.3 e 2.4.3, apresentam blocos menores capazes de operar mais próximo ao ponto de máxima potência de cada painel. Todavia, da forma que são conectados aos inversores proposto na Figura 2-34, impõem ao conversor multiníveis um problema extremamente relevante: o desbalanceamento da potência por módulo do conversor. O sistema proposto tem várias entradas em corrente

contínua disponíveis, o que permite um controle independente da tensão e, desse modo, um maior número de sistemas de rastreamento de MPP. Uma vez que os painéis são distribuídos em mais rastreadores, uma maior eficiência é obtida, graças à minimização dos efeitos causados por associações série/paralelo de painéis sombreados de modo irregular [5].

Baseada na topologia multiníveis em cascata, uma topologia constituída por uma estrutura modular com entradas independentes em corrente contínua e saídas série em corrente alternada é proposta, mantendo a isolamento galvânica e o controle centralizado da energia gerada. A isolamento, porém, é realizada por meio de transformadores operando em alta frequência e que, por isso, têm reduzido volume. Essa topologia também apresenta algumas características de inversores distribuídos, como maior número de rastreadores de MPP, maior confiabilidade, graças à disponibilidade de estágios extras de segurança, redução do tempo de manutenção e falhas localizadas. Porém, apresenta vários desafios de implementação, principalmente no que diz respeito ao controle dos múltiplos estágios para a geração e injeção de potência à rede. Cada grupo de painéis, conectados a um estágio e seu sistema individual de rastreamento de máxima potência, fornecerá uma quantidade de potência em geral diferente da potência fornecida pelos outros, tornando o controle do sistema seu principal desafio.

2.5 Conclusões parciais

Este capítulo apresentou desde os conceitos de geração de energia fotovoltaica até a sua implementação na forma de usinas de grande porte. Uma análise sobre o aproveitamento de energia nesse ambiente foi realizada e questionamentos sobre a forma de conexão foram abordados. Grandes associações de painéis podem ser prejudiciais, no sentido de aproveitamento de energia em condições de sombreamento parcial, e poucas subdivisões não resolvem o problema. Menores arranjos significam necessariamente menores perdas em potência disponível e maior capacidade de geração. A experiência de implantação de usinas, no Brasil, partindo da experiência com a Arena Pernambuco, tem apresentado diversos problemas importantes em sua concepção. Por isso, esse estudo visa auxiliar nas melhorias de futuros sistemas como este.

Com a apresentação das simulações e dados reais da Usina na subseção anterior, mostrou possível estimar a perda de geração de energia em instalações convencionais para essa planta, bem como avaliar esse cenário em plantas similares. Verificou-se também a impossibilidade de realizar um sistema com elevado número de inversores de potência menor em paralelo para uma mesma planta, devido aos problemas de conexão citados, como ressonâncias causadas pelos múltiplos filtros LCL em paralelo. Uma solução intermediária que pudesse aumentar o número de rastreadores, reduzindo os arranjos de painéis seria, então, desejável. Com a solução MMC proposta, busca-se avaliar, se de fato, é possível aproveitar toda energia e não o ganho em utilizá-la. No próximo capítulo, esses e outros temas da topologia serão abordados. Nesse trabalho é proposta uma forma de controle para esse conversor que, grande parte do tempo, irá operar desequilibrado.

3 CONVERSOR MULTINÍVEIS COM ISOLAMENTO EM ALTA FREQUENCIA

Soluções convencionais têm sido empregadas em plantas de grande porte com inversores centrais de até 1,5 MW. Esses inversores são tipicamente divididos em, no máximo, blocos de potência nominal de pelo menos 200 kW cada [37].

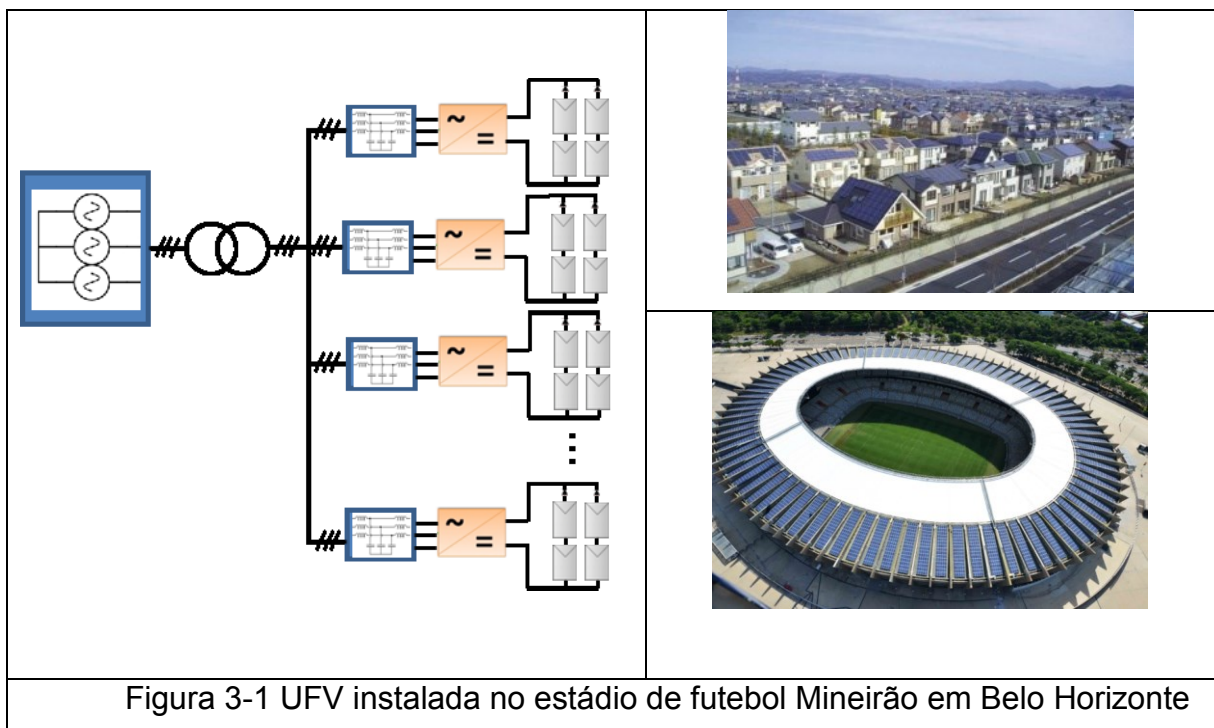
Como demonstrado neste trabalho, a utilização de conversores convencionais em usinas fotovoltaicas possui diversas vantagens, como a facilidade de implementação, reduzidas perdas na conversão da energia e elevada confiabilidade. Mesmo assim, tal topologia não aproveita toda a energia disponível de uma associação de painéis, quando os mesmos estão sujeitos a condições ambientais irregulares. Por esse motivo, a maioria, se não todos os painéis do arranjo, irá operar fora do seu ponto máximo e a potência disponível não será completamente extraída. Associações menores são vantajosas em termos de aproveitamento da potência em condições ambientais desiguais por painel. Um outro ponto a ser citado é a perda significativa de parte da planta quando um dos poucos, se não o único, conversor apresenta falha.

A diminuição do tamanho dos arranjos por rastreador de MPP, visando aproveitar melhor a energia disponível, depende da utilização de um número maior de inversores. Esses inversores serão, portanto, de menor potência cada. A fim de conectá-los à rede, duas associações são possíveis: em paralelo, de forma independente uns dos outros, ou em série, formando um conversor multiníveis.

Esse capítulo aborda a discussão entre as topologias de conexão utilizando múltiplos inversores de menor potência e traçando um comparativo com outras opções. Exemplos de plantas com topologias alternativas à convencional serão apresentados indicando motivação e suas vantagens.

3.1 Proposta alternativa ao conversor solar convencional

Para utilização em usinas e baseando-se na utilização de blocos menores, os inversores são associados em paralelo, como o exemplo da instalação no Estádio Mineirão [25]. Cada inversor possui potência equivalente aos tipicamente utilizados na geração residencial. A vantagem mais expressiva da topologia de usinas com associação em paralelo está na disponibilidade comercial dos inversores, sem necessidade do desenvolvimento de tecnologia para tal implementação. No caso de usinas, o uso de um transformador de operação na frequência da rede elétrica se faz necessário para conexão à rede MT, [1] [2].



Na literatura, porém, regiões com grande penetração de geração distribuída (especialmente proveniente dessa fonte) experimentam questões críticas de funcionamento e conexão à rede da concessionária, problemas esses associados a frequências de ressonância. Normalmente, tal fenômeno de ressonância deve-se à presença de múltiplos filtros LCL senoidais; filtros esses necessários para conexão à rede de cada conversor utilizado para geração residencial, [40] [41]. Outros impactos diretamente associados ao aumento do número de conversores são o aumento da área utilizada pelo sistema de conversão e o aumento da complexidade em função do

elevado número de sensores, medidores e controladores para cada um dos dispositivos desse sistema, ainda que não seja utilizado um conversor por painel.

Essas topologias são classificadas como não adequadas para fazendas solares, a não ser em casos muito específicos e com sombreamentos próximos, irregulares e muito impactantes nos painéis, como acontece no exemplo apresentado na Figura 3-1.

Como forma alternativa à convencional e ainda sim reduzindo o número de painéis por rastreador, propõe-se uma solução alternativa baseada em conversores modulares multiníveis (MMC). Essa solução aumenta o número de rastreadores de forma inerente a sua topologia. Além disso, como vantagem significativa, dispensa o uso dos filtros senoidais LCL convencionais, dada a utilização de técnica de modulação e a conexão série dos conversores.

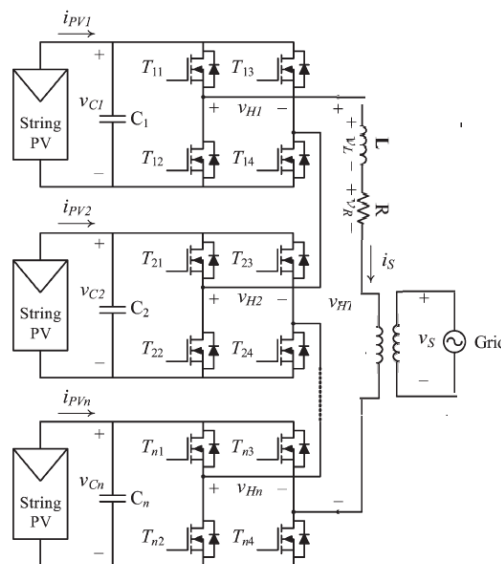


Figura 3-2 - Topologia proposta para o conversor solar: Topologia em cascata multinível com isolamento em baixa frequência [4] .

Derivada de outras aplicações, uma topologia multinível em cascata pode ser utilizada com conexão da saída de cada um dos inversores em série, como representado na Figura 3-2 [3] [4]. Esta topologia possui várias entradas em corrente contínua, o que permite um controle independente da tensão, e, por conseguinte, um maior número de sistemas de rastreamento de MPP. Uma vez que os painéis são distribuídos em mais rastreadores e graças à minimização dos efeitos causados nos arranjos, obtém-se uma maior eficiência, conforme apresentado em [5].

Tanto a topologia convencional quanto a multiníveis em cascata, na Figura 3-2, requerem um transformador de baixa frequência, de 50 ou 60 Hz, e de alta potência, considerado pesado, volumoso e difícil de substituir em caso de falha [4]. Este transformador fornece isolamento galvânico, bem como elevação de tensão para níveis de rede de MT. A isolamento galvânica está relacionada aos padrões de segurança energética e evita injeção de corrente contínua na rede. Embora este último só seja exigido pelos códigos de energia em alguns países, ambos são desejáveis em qualquer sistema [6] [7]. O papel do transformador em nas usinas também está relacionado às correntes de fuga, devido à capacitância parasita do painel para o solo da instalação [8], [9]. Aplicações sem transformador não evitam essas correntes, que contribuem para interferência eletromagnética conduzida e irradiada, harmônicos e perdas de energia [8], [9]. Independentemente da topologia do conversor, não se deve ligar um sistema fotovoltaico para a rede MT sem isolamento galvânico.

Desenvolvido originalmente para aplicações c.a.-c.a. [3], [42] [43] - geralmente suspensas ou embarcadas - uma topologia de MMC baseada em transformador de estado sólido (*Solid State Transformer – SST*) pode ser empregada em usinas solares (Figura 3-3).

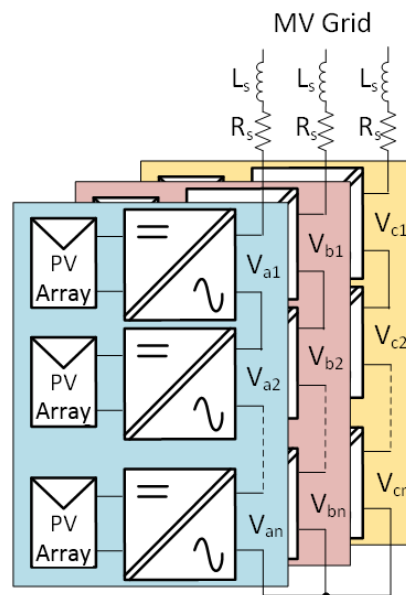


Figura 3-3 - Topologia proposta para o conversor solar (b). Transformador em alta frequência.

A utilização desta tecnologia proporciona, como a topologia multiníveis anteriormente citada, um aumento da eficiência total, tanto na conversão quanto na geração, graças aos múltiplos MPPTs [44]. Comparando com as opções de conversor convencional e multinível em cascata, o transformador de baixa frequência volumoso é substituído por transformadores de alta frequência, o que resulta na redução expressiva de peso e volume, garantindo o isolamento galvânico através dos SSTs. Apesar de este ponto não ser crucial para aplicações de terra, a redução em tamanho do conversor indica vantagens nos quesitos de manutenção, transporte e instalação do mesmo [45].

A topologia proposta é constituída por uma estrutura modular com entradas independentes em corrente contínua, o que garante a operação como a de inversores distribuídos e com maior número de rastreadores de MPP. Sua utilização eleva a confiabilidade do sistema e a redução do tempo de manutenção, graças à possibilidade do uso de estágios extras em série. Além disso, há falhas do sistema serão localizadas, ao invés de um dano em todo o sistema, como citado nas ocorrências do capítulo 2 de uma usina real.

Essa topologia, porém, apresenta vários desafios de implementação, principalmente no que diz respeito ao controle dos múltiplos estágios para a geração e injeção de potência à rede. Cada grupo de painéis, conectados a um estágio e seu sistema individual de rastreamento de máxima potência fornecerá uma quantidade de potência provavelmente diferente entre conversores, o que torna o controle do sistema o principal desafio a ser contornado, como é apresentado nas próximas seções deste trabalho.

3.2 *Requisições para conexão à rede*

Normas nacionais e internacionais para injeção de potência à rede de energia elétrica também são aplicáveis na conexão de um conversor fotovoltaico. A injeção de potência, de forma a garantir a qualidade da energia elétrica, deve ser tal que não acarrete imperfeições forma de onda da rede no ponto de acoplamento comum, onde a usina se conecta.

O desbalanceamento máximo admissível, que ocorre quando a tensão ou corrente do sistema trifásico não obedece às relações de amplitude e defasagem entre

fases, é um dos pontos regulados por norma. A amplitude deve ser igual por fase e a defasagem, de 120° entre fases. O cálculo do desbalanceamento é dado por meio das componentes simétricas obtidas ao se decompor as tensões ou correntes trifásicas em quantidades chamadas de sequência positiva, negativa e zero; essa decomposição é realizada através da matriz de Fortescue [46]. Quando balanceadas, as componentes *negativa* e *zero* possuem valor nulo e apenas a sequência positiva possui valor não nulo, indicando a amplitude da quantidade transformada [46]. Quando isso não acontece, é possível calcular o desbalanceamento do sistema através da fórmula:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_+ \\ V_- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$d_{tensão} = \frac{V^-}{V^+} * 100\%$$

Padrões internacionais [47] fornecem limites para o desbalanceamento de sistemas elétricos, sendo:

- < 2 % para sistemas de baixa e média tensão e
- < 1 % para Alta tensão,

Mensurados como médias a cada 10 minutos com valores máximos instantâneos admissíveis de até 4 %. Apesar disso, as normas relativas especialmente a geração fotovoltaica não se mostrarem claras a esse respeito, [6] e [48].

Outro ponto importante é a distorção da onda gerada pelo sistema, sendo um indicador para a necessidade do uso de filtros, como LC e LCL. Segundo a norma IEEE Std 519-1992 [49], os requisitos a serem seguidos são:

- A distorção de corrente harmônica total deve ser menor que 5% da corrente nominal na frequência fundamental de operação do conversor.
- Cada harmônica, individualmente, deve seguir os limites da Tabela 3-1, dados em percentuais da corrente nominal na frequência fundamental do conversor e as harmônicas pares devem se manter até 25% menores que as harmônicas ímpares listadas.

Tabela 3-1 - Limites de Distorção recomendados pela IEEE519-1992 para conversor de seis pulsos

Harmônicas Impares	3° - 9°	11° - 15°	17° - 21°	23° - 33°	Acima de 33°
Limite de Distorção	<4%	<2%	<1.5%	<0.6%	<0.3%

Segundo a mesma norma [49], os sistemas fotovoltaicos devem operar com um fator de potência maior que 0.85 (adiantado ou atrasado) sempre que a sua injeção de potência for maior que 10% da nominal, sendo que a grande maioria vai operar próxima ao fator de potência unitário.

Para prevenir a injeção de corrente contínua à rede da concessionária são indicados dois métodos por norma [49]:

- Incorporar um transformador entre a saída do inversor e a rede à qual ele se conecta ou,
- Inserir um sensor para medir tal corrente e desconectar o inversor no caso de o nível de injeção em corrente contínua ultrapassar o limite de 0,5% da corrente nominal do inversor.

Definidas as limitações aplicáveis à geração fotovoltaica em interface com a rede, os próximos capítulos apresentam o desenvolvimento do MMC proposto neste trabalho.

3.3 Conclusões parciais

A conexão da topologia multiníveis proposta à rede apresenta-se também como um desafio, uma vez que a geração para cada nível pode ser diferente das demais de acordo com condições ambientais e a injeção de potência à rede não pode ser desequilibrada.

O próximo capítulo trata das questões de conexão de uma topologia tipo conversor modular multinível conectado a fontes de corrente contínua de potências disponíveis diferentes e de forma a considerar cada bloco do conversor como uma caixa preta, focando no controle do sistema para conexão com a rede de energia. No próximo capítulo, está também uma proposição de um controle para o conversor e suas limitações dadas a restrições de operação.

4 DESENVOLVIMENTO DA SOLUÇÃO DE CONEXÃO À REDE TRIFÁSICA

Como abordado anteriormente, as normas internacionais e nacionais assim como as restrições das concessionárias demandam um comportamento padrão dos inversores fotovoltaicos conectados à rede, no que diz respeito à qualidade da energia no PCC - Common Coupling Point (Ponto de acoplamento comum). Este capítulo trata do desenvolvimento do controle de um conversor multiníveis que possibilite injeção de potência equilibrada a rede de energia mesmo com geração irregular entre fases. Serão apresentadas simulações com duas metodologias de controle para esse tipo de desequilíbrio. A solução interna a cada fase e a integração dessa com a solução por fase serão tratada no próximo capítulo.

4.1 Controle do conversor sob equilíbrio

Um dos pontos mais relevantes para o funcionamento do conversor proposto, Figura 3-3, é o limite máximo para injeção de potência desequilibrada, uma restrição para conexão à rede. Isso significa que o conversor precisa fornecer potências equilibradas à rede, ainda que em condições irregulares de irradiação e temperatura nas associações independentes de painéis. Dessa forma, as correntes de saída do conversor devem ser calculadas por um controlador como o baseado nas componentes dq0, apresentado na

Figura 4-1 [50] .

As referências para o controlador são equilibradas e o conversor multiníveis é interpretado como um único elemento que gera a potência total, sendo essa a soma das potências disponíveis nas células. Como escolha de projeto, o conversor não contribui com e nem absorve os reativos da rede de alimentação.

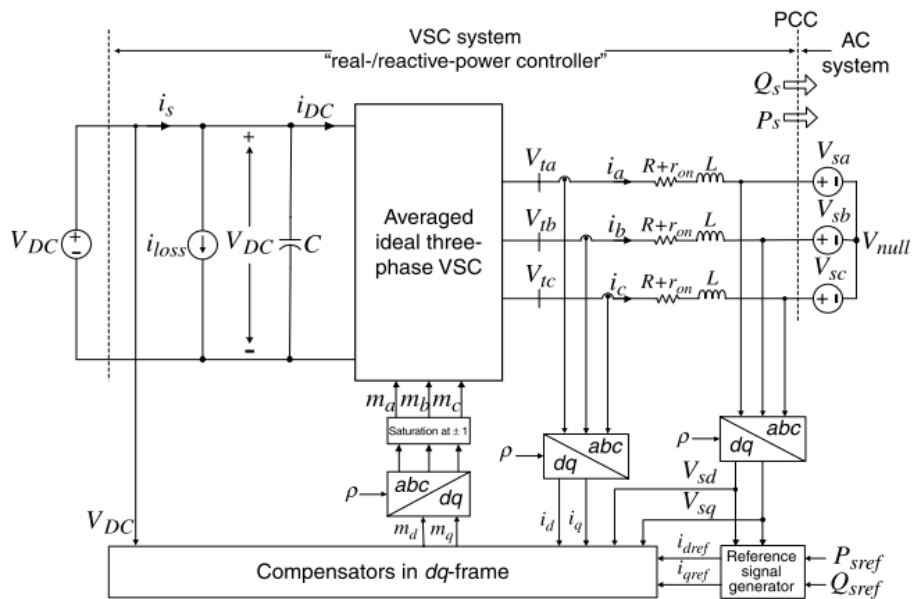


Figura 4-1 - Controle do conversor baseado nos eixos dq0.

Para adaptar esse controle ao conversor multiníveis, Figura 3-3, é necessário um pré-processamento das entradas do controlador, como apresentado nas Figura 4-2 e Figura 4-3. O cálculo se baseia nos seguintes parâmetros:

- Potência disponível a ser gerada (a soma das potências de cada nível do conversor):

$$P = \sum_{i=a,b,c} \sum_{j=1}^N P_{ij}$$

Eq. 4-1

Onde N é o número de estágios do conversor utilizado

- Tensão equivalente do barramento c.c. (obtida através das médias das tensões de todos os barramentos do conversor).

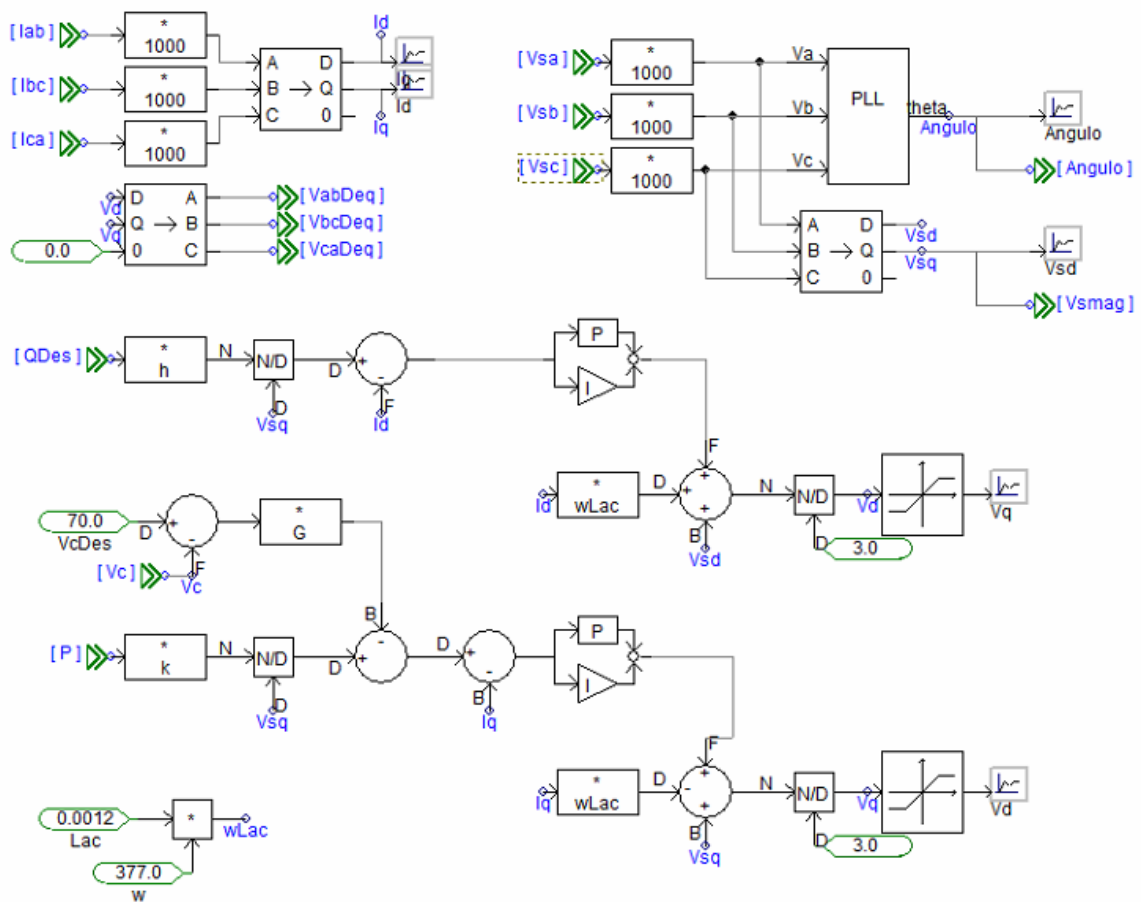


Figura 4-2 - Controle dq convencional acrescido da malha de controle do barramento c.c.

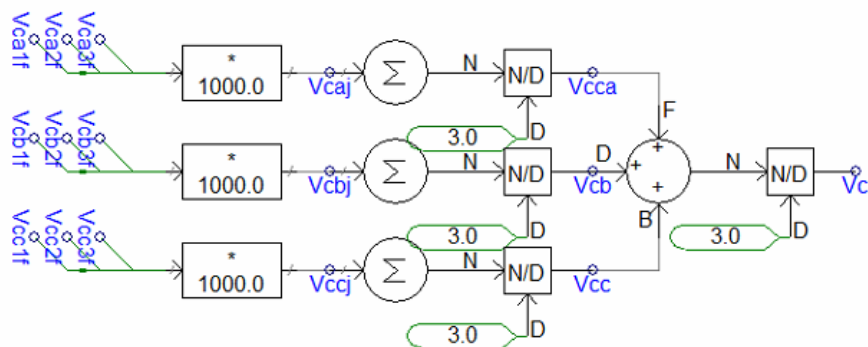


Figura 4-3 - Cálculo das tensões do barramento c.c. já utilizando medições filtradas

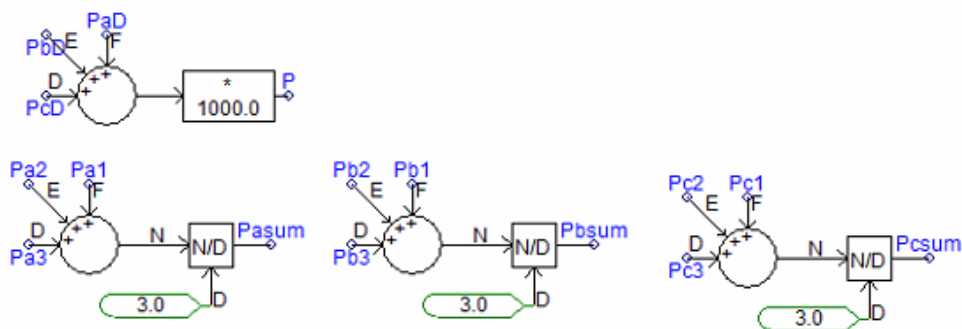


Figura 4-4 - Cálculo das potências por fase e total do conversor

O diagrama de blocos do controle proposto é apresentado na Figura 4-2. As tensões da rede e a corrente injetada são as mesmas do modelo equilibrado, na Figura 4.1. Portanto, não há variações no modelo apresentado por [50], bem como na forma de realizar a sintonia dos ganhos, além do pré-processamento dos dados de cada estágio do conversor. Se as tensões de entrada de cada barramento c.c. e as potências disponíveis por estágio fossem iguais, não seria necessária a etapa de controle adicional. Para a aplicação fotovoltaica proposta, porém, o pré-processamento adicional é necessário devido ao desequilíbrio de geração das potências em cada estágio do conversor.

Dois outros pontos são críticos na operação do conversor: o modulador e o filtro de saída utilizados. Devido à operação em cascata das células do conversor, foi escolhida a técnica de modulação conhecida como “*Phase Shift Pulse Width Modulation*”, em abreviação, PS-PWM, [51], [52]. Tomando N como o número de níveis do conversor, essa técnica permite que a frequência de chaveamento

equivalente vista pela carga conectada ao conversor, ou rede de alimentação, seja N vezes a frequência utilizada por estágio (quando em conexão em estrela no conversor). Para o caso de conexão em delta, esse fator será dobrado. Na aplicação dessa técnica, é necessário que as portadoras estejam convenientemente deslocadas de $180^\circ/N$ entre si, o que dá nome a técnica de modulação.

Os filtros convencionais LC e LCL, que retêm componentes de baixa ordem, serão desnecessários. Uma vez que a frequência de chaveamento equivalente é intencionalmente mais alta com a utilização da PS-PWM. É possível usar apenas o reator de conexão L em interface com a rede [53], sendo que a própria dispersão no caso do uso de um transformador já será suficiente.

Uma simulação foi realizada apresentando o funcionamento do controle em caso equilibrado no software PSCAD. Os parâmetros da simulação, Tabela 4-1, apresentada se baseiam no modelo desenvolvido por [54] e contém três estágios por fase.

Tabela 4-1 - Parâmetros do circuito experimental do sistema medidos a 200V, 9kW e 60Hz

Tensão Nominal linha-linha rms	V_s	200V
Potência Nominal	P	10kW
Conversores em cascata	N	3
Indutor de conexão	L_{AC}	1,2 mH (10%)
Background system indutância	L_s	48 μ H (0,4%)
Tensão dos barramentos	V_c	65-80 V
Capacitância dos barramentos	C	0.9 F
Frequência da portadora PWM		2 kHz
Frequência equivalente		6 kHz

Como pode ser observado nas Figura 4-5 e Figura 4-6, o resultado da simulação apresenta as potências geradas por fase e também o controle do barramento c.c. de cada um. Essa simulação foi realizada para avaliar a dinâmica e a sintonia do controlador com potências disponíveis iguais por fase. A dinâmica segue as variações de geração dos conversores e, dessa forma, esse conversor pode substituir perfeitamente o conversor central quanto exposto a condições equilibradas.

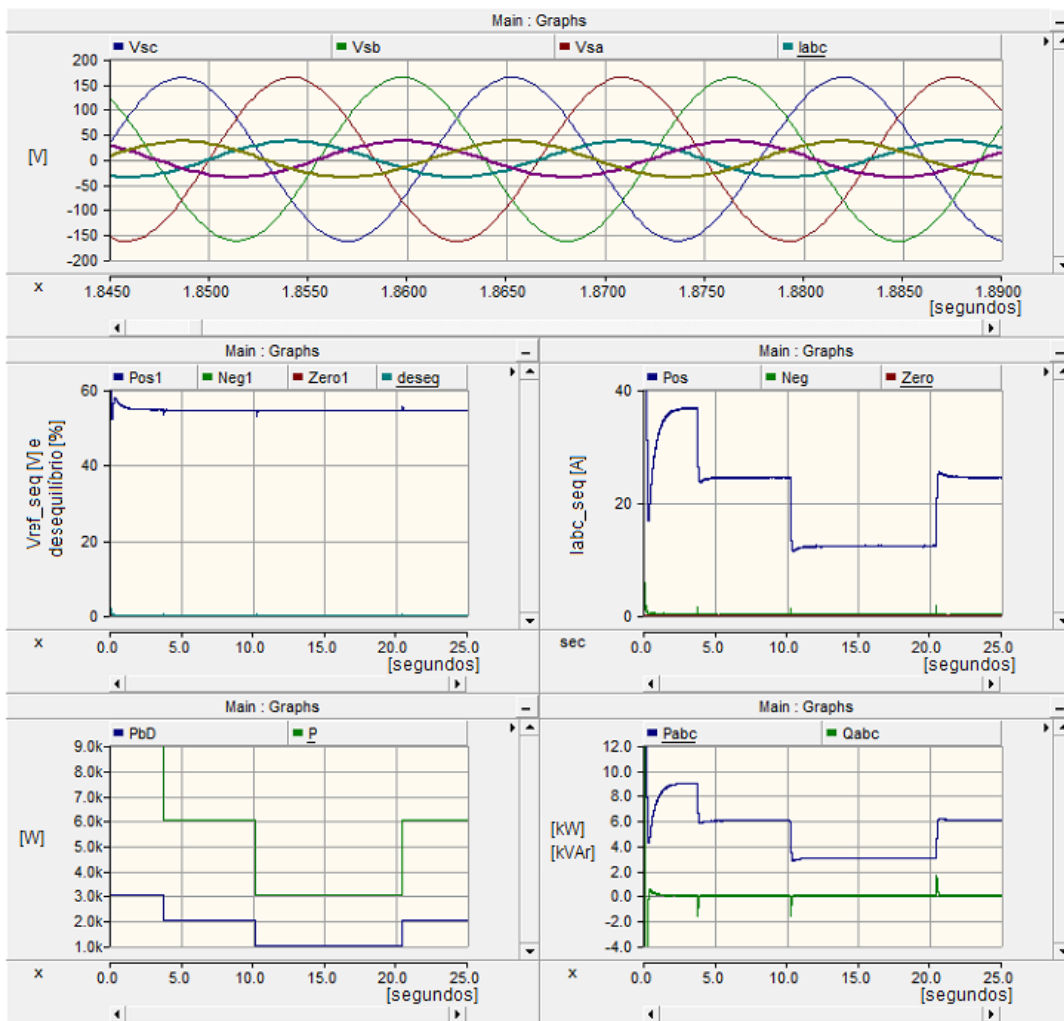


Figura 4-5 - Simulação com variações equilibradas

A Figura 4-6 apresenta o resultado para um dos níveis e é possível observar que o controle do barramento c.c. segue a referência mesmo quando submetido a perturbações expressivas, considerando degraus de carga de 2/3 e de 1/3 da potência nominal.

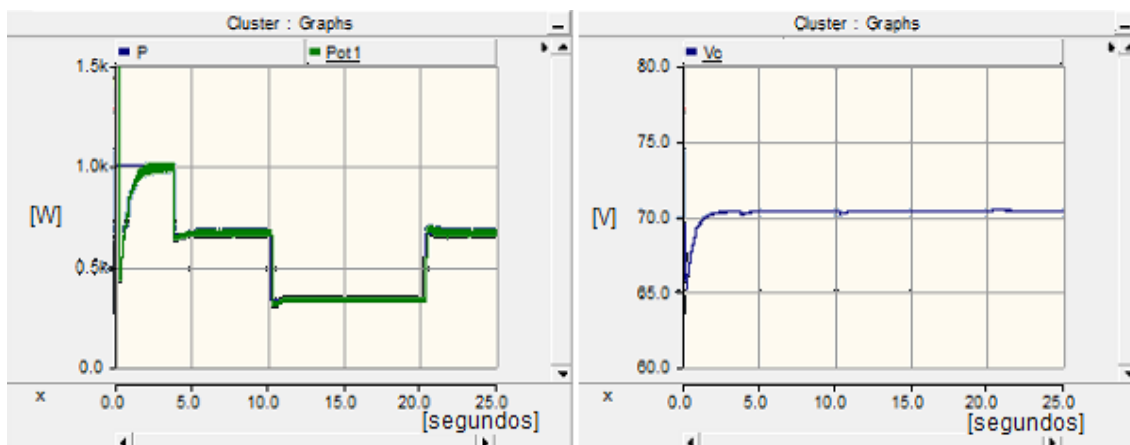


Figura 4-6 - Resultado por nível do conversor

Próximo passo consiste em verificar a operação para os casos em que as potências disponíveis para cada um dos níveis do conversor não mais estejam em equilíbrio.

4.2 Controle por fase do conversor sob desequilíbrio

Uma técnica utilizada em conversores modulares multiníveis em estado de falha consiste na implementação do *Neutral Shift*, NS, ou deslocamento do ponto de neutro. Ela permite a continuidade do fornecimento de potência à carga, ainda que em valor reduzido, quando um ou mais níveis estão fora de operação. Primeiramente citada por Peter Hammond [3], patente [55], essa técnica tem como objetivo lidar com um desbalanceamento de amplitude das tensões de fase de um conversor trifásico com neutro isolado, de forma a manter uma tensão equilibrada na carga.

Como apresenta a Figura 4-7, quando há falha e os ângulos entre fases são mantidos, a carga trifásica (três fios) conectada a esse conversor recebe tensões de linha, V_{BA} , V_{AC} e V_{CB} , desequilibradas em amplitude e em ângulo. Porém, se os ângulos apropriados forem utilizados, como apresenta a Figura 4-8, a carga receberá tensões de mesma amplitude, ainda que menor que a nominal e igualmente defasada. Isso só é possível através do deslocamento do ponto neutro da solução em estrela.

As cargas trifásicas convencionais, como um motor de indução, não aceitam alimentação desequilibrada. Com a aplicação da técnica, há a possibilidade de continuidade de operação, ainda que em uma condição aquém do nominal, e em uma

condição ainda melhor que se apenas um mesmo número de estágios fossem utilizados, desprezando a contribuição dos excedentes, como exemplifica [3].

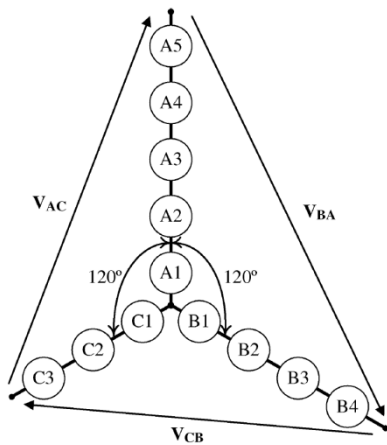


Figura 4-7 - Sistema em desequilíbrio sem NS [3]

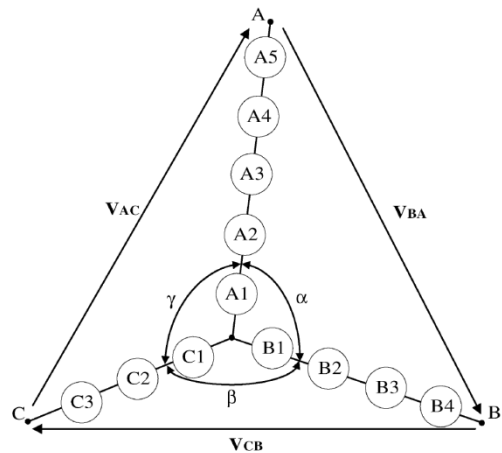


Figura 4-8 - Sistema em desequilíbrio com NS [3]

Para o cálculo da sequência zero, que equivale ao desequilíbrio de potência a ser sanado por fase, propõe-se fazer a representação no plano complexo como se os vetores de tensão fossem vetores complexos 2D convencionais, vide Figura 4-9.

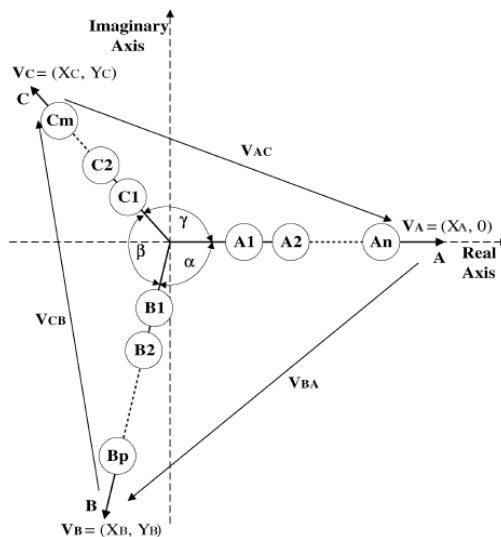


Figura 4-9 - Representação das tensões no plano complexo [3]

Sendo que X representa a variável no eixo real e Y no eixo imaginário, dadas as equações 4-2 a 4-7 que representam os vetores de tensão de fase e de linha:

$$V_a = X_a + j * 0 \quad \text{Eq.4-2}$$

$$V_b = X_b + j * Y_b \quad \text{Eq.4-3}$$

$$V_c = X_c + j * Y_c \quad \text{Eq.4-4}$$

$$V_{ab} = (X_a - X_b) + (-j * Y_b) \quad \text{Eq.4-5}$$

$$V_{bc} = (X_b - X_c) + (j * Y_b - j * Y_c) \quad \text{Eq.4-6}$$

$$V_{ca} = (X_c - X_a) + (j * Y_c - j * 0) \quad \text{Eq.4-7}$$

e considerando que os módulos das tensões de linha devem ser iguais entre si, como equacionado em 4-8 e 4-9.

$$|V_{ab}| = |V_{bc}| \quad \text{Eq.4-8}$$

$$(X_a - X_b)^2 + (Y_b)^2 = (X_b - X_c)^2 + (Y_b - Y_c)^2 \quad \text{Eq.4-9}$$

$$|V_{ab}| = |V_{ca}| \quad \text{Eq.4-10}$$

$$(X_a - X_b)^2 + (Y_b)^2 = (X_c - X_a)^2 + (Y_c)^2 \quad \text{Eq.4-11}$$

Ao se resolver o fluxo de potência, as correntes equilibradas são conhecidas e, a partir das potências desequilibradas por fase, o módulo das tensões de fase também o são. Na solução descrita em [3], as tensões das fases V_a , V_b e V_c são plenamente conhecidas, fazendo com que o problema se resuma à solução para as equações 4-8 e 4-9 para as incógnitas X_b , Y_b , X_c e Y_c e, que o módulo resulte no cálculo convencional para variáveis complexas. Dada à baixa complexidade de solução, sugere-se que sejam guardados os resultados para cada possível situação de falha em tabelas, após cálculo para equações descritas em um software apropriado [3].

Considerando a potencialidade apresentada, a técnica NS se mostrou promissora para a topologia de conversor multiníveis proposta, quando em situações em que ocorra desequilíbrio de geração entre as fases do conversor, ou seja, quando os diferentes arranjos gerem diferentes potências entre si.

Diferentemente da situação utilizada em [3] e como já apresentado, o desequilíbrio no caso deste estudo não é originado pelas falhas nos módulos, mas por

um desequilíbrio na geração fotovoltaica que compõe cada célula e fase do conversor, como também abordado em [56], podendo assim gerar infinitas soluções.

Além disso, outro ponto importante que difere do conversor citado em [3] para alimentação de cargas, o conversor multiníveis proposto para operação em plantas fotovoltaicas deve ser conectado à rede da concessionária. Por esse motivo e para injeção de potência, a tensão de saída não pode ser qualquer, mas deve obedecer ao fluxo de potência entre duas fontes conectadas através de uma reatância apresentada pela equação 4-12, conforme mostra simplificada a Figura 4-10.

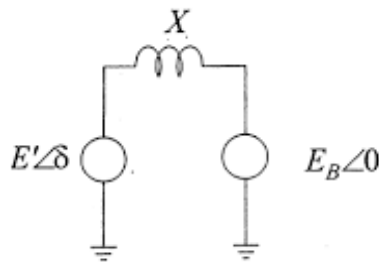


Figura 4-10 - fluxo de potência entre fontes

$$P = \frac{E' E_B}{X} \sin \delta \quad \text{Eq.4-12}$$

A solução de deslocamento de neutro ainda é válida, contudo é necessário que as tensões do delta resultante sejam tais que permitam a transferência de potência do conversor para a rede elétrica de forma equilibrada.

A partir dos símbolos apresentados na Figura 4-11, apresenta-se o equacionamento para a solução do conversor com deslocamento de neutro e conexão à rede. A rede de alimentação deve enxergar o conversor de forma equilibrada, dessa forma observa-se que a potência injetada é a potência total disponível, dada pela equação 4-13 e a corrente equilibrada pela equação 4-4, considerando fator de potência unitário como indica a seção 3.2.

$$I = P / \sqrt{3} V_S \quad \text{Eq.4-13}$$

onde V_S é o valor da tensão de linha rms da rede ao qual o sistema é conectado.

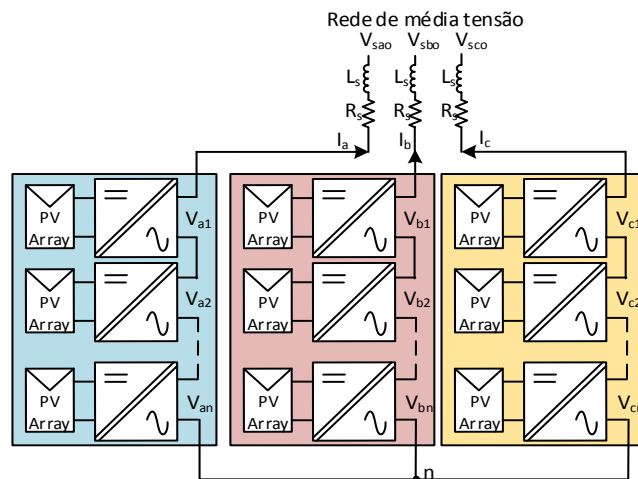


Figura 4-11 - Conversor conectado à rede de média tensão a três fios e parâmetros

A diferença entre o controle do conversor convencional e o controle do conversor com desequilíbrio de potência por fase está na injeção de sequência zero, ou seja, uma componente de mesma amplitude e ângulo somada às três tensões de saída do controle equilibrado apresentado na Figura 4-1. Assim, as tensões geradas por fase são diferentes conforme a potência disponível por fase. As variáveis de controle utilizadas são a tensão do barramento c.c. equivalente por fase e, utilizando a técnica de *feedforward*, as próprias potências por fase. A Figura 4-12 apresenta a junção entre o controle convencional, Figura 4-13, e a injeção de sequência zero.

O diagrama do bloco que exhibe o controle de injeção de tensão de sequência zero está representado na Figura 4-13. Os métodos de cálculo em si da amplitude e do ângulo da tensão a ser injetada serão apresentados a seguir.

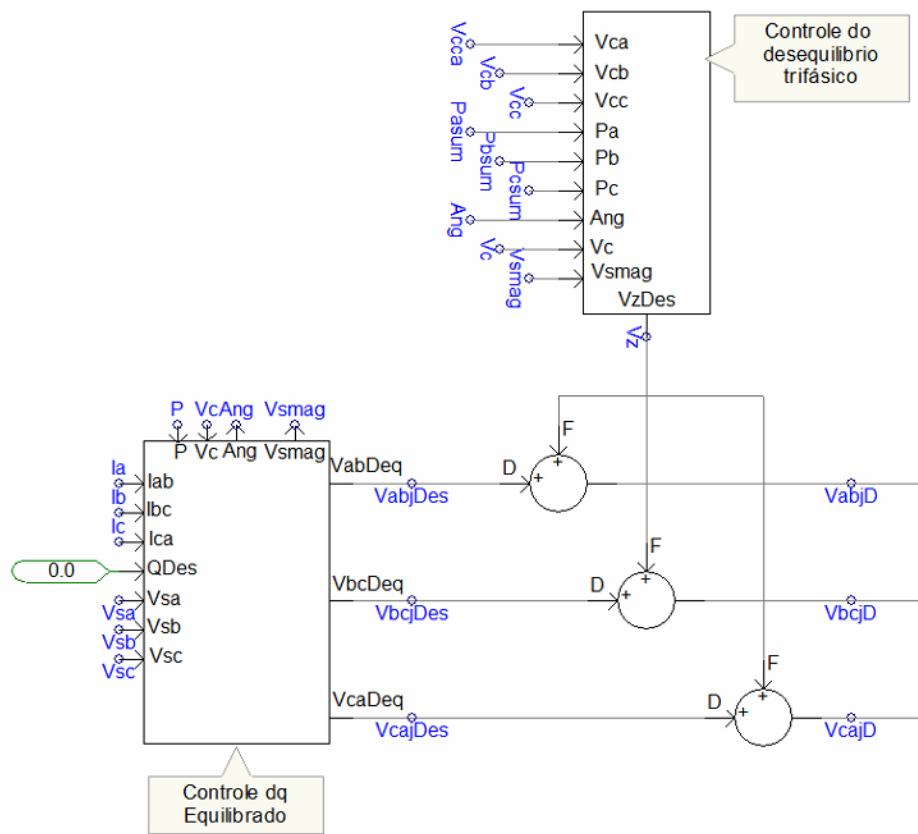


Figura 4-12 - Controle do conversor com injeção de sequência zero para sanar desequilíbrios entre fases

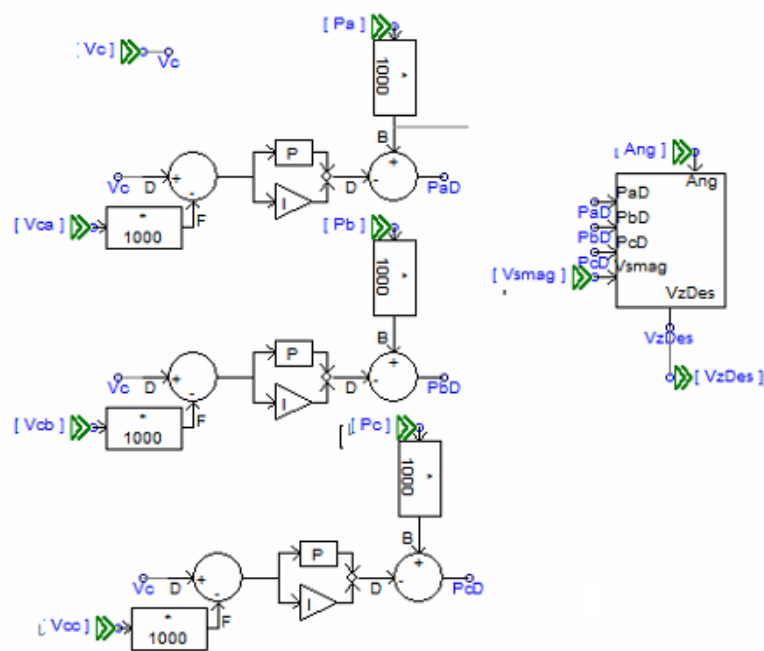


Figura 4-13 - Diagrama do Controle do desequilíbrio trifásico

Para o caso trifásico, é necessário saber, portanto, o valor da tensão de sequência zero, $V_{seq0} \angle \theta_{seq0}$, a ser sintetizado de forma a obter a solução equilibrada. Alguns métodos para determinação da tensão, com módulo e ângulo, podem ser investigados. Nesse texto serão apresentados dois métodos, aqui denominados de A e B.

No método A foi realizado o equacionamento entre as potências aparentes desejadas de tal forma que fosse possível extrair a quantidade necessária de sequência zero para equilibrar a solução sabendo que as correntes geradas e a tensão da rede são equilibradas. Relação essa apresentada na equação 4-14.

$$\frac{S_a + S_b \alpha^2 + S_c \alpha}{|S_a + S_b + S_c|} = \frac{-3IV_{seq0} \angle \theta_{seq0}}{|3VI \angle 0^\circ|} = \frac{-V_{seq0} \angle \theta_{seq0}}{V} \quad Eq.4-14$$

Onde $S_a = va \cdot ia^* = V_a \angle \theta_a \cdot I \angle 0^\circ$ e $V_a \angle \theta_a = V \angle 0^\circ - V_{seq0} \angle \theta_{seq0}$

Para extrair apenas o valor da sequência zero da equação, obtém a equação:

$$\sqrt{2}V \frac{S_a + S_b \alpha^2 + S_c \alpha}{|S_a + S_b + S_c|} = V_{seq0} \angle \theta_{seq0} \quad Eq.4-15$$

Dessa forma, dados os valores de potência ativa disponíveis em cada fase e a quantidade de reativos a ser gerada, tem-se o valor de sequência zero, conforme o diagrama de blocos apresentado na Figura 4-14.

Uma solução genérica para N-células conectados em delta foi desenvolvida por [56]. Essa solução pode ser facilmente adaptada para a solução de conexão em estrela e, dessa forma, muito se assemelha à solução apresentada na subseção anterior. A diferença se encontra apenas no cálculo da sequência zero necessária para equilibrar a injeção de potência.

A partir do equacionamento desenvolvido em [56] para uma conexão em delta e em [54] para uma solução em estrela para STATCOM, outra fórmula alternativa de cálculo pode ser desenvolvida para obtenção de $V_{seq0} \angle \theta_{seq0}$, chamada aqui de método B. Sabe-se que as correntes na solução em estrela precisam ser iguais em módulo e igualmente defasadas entre si e as tensões de fase são constituídas também por uma parcela de deslocamento de neutro, como apresentam as equações 4-16 a 4-18 para os parâmetros apresentados na Figura 4-11.

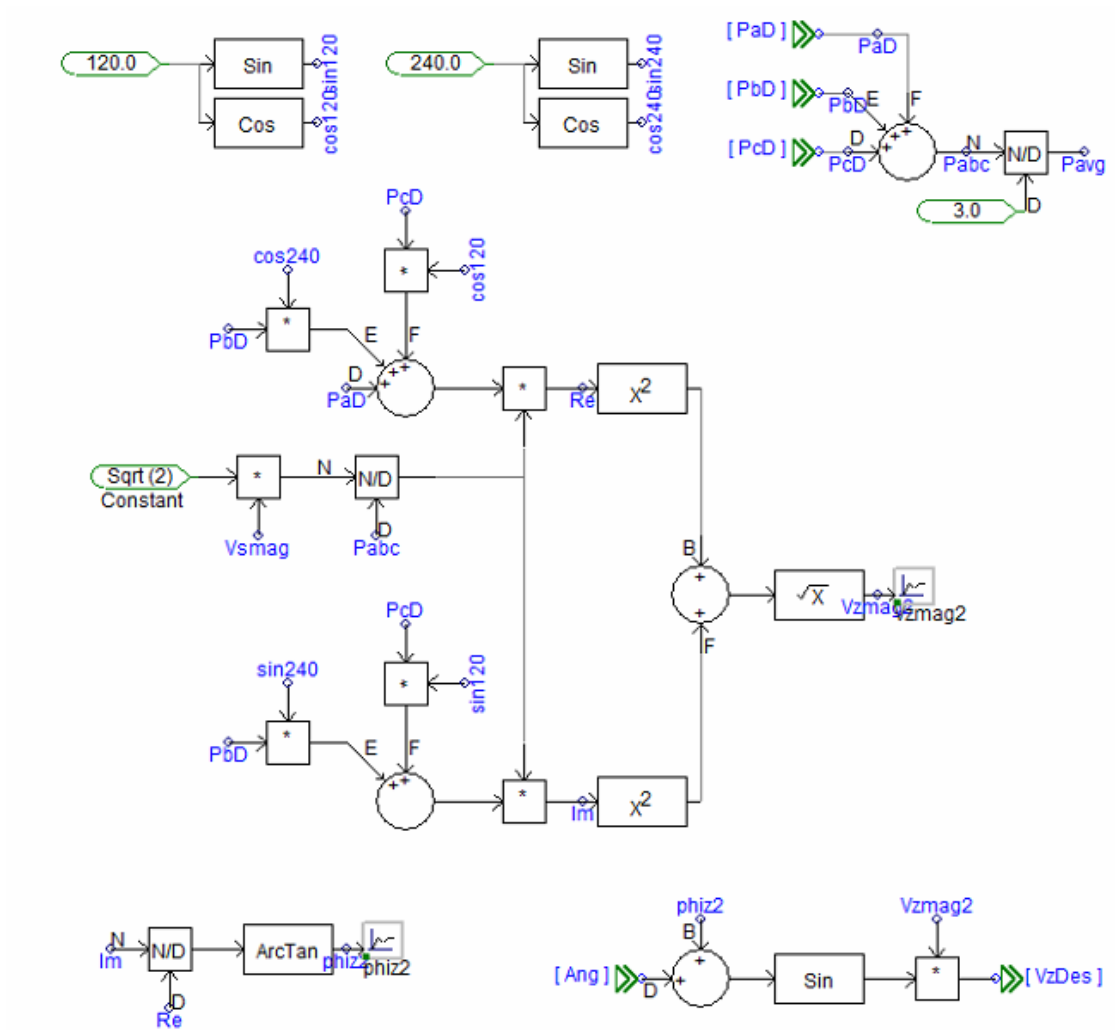


Figura 4-14 - Método A de cálculo da sequência zero

$$V_{an} = V_{ao} + V_z = V_p + V_z e^{j\phi_z} \quad \text{Eq.4-16}$$

$$V_{bn} = V_{bo} + V_z = V_p e^{-j2\pi/3} + V_z e^{j\phi_z} \quad \text{Eq.4-17}$$

$$V_{cn} = V_{co} + V_z = V_p e^{j2\pi/3} + V_z e^{j\phi_z} \quad \text{Eq.4-18}$$

Dessa forma, sabe-se que o valor de sequência zero comandado pelo controle será igual a:

$$v_z^* = 1/3 (v_{an}^* + v_{bn}^* + v_{cn}^*) \quad \text{Eq.4-19}$$

Dada a corrente definida pela equação 3, a tensão de sequência positiva (V_p) a ser gerada pelo controle equilibrado será:

$$\vec{V}_p = \frac{V_s}{\sqrt{3}} + j\omega L_s I = V_p e^{j\theta} \quad \text{Eq.4-20}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{\sqrt{3}\omega L_s I}{V_s}\right) \quad \text{Eq.4-21}$$

O valor da sequência zero é calculado devido ao desequilíbrio das potências geradas em cada fase, ou seja,

$$V_z = \frac{2}{\sqrt{3}} V_s \frac{\sqrt{\chi_a^2 + \chi_b^2 + \chi_c^2 - \chi_b \chi_c - \chi_a(\chi_b + \chi_c)}}{\chi_a + \chi_b + \chi_c} \quad \text{Eq.4-22}$$

$$\varphi_z = \arctan\left(\frac{\sqrt{3}(\chi_c - \chi_b)}{2\chi_a - \chi_b - \chi_c}\right) \quad \text{Eq.4-23}$$

Onde as constantes são definidas como:

$$\chi_a = \frac{P_a}{P_{avg}} \quad \chi_b = \frac{P_b}{P_{avg}} \quad \chi_c = \frac{P_c}{P_{avg}} \quad \text{Eq.4-24}$$

$$P_{avg} = \frac{1}{3}(P_a + P_b + P_c) \quad \text{Eq.4-25}$$

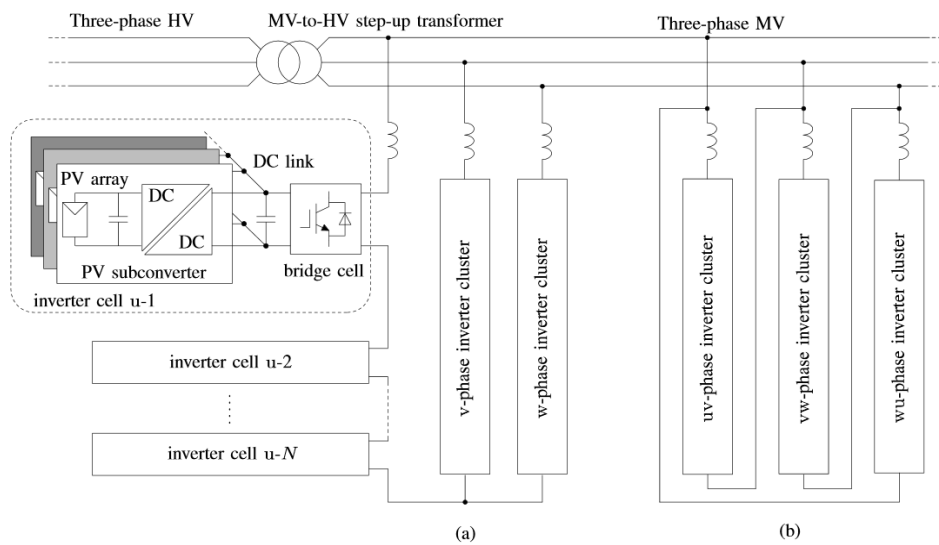


Figura 4-15 - Solução com conexão em estrela (a) ou delta (b). [56]

O diagrama utilizado na simulação PSCAD apresenta a solução de cálculo para o método B, Figura 4-16.

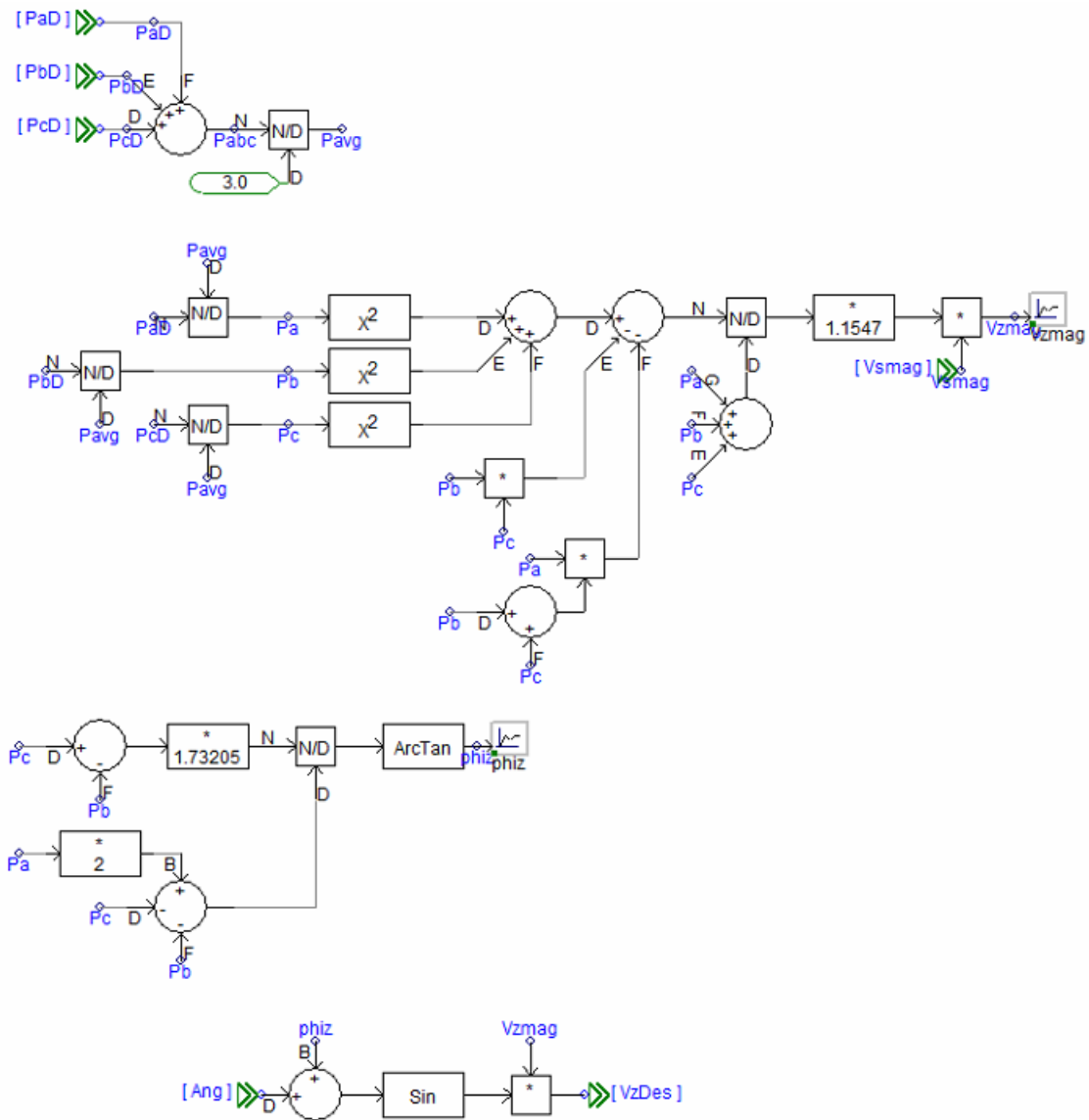


Figura 4-16-Método B de cálculo da sequência zero

Uma terceira abordagem pode ser realizada de forma puramente matemática através dos conceitos de triângulos equiláteros e círculos concêntricos [57]. Nesta solução, o cálculo da sequência zero está baseada na solução do triângulo das potências e o afastamento relativo de cada uma delas do ponto equilibrado. Tal solução não será investigada nesse trabalho.

4.2.1 Resultados de simulação

Através das metodologias apresentadas nessa seção, simulações foram realizadas a fim de demonstrar e comparar a potencialidade de cada método para cálculo da sequência zero. Foi considerado apenas o desequilíbrio entre fases, de tal forma que a potência gerada por fase fosse igualmente dividida entre níveis dessa fase. O foco, neste momento, é comparar os efeitos da injeção de sequência zero nas tensões de referência equilibradas a serem comandadas para os moduladores com a técnica PS-PWM.

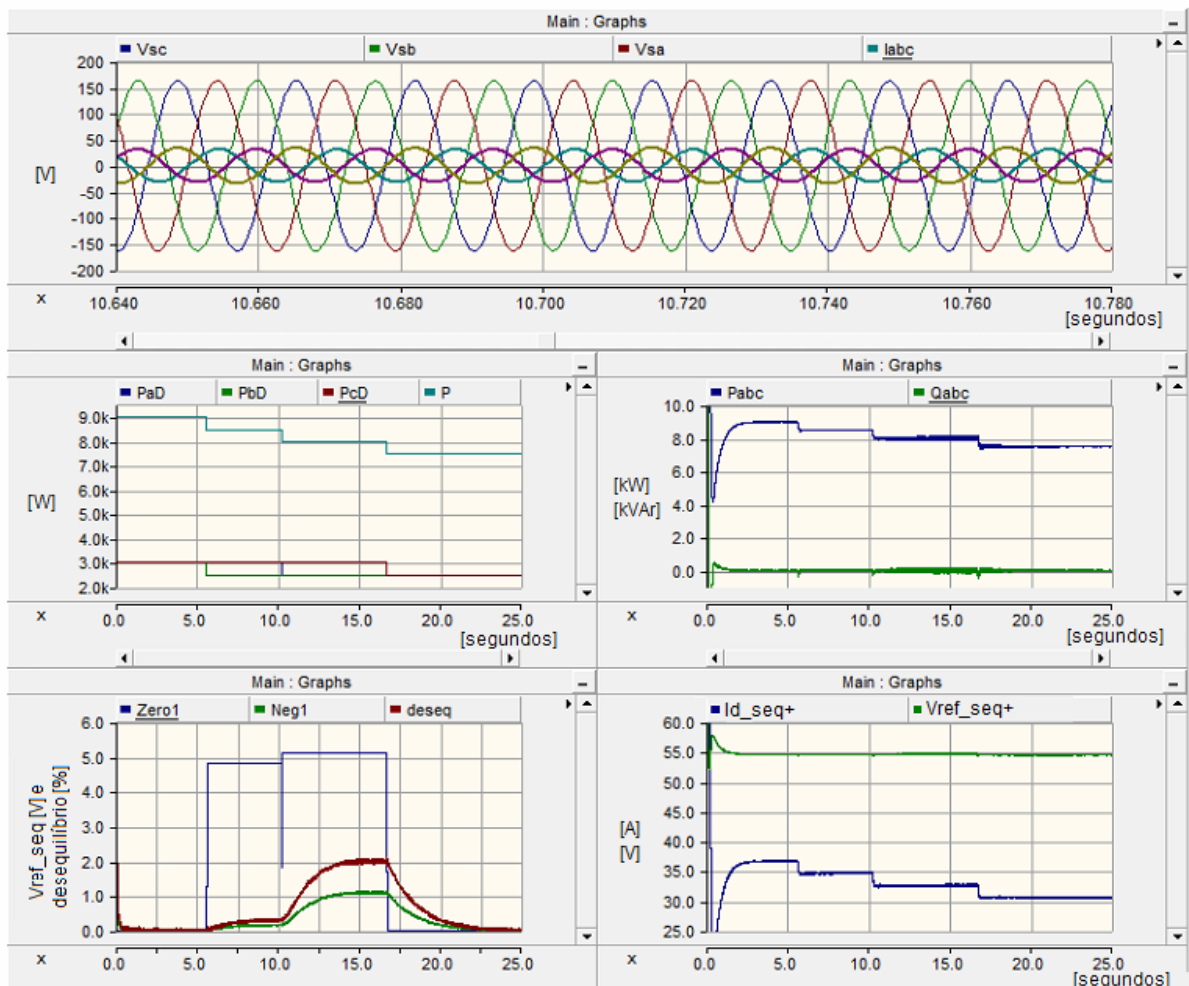


Figura 4-17 - Tensões, correntes e potências para diferentes cenários de desequilíbrio e solução A

Utilizando a primeira técnica, os resultados obtidos estão apresentados nas figuras 4-17 e 4-18 sendo as potências desejadas por fase: PaD, PbD e PcD e a

potência total: P. É possível observar que o conversor segue gerando a potência máxima, que corresponde à soma das potências disponíveis por célula do conversor modular. São considerados desequilíbrios através da queda de geração em uma fase (0,3% vide gráfico 4-17) para o primeiro cenário de simulação, e em duas fases (2% vide gráfico 4-17) para o segundo cenário. Esses desequilíbrios estão dentro do admissível por norma para injeção de sequência zero. Contudo, para diferenças maiores entre fases, o desequilíbrio calculado ultrapassa o limite citado.

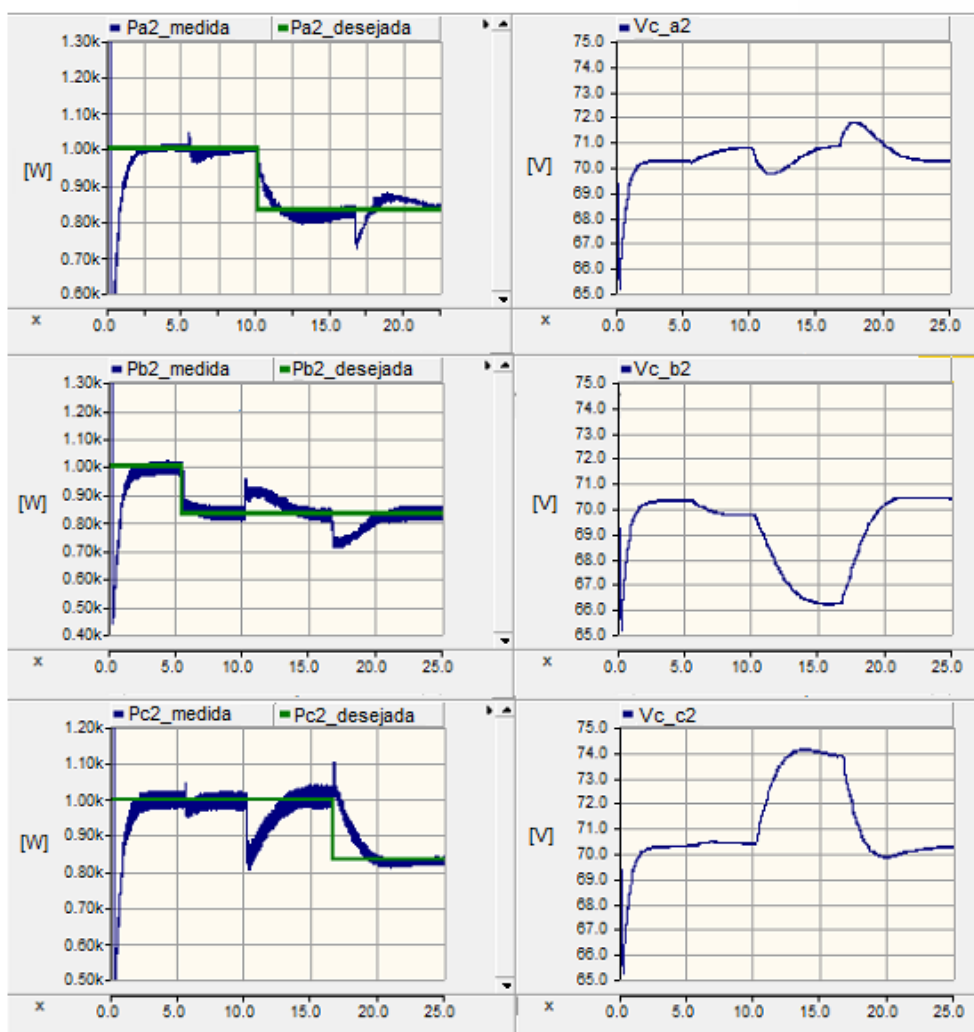


Figura 4-18 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio da solução A

Como pode ser observado na Figura 4-18, as tensões dos barramentos individuais, respondem à variação de potência, ainda que essa variação ocorra em outras fases. Tal fato indica um acoplamento no controle das mesmas. Em cerca de

um segundo, porém, a dinâmica se estabelece e o erro entre potência gerada e valor desejado reduz. Ao observar a tensão do barramento no qual ocorre o degrau de potência, a dinâmica chega a três segundos no exemplo citado.

As figuras 4.19 e 4.20 apresentam o resultado da simulação para a segunda metodologia de cálculo, chamada aqui de B e baseada na proposta por [56]. É possível observar que as referências de potência por fase PaD, PbD e PcD são seguidas pela geração de potência por estágios, bem como a referência de potência total P. Como pode ser observado na figura 4.20(d), o desequilíbrio, para os casos apresentados está dentro do limite de 2%, dado por norma para uma conexão desse sistema em média tensão. Ao se comparar com os 0,3% de desequilíbrio para apenas uma fase do método A, nota-se que o desequilíbrio no método B chega a 0,7%. Na segunda situação de desequilíbrio, porém, esse parâmetro de comparação se inverte e segue mais baixo para desequilíbrios mais severos.

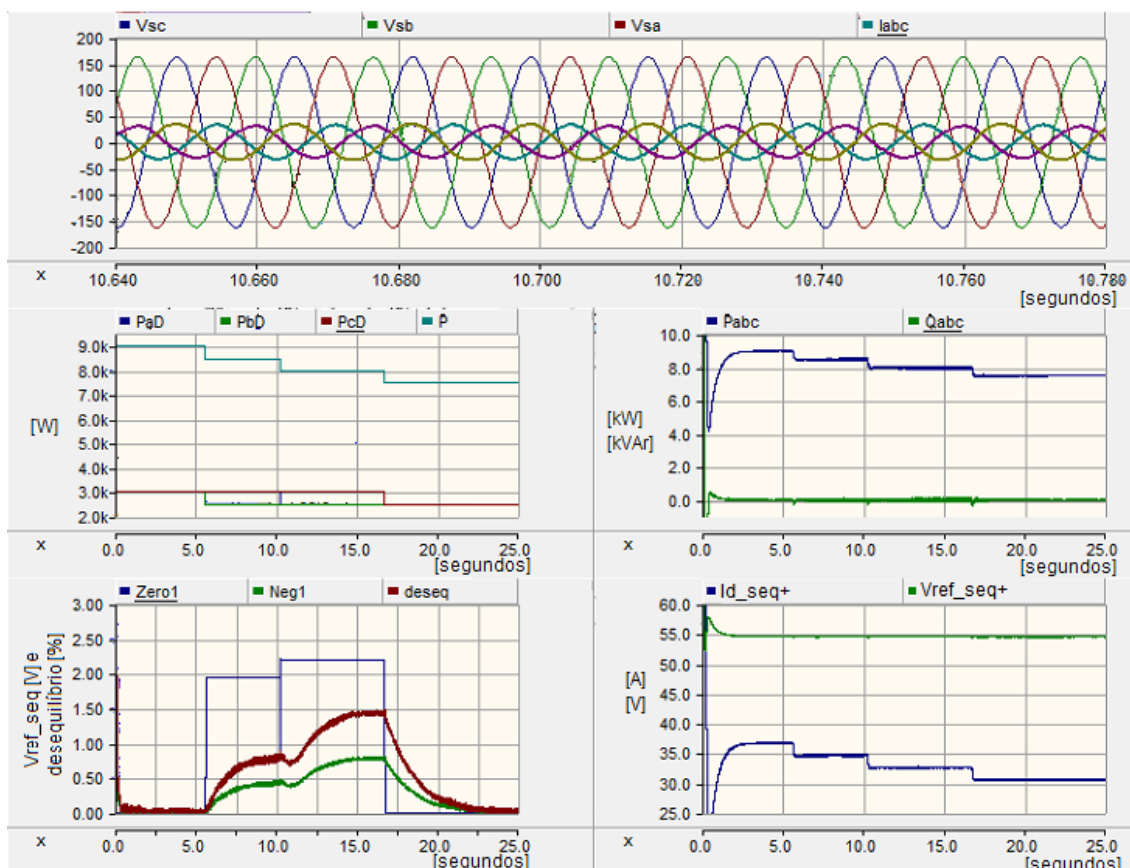


Figura 4-19 - Tensões, correntes e potências para diferentes cenários de desequilíbrio e solução [56]

As tensões dos barramentos individuais variam com a potência, conforme pode ser observado na figura 4.20. A variação de potência em uma determinada fase também produz variação de tensão em outras fases, indicando um acoplamento no controle das mesmas. Observando o comportamento dinâmico do sistema, tem-se que as variações da potência gerada em degrau de valor expressivo são compensadas de forma a zerar o erro de estado estacionário em cerca de um segundo. Não houve diferença no tempo de acomodação obtido entre os métodos A e B propostos, pois o ajuste dos controladores é o mesmo para ambas as soluções de cálculo de sequência zero.

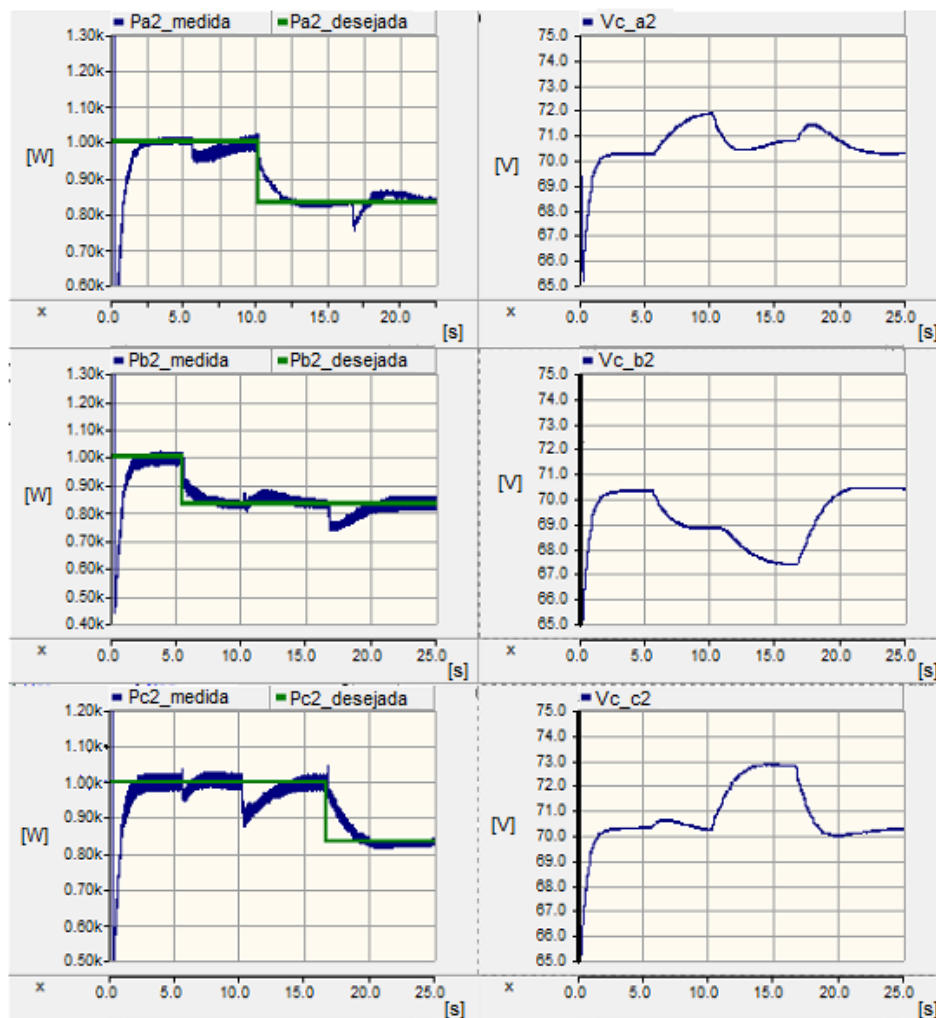


Figura 4-20 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio de [56]

A fim de demonstrar a diferença entre os métodos A e B, a amplitude e o ângulo da sequência zero adicionada em cada ponto da simulação para ambas as formas de cálculo estão representadas na 4-21. Observe que o ângulo é igual para as duas

fórmulas de cálculo, enquanto a amplitude é diferente. Para pequenos desequilíbrios, o método A se mostrou mais eficiente enquanto para desequilíbrios maiores, a preferência seria para o método B.

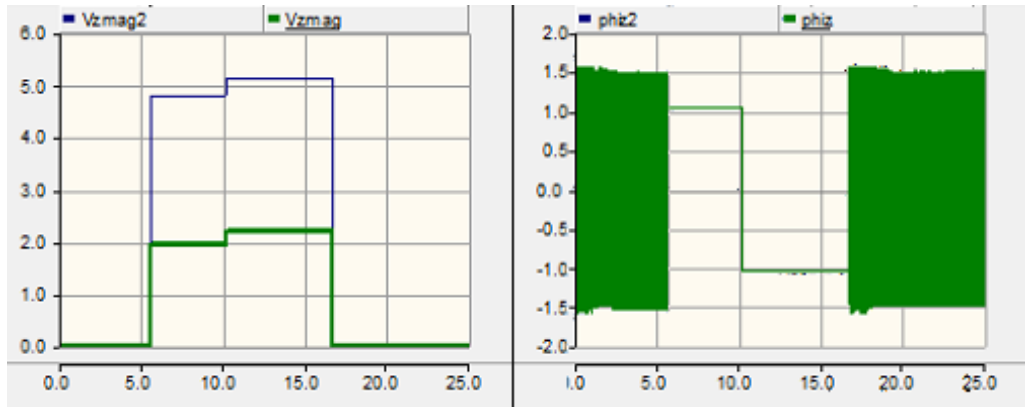


Figura 4-21 - Módulo e Ângulo da sequência zero adicionada, sendo o sub índice 2 para a primeira solução citada

4.2.2 Limitações da conexão multiníveis à rede trifásica

Duas metodologias de injeção de sequência zero para igualar a geração entre fases foram apresentadas e comparadas. Independentemente da metodologia, a tensão de saída por fase em alguns casos precisa ser maior que a de um conversor multiníveis equivalente operando em equilíbrio. No entanto é necessário que o limite de tensão seja respeitado, sendo esse definido pela tensão do barramento c.c., e que a geração seja sempre equilibrada para conexão a três fios. A limitação de ambas as técnicas apresentadas, inerente à forma de conexão dos estágios do conversor, é o nível máximo de injeção de tensão de sequência zero, de forma que o conversor sempre sintetize uma tensão compatível com o limite definido pelo barramento c.c..

Um protótipo em pequena escala, que será apresentado em detalhes no capítulo 6, está em desenvolvimento para comprovação experimental do conversor proposto e das metodologias de controle. Esse protótipo é constituído de três células, sendo a tensão de saída nominal de cada célula é um terço da tensão de fase para conexão a uma rede de $2,3kV_{linha}$ a três fios, ou seja, $442,6 V_{rms}$ ou $625,9V_{pico}$. Cada célula do conversor possui barramento c.c. de 800V, devido a limitação do semicondutor comercial disponível, sendo empregados MOSFETs de SiC de 1200V. Dessa forma o barramento c.c. está dimensionado com tensão máxima superior

(127,8%) à mínima necessária para a síntese da tensão fase-neutro da célula. A tensão de sequência zero, portanto, deve fazer uso dessa margem para manter a geração equilibrada. A área hachurada, apresentada na Figura 4-22, apresenta essa margem de operação em porcentagem. Para valores superiores a esse limite, a tensão desejada é maior que a sintetizável e, portanto, sofre distorção não desejável.

Nem todas as combinações de potências geradas por fase atendem a esse requisito. Se nenhum algoritmo de tratamento para tais casos for inserido no controle, o conversor poderá operar de forma incorreta. Para uma mesma corrente em p.u. nas fases, os desequilíbrios máximos obtidos estão apresentados na Tabela 4-2 junto ao diagrama correspondente da sequência zero necessária para equilibrar a solução para conexão a três fios.

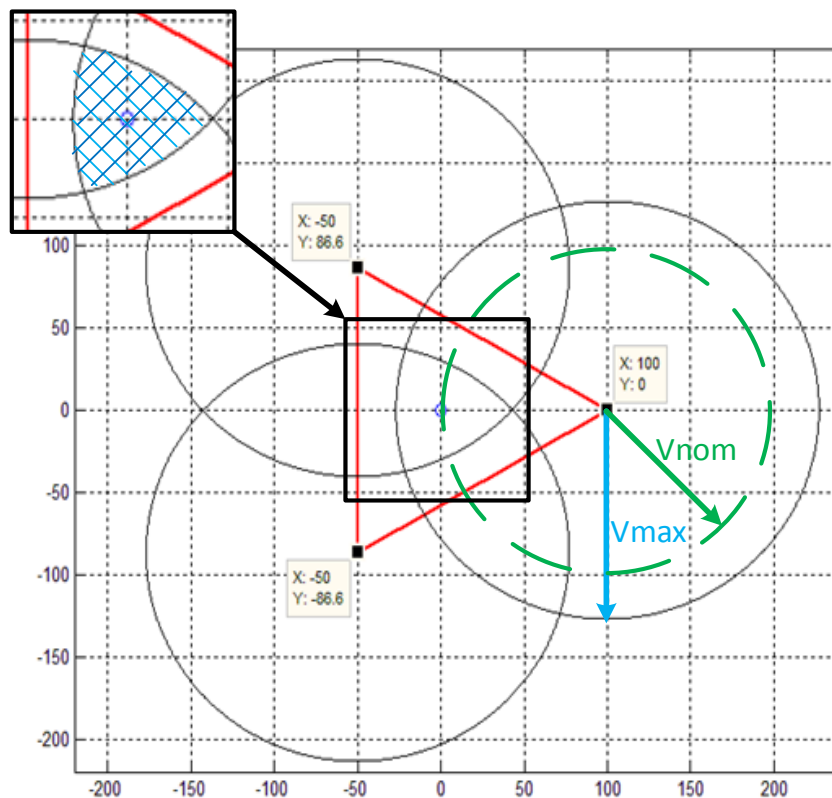


Figura 4-22 - Limite de amplitude da sequência zero com relação ao barramento CC e a tensão a ser gerada

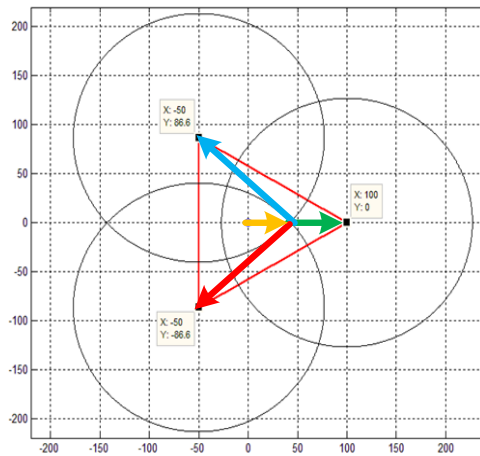
Ao atingir os limites apresentados na Tabela 4-2, o conversor não mais será capaz de suprir a energia de forma balanceada à rede. Sem alterar a topologia do conversor e/ou premissas de operação, um algoritmo apropriado deve controlar as

tensões de referência de forma tal a restringir a potência gerada, reduzindo assim o desbalanceamento e enquadrando a operação do conversor em um ponto válido do espaço de soluções. O algoritmo proposto para esse gerenciamento consiste na restrição da potência da fase de maior geração até que o valor de sequência zero fica contido dentro da área hachurada da Figura 4-22.

Tabela 4-2 - Máximos teóricos atingidos pela tensão de sequência zero, com a potência da fase C como referência sem perda de generalidade

Diagrama Fasorial

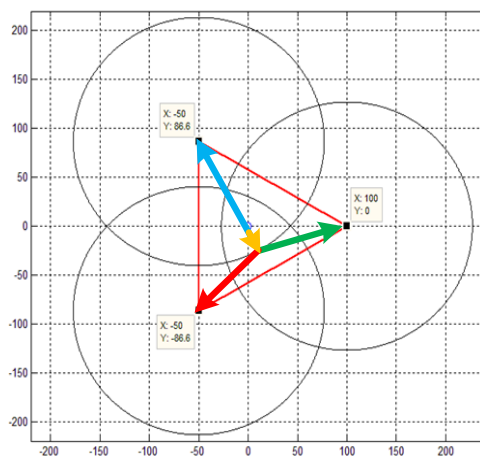
Desequilíbrio de
potência máximo



$$P_a = 0.49;$$

$$P_b = 1;$$

$$P_c = 1;$$



$$P_a = 0.68;$$

$$P_b = 0.68;$$

$$P_c = 1;$$

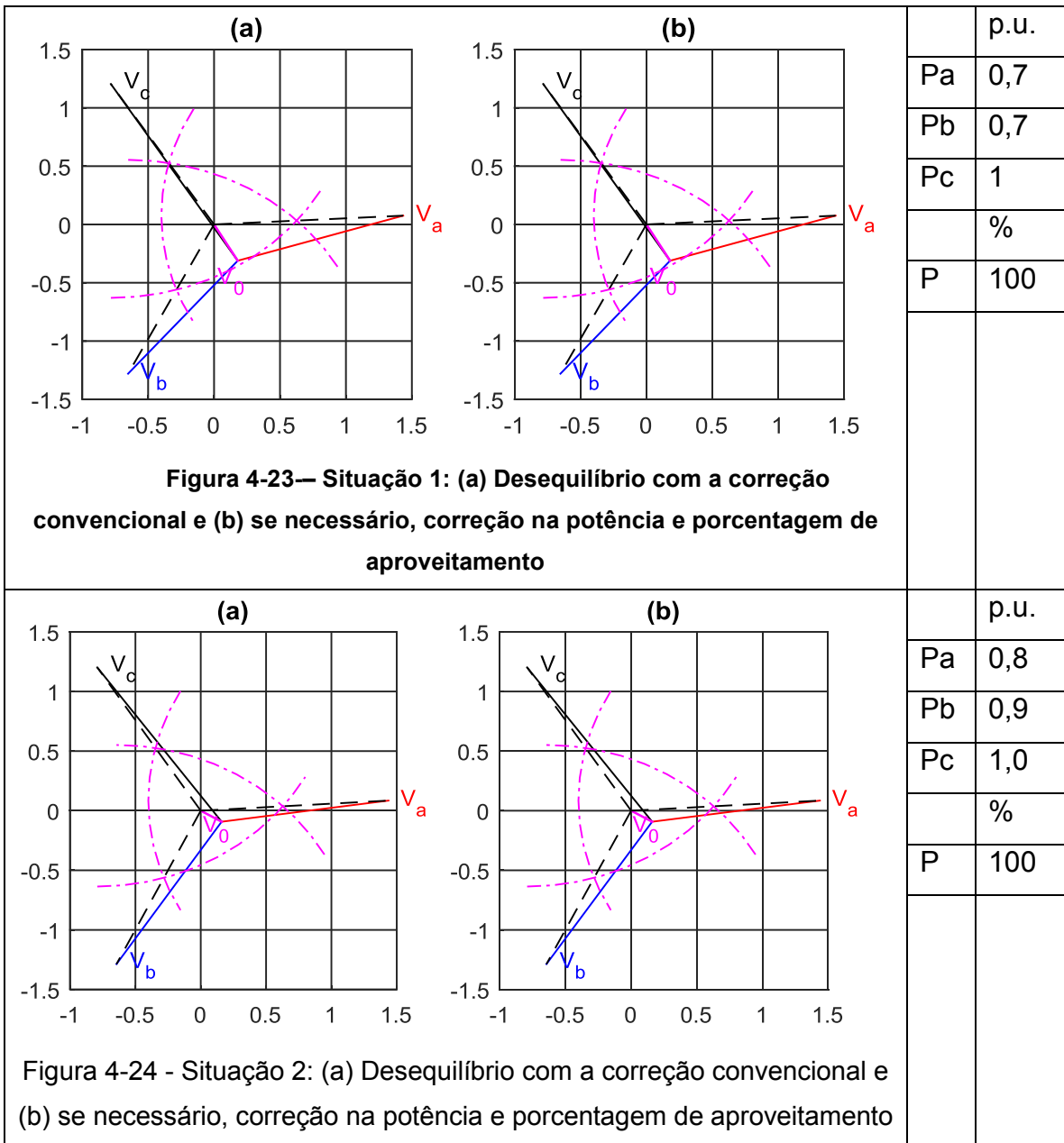
Dadas às restrições de geração de sequência zero em relação à tensão c.c. dos barramentos, um algoritmo que mantenha a solução dentro das restrições desejadas foi aplicado ao problema. Esse algoritmo conduz a valores próximos aos ótimos (máximo aproveitamento da potência disponível) de acordo com a observação do comportamento da função com a vantagem de baixa complexidade de cálculo. Um segundo algoritmo, através de um método de otimização, foi implementado para verificar as soluções encontradas com primeiro algoritmo. Nesse caso, obtém-se valores mais próximos ao máximo aproveitamento da potência disponível, porém com a desvantagem de elevada complexidade de cálculo.

4.3.1.1 Algoritmo heurístico para desequilíbrios elevados

Através de cálculos de baixa complexidade e baseados nas potências disponíveis nos módulos, um algoritmo capaz de obter uma solução “sub-ótima” foi desenvolvido. Este algoritmo é compatível com controladores convencionais utilizados em conversores comerciais de aplicação semelhante.

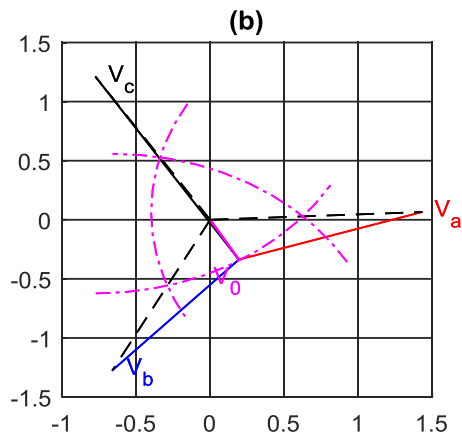
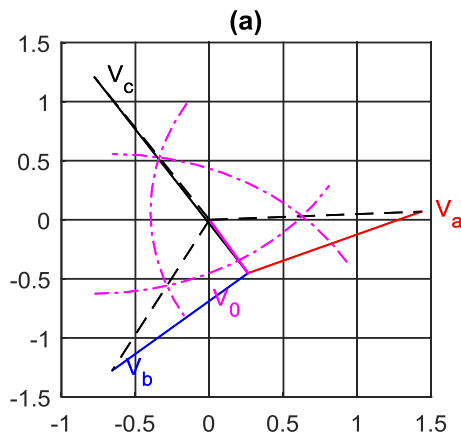
Observou-se o comportamento da sequência zero de acordo com as potências geradas por cada fase de forma desequilibrada. A partir da observação de diversos cenários, conclui-se que é necessário reduzir a potência da fase com maior valor disponível até que o valor de tensão da sequência zero seja sintetizável pelo conversor proposto. Para esta aplicação, a solução consiste então por limitar gradualmente os valores das referências das potências das fases com maior potência disponível até que o vetor da tensão de neutro esteja contido na região de, no máximo, 27,8% do valor da tensão de fase.

Os desequilíbrios serão então absorvidos pelo método proposto de deslocamento de neutro. Quando não há ação necessária, como pode ser visto nas Figura 4-23 e Figura 4-24, não são feitas correções.



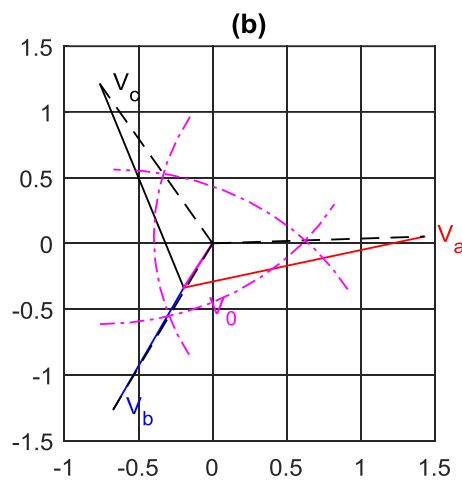
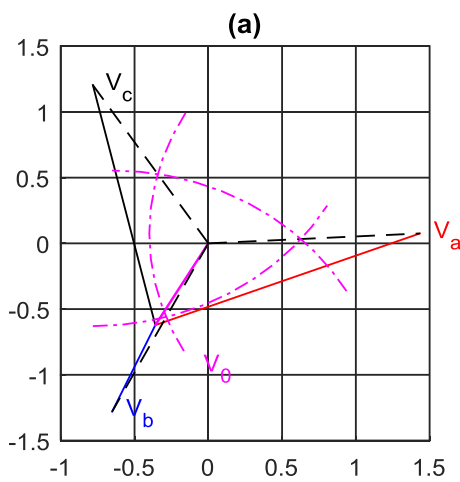
Níveis mais acentuados de desequilíbrio não podem ser gerados pelo sistema e devem ser corrigidos, como pode ser visto em Figura 4-25, Figura 4-26 e Figura 4-27. E, dessa forma, a potência disponível não é completamente aproveitada.

Essa restrição implica em que a potência gerada será menor que a disponível, mas a máxima factível dentro das restrições do conversor. A Tabela 4-3 apresenta quanto da potência disponível pode ser fornecida a rede em cada caso, considerando a potência total disponível na fase C ($P_c = 1\text{ pu}$) para todos os casos, sem perda de generalidade.



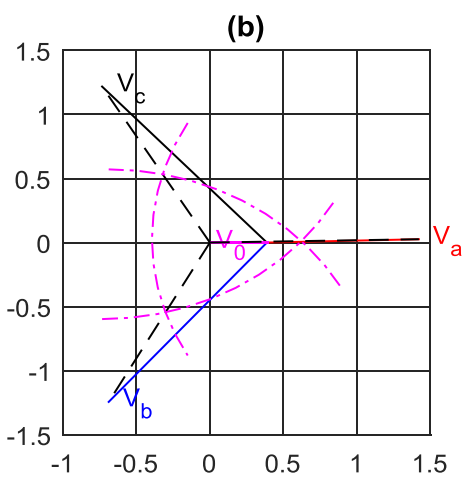
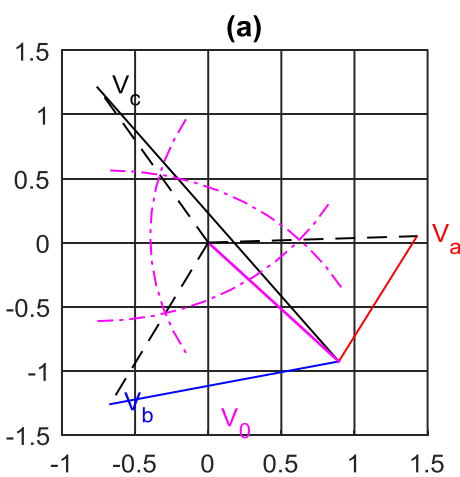
	p.u.
Pa	0,6
Pb	0,6
Pc	1,0
	%
P	94,7

Figura 4-25 - Situação 3: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento



	p.u.
Pa	1,0
Pb	0,4
Pc	1,0
	%
P	68,8

Figura 4-26 - Situação 4: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento



	p.u.
Pa	0,2
Pb	0,4
Pc	1,0
	%
P	51,6

Figura 4-27 - Situação 5: (a) Desequilíbrio com a correção convencional e (b) se necessário, correção na potência e porcentagem de aproveitamento

Tabela 4-3 - Potência aproveitada em relação ao desequilíbrio máximo admissível de sequência zero

Pb \ Pa	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
0.1	0,289	0,317	0,295	0,275	0,258	0,243	0,229	0,217	0,206	0,196
0.2	0,317	0,496	0,550	0,516	0,485	0,458	0,434	0,413	0,393	0,375
0.3	0,295	0,550	0,651	0,694	0,688	0,651	0,619	0,589	0,563	0,538
0.4	0,275	0,516	0,694	0,771	0,789	0,825	0,786	0,750	0,717	0,688
0.5	0,258	0,485	0,688	0,789	0,868	0,867	0,927	0,897	0,859	0,825
0.6	0,243	0,458	0,651	0,825	0,867	0,947	0,930	0,983	0,990	0,952
0.7	0,229	0,434	0,619	0,786	0,927	0,930	1,000	1,000	1,000	1,000
0.8	0,217	0,413	0,589	0,750	0,897	0,983	1,000	1,000	1,000	1,000
0.9	0,206	0,393	0,563	0,717	0,859	0,990	1,000	1,000	1,000	1,000
1	0,196	0,375	0,538	0,688	0,825	0,952	1,000	1,000	1,000	1,000

Com base nos resultados apresentados para o máximo aproveitamento de potência utilizando o algoritmo heurístico, foi realizada uma comparação com método de aproveitamento de potência com o método descrito por [3]. Esse método consiste na solução para o conversor multiníveis em que o conversor opera equilibrado e todas as fases, gerando a potência igual a da fase com menor valor disponível. Na Tabela 4-4 são apresentadas as diferenças entre a potência gerada pelo método heurístico proposto e pelo apresentado em [3]. O método proposto neste trabalho é sempre mais vantajoso em condições de desequilíbrio.

Tabela 4-4 - Comparação entre dados da Tabela 4-3 e se a restrição fosse equilibrada para todas as fases

Pb \ Pa	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
0.1	0,189	0,217	0,195	0,175	0,158	0,143	0,129	0,117	0,106	0,096
0.2	0,217	0,296	0,35	0,316	0,285	0,258	0,234	0,213	0,193	0,175
0.3	0,195	0,35	0,351	0,394	0,388	0,351	0,319	0,289	0,263	0,238
0.4	0,175	0,316	0,394	0,371	0,389	0,425	0,386	0,35	0,317	0,288
0.5	0,158	0,285	0,388	0,389	0,368	0,367	0,427	0,397	0,359	0,325
0.6	0,143	0,258	0,351	0,425	0,367	0,347	0,33	0,383	0,39	0,352
0.7	0,129	0,234	0,319	0,386	0,427	0,33	0,3	0,3	0,3	0,3
0.8	0,117	0,213	0,289	0,35	0,397	0,383	0,3	0,2	0,2	0,2
0.9	0,106	0,193	0,263	0,317	0,359	0,39	0,3	0,2	0,1	0,1
1	0,096	0,175	0,238	0,288	0,325	0,352	0,3	0,2	0,1	0

4.2.2.1 Algoritmo para refinamento da solução heurística

Para refinamento dos resultados do método apresentado na seção anterior, realizou-se também uma simulação de acordo com o algoritmo de simulação “*fminseach*” da ferramenta MATLAB. Este utiliza o método Simplex descrito em [58] e é baseado em busca direta sem utilizar gradientes numéricos ou analíticos. Para determinar os limites da função, foi utilizada uma penalidade de forma a retornar valores infinitos quando fora dos limites de operação. Através da equação apresentada, é possível obter o maior valor de potência a ser gerado em cada caso e comparar com os valores do método heurístico. As equações da solução do valor de amplitude e ângulo de sequência zero foram transformadas nas equações do problema de otimização, bem como os limites para cada uma das variáveis. Esse método se aplica a problemas descritos por equações lineares, ou seja, a função foi linearizada e a busca de soluções ocorreu em torno do ponto inicial.

Uma solução factível proveniente do algoritmo heurístico é fornecida ao método para que se inicie a busca dentro da região possível de soluções e na vizinhança do ponto inicial. A busca é feita por um número finito de interações ou até que o ótimo local seja encontrado. O resultado dessa simulação, para as mesmas condições apresentadas na Tabela 4-3, está apresentado na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 - Resultado da Otimização da função pelo método [58]

Pb \ Pa	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
0.1	0,290	0,320	0,297	0,277	0,260	0,244	0,231	0,219	0,208	0,198
0.2	0,320	0,498	0,550	0,519	0,489	0,462	0,437	0,416	0,396	0,378
0.3	0,297	0,550	0,653	0,701	0,693	0,656	0,623	0,594	0,567	0,542
0.4	0,277	0,519	0,701	0,774	0,814	0,825	0,791	0,755	0,723	0,693
0.5	0,260	0,489	0,693	0,814	0,871	0,904	0,919	0,903	0,866	0,831
0.6	0,244	0,462	0,656	0,825	0,904	0,950	0,979	0,993	0,990	0,959
0.7	0,231	0,437	0,623	0,791	0,919	0,979	1,000	1,000	1,000	1,000
0.8	0,219	0,416	0,594	0,755	0,903	0,993	1,000	1,000	1,000	1,000
0.9	0,208	0,396	0,567	0,723	0,866	0,990	1,000	1,000	1,000	1,000
1	0,198	0,378	0,542	0,693	0,831	0,959	1,000	1,000	1,000	1,000

A fim de comparar os métodos resultados obtidos pelo método heurístico e os refinados pelo método de otimização, a Tabela 4-6 a diferença é apresentada nas Tabela 4-5 e Tabela 4-3, respectivamente. Pode-se verificar que, embora exista uma

disponibilidade de potência não aproveitada, essa se mostrou sempre inferior a 5%. Considerou-se, então, que, o custo computacional da solução de otimização a essa função não é justificável.

Tabela 4-6 Comparação entre os métodos

Pa Pb	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
0.1	-0,001	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002	-0,001
0.2	-0,002	-0,002	0,000	-0,004	-0,004	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003	-0,003
0.3	-0,002	0,000	-0,003	-0,007	-0,005	-0,005	-0,005	-0,004	-0,004	-0,004
0.4	-0,002	-0,004	-0,007	-0,003	-0,025	0,000	-0,006	-0,005	-0,005	-0,005
0.5	-0,002	-0,004	-0,005	-0,025	-0,003	-0,038	0,009	-0,007	-0,006	-0,006
0.6	-0,002	-0,003	-0,005	0,000	-0,038	-0,004	-0,048	-0,009	0,000	-0,007
0.7	-0,002	-0,003	-0,005	-0,006	0,009	-0,048	0,000	0,000	0,000	0,000
0.8	-0,002	-0,003	-0,004	-0,005	-0,007	-0,009	0,000	0,000	0,000	0,000
0.9	-0,002	-0,003	-0,004	-0,005	-0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1	-0,001	-0,003	-0,004	-0,005	-0,006	-0,007	0,000	0,000	0,000	0,000

4.3 Conclusões parciais

Este capítulo apresentou o desenvolvimento do controle do conversor multiníveis conectado à rede a três fios para geração desequilibrada por fase. A injeção de sequência zero foi utilizada para trazer o equilíbrio à injeção de potência, através de dois métodos de cálculo. A injeção de potência equilibrada em condição de desequilíbrio entre fases mostrou-se possível na conexão a três fios. As restrições de geração do conversor também foram analisadas e técnicas para refinamento do método heurístico, respeitando os limites de projeto, foram considerados. Uma vez que o conversor multiníveis possui múltiplas células por fase aos desequilíbrios entre células de uma mesma a fase também devem ser avaliados e incluídos na solução de controle geral desse conversor, tópico apresentado no próximo capítulo.

5 RESTRIÇÕES E CONTROLE DAS FASES DO CONVERSOR

No capítulo anterior demonstrou-se que, uma vez que as fontes conectadas a cada fase são independentes, cada uma delas pode fornecer diferentes valores de potência. Esse efeito também é esperado para células de uma mesma fase. A solução completa para o controle do conversor multiníveis também deve contemplar o melhor aproveitamento possível da potência disponível por célula de uma mesma fase, tópico que será abordado nesse capítulo. Tal solução será integrada ao desenvolvimento apresentado no tópico anterior para uma conexão a três fios.

Este capítulo apresenta métodos de solução para um caso particular de conversor multiníveis de três células e os desafios de conexão à rede quando a geração de potências de cada célula é diferente. Através de um plano de soluções, buscou-se fornecer a maior parcela possível da potência disponível à rede, respeitando as restrições aplicáveis ao problema. Baseado no trabalho desenvolvido por [53], os ganhos quantitativos da utilização do fator de potência em favor do aumento da geração do conversor serão demonstrados.

5.1 Descrição do sistema em estudo

Este capítulo se baseia em parâmetros de projeto para avaliar as restrições que o método de solução pode ocasionar. No estudo que se segue adotaram-se as seguintes condições:

- Conexão em rede em delta de 2,3kV_{eff}, tensão de linha;
- Número mínimo de células em série por fase, igual a três para este cenário;
- Máxima tensão de fase por célula igual a 626V;
- Tensão do barramento c.c. de 800V;
- Máxima tensão de saída por célula de 800V;
- Margem de tensão por célula para injeção de sequência zero: 27,8%.

Esses valores foram obtidos em função de disponibilidade das instalações do laboratório já existentes e componentes comerciais baseados em SiC, mais detalhes serão fornecidos no capítulo 6. A Figura 5-1 apresenta a conexão proposta.

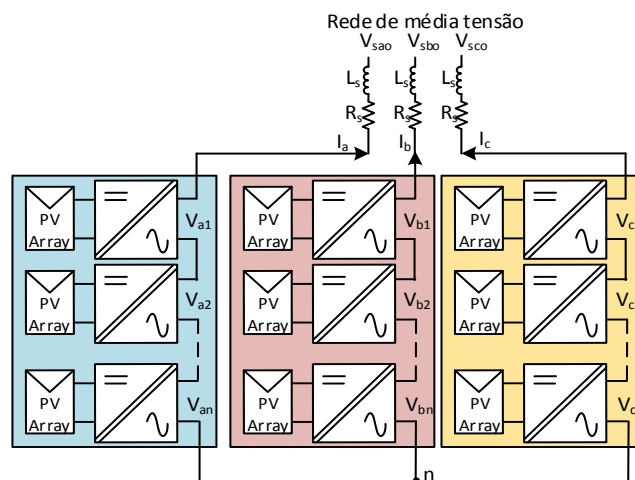


Figura 5-1 – Sistema em estudo para $n = 3$

5.2 Restrições e controle interno à fase do conversor

Para a topologia multiníveis considerada neste trabalho, as células em cada fase do conversor são conectadas em série, Figura 5-1. A primeira restrição importante se encontra na amplitude máxima da tensão que pode ser gerada por cada célula. Tensão essa que é limitada ao nível do barramento c.c., ao qual cada conversor se conecta individualmente. No caso ideal em que a tensão do barramento c.c. é muito

maior que a tensão c.a. desejada, qualquer desequilíbrio será facilmente absorvido pela topologia. Isso ocorre porque condições severamente irregulares necessitam de tensões do mesmo modo irregulares entre si. Os componentes comerciais disponíveis, porém, possuem restrições, como tensão de bloqueio das chaves semicondutoras e tensão máxima tolerável por elementos passivos como os capacitores. A tensão do barramento fica restrita ao limite máximo de operação desses elementos.

Esta seção apresenta 3 tipos de soluções para conexão das células em série e injeção de potência a rede considerando-se apenas uma fase. Primeiro será apresentada a solução mais simples e restritiva, onde os vetores são colineares e o fator de potência para injeção deve ser unitário. A segunda solução, de forma a injetar mais potência, prevê a flexibilização dos ângulos entre as tensões geradas por célula e fator de potência unitário. O terceiro e último caso apresenta a solução para geração de vetores não colineares e permite a geração de reativos à rede.

5.2.1 Geração de potência ativa com Vetores Colineares

No caso equilibrado, onde as potências são iguais para cada célula, a solução se dá através de vetores colineares de mesma amplitude. Para injeção apenas de potência ativa com valor de potência disponível igual entre si, basta que a corrente injetada esteja em fase com a tensão da rede, como apresentado na Figura 5-2.

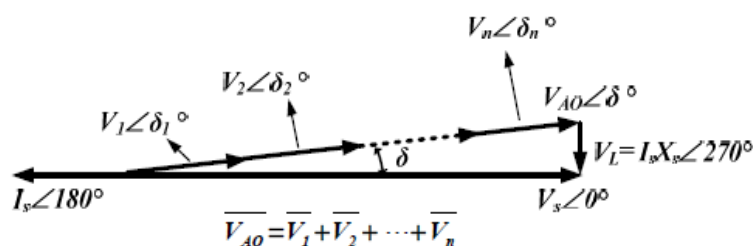


Figura 5-2 Geração monofásica equilibrada dividida em níveis em série

A corrente na topologia com a saída das células em série é igual. Como consequência, quando as potências entregues pelas células são diferentes, as tensões também devem ser diferentes para um mesmo ângulo de carga. Dessa forma, as tensões das células serão geradas com amplitudes corrigidas de acordo com a

potência disponível em cada uma delas. Além disso, precisam respeitar o ângulo de carga com a rede de forma a injetar a potência disponível e igual para cada na saída de cada uma das células, como apresenta a Figura 5-3. A variação de amplitude de acordo com a potência disponível em relação às outras células somente é possível até o limite superior de tensão sintetizável com o barramento c.c. individual por célula.

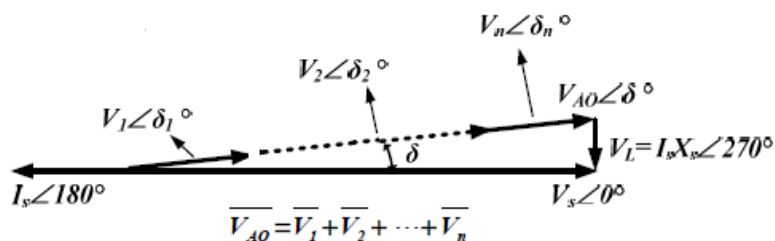


Figura 5-3 - Solução com potências irregulares e tensões colineares

Uma situação mais complexa surge quando a diferença de geração entre células se acentua. Nesse caso, adotando-se a solução apresentada na Figura 5-3, as células que possuem maior potência disponível são comandadas a gerar uma tensão acentuadamente maior que as outras, podendo exceder as amplitudes limites impostas pelo barramento c.c.. Uma forma de solucionar o problema está em restringir apenas a amplitude dos vetores solução àqueles sintetizáveis pelo conversor, mantendo-se o mesmo ângulo de carga em todas as células. No entanto, essa solução implica na injeção de potência reativa na rede. Para que haja apenas a injeção de potência ativa na rede, deve-se também variar o ângulo de carga total. Essa solução não fornece a quantidade de potência disponível nas células a rede.

Foi realizada uma simulação em que os cenários foram representados para diferentes tipos de desequilíbrio de potência entre células do conversor, nos quais as potências das células 1 e 2 são variadas de 1 a 100 por cento em relação ao valor da célula 3, que sempre se mantém então como 100% por ser a referência, escolhido dessa forma sem perda de generalidade. A primeira simulação realizada baseou-se na solução colinear, onde apenas as amplitudes das tensões são variadas de acordo com as potências disponíveis. Nesse caso, apenas potência ativa é injetada na rede. Como pode ser observado na Figura 5-4, o número de casos em que toda a potência disponível é aproveitada não passa de 10%. Considerando-se aqueles em que pelo menos 80% é aproveitado, esse número cresce para 42% dos cenários simulados.

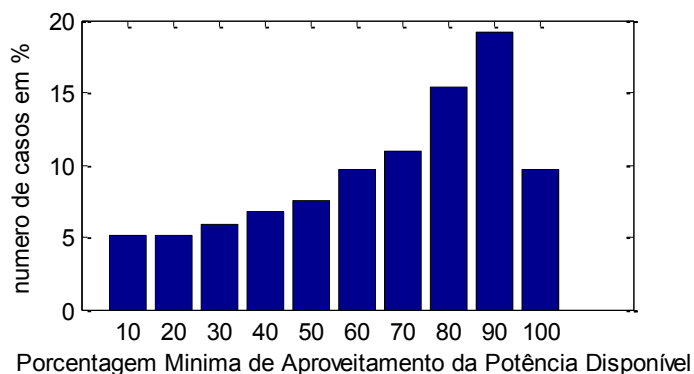


Figura 5-4 - Solução com $fp = 1$ com vetores colineares

5.2.2 Geração de potência ativa com Vetores Não Colineares

Uma solução alternativa, como apresentada em [53], consiste em gerar vetores não-colineares. O deslocamento angular entre os vetores permite que o valor da tensão gerada pela célula com maior potência seja reduzido, uma vez que as células de menor potência assumem a geração de reativos necessários para conexão à rede. A célula de maior potência gera, então, apenas potência ativa. O cálculo é feito de tal forma que o somatório das tensões em série garante que a amplitude e o ângulo de carga estejam de acordo com o valor necessário para injetar potência na rede de alimentação.

Uma vez que o barramento c.c. limita a tensão máxima a ser gerada por célula, nem todos os níveis de desequilíbrio são aceitáveis pela solução de vetores não-colineares. Dessa forma um valor de potência menor em relação ao total disponível é fornecido à rede. Como a

Figura 5-5 apresenta, há o aumento do número de casos de desbalanceamento em que mais se aproveita melhor a potência por célula, chegando a 23% os casos em que toda quantidade disponível é aproveitada.

A Figura 5-6 representa três dos resultados da simulação realizada para a geração à rede apenas de potência ativa (fator de potência unitário), mas com deslocamento de ângulo entre os vetores de tensão sintetizados. Nesse caso, o estágio com maior potência disponível gera potência ativa somente e os outros estágios geram a reativa necessária para o deslocamento resultante e a transferência de potência total do grupo à rede. Essa metodologia surge para desonerar o gerador que pode fornecer mais potência ativa e transferir a função de geração de reativo para

aqueles que possuem menos potência para injetar na rede, instantaneamente. Minimiza-se a amplitude do vetor a ser gerado pelo conversor de maior potência disponível, de tal forma que esteja dentro dos limites de tensão sintetizáveis pelo barramento c.c..

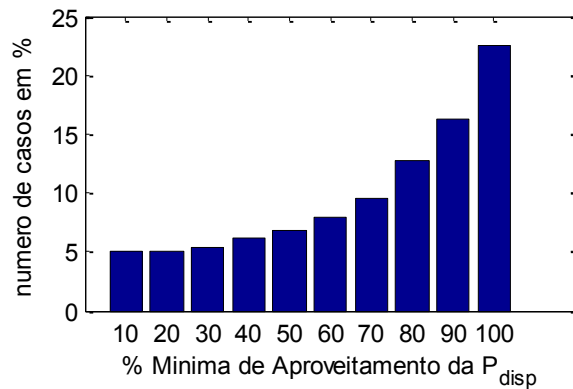


Figura 5-5 Solução com $fp=1$ e vetores não colineares. Do estágio com maior geração demanda-se apenas potência ativa

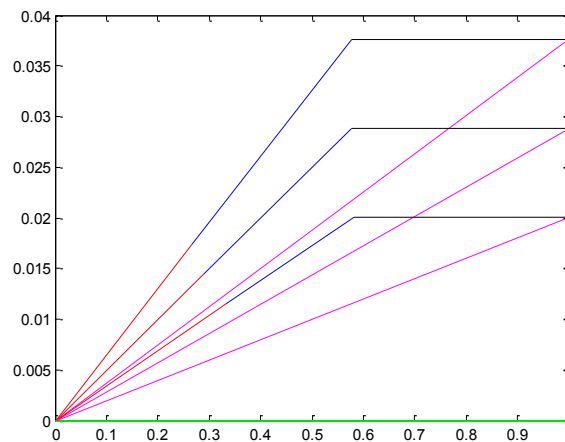


Figura 5-6 –Solução em pu para tensões e corrente considerando casos com $fp=1$ e vetores não colineares, com $P_{g3} = 100\%$: a) $P_{g2}=70\%$ e $P_{g1}=60\%$ b) $P_{g2}=30\%$ e $P_{g1}=40\%$ c) $P_{g2}=50\%$ e $P_{g1}=50\%$

Para tornar mais claro o ponto de operação de cada estágio nas situações representadas na Figura 5-5 e apresentar as restrições de geração, Figura 5-4, a Tabela 5-1 fornece a solução numérica de cada caso.

Tabela 5-1 – Detalhamento dos cenários de geração apresentados na Figura 5-6

Variável	Unidade	Cenário regular	Cenário (a)	Cenário (b)	Cenário (c)
Pd1	%	100	60	40	50
Pd2	%	100	70	30	50
Pd3	%	100	100	100	100
Pd	%	100	76.67	66.67	56.67
Pg	%	100	75.17	57.67	40.17
Vg1	%	33.33	0.2666	0.2894	0.3321
Vg2	%	33.33	0.3111	0.2894	0.2491
Vg3	%	33.33	0.4235	0.4220	0.4191
Iterações		0	3	18	33
Pg1	%	33.33	0.2004	0.1669	0.1334
Pg2	%	33.33	0.2338	0.1669	0.1001
Pg3	%	33.33	0.3183	0.2433	0.1683
Fp		1	1	1	1
thetar			3.7300	2.8556	1.9800
Phig			2.1524	1.6516	1.1505
V_Xs	%		0.037	0.0288	0.0201

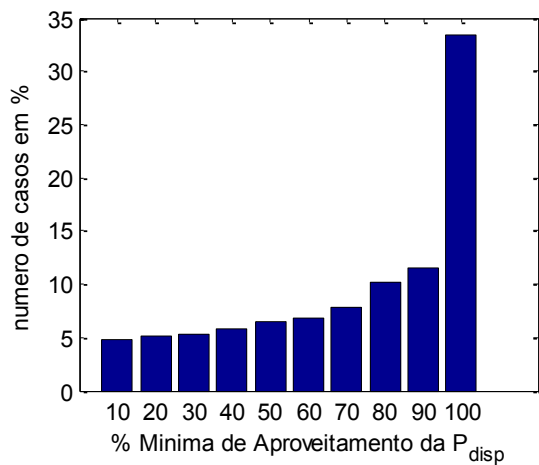
Sendo que:

- Pd1 a Pd3 são as potências disponíveis por célula;
- Pd é a potência total disponível;
- Pg1 a Pg3 são as potências geradas por célula;
- Pg é a potência total gerada;
- Vg1 a Vg3 são as amplitudes das tensões geradas;
- Iterações correspondem ao número de ciclos do algoritmo para encontrar a solução;
- FP é o fator de potência da geração;
- Thetar e Phig são os ângulos dos vetores gerados e
- V_Xs é a magnitude do vetor de tensão correspondente a parte da potência reativa.

5.2.3 Geração com Vetores Não Colineares e fator de potência não unitário

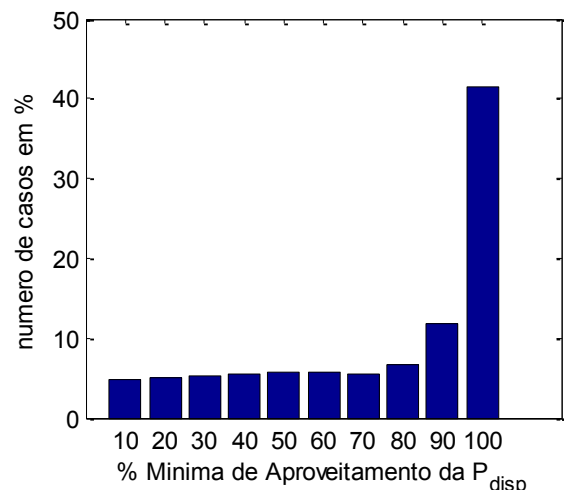
A fim de aperfeiçoar a solução proposta, uma flexibilização simples e prevista em norma pode ser realizada através da variação do fator de potência para geração. Ao alterar o fator de potência e manter a célula com maior potência gerando apenas potência ativa, deslocamentos angulares maiores nos outros vetores são permitidos. Dessa forma, gera-se a tensão necessária para injeção de potência sem atingir o limite de geração das células com maior potência disponível, entregando assim mais potência que o caso com fator de potência unitário. Os valores limites utilizados neste trabalho para a flexibilização da geração de reativos serão os limites aceitáveis de acordo com o PRODIST (0,92 – acessantes até 230kV) e com a IEC (0,85).

Assim como nos outros casos, foi realizada a simulação dos cenários para avaliação da quantidade de energia aproveitada. Como nas outras soluções apresentadas, o barramento c.c. limita a tensão máxima a ser gerada por célula e nem todos os desequilíbrios são atendidos, como apresentam Figura 5-7 (a) e (b). Porém, em relação aos métodos de geração apenas de potência ativa anteriores, há ganhos em porcentagem dos casos de desequilíbrios mais acentuados.



(a)

Figura 5-7 a) Solução com fp – 0,92



(b)

b) Solução com fp – 0,85

A Figura 5-8 apresenta três dos cenários de simulação para a geração com deslocamento do fator de potência. Nesse caso, gera-se potência ativa e reativa e com deslocamento de ângulo entre os vetores de tensão.

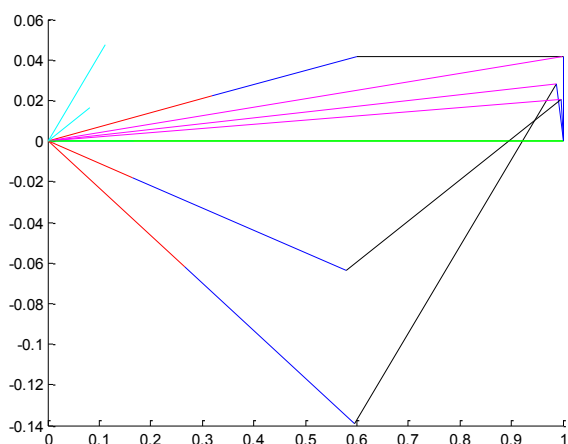


Figura 5-8 - Solução para alguns casos com $fp=1$ e vetores não colineares, com $P_{g3} = 1pu$: a) $P_{g2}=70\%$ e $P_{g1}=80\%$ b) $P_{g2}=50\%$ e $P_{g1}=40\%$ c) $P_{g2}=50\%$ e $P_{g1}=20\%$

Para detalhar o ponto de operação de cada estágio nas situações apresentadas na Figura 5-8 e mostrar as restrições de geração apresentadas na Figura 5-7, a Tabela 5-2 fornece a solução detalhada de cada caso e quanto é possível gerar em cada caso.

Outra observação realizada consiste em que quanto menor o limite inferior do fator de potência, mais potência disponível pode ser entregue à rede para dado desequilíbrio. Normas menos restritivas quanto ao fator de potência admissível para geração alternativa podem ser comparadas a norma brasileira, PRODIST. Essas normas são: a IEEE929, que prevê fator de potência mínimo de geração de 0,9, e a IEC, que prevê fator de potência mínimo de 0,85. Os resultados na Tabela 5-3 apresentam essas comparações. A vantagem está em uma maior geração de potência ativa e as desvantagens estão em uma maior geração de reativos e maior VA do conversor para os casos de geração com fator de potência mais baixo.

Tabela 5-2– Detalhamento dos cenários de geração apresentados na Figura 5-8

	Fpmin = 0.92			Fpmin=0.85			Fpmin=1		
Pgd	0.8333	0.6333	0.5667	0.8333	0.6333	0.5667	0.8333	0.6333	0.5667
Pg	0.8333	0.5583	0.4117	0.8333	0.5983	0.4117	0.8333	0.5183	0.4017
Vg1	0.3208	0.2722	0.1667	0.3208	0.2892	0.1667	0.3208	0.2575	0.1661
Vg2	0.2807	0.3403	0.4166	0.2807	0.3614	0.4166	0.2807	0.3219	0.4152
Vg3	0.4000	0.4256	0.4245	0.4000	0.4238	0.4245	0.4000	0.4212	0.4191
Iterações	0	15	31	0	7	31	0	23	33
Pg1:	0.2673	0.1520	0.0686	0.2673	0.1730	0.0686	0.2673	0.1335	0.0667
Pg2	0.2339	0.1900	0.1715	0.2339	0.2163	0.1715	0.2339	0.1668	0.1668
Pg3	0.3333	0.2377	0.1748	0.3333	0.2536	0.1748	0.3333	0.2183	0.1683
Fp	1	0.9200	0.9800	1	0.85	0.9800	1	1	1
Thetar	3.9725	13.11	-6.289	3.9725	-17.29	-6.29	3.9725	2.5639	1.9800
Phig	2.3859	1.6183	1.1841	2.3859	1.7459	1.1841	2.3859	1.4846	1.1505
V_Xs	0.0000 + 0.0417i	- 0.0119 +	- 0.0042 +	0.0000 + 0.0417i	- 0.0185 +	- 0.0042 +	0.0000 + 0.0417i	0.0000 + 0.0259i	0.0000 + 0.0201i
Vg	1.0009	0.9885	0.9960	1.0009	0.9819	0.9960	1.0009	1.0003	1.0002
Ig	0.8333	0.5583 + 0.2378i	0.4117 + 0.0836i	0.8333	0.5983 + 0.3708i	0.4117 + 0.0836i	0.8333	0.5183	0.4017

Sendo que:

- Pd1 a Pd3 são as potências disponíveis por célula e Pd é a potência total disponível;
- Pg1 a Pg3 são as potências geradas por célula e Pg é a potência total gerada;
- Vg1 a Vg3 são as amplitudes das tensões geradas e Vg é a tensão total;
- Iterações correspondem ao número de ciclos do algoritmo para encontrar a solução;
- FP é o fator de potência da geração;
- Thetar e Phig são os ângulos dos vetores gerados;
- V_Xs é a magnitude do vetor de tensão correspondente a parte da potência reativa e
- Ig é a corrente gerada.

Tabela 5-3 - Comparativo entre os códigos de rede e o impacto na geração do conversor

	Fp=1	PRODIST	IEC
Aproveitamento de 100% de Pdisp	22.5589	33.3537	39.3531
Aproveitamento acima de 90%	38.7511	44.8016	49.2195
Max VA por estágio	1.003	1.15	1.34

5.2.4 Comparação das soluções para Geração Monofásica

Foi possível observar que, através do uso de vetores de tensão não colineares e geração de reativos, a operação das células conectadas em série para geração monofásica aproveita melhor a potência disponível. Com base nos códigos de rede considerados, é possível obter até 20% a mais de aproveitamento de toda a potência disponível nos painéis ao custo de um aumento no VA das células. Os cenários representados, embora priorizando sempre uma célula de referência em detrimento das outras, não tem perda de generalidade.

Também a partir dos resultados apresentados para o caso monofásico nesta seção, é interessante levantar a discussão sobre o limite de geração de reativos hoje aplicado pelo PRODIST em comparação com as normas, mais abrangentes, aplicadas em outros países. A geração de reativos nem sempre é prejudicial à rede e, em alguns casos, ela pode ser favorável, por exemplo, quando é possível fazer compensação de outros elementos conectados à mesma rede. Em casos em que há impactos desfavoráveis, poderia se considerar o uso de compensação de reativos internamente a planta, como já acontece em usinas localizadas em “ponta de rede”.

5.3 Caso Desequilibrado para o conversor completo

Em uma aplicação real do conversor proposto, as potências geradas em cada célula serão independentes entre si. Dessa forma, para uma dada condição, todas as células desse conversor podem gerar níveis de potência diferentes uns dos outros de acordo com a temperatura e irradiação sob os painéis aos quais cada uma dessas células esteja ligada. Nesse estudo apenas a irradiação incidente sobre os painéis da planta será considerada, sem perda de generalidade, uma vez que a influência da temperatura não altera de forma tão acentuada a geração.

Para ilustrar o efeito da geração irregular interna a fase na solução trifásica desequilibrada, a Figura 5-9 exemplifica um desequilíbrio geral nas potências entregues ao conversor. Essa solução agrega primeiramente a solução trifásica garantindo a geração de sequência negativa adequada e calculada através do diagrama de controle da Figura 4-12. As tensões resultantes são então calculadas com base no método descrito na seção anterior e geram as referências de tensão por célula do conversor, podendo ou não serem escalonadas tanto em amplitude quanto em fase.

Quando há desequilíbrio também na geração por célula interna a fase, como apresenta a Figura 5-9, pode-se observar o efeito das defasagens, indicando uma circulação de reativos entre estágios.

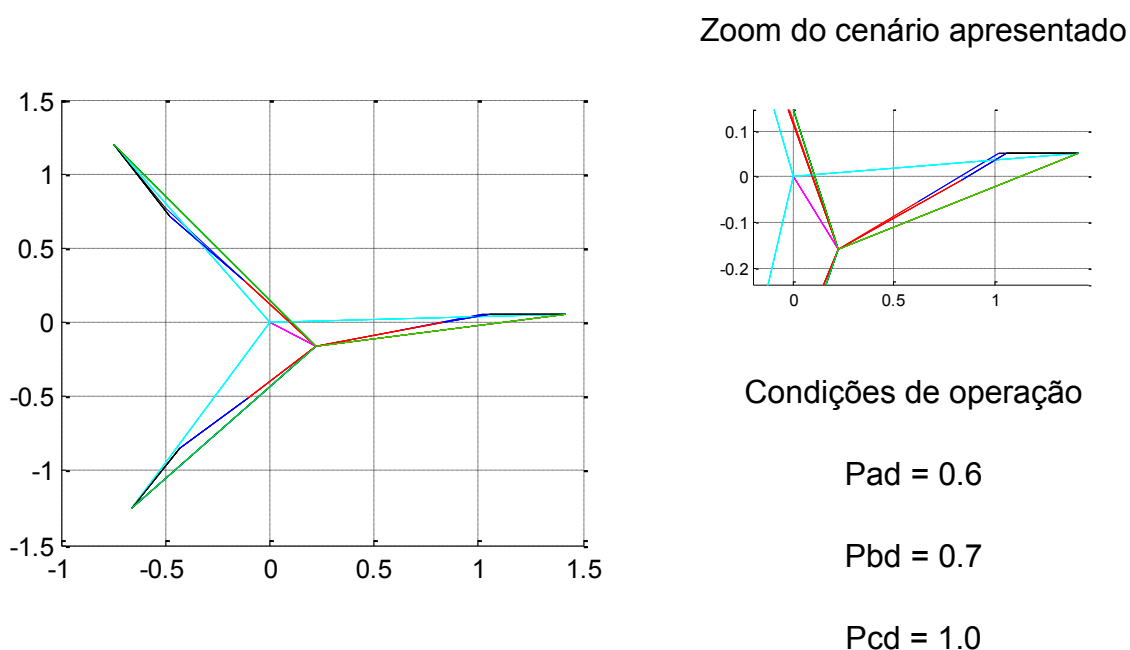


Figura 5-9 - Superposição dos métodos de injeção de sequência zero e divisão não colinear e divisão igual de potências por níveis internos a mesma fase (Figura 5-1)

O conversor é capaz de lidar com um desequilíbrio entre fases e entre células de uma mesma fase, gerando potência de forma equilibrada à rede. Quando, porém, o desequilíbrio também é acentuado internamente a uma fase, a limitação de amplitude da sequência zero pode ser comprometida. Nesse caso, assim como apresentado no capítulo anterior, é necessário que se restrinja a célula e a fase de maior potência disponível até que se atinja uma solução dentro do range de operação do conversor proposto.

Englobando as soluções monofásica e trifásica de forma que se complementem e forneçam o resultado da solução equilibrada com máxima geração de potência dentro dos limites factíveis, as Figura 5-9 e Figura 5-10 fornecem os resultados da simulação de um caso. Neste caso as potências são diferentes por célula e por fase.

Os resultados indicam que o sistema permite a geração irregular por célula também equilibrada, respeitados seus limites.

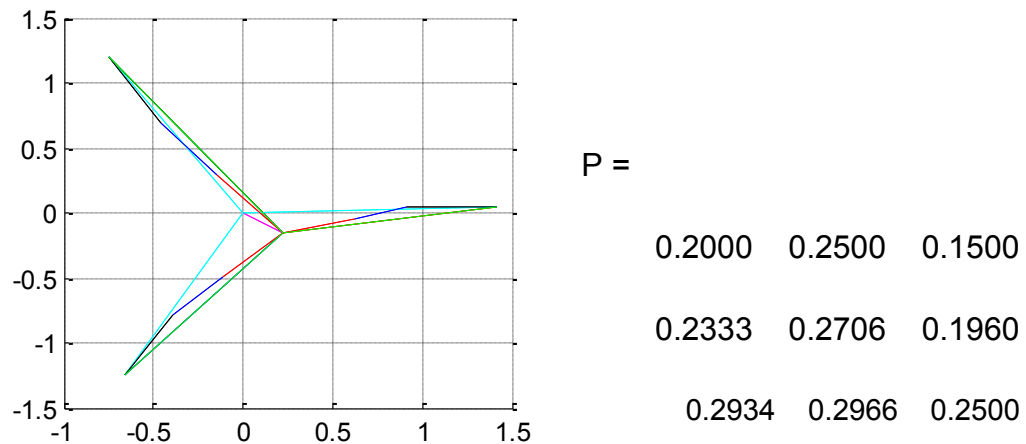


Figura 5-10 - Superposição dos métodos de injeção de sequência zero e divisão não colinear e divisão desigual de potências por níveis internos a mesma fase

5.3.1 Simulações com PSCAD

Ao controle do conversor trifásico simulado no capítulo anterior, foi adicionado o controle por célula dentro das fases, Figura 5-11. Esse estágio de controle e adequação das tensões de referência em relação àquelas comandadas pelo controle equilibrado (Figura 4-12) permitem que haja a geração desequilibrada internamente ao conversor, mantendo o equilíbrio de geração visto pela rede. O método consiste em dar ganhos em amplitude às referências das tensões de acordo com a potência que se deseja extrair de cada uma dessas células, sem alteração dos ângulos dessas tensões de referência. Cada fase, então, pode ter diferentes referências por fase e por célula, tornando assim possível a geração internamente desequilibrada (Figura 5-11).

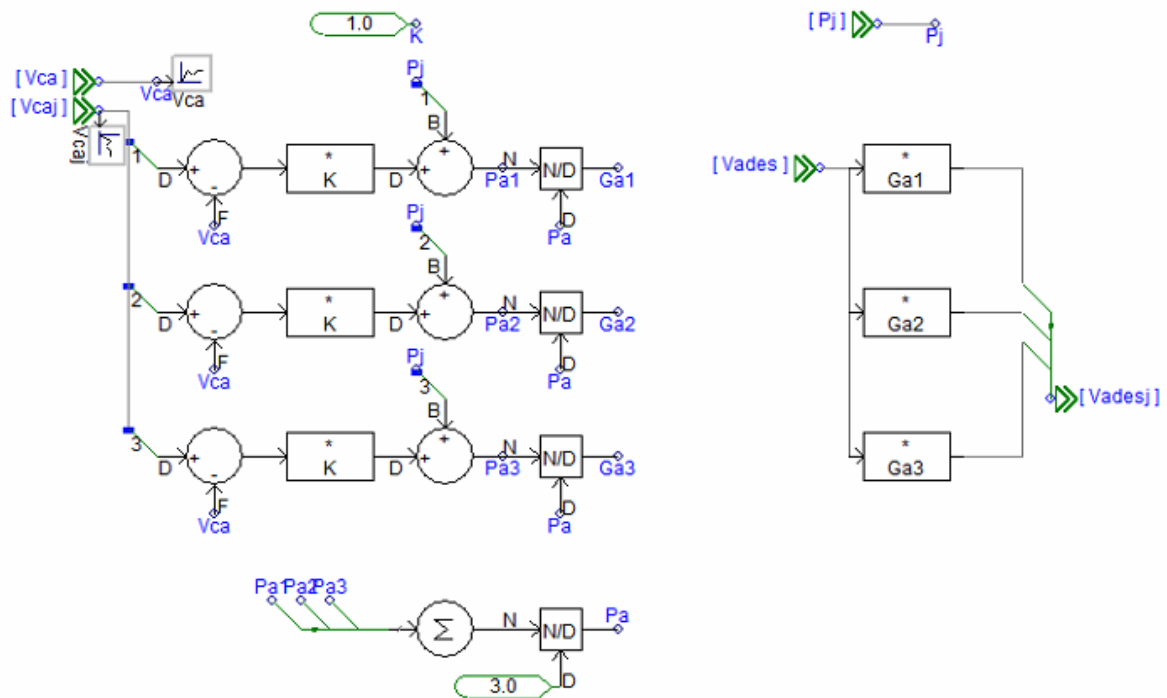


Figura 5-11- Controle com variação de tensão por nível

Uma simulação foi realizada para demonstrar o impacto do controle proposto para solução por célula, como mostra a figura 5-12. Nessa simulação ocorre a diminuição da geração de uma das células de apenas uma fase no instante 3,6 segundos e o reestabelecimento da geração equilibrada em 8,5 segundos. Durante o período de geração desequilibrada, as correntes e tensões geradas à rede continuam equilibradas, como representa a figura 5-12 (a).

Na simulação, a célula 2 da fase B está sujeita a uma queda no valor da potência gerada em 70%, ou seja, passa a gerar 30% da sua potência nominal, como representa a figura 5-2 (b). As outras duas células conectadas a mesma fase (B, neste exemplo), geram seu valor nominal. Todas as outras células das fases A e C, que são mantidas em 100% de potência disponível. No momento em que ocorre o degrau negativo de potência, a potência total gerada (P_{abc}) cai proporcionalmente, como se vê na figura 5-12 (c). No mesmo gráfico, pode-se notar que não há geração de reativos à rede, apenas distúrbios momentâneos devido a variação de geração em uma célula. Como saída do controle equilibrado, a corrente de eixo d comanda a queda de potência trifásica figura 5-12 (d). A tensão de sequência zero injetada pode ser

visualizada na figura 5-12 (e), proporcionalmente as potências disponíveis para cada célula que é a ação tipo *feedforward* nesse controle. Nesse mesmo gráfico, também é possível observar uma pequena contribuição em sequência negativa.

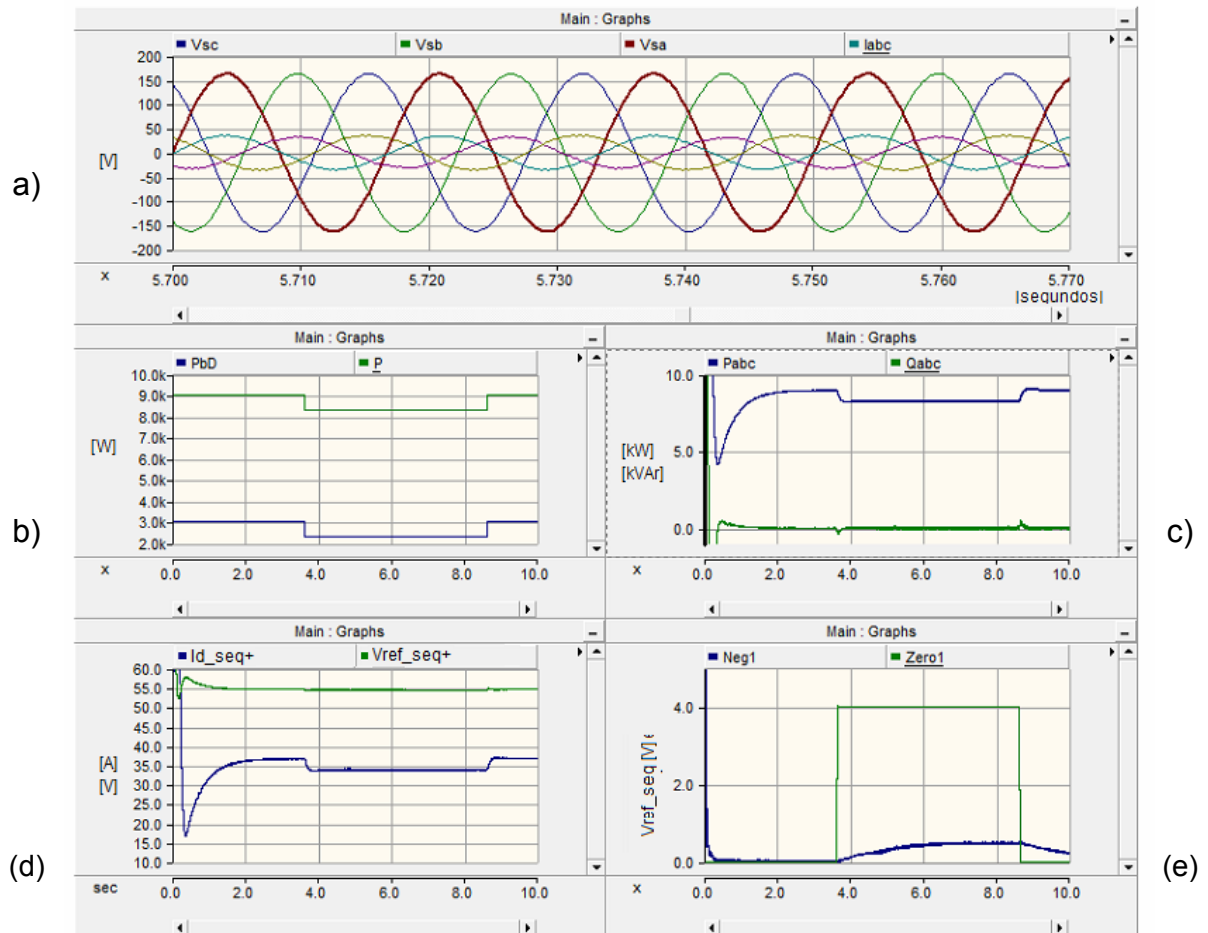


Figura 5-12 – Resultado de simulação com o controle da solução monofásica implementado.

Ao analisar o que acontece internamente a cada célula é possível observar, figura 5-12 e Figura 5-13, que a geração dessas células de uma mesma fase está acoplada. Um comparativo entre fases, figura 5-12, apresenta a potência de referência e a potência de referência de cada célula. Mesmo com os degraus de geração negativo e positivo, os conversores voltam rapidamente a seguir o valor de referência. Na Figura 5-14, o mesmo efeito pode ser observado na célula conectada à mesma fase da que sofre a variação de potência, que também sofre um distúrbio nos momentos de variação. A mudança em uma célula afeta não só as outras da mesma fase, mas também as das outras fases. Variações essas absorvidas pela dinâmica do

conversor, sendo que a sintonia dos ganhos pode ser melhorada, e a variação de geração serem realizadas de forma mais suave.

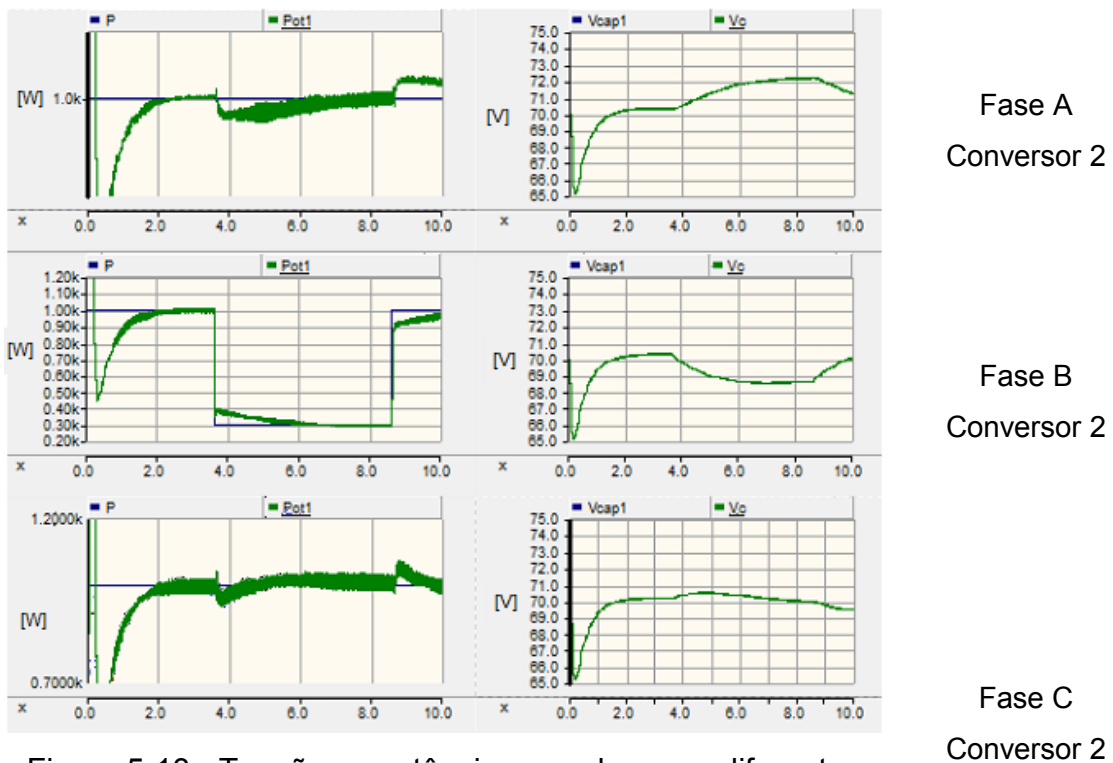


Figura 5-13 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio para diferentes estágios e variação apenas na fase B

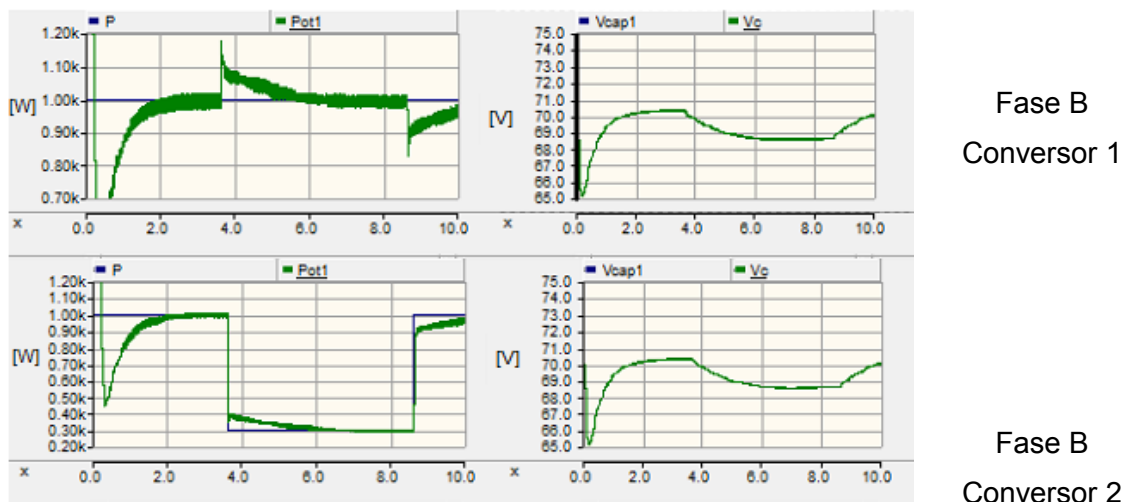


Figura 5-14 - Tensões e potências geradas para diferentes cenários de desequilíbrio para diferentes estágios e variação apenas na fase B

5.4 *Conclusões Parciais*

Nesse capítulo foi apresentado o controle completo necessário a topologia proposta para plantas fotovoltaicas. No caso equilibrado, ela se comporta igualmente ao conversor central com a vantagem operativa de aumento na disponibilidade do sistema, devido à possibilidade de backups e menores perdas em caso de falha de uma célula do conversor.

No caso desequilibrado por fase, mostrou-se que o sistema aproveita as potências desequilibradas por fase, desde que o valor de sequência zero não ultrapasse a capacidade de geração da amplitude de tensão do barramento c.c. das células. Quando em desequilíbrio interno à fase, a técnica mais comum utilizada para conversores multiníveis está em dividir em amplitude de tensão as diferentes magnitudes de potência, uma vez que as correntes entre níveis de uma mesma fase são iguais. Alternativas a esse método foram apresentadas de forma a buscar um melhor aproveitamento da potência respeitando os limites das células do conversor. Caso o desequilíbrio extrapole o valor máximo admissível tanto entre fases quanto interno a uma fase, foi apresentada uma técnica de redução das potências geradas e um estudo mostrando o seu impacto no aproveitamento da potência disponível. Outras questões ainda precisam ser resolvidas para este controle, como um refinamento na metodologia de redução de geração quando a solução não é sintetizável pelo conversor.

A comparação entre o conversor central e o conversor proposto no nível de aproveitamento de energia está sob investigação.

6 PROTÓTIPO DO CONVERSOR MULTINIVEIS PROPOSTO

O conversor proposto neste trabalho é derivado de topologias multiníveis bem conhecidas, como em [3], [4]. A definição da topologia das células é um ponto crucial do projeto, uma vez que, além de permitir o uso do controle apresentado, deve fornecer a entrada em corrente contínua capaz de rastrear o ponto de máxima potência dos painéis fotovoltaicos. Além disso, essas células devem possuir um estágio para isolação galvânica em alta frequência, a fim de permitir a eliminação do uso do transformador convencional de baixa frequência e o uso de apenas um filtro indutivo para conexão com a rede de energia elétrica.

Este capítulo introduz os principais requisitos para o projeto das células do conversor multiníveis proposto. Propôs-se uma topologia mais completa que permite não apenas a aplicação do controle apresentado neste trabalho, mas também o estudo de outras topologias mais simples em relação a essa para trabalhos futuros.

6.1 Referências e premissas do projeto

Tanto o conversor central convencional, quanto as topologias multiníveis em cascata, como apresentado no capítulo anterior, requerem um transformador de baixa frequência, de 50 ou 60 Hz, e alta potência. Este transformador é considerado pesado, volumoso e de difícil substituição [4], [9]. Apesar disso, o mesmo é necessário por fornecer isolamento galvânica e adequação ao nível de tensão da rede MT. A necessidade de isolamento galvânica está relacionada às normas de segurança para injeção de potência na rede, de forma a evitar a circulação de corrente contínua que é considerada indesejável [6], [7], embora só seja exigido pelos códigos de energia em alguns países. O papel do transformador em plantas fotovoltaicas também está relacionado com correntes de fuga, devido à capacitância parasita do painel para o chão [8], [9]. Aplicações sem transformador não são capazes de mitigar essas correntes, que contribuem para interferência eletromagnética conduzida e irradiada, harmônicos e perdas de energia [8], [9]. Dessa forma, usando as topologias citadas, não é possível conectar um sistema fotovoltaico para a rede média tensão sem um transformador.

Para a construção das células do conversor, foi proposta uma topologia baseada em “transformador eletrônico”. O transformador eletrônico substitui os transformadores convencionais por transformadores de estado sólido, como mostra a Figura 6-1. Os transformadores de estado sólido possuem o elo magnético, porém em alta frequência, e também chaves eletrônicas. Essas chaves são utilizadas para elevar a frequência do lado de entrada e retificar a tensão do lado de saída do transformador.

As vantagens do uso dos transformadores eletrônicos são inúmeras, dentre elas estão redução de peso e volume, controle do fluxo de energia na rede, isolamento de seções em falha de outras sãs sem ampla extensão do desligamento, aumento da confiabilidade e disponibilidade (graças à facilidade de inclusão de backups das células e rapidez em manutenção), [45]. Comparado com as opções de conversor convencional e o multiníveis em cascata, o transformador de baixa frequência volumoso é substituído por transformadores de alta frequência. Essa mudança resulta na redução de peso e volume expressivo. Apesar de este ponto não ser crucial para aplicações de terra, há ganhos em manutenção, transporte e instalação.

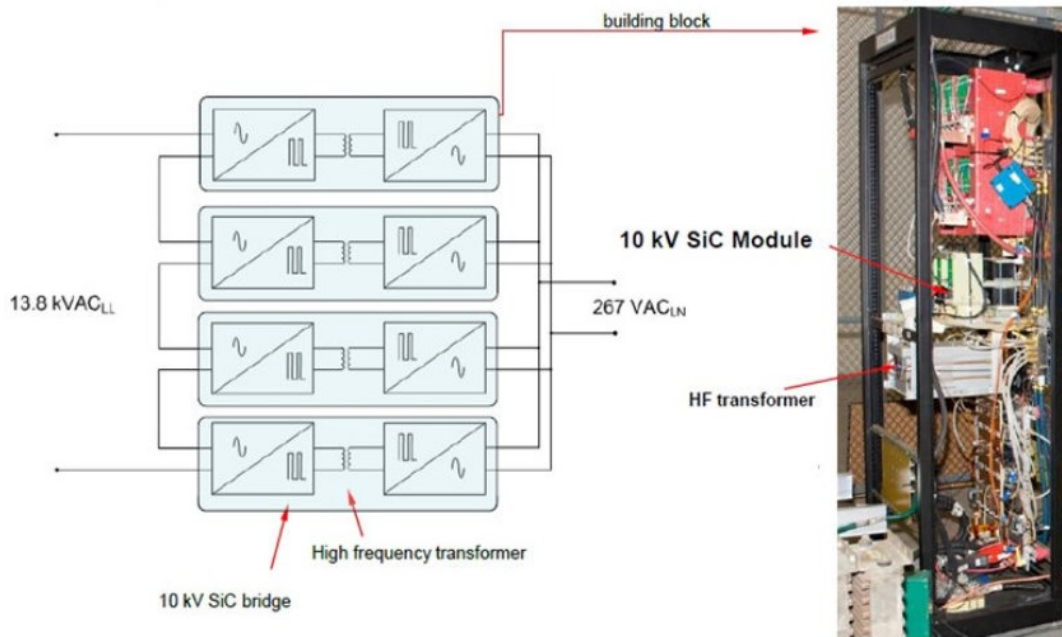


Figura 6-1 - Subestação a estado sólido da GE - Solid state Power Station (SSPS) [59], [60]

Desenvolvida originalmente para aplicações c.a./c.a. [3], [42] [61] - geralmente suspensas ou embarcadas, a topologia baseada em transformador de estado sólido (Solid State Transformer – SST) possui um elo de alta frequência através do uso de um transformador apropriado. Pela possibilidade de usar suas múltiplas entradas em corrente contínua, essa topologia pode proporcionar um aumento da eficiência total, tanto na conversão, quanto na geração, graças aos múltiplos MPPTs implementáveis [53] (Figura 3-3).

Neste capítulo é apresentado o desenvolvimento da topologia das células para construção de um protótipo c.c.-c.c.-c.a., que tem as vantagens da topologia multinível, sem perder a isolamento galvânica proveniente da solução SST.

6.2 Proposta projeto utilizando transformador de estado sólido

Esta topologia deve conectar o arranjo de painéis à rede de média tensão com isolamento para aplicação em substituição aos inversores centrais, utilizando células baseadas em conversores c.c.-c.c.-c.a. com SST, como mostra a Figura 3-3.

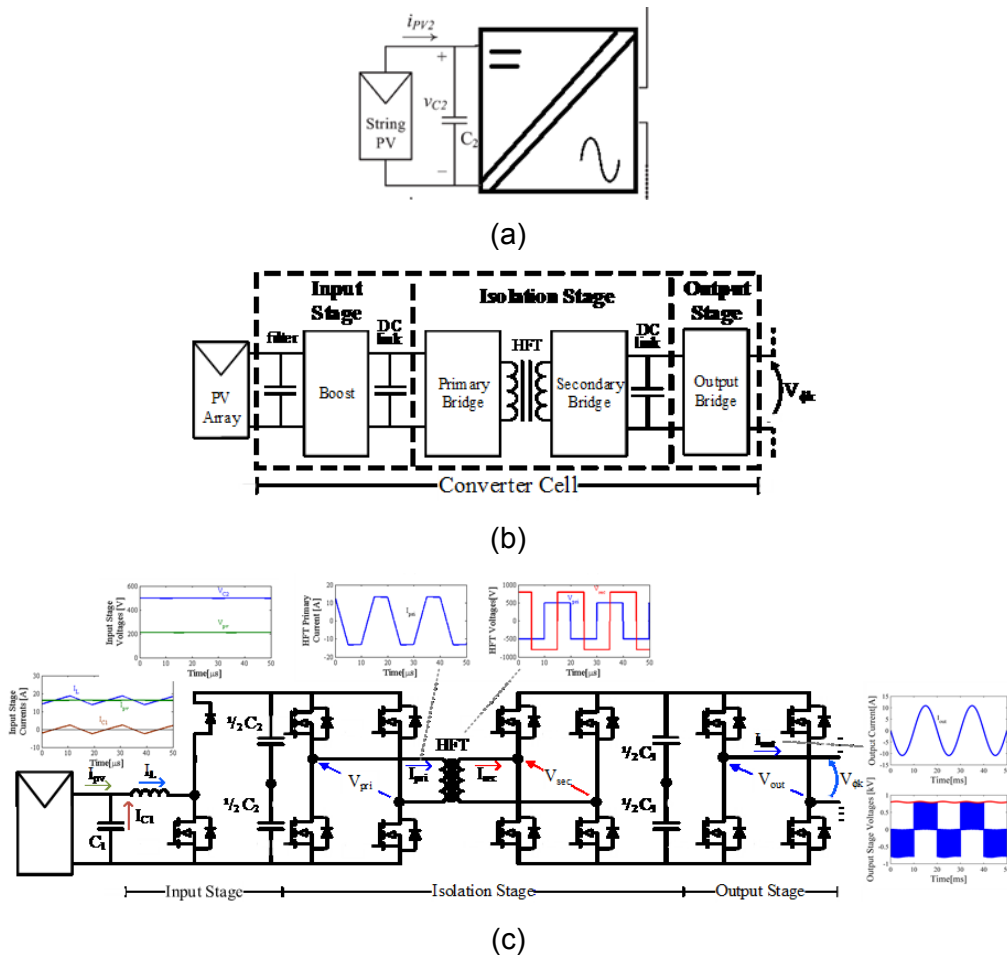


Figura 6-2 Topologia de sistema multinível c,c-c,c-c,a: (a) célula da Figura 3-2 (b), (b) detalhamento da célula e (c) possível realização das células.

Assim como o conversor convencional, o controle será centralizado para toda a planta, sendo aplicado o método apresentado no capítulo 5. Equivalente ao uso de inversores distribuídos, a topologia permite maior número de rastreadores de MPP e arranjos de menor tamanho, maior confiabilidade, graças à disponibilidade de células extras para redundância, redução do tempo de manutenção e falhas localizadas, em eventos de falha, e não em um dano em todo o sistema. Da mesma maneira que as topologias baseadas em transformadores eletrônicos, possui outras vantagens, como uma redução significativa no tamanho e peso, o uso de componentes com baixas perdas e capazes de operar nesses níveis de frequência, potência e tensão.

A fim de extrair a energia do painel solar disponível e injetar na rede com isolamento, o módulo de conversor compreende três estágios sendo:

- Estágio de entrada: através de um conversor Boost é realizado o rastreamento de máxima potência, baseado na curva P_xV do painel.
- Estágio de Isolamento: através de pontes inversoras a quatro chaves e um transformador de operação em alta frequência, esta etapa proporciona o isolamento galvânico em substituição ao transformador de baixa frequência convencional e tem outras funcionalidades como isolar os 120Hz presentes na rede e controle do barramento c.c.
- Estágio de saída: conversor em ponte a quatro chaves. A onda senoidal é sintetizada com frequência de rede, porém amplitude e ângulo variáveis. A potência injetada na rede é monitorada pelo controlador desenvolvido neste trabalho.

A operação em alta frequência dos estágios utilizados nas células e a utilização de componentes com menos perdas e maior eficiência são necessárias. Estas são características típicas dos componentes de SiC. O uso de chaves de SiC reflete diretamente sobre o aumento da frequência de comutação com quantidade de perdas admissível, o que não seria possível com elementos convencionais de Si. Isto permite uma redução do resfriamento forçado e aumenta a eficiência de conversão total de [14]. Tais chaves possuem atualmente um custo elevado, porém há expectativas que seus preços diminuam com o aumento da sua utilização dadas as suas vantagens. Os dispositivos de SiC têm uma série de vantagens sobre os seus equivalentes de Si, [23] - [27], como banda larga, maior tensão de bloqueio, permitem maior velocidade comutação dv / dt , maior temperatura de trabalho, possuem condutividade térmica mais elevada, menor resistência de condução e perdas de comutação inferiores, permitindo aplicações em condições antes impossíveis, dado que os dispositivos de Si não poderiam ser empregados nos SST, por exemplo [62].

A alta frequência de comutação é uma das principais características desta topologia, porque permite o isolamento galvânico através de um Transformador de Estado Sólido (SST), ao invés de um transformador operando na frequência da rede. A topologia SST requer um transformador de HF considerado um dispositivo magnético especial que pode ser projetado de muitas maneiras diferentes. Uma dessas técnicas é a tecnologia planar, que apresenta vantagens como: alta densidade de potência, capacidade de operação em alta frequência e boas características

térmicas, devidas a menores perdas. Os transformadores planares apresentam limitações que são bem descritas na literatura [63]. Atualmente, existem comercialmente disponíveis indutores e transformadores planares de potência até 20 kW e frequência até 1MHz. Além do transformador, o indutor do estágio *boost* pode também ser construído com essa tecnologia.

Um protótipo em pequena escala está em fase final de projeto e inicial de construção em laboratório com as tecnologias aqui apresentadas.

6.3 *Variações da topologia proposta*

Assim como a topologia dos transformadores eletrônicos para a solução de controle proposta, não é necessário que a topologia seja aquela descrita na **Figura 6-3**. Topologias alternativas às pontes apresentadas podem ser usadas como mostra a Figura 6-3. Todas elas representam um aumento em complexidade de controle, visto que no caso da proposta (b) requerem tanto controle do equilíbrio da tensão dos capacitores, quanto o aumento da corrente nominal do barramento também para a opção (c).

6.4 *Conclusões parciais*

A tecnologia convencionalmente empregada de conversores solares não permite a utilização de um grande número de MPPTs e não consegue lidar com as irregularidades nas condições que cada painel de um arranjo está sujeito.

A redução dos arranjos e o aumento do número de MPPTs requerem uma topologia mais complexa do que o simples inversor trifásico a seis chaves, como foi mostrado. Tomando os cuidados do uso de chaves com menores perdas e elevando a frequência de operação do conversor e seus elementos passivos, há vantagens claras na redução de peso e volume. Além disso, há maior facilidade de implementar redundância na estrutura e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade e disponibilidade do sistema de conversão. A falha generalizada do conversor convencional passa a ser isolada a uma célula, que pode ser substituída automaticamente por uso de chaves de *bypass*. Um protótipo em escala laboratorial

está atualmente em desenvolvimento.

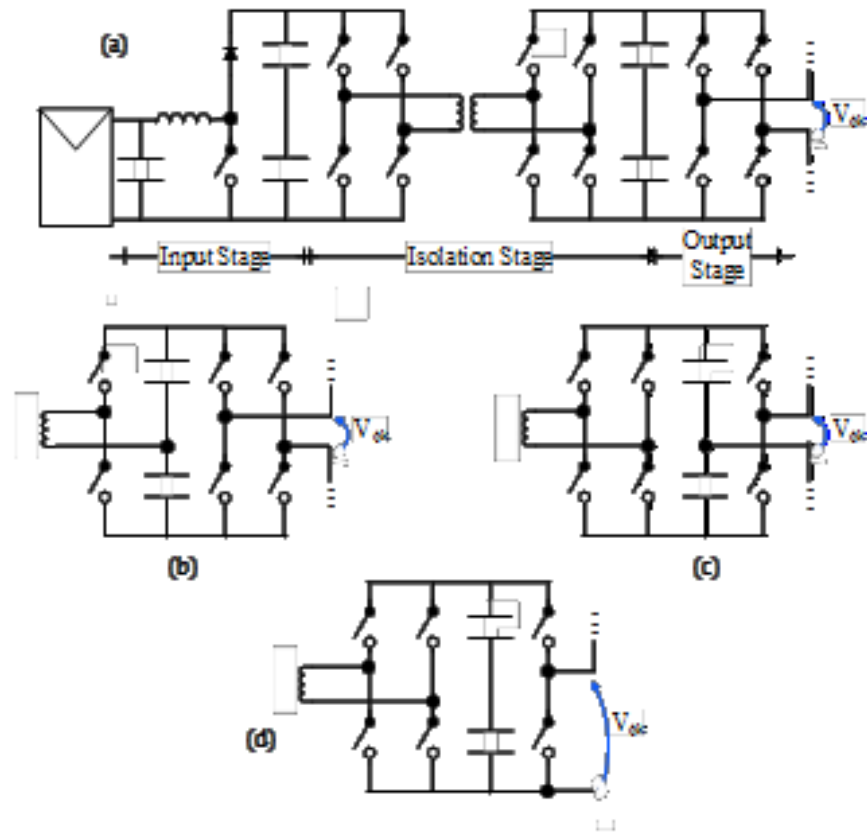


Figura 6-3 - Topologias Alternativas a proposta

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho se baseia na geração solar fotovoltaica em plantas de larga escala (maiores de 1MW). Em franca expansão pelo mundo, estas são consideradas atualmente como opção para a diversificação da matriz energética buscada em vários dos países.

Considerado o alto custo de implantação e baixa densidade de potência, tem sido motivo de pesquisa aumento no rendimento da conversão da energia solar dos painéis e na eficiência dos conversores eletrônicos de potência. Esta última área de pesquisa é bastante desafiadora, visto que a topologia convencionalmente utilizada e seus equipamentos são elementos já de elevada eficiência, alcançam níveis maiores que 95%.

Com base em uma revisão teórica da geração por meio de painéis fotovoltaicos e de simulações apropriadas, estudou-se o aumento da geração de plantas solares fotovoltaicas e como a energia disponível por painel pode ser melhor aproveitada em termos das possíveis associações de painéis. As associações de painéis, quando em situações não uniformes de irradiação e sombreamento, se restringem o aproveitamento da energia disponível em cada painel. Independente do algoritmo de MPPT, o ponto de máxima potência disponível não é acessível quando em uma associação sujeita a irradiação irregular. A perda de potência ocorre, pois não é possível atuar na curva $P \times V$ de cada painel, mas apenas numa associação deles como se fossem um painel equivalente. A utilização de um rastreador por painel consegue realizar o aproveitamento de toda potência disponível, porém, em larga escala, esse tipo de implementação foi descartado, em função de problemas de conexão em corrente alternada e do uso obrigatório de transformador de baixa frequência.

Observou-se que quanto menor a associação melhor será o aproveitamento da potência disponível. Adicionalmente, pequenos aumentos no número de MPPT's não são vantajosas. Senão for factível a divisão das plantas de grande porte em um grande número de rastreadores, a escolha da potência nominal das células do conversor da usina decorrerá de outros pontos, como confiabilidade, disponibilidade e custo.

Uma solução, alternativa aos conversores centrais convencionais, foi apresentada com objetivo de agregar ao conversor múltiplos rastreadores de máxima potência. Esta solução é proveniente dos conversores conhecidos como transformadores eletrônicos, solução que substitui transformadores convencionais por um conversor com elo em alta frequência, que mantém a característica de isolamento e somam diversas vantagens como redução de peso e volume e rejeição a problemas de qualidade da energia.

Ao realizar a troca dos estágios de entrada por um estágio c.c./c.c., as múltiplas entradas foram compatibilizadas com a geração fotovoltaica. A grande diferença na implementação encontra-se no controle de um conversor multiníveis que possibilita a injeção de potência equilibrada mesmo quando as células individuais operem em níveis de potência diferente. Os blocos independentes de painéis sujeitos a condições de irradiação e temperatura diferentes implicam em níveis de potência diferentes a cada uma das células do conversor. A injeção de potência na rede da concessionária, porém, deve acontecer de forma equilibrada.

Com o desenvolvimento deste trabalho, foram encontradas três soluções para calcular o deslocamento de neutro, sendo: uma por álgebra geométrica e duas por equações baseadas nas potências disponíveis por célula. A geração desequilibrada e injeção de potência equilibrada foram então viabilizadas, permitindo a operação do conversor conforme esperado. Além disso, soluções para o desequilíbrio entre células de uma mesma fase também foram abordadas e, então, a solução completa do conversor foi apresentada e simulada.

Este trabalho abre a prerrogativa para uma série de atividades complementares, tais como:

- Definição de uma correlação geral entre o tamanho dos arranjos de painel e a perda de potência associada, definindo o arranjo ideal de painéis;
- Validação da simulação do conversor central através de comparação com dados reais de geração;
- Análise de limitação de potência para diversas topologias em relação à restrição de tensão do barramento c.c. de cada uma das células do conversor;

- Análise de topologias correlatas à apresentada e definição daquela de melhor custo-benefício para implementação em hardware das células do conversor;
- Construção do hardware de controle e de potência para validação;

Todos esses pontos de investigação propostos buscam o aumento da geração em plantas solares fotovoltaicas, extremamente desejáveis para melhorar a sua viabilidade.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Elasser, M. Agamy, J. Sabate, R. Steigerwald, R. Fisher e M. Harfman-Todorovic, "A comparative study of central and distributed MPPT architectures for megawatt utility and large scale commercial photovoltaic plants," em *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, 2010.
- [2] J. Villarejo, A. M. Garcia e E. De Jodar, "Comparison of Central vs Distributed Inverters: Application to Photovoltaic Systems," em *ISIE*, 2011.
- [3] P. W. Hammond, "A new approach to enhance power quality for medium voltage AC drives," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, nº 1, 1997.
- [4] E. Villanueva, P. Correa, J. Rodriguez e M. Pacas, "Control of a Single-Phase Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter for Grid-Connected Photovoltaic Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2009.
- [5] N. C. Foureaux, A. A. P. Machado, E. Silva, I. A. Pires e B. J. Cardoso Filho, "Central Inverter Topology Issues in Large-Scale Photovoltaic Power Plants: Shading and System Losses," em *2th IEEE Photovolt. Specialists*, New Orleans, 2015.
- [6] IEEE, *IEEE Std. 929-2000 - Recommended Practice for Utility Interface of Distributed (PV) Systems.*, 2000.
- [7] DIN, *Draft standard DIN VDE0126 - Automatic disconnecting facility for photovoltaic installations with a rated output $\leq 4,6$ kVA and a single-phase parallel feed by means of an inverter into the public LV mains*, 2004.
- [8] H. L. Jou, W. J. Chiang e J. C. Wu, "Voltage-Mode Grid-Connected Solar Inverter with High Frequency Isolated Transformer," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, p. 1087–1092, 2009.
- [9] T. Tran-Quoc, C. L. Thi Minh, H. Colin, C. Duvauchelle, S. Bacha, S. Aissanou, B. Gaidon, C. Kieny, G. Moine e Y. Tanguy, "Transformerless Inverters and

RCD: What's the problem?," em *25th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. / 5th World Conf. Photovolt. Energy Convers*, Valencia, 2010.

- [10] N. Foureaux, B. Cardoso Filho e J. Brito, "Cascaded multilevel SST medium voltage converter for solar applications," em *9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*,, Seoul, 2015.
- [11] Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, "Plano Nacional de Energia 2030.," EPE, Rio de Janeiro, 2007.
- [12] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), " Anuário Estatístico de Energia Elétrica," EPE, Rio de Janeiro, 2013.
- [13] ANEEL, "Informações Técnicas - Fontes Renováveis," ANEEL, [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=63>. [Acesso em setembro 2015].
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Capacidade de Geração do Brasil," ANEEL, 16 Outubro 2015. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. [Acesso em 16 Outubro 2015].
- [15] Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2024," MME/EPE, Brasília, 2015.
- [16] Federal Ministry for Economic affairs and Energy, "Development of renewable energy sources in Germany 2014," Working Group on Renewable Energy-Statistics (AGEE - Stat), Stuttgart, 2015.
- [17] International Energy Agency (IEA), "Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy," IEA, 2014, Paris.
- [18] REN21, "Renewables 2015 - Global Status Report," REN21 Secretariat, Paris, 2015.

- [19] OECD/IEA, "Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014 - Solar PV generation and projection by region," IEA, Paris, 2014.
- [20] M. Alonso, F. García e J. Silva, *Programa de capacitação em energias renováveis - Energia Solar Fotovoltaica*, ONUDI - Observatório de energias renováveis para america latina e caribe, 2013.
- [21] D. Chapin, C. Fuller e G. Pearson, "A New Silicon P-N Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power," *Journal of Applied Physics*, vol. 25, pp. 676-677, 1954.
- [22] H. Steven e A. Luque, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, West Sussex, England: Wiley, 2003.
- [23] Cresesb - CEPEL, "Energia solar fotovoltaica," Cresesb - CEPEL, 11 junho 2008. [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321. [Acesso em 03 09 2015].
- [24] M. Villalva, J. R. Gazoli e E. Ruppert Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, pp. 1198-1208, 5 maio 2009.
- [25] A. M. Júnior, *Modelagem da Usina Fotovoltaica do Estádio do Mineirão para Estudos de Propagação Harmônica*, Belo Horizonte: Mestrado ; Orientador: Selênio Rocha Silva, 2014.
- [26] T. Eram, U. I. Illinois Univ. e P. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 439 - 449, 1 junho 2007.
- [27] Ingecon, "Ingecon Sun PowerMax - Installation Manual B, M and X Series," [Online]. Available: http://www.ingeteam.com/en-us/energy/photovoltaic-energy/p15_24_36/ingecon-sun-powermax.aspx. [Acesso em 10 Agosto 2015].

- [28] M. Borrega, L. Marroyo, R. Gonzalez, J. Balda e J. L. Agorreta, "Modeling and Control of a Master-Slave PV Inverter with N-Paralleled Inverters and Three-Phase Three-Limb Inductors," *IEEE Transactions on Power Electronics*, junho 2013.
- [29] "JEMA - PV solar inverter," [Online]. Available: <http://www.jemaenergy.com/en/products/renewable-energy-systems/pv-central-inverter.html>. [Acesso em 10 agosto 2015].
- [30] ABB, "ABB Solar Inverter - Central Inverters," [Online]. Available: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar>. [Acesso em 15 agosto 2015].
- [31] JEMA, "INVERSOR SOLAR 100/50kW - IF-100/50TL MANUAL USUARIO," 2013 Rev. E.
- [32] JEMA, "INVERSOR SOLAR 500kW - IF-500 / MANUAL USUARIO," 2013 Rev.E.
- [33] D. Lenardic, "PVResources," pvresources, 29 Setembro 2015. [Online]. Available: <http://sunenergysite.eu/en/pvpowerplants/top50pv.php>. [Acesso em 10 Outubro 2015].
- [34] Solarpraxis AG, "PV Power Plants 2014 - Industry Guide - European edition," Sunbeam GmbH, Berlin, 2014.
- [35] Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), "Current and Future Costs of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems," Agora Energiewende, Freiburg, 2015.
- [36] International Electrotechnical Commission, *Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*, IEC 61724, 1998.
- [37] Ingeteam, "Ingecon Sun PowerMax - Installation Manual B, M and X Series," [Online]. Available: http://www.ingeteam.com/en-us/energy/photovoltaic-energy/p15_24_36/ingecon-sun-powermax.aspx. [Acesso em 10 Agosto 2015].

- [38] A. A. P. Machado, N. Foureaux, I. Pires, S. M. Silva, B. J. Cardoso Filho e J. Brito, "Modelagem e simulação em PSCAD de uma planta fotovoltaica de larga escala," em *aguardando aceite*, 2015.
- [39] E. M. S. Barbosa, F. J. B. Uribe, C. Tiba, R. Oliveira e R. D. Ramalho, "Relatório técnico - Monitoramento Operacional da Usina Solar São Lourenço de Mata," Recife, 2014.
- [40] J. He, Y. Li, D. Bosnjak e B. Harris, "Investigation and resonances damping of multiple PV inverters," em *Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Orlando, 2012.
- [41] J. H. R. Enslin e P. J. M. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, pp. 1586 - 1593, 2004.
- [42] B. R. W. G. W. F. a. H. A. She1 X., "Review of Solid State Transformer in the Distribution System: From Components to Field Application," em *IEEE ECCE*, 2012.
- [43] X. She, S. Lukic, A. Huang, S. Bhattacharya e M. Baran, "Performance evaluation of solid state transformer based microgrid in FREEDM systems," em *APEC*, 2011.
- [44] H. E. S. Krishnamoorthy, P. Enjeti, R. Balog e S. Ahmed, "A New Multilevel Converter for Megawatt Scale Solar Photovoltaic Utility Integration," em *APEC*, 2012.
- [45] N. C. Foureaux, L. Adolpho, S. M. Silva, J. A. d. S. Brito e B. d. J. Cardoso Filho, "Application of Solid State Transformers in Utility Scale Power Plants," em *Photovoltaics Specialists Conference, 40th PVSC*, Denver, 2013.
- [46] C. Pereira, *Redes Elétricas no Domínio da Frequência. Técnicas de análise, modelos de componentes, técnicas computacionais*, Belo Horizonte, 2009.
- [47] European Standards, *EN-50160 - Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, 2000.

- [48] IEEE Standards Coordinating Committee 21 Photovoltaics, *ANSI/IEEE Std 928-1986 IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems*, IEEE , 1986.
- [49] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., *IEEE Std 929-2000 IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, Nova Iorque: IEEE, 2000.
- [50] A. Yazdani e R. Iravani, *Voltage source converters in power systems: Modeling, Control and Applications*, New Jersey: John Wiley & Sons Inc, 2010.
- [51] B. Mwinyiwiwa, Z. Wolanski e B.-T. Ooi, "Microprocessor implemented SPWM for multiconverters with phase-shifted triangle carriers," *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 34, p. 487–494, 1998.
- [52] L. Li, D. Czarkowski, Y. Liu e P. Pillay, "Multilevel Selective Harmonic Elimination PWM Technique in Series-Connected Voltage Inverters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, pp. 160-168, 2000.
- [53] S. E. ., P. N. E. ., R. S. B. a. S. A. H. S. Krishnamoorthy, "A new multilevel converter for Megawatt scale solar photovoltaic utility integration," em *Proc. 27th Annu. IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo.*, 2012 .
- [54] L. Maharjan, S. Inoue e H. Akagi, "A Transformerless Energy Storage System Based on a Cascade Multilevel PWM Converter With Star Configuration," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, pp. 1621 - 1630, 2008.
- [55] M. F. A. Peter W. Hammond, "Multiphase power supply with plural series connected cells and failed cell bypass". Estados Unidos Patente US5986909, 1999.
- [56] P. Sochor e H. Akagi, "Energy-Balancing Control of a Delta-Configured Modular Multilevel Cascade Inverter for Utility-Scale Photovoltaic Systems," em *ECCE 2015*, Vancouver, 2015.

- [57] M. A. Manetta, “Dinamica - Triângulo equilátero em circunferências concêntricas,” 03 2011. [Online]. Available: <http://www.dinamica.com.br/2011/03/triangulo-equilatero-em-circunferencias.html>. [Acesso em 03 outubro 2014].
- [58] J. Lagarias, J. A. Reeds, M. H. Wright e P. E. Wright, “Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions,” *SIAM Journal of Optimization*, vol. Vol. 9, nº Number 1, pp. pp. 112-147, 1998.
- [59] S. B. Curtin, “High Voltage Silicon Carbide,” NIST Workshop - Office of Naval Research, 2012.
- [60] M. Das, C. Capell, D. Grider, R. Raju, M. Schutten, J. Nasadoski, D. Leslie, J. Ostop e A. Hefne, “10 kV, 120 A SiC Half H-Bridge Power MOSFET Modules Suitable for High Frequency, Medium Voltage Application,” em *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2011.
- [61] X. She, S. Lukic, A. Huang, S. Bhattacharya e M. Baran, “Performance evaluation of solid state transformer based microgrid in FREEDM systems,” em *Twenty-Sixth Annual IEEE APEC*, 2011.
- [62] G. Wang, X. Huang, J. Wang, T. Zhao, S. Bhattacharya e A. Q. Huang, “Comparisons of 6.5kV 25A Si IGBT and 10-kV SiC MOSFET in solid-state transformer application,” em *IEEE Energy Convers. Congr. Expo. (ECCE)*, 2010.
- [63] Z. Ouyang e M. E. Andersen, “Overview of Planar Magnetic Technology — Fundamental Properties,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, p. 4888–4900, 2014.
- [64] M. A. Manetta, “Dinamica - Triângulo equilátero em circunferências concêntricas,” março 2011. [Online]. Available: <http://www.dinamica.com.br/2011/03/triangulo-equilatero-em-circunferencias.html>. [Acesso em 03 outubro 2014].
- [65] P. Sochor e H. Akagi, “Theoretical comparison in energy-balancing capability between Star- and Delta-Configured Modular Multilevel Cascade Inverters for

Ulility-Scale Photovoltaic Systems,” *To be published on IEEE Transactions on Power Electronics*, 2015.