Amílcar Flamarion Querubini Gonçalves

Controle e Análise de Conversores CC-CA Conectados em Redes de Distribuição e Utilizados em Sistemas de Geração Distribuída

Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Dinâmicos.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

G635c Gonçalves, Amílcar Flamarion Querubini
 Controle e análise de conversores CC-CA conectados em
 redes de distribuição e utilizados em sistemas de geração
 distribuída / Amílcar Flamarion Querubini Gonçalves ;
 orientador Ricardo Quadros Machado -- São Carlos, 2011.

 Dissertação (Mestrado-Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Dinâmicos) -- Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo, 2011.

1. Eletrônica de potência. 2. Geração distribuída.
3. Sistemas dinâmicos. 4. Controle de conversores.
5. Conversores trifásicos. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato(a): Engenheiro **AMILCAR FLAMARION QUERUBINI GONÇALVES**.

Dissertação defendida e julgada em 14/03/2011 perante a Comissão Julgadora:

Prof. Dr. **RICARDO QUADROS MACHADO** – (Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

Aprovado

Prof. Titular **JOSE ANTENOR POMILIO**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

Aprovado

Prof. Dr. **RODRIGO ANDRADE RAMOS**
(Escola de Engenharia de São Carlos/USP)

APROVADO

Prof. Titular **DENIS VINÍCIUS COURY**
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

Prof. Associado **PAULO CÉSAR LIMA SEGANTINE**
Presidente da Comissão da Pós-Graduação da EESC

SUMÁRIO

Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract.....	xi
Lista de Siglas e Abreviaturas	xiii
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas	xix
1 Introdução.....	1
1.1 Motivação do Trabalho.....	1
1.2 Justificativa.....	2
1.3 Publicações.....	3
1.4 Organização do Texto	4
2 Descrição do Sistema de GD.....	5
2.1 Sistema empregado	5
2.2 Estudo Sobre o Fluxo de potência	6
2.3 Conversor CC-CC	9
2.4 Conversor CC-CA	12
2.5 Ilhamento	16
2.5.1 Métodos para identificação do ilhamento	16
2.5.2 Método utilizado para identificação do ilhamento	18
2.6 Considerações finais	19
3 Estudo de Casos	21
3.1 Descrição do Sistema	21
3.2 Controle.....	21
3.3 Análise de Simulações	22
3.3.1 Carga linear sem fluxo de potência com a rede	23
3.3.2 Carga linear com fluxo de potência com a rede	28
3.3.3 Carga não linear.....	31
3.3.4 Motor de indução operando como carga dinâmica.....	34
3.3.5 Rede contendo harmônicos de 3ª e 5ª ordem	37
3.3.6 Falta trifásica na rede de distribuição	39
3.3.7 Identificação de ilhamento e troca de controle por threshold	40
3.4 Considerações finais	43
4 Protótipo e Resultados Experimentais.....	45
4.1 Descrição do protótipo	45
4.2 Resultados experimentais	46
4.2.1 GD em regime permanente e com potência ativa	48
4.2.2 GD com potência ativa e reativa zero e ilhamento	49
4.2.3 GD com potência ativa e reativa zero e carga linear.....	51
4.2.4 GD com potência ativa e carga linear.....	52

4.3	Considerações finais	54
5	Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros	55
5.1	Conclusões gerais	55
5.2	Trabalhos futuros.....	56
	Referências	57
Apêndice A	Abordagem sobre a RNA – revisão e método aplicado.....	63
A.1	Princípio de operação de um neurônio artificial	64
A.2	RNA como aproximador de funções	65
A.3	Algoritmo e dados usados no treinamento do PMC.....	67

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço à Deus por todas as oportunidades e conquistas na minha vida.

Agradeço a toda minha família pelo apoio e formação que me deram no decorrer da minha vida. Vocês foram e são a parte mais importante da minha personalidade, cultura e formação! Em especial agradeço aos meus pais por todo amor, educação, liberdade e apoio para seguir atrás dos meus desejos, à minha irmã Andressa por ensinar sobre a parte descontraída da vida e ao Beno por ter sido meu exemplo de dedicação e ter me incentivado nesta etapa da vida. Aos mais jovens, Helena, Leonardo, Carlos Eduardo e a pequena Rafinha por fazerem parte da nossa nova geração – Sejam grandes!

Não gostaria de esquecer de citar ninguém e tão grande seria minha lista, então no geral, obrigado a todos os amigos que passaram ou seguem presentes na minha vida.

Aos professores, colegas e amigos de Santa Maria agradeço por todos os anos de aprendizado e companhia, em especial aos colegas da ATEE 2008/1 e CEEMA.

Muito obrigado aos amigos de São Carlos que me ofereceram companhia e boas horas de descontração. Certamente vocês me ajudaram a tornar a distância da família bem menor com a presença constante de vocês.

Aos companheiros de moradia, Cassiano, Cléber, Monaro, Suetake e Giovani, agradeço pela oportunidade de ter convivido com vocês durante estes anos que se passaram.

Agradeço a todos os professores e funcionários da EESC pelas diversas contribuições nestes anos que passei aqui. Em particular, agradeço à Jussara, Marisa, Odair, Vera e Ruy.

Obrigado aos colegas e amigos do "primeiro" laboratório, Edwin, Soledad, Daiane, Julian, Anderson, Lianet e Eugênia, pelas aulas naturais de espanhol e pelo companheirismo. Em especial à Pequena Cubana (Lianet) por todas as horas que tentei entender seu cubanês e responder suas curiosidades (que foram muitas...), e à Dra. Maria Eugênia (Negrita) e Silvio, agradeço de coração a amizade constante!

Aos meus colegas e amigos de laboratório (LAFAPE) obrigado pelas discussões, aprendizado e descontrações. Em particular, agradeço Giovani e Guido por terem acompanhado a maior parte do meu mestrado e estarem presentes nas mais diversas ocasiões!

Ao Professor Dr. Ricardo Machado, por todo apoio, incentivo, dedicação, paciência e amizade, obrigado por contribuir na minha formação pessoal e acadêmica. Agradeço a você e sua esposa (Rita) por terem me recepcionado durante os "primeiros passos" em São Carlos e estarem presentes no decorrer destes anos.

Aos professores Rodrigo Ramos, Vilma Alves de Oliveira e Antenor Pomilio, agradeço por toda contribuição prestada no meu trabalho.

Enfim, agradeço à Escola de Engenharia de São Carlos (USP) pelas instalações e serviços oferecidos para desenvolvimento deste trabalho e a Capes e FAPESP pelo apoio e incentivo financeiro desta pesquisa.

Resumo

GONÇALVES, A. F. Q. (2010). *Controle e Análise de Conversores CC-CA Conectados em Redes de Distribuição e Utilizados em Sistemas de Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010.

O presente trabalho visa o desenvolvimento de metodologias para a conexão de sistemas de Geração Distribuída (GD) em redes de distribuição utilizando conversores CC-CA como também, a produção de energia elétrica dentro dos padrões estabelecidos por normas nacionais e internacionais. Para a produção de energia com índices de qualidade satisfatórios, duas situações vão ser consideradas: uma quando o sistema está conectado à rede e outra quando a rede está indisponível. Após a ocorrência do ilhamento, é necessária a mudança da variável a ser sintetizada pelo conversor CC-CA, ou seja, antes da contingência ocorrer a GD está sendo gerenciada no modo potência e/ou corrente e após passa a ser controlada no modo tensão. Além disso, espera-se que os resultados obtidos forneçam subsídios às concessionárias de energia elétrica e aos produtores e auto-produtores de energia para a conexão sistemas de geração distribuída em redes de distribuição como também, os procedimentos necessários a serem adotados por eles quando o sistema de distribuição estiver sob contingência (ilhamento).

Palavras Chave: Geração Distribuída, Eletrônica de Potência, Conversores Trifásicos.

Abstract

GONÇALVES, A. F. Q. (2010). *Analysis and control of DC-AC Power converters connected to a distribution grid and use in distributed generation system. Dissertation* (Master's degree) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010.

This work proposes a set of analysis to connecting a distributed generation system to a distribution network using a three-phase power converter (DC-AC) as well as, the power generation produced by the DG (Distributed Generation) system must follow the national and international power quality standards. For producing energy with satisfactory power quality indexes, two situations will be considered: when the power converter operates connected to the grid, the power/current is used as control variable. However, if the power converter is operating in stand-alone mode (contingency or islanding mode) the control variable must be changed to voltage and the terminal voltage of the power converter must be controlled. Finally, the main concerning of the present study is to obtain results to the electrical energy companies and self-producers for connecting DG system to the grid as well as, the essential procedures that must be adopted by them when the distribution system is operating in contingency or islanding mode.

Keywords: Power electronics, distributed generation, dynamic systems, control of converters, three-phase converters

Lista de Siglas e Abreviaturas

A/D	Conversão Analógico para Digital
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
DG	<i>Distributed Generation</i>
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
FA	Fonte Alternativa
GD	Geração Distribuída
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Controlador Proporcional e Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PMC	Perceptron Multicamadas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RNA	Rede Neural Artificial
RMS	<i>Root Mean Square</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
V_d	Tensão de Eixo Direto da Transformação de Park
V_q	Tensão em Quadratura da Transformação de Park
ω	Frequência Angular da Rede de Distribuição
ZND	Zona de Não Detecção

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Diagrama representando o sistema.	6
Figura 2.2 - (a) Representação esquemática, (b)-(e) Diagramas fasoriais.....	7
Figura 2.3 – Fluxo de potência reativa por fase.	8
Figura 2.4 - Fluxo de potência ativa por fase.	9
Figura 2.5 – Representação do conversor boost e malha de controle CC.	9
Figura 2.6 – Diagrama de Bode para o controlador de corrente CC.	11
Figura 2.7 – Diagrama de Bode para o controlador de tensão CC.....	12
Figura 2.8 – Diagrama de blocos do controle do conversor CC-CA.....	13
Figura 2.9 – Diagrama de Bode para o controlador de corrente CA.	15
Figura 2.10 – Diagrama de Bode para o controlador de tensão CA.....	15
Figura 2.11 – Classificação e técnicas de detecção de ilhamento.	17
Figura 2.12 - Diagrama representando o sistema para identificação do ilhamento.	18
Figura 3.1 – Potências geradas e da rede de distribuição.	24
Figura 3.2 – Tensão da rede e detalhes dos eventos.	25
Figura 3.3 – Frequência da geração.	26
Figura 3.4 – THD da tensão da rede.	27
Figura 3.5 – Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	27
Figura 3.6 - Potências geradas e da rede de distribuição.	28
Figura 3.7 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.	29
Figura 3.8 - Frequência da geração.	29
Figura 3.9 – THD da Tensão da rede e variação.	30
Figura 3.10 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	30
Figura 3.11 - Potências geradas e da rede de distribuição.	31

Figura 3.12 – Correntes da rede e da geração.	32
Figura 3.13 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.	33
Figura 3.14 - Frequência da geração.	33
Figura 3.15 - THD da tensão da rede.	34
Figura 3.16 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	34
Figura 3.17 - Potências geradas e da rede de distribuição.	35
Figura 3.18 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.	36
Figura 3.19 - THD da tensão da rede.	36
Figura 3.20 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	37
Figura 3.21 – Tensão da rede e detalhes dos eventos.	38
Figura 3.22 – THD da tensão da rede.	38
Figura 3.23 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	39
Figura 3.24 – Diagrama representando o local da falta trifásica.	39
Figura 3.25 – THD da tensão da rede.	40
Figura 3.26 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.	40
Figura 3.27 – Diagrama de blocos representando o sistema de threshold.	41
Figura 3.28 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle e sinal de modo de controle.	41
Figura 3.29 - Tensão da rede e detalhe dos eventos.	42
Figura 3.30 - Frequência da geração.	43
Figura 4.1 – Bancada de ensaios.	46
Figura 4.2 – Diagrama do sistema de GD montado.	47
Figura 4.3 – Tensões e correntes geradas em regime permanente.	49
Figura 4.4 – Potência ativa e reativa.	49
Figura 4.5 – Tensão na fase A e corrente na fase A da rede.	50
Figura 4.6 – Variáveis de controle V_d e V_q	51
Figura 4.7 – Tensão na fase A da rede e corrente da fase A da carga.	52
Figura 4.8 – Variáveis de controle V_d e V_q	52

Figura 4.9 – Tensão e corrente na fase A da rede e corrente na fase A da carga.....	53
Figura 4.10 – Variável de controle V_d	53
Figura A.1 – Método utilizado para modelagem da planta.	64
Figura A.2 – Neurônio artificial.	64
Figura A.3 – Diagrama representando o PMC.	66
Figura A.4 – Diagrama representando os dados no treinamento da RNA.	67
Figura A.5 – Comparação entre dados da planta e resposta do PMC obtida após o treinamento.	68

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Parâmetros para projeto do PI de corrente do boost.....	10
Tabela 2.2 – Parâmetros para projeto do PI de tensão do boost.	11
Tabela 2.3 – Parâmetros para projeto do PI de corrente do conversor CC-CA.....	14
Tabela 2.4 – Parâmetros para projeto do PI de tensão do conversor CC-CA.	14
Tabela 3.1 – Parâmetros do motor de indução trifásico com frequência de operação 60 Hz.....	35
Tabela 4.1 – Parâmetros para projeto do PI de corrente.	47
Tabela 4.2 – Parâmetros para projeto do PI de tensão.....	47
Tabela A.1 – Parâmetros utilizados no treinamento do PMC.....	68
Tabela A.2 – Implementação do algoritmo PMC.....	69

1 Introdução

1.1 *Motivação do Trabalho*

O uso de eletrônica de potência, através dos conversores de potência, como ferramenta para conexão de Fontes Alternativas (FA) de energia na rede elétrica tem sido abordado por diversos autores nas últimas décadas. A necessidade de se encontrar novas formas de produção de energia elétrica viáveis, minimizando o uso de geração através de combustíveis fósseis ou da construção de grandes centrais hidrelétricas, são algumas das justificativas pela busca de soluções ecológicas que diminuam os impactos causados ao meio ambiente (Blaabjerg et al., 2006; Li-Shiang et al., 2008; Rong-Jong et al., 2008; Wu, 2009).

Apesar do desenvolvimento das pesquisas relacionadas com a utilização na geração elétrica de, por exemplo, painéis fotovoltaicos ou células de combustível, o elevado custo para instalação destes sistemas torna-se um fator não atrativo na aplicação destas fontes (Kornelakis e Koutroulis, 2009). Desta forma, espera-se que haja maiores incentivos dos governos, através de subsídios, para alavancar e tornar mais viável a implantação de parques de energia de fontes alternativas de energia (ANEEL, 2008).

Grande parte dos autores tem buscado soluções para os problemas relacionados com a aplicação de conversores de potência em sistemas em geração distribuída. Para testes desses sistemas conectados à rede, as recomendações práticas do IEEE sugerem que seja utilizada uma carga trifásica (RLC paralela) como carga do sistema de GD (Ciobotaru et al.; Wen-Jung et al., 2006; Brenna et al., 2008; Karimi et al., 2008; Zeineldin e Kirtley, 2009). Porém, em aplicações reais não é possível atribuir somente um tipo de carga, além disso, deve-se considerar o uso de cargas especiais como motores e cargas não lineares, pois, faz-se necessário o estudo do comportamento da GD em diferentes situações que são encontradas em sistemas de produção de energia (Gonçalves et al., 2010). Apesar do sistema

apresentado neste trabalho abordar cargas trifásicas equilibradas, devido ao modo de controle, a principal preocupação em testar outras cargas é analisar a capacidade do controle em garantir os padrões de qualidade de energia exigidos por normas nacionais e internacionais.

Outro fator importante está na questão da identificação do ilhamento e na operação em tensão quando o sistema estiver ilhado. Uma vez que as concessionárias de distribuição de energia são responsáveis pela entrega de energia ao consumidor de baixa tensão, a GD deve atender as exigências relacionadas aos padrões de qualidade estabelecidos, bem como, é necessária a identificação de faltas da rede e a desconexão imediata da GD, além da alteração da estratégia de controle de potência para tensão, com a finalidade de mantê-los (tensão e frequência) dentro dos limites exigidos pelo PRODIST(ANEEL, 2009b).

1.2 Justificativa

A GD, através do uso de FA's, tem sido alvo de estudos como forma de minimizar os impactos ambientais e falta de estrutura necessária para construção de grandes parques geradores de energia (Pereira, 2003). Nos últimos anos, programas de incentivos do governo federal através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ministério de minas e energia através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA, 2002) estão promovendo a busca por soluções para o uso de geração alternativa como forma da minimização dos problemas relacionados com a falta de investimentos e limitada produção de energia elétrica.

As FA's, quando conectadas ao sistema elétrico através de GD, apesar de demonstrarem benefícios quando utilizadas como fonte primária, tais como regulação dos níveis de tensão, reduções de perdas, entre outros, podem proporcionar efeitos danosos, entre eles, transitórios indesejados devido às operações de chaveamento, alteração dos níveis de curto-circuito e de estabilidade existentes e atuação inadequada dos dispositivos de proteção causando ilhamento em partes do sistema (El-Khattam e Salama, 2004; Santos, 2006). Estes efeitos têm gerado grande impasse na decisão, entre concessionárias e autoprodutores, na utilização da GD, pois não há um consenso de como estes sistemas serão

conectados à rede de distribuição de energia nem como a transferência de energia da GD para a rede de distribuição será feita (Decreto nº 2003, 1996).

Para a utilização da energia gerada de forma intermitente, diversos autores têm empregado conversores CC-CC (como equalizador de tensão) e CC-CA para a conexão com a rede de distribuição. O chaveamento dos conversores é definido de acordo com a estratégia de controle a ser aplicada, nível de tensão e potência etc (Ye et al., 2004; Machado et al., 2005; 2006; Pozzati et al., 2008). Outro aspecto importante a ser mencionado é que sistemas de GD que empregam conversores eletrônicos podem ser projetados para transferir a rede de distribuição potências ativas, reativas ou ambas (Katiraei et al., 2005; Zeineldin et al., 2006; Karimi et al., 2008a).

Para a conexão do conversor na rede de distribuição, são necessários alguns requisitos no que diz respeito à qualidade de energia produzida por este tipo geração. De acordo com o PRODIST (ANEEL, 2009a; b), os níveis de tensão devem ser adequados e estáveis, as distorções harmônicas devem apresentar níveis abaixo dos estipulados por normas nacionais e internacionais como também, a frequência fundamental deve permanecer o mais próximo possível do valor nominal (neste caso $60 \text{ Hz} \pm 0,5\%$). Além disso, é necessário ao autoprodutor estudos sobre o local no qual a GD será instalada, nível de curto-circuito, proteção etc.

Como proposta desse trabalho, pretende-se analisar o modo no qual o conversor CC-CA é conectado com a rede, a capacidade do conversor em fornecer corrente ou potência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), além de identificar situações de contingência (ilhamento). Uma vez identificado o ilhamento, o conversor deve se desconectar da rede de distribuição e mudar o modo de operação, que antes da contingência utilizava a imposição de potência/corrente e após a mesma, o modo de operação passa a ser a imposição de tensão nos terminais do conversor.

1.3 Publicações

Publicações durante o desenvolvimento do trabalho:

- **GONÇALVES, A. F. Q., POZZEBON, G. G., PEÑA, G. G., MACHADO, R.Q. (2010) *Análise de Conversores CC-CA Conectados em Redes de***

Distribuição e Utilizados em Sistemas de Geração Distribuída. IX
Induscon. São Paulo-SP.

1.4 Organização do Texto

O texto foi organizado em cinco capítulos, sendo o primeiro capítulo uma justificativa sobre a pesquisa deste trabalho, o segundo capítulo o embasamento do estudo desenvolvido, o terceiro apresenta um estudo de casos simulados, o quarto capítulo mostra uma análise dos resultados práticos, e por fim o último capítulo as conclusões e sugestões de continuidade do trabalho.

- **Capítulo 2** – Desenvolvimento do trabalho, apresentando a caracterização do sistema empregado, análise do controle de fluxo de potência, projeto dos controladores do conversor CC-CC e CC-CA, como também um item descrevendo a técnica de detecção de ilhamento utilizada nesse trabalho.
- **Capítulo 3** – Estudo de casos apresenta uma série de simulações, que foram realizadas para verificar o desempenho dos controladores e do sistema quando conectado a rede elétrica ou operando em modo de ilhamento.
- **Capítulo 4** – Experimentos planejados abordam a montagem e desenvolvimento do protótipo montado em laboratório e análise dos resultados práticos.
- **Capítulo 5** – Conclusões gerais e sugestões de continuidade para trabalhos futuros.

2 Descrição do Sistema de GD

2.1 Sistema empregado

Neste capítulo, é apresentada a metodologia para o controle dos conversores e o projeto dos compensadores.

O modelo estudado é apresentado na Figura 2.1. Esta figura apresenta o diagrama de controle associado à topologia do conversor, medições de variáveis, conexões com a carga local e a rede de distribuição. No sistema proposto, o controle do conversor CC-CA ocorre de forma híbrida, ou seja, enquanto o conversor está acoplado à rede de distribuição o seletor Potência/Tensão (P/V) faz com que ele opere no modo potência, desta forma atendendo a demanda da carga e injetando energia na rede (energia produzida pela GD é superior à demanda da carga) ou absorvendo energia da rede (energia produzida pela GD é inferior à demanda da carga). Depois de identificada a situação de ilhamento, o conversor deve mudar o modo de operação e a variável a ser controlada que era potência deve ser modificada para tensão, garantindo níveis estáveis de tensão e frequência para a carga local.

Para o gerenciamento do sistema mostrado na Figura 2.1 foram medidas as tensões $v_{a,b}$ e $i_{a,b}$, além da tensão v_{rede} como forma de referência de sincronismo do conversor com a rede. De posse das variáveis medidas, é empregada a Transformada de Park que faz a transformação dos eixos em ABC para $d-q$. Após a transformação de eixos, é necessária a utilização de dois controladores em cascata. O controlador mais interno mantém a corrente de saída próxima de seu valor de *set-point* enquanto que o mais externo controla o fluxo de potência operando conectado à rede, ou tensão, operando em modo de ilhamento. O sincronismo com a rede é feito por meio de um algoritmo PLL (*Phase-Locked Loop*) que fornece a referência de frequência de sincronismo quando estiver operando conectado.

Figura 2.1 - Diagrama representando o sistema.

2.2 Estudo Sobre o Fluxo de potência

O fluxo de potência no PAC para um sistema conectado à rede e controlado em tensão, é definido por (2.1) e (2.2), sendo V_a é a tensão gerada, V_{rede} é a tensão nominal da rede (considerando-se a fase "a" do sistema, mas pode-se atribuir o mesmo conceito para as demais fases), X_{L_s} é a reatância de dispersão do transformador ou uma reatância adicional colocada entre a GD e a rede de distribuição e θ é o ângulo de defasagem entre V_a e V_{rede} (Figura 2.2 (a)) (Ghosh e Ledwich, 2002).

Portanto, a injeção ou absorção das potências ativa e reativa na rede (Figura 2.2 (b)-(e)) dependem de θ ou da tensão gerada (V_a), desta forma, o ângulo máximo que poderia ser adotado é $\theta = 90^\circ$ ($\sin(\theta)=1$), pois um $\theta > 90^\circ$ ocasionaria um

decréscimo de potência. Já a tensão gerada fica limitada dentro dos limites de tensão estabelecidos por norma.

Figura 2.2 - (a) Representação esquemática, (b)-(e) Diagramas fasoriais.

$$P = \frac{V_a V_{rede}}{X_{L_S}} \sin(\theta) \quad (2.1)$$

$$Q = \frac{V_{rede}^2}{X_{L_S}} - \frac{V_a V_{rede}}{X_{L_S}} \cos(\theta) \quad (2.2)$$

A Figura 2.4 e Figura 2.3 ilustram, respectivamente, a variação de potência ativa e reativa em relação às variações da tensão nos terminais do conversor e ângulo θ ($V_{base} = 220$ V, $P_{base} = 33$ kW). Sabe-se que a variação de tensão é limitada entre valores de 1,1 a 0,95 p.u. do valor nominal da tensão da rede (ANEEL, 2009b). Esta limitação dá a operação do controle de tensão, baixa capacidade de

transferência de potência reativa a partir da GD para a rede ou vice-versa. Sendo que este limite fica em torno de 20% da potência nominal da GD (Figura 2.3).

Observando-se a Figura 2.4, a geração é capaz de transferir toda a potência ativa dentro dos limites de tensão estabelecidos por normas nacionais e internacionais (ANEEL, 2009b; IEEE, 2009), bem como a variação de θ permanece inferior a 20° , porém, o interesse estaria em ângulos próximos de zero (maior ângulo implica em maior X_{L_s}), desta forma, para um θ muito pequeno, $\sin(\theta) \cong \theta$ e $\cos(\theta) \cong 1$.

Enfim, entende-se que o interesse do produtor ou autoprodutor é vender potência ativa para a concessionária, sendo assim, o controle em tensão seria suficiente para atender essa demanda. No entanto, utilizou-se o controle em potência/corrente quando o conversor se encontra conectado à rede, de forma a testar-se o modo de operação da GD.

Figura 2.3 – Fluxo de potência reativa por fase.

Figura 2.4 - Fluxo de potência ativa por fase.

2.3 Conversor CC-CC

Para fazer a interface entre a fonte primária (citam-se as fontes CC, tais como os painéis fotovoltaicos, as células de combustível e as baterias) e o conversor CC-CA, utilizou-se um conversor elevador de tensão. A Figura 2.5 mostra o conversor CC-CC e o diagrama de controle associado. A tensão V_{CC} é ajustada sobre o capacitor de saída, pelo controlador PI_V , através do erro dado entre o valor de *set-point* V_{CC_ref} e o valor V_{CC} medido. A saída do PI_V gera a referência i_{CC_ref} de corrente que é controlada sobre a indutância L_{boost} pelo controlador PI_I , fornecendo a razão cíclica (δ) do *PWM* que aciona a chave S_{boost} .

Figura 2.5 – Representação do conversor boost e malha de controle CC.

Por ser empregado um controle em cascata, a saída do controlador de tensão CC (referência de corrente) é alterada para compensar o erro tensão no barramento CC. Entretanto, ele não é capaz de suprir transitórios de carga porque o controle em cascata do conversor CC-CA opera no modo potência. Isso faz com que o sistema de GD opere como fonte de potência de forma que, qualquer variação na carga local, será suprida pela rede fazendo com que, ela atue como uma fonte adicional.

O método baseado na margem de fase e freqüência de corte foi usado para obter as constantes (2.3) e (2.4) do PI, enquanto o ganho em malha aberta (G_{OL}), freqüência angular (ω_{FCL}) e margem de fase (mf) definem as constantes do PI (k_{prop} e k_{int}) (Mattavelli e Buso, 2006).

$$k_{prop} \frac{G_{OL}}{\omega_{FCL}} = 1 \quad (2.3)$$

$$k_{int} = k_{prop} \frac{\omega_{FCL}}{\tan(mf)} \quad (2.4)$$

O ganho de malha aberta para o controlador de corrente G_{OL_i} é dado por (2.5), sendo G_{conv} o ganho do conversor, H_{i_CC} é ganho do sensor CC e G_{PWM} o ganho do PWM.

$$G_{OL_i} = G_{conv} H_{i_CC} G_{PWM} \quad (2.5)$$

Para o ganho de malha aberta do controlador de tensão G_{OL_v} (2.6), tem-se: H_{v_CC} é o ganho do sensor de tensão CC e GPI_i é ganho do controlador de corrente em malha fechada.

$$G_{OL_v} = H_{v_CC} \frac{GPI_i}{H_{i_CC}} \quad (2.6)$$

A seguir, a Tabela 2.1 mostra os parâmetros para projeto do PI de corrente e a Tabela 2.2 para o PI de tensão.

Tabela 2.1 – Parâmetros para projeto do PI de corrente do boost.

F_{CL} (Hz)	mf (graus)	V_{DC} (V)	L_{boost} (mH)	k_p	τ_i	H_{i_CC}
400	80	1000	5	3,76	$3,64 \cdot 10^{-4}$	1/250

Tabela 2.2 – Parâmetros para projeto do PI de tensão do boost.

F_{CL} (Hz)	m_f (graus)	V_{DC} (V)	C_{DC} (mF)	k_p	τ_i	H_{v_CC}
50	60	1000	12	2	0,03	1/1000

A análise dos controladores de tensão e corrente é mostrada pelo diagrama de Bode na Figura 2.6 e Figura 2.7.

Figura 2.6 – Diagrama de Bode para o controlador de corrente CC.

Figura 2.7 – Diagrama de Bode para o controlador de tensão CC.

2.4 Conversor CC-CA

A estratégia de controle baseia-se em duas malhas, uma controla a corrente sobre a indutância do filtro LC e a outra o fluxo de potência. O cálculo da potência (Ghosh e Ledwich, 2002) utiliza a definição de potência instantânea de acordo com (2.7) e (2.8).

Para estabelecer o fluxo de potência através da rede de distribuição, primeiramente, calcula-se a potência ativa instantânea através do produto escalar conforme (2.7), como é indesejado transferir potência ativa oscilante, pois a mesma pode causar instabilidades à rede de distribuição, é necessário calcular seu valor médio de acordo com (2.8). Após obtê-la, o segundo passo é verificar quanto de potência reativa está fluindo pela rede de distribuição. Para isso, determina-se o produto vetorial conforme (2.9). Na sequência, é calculada sua norma (2.10), dessa forma, é possível contabilizar a potência reativa nas três fases. Finalmente, determina-se sua média (2.11) sendo o resultado, exatamente, a parcela de potência a ser injetada/absorvida na rede de distribuição.

$$p = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_d i_d + v_q i_q \quad (2.7)$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p dt \quad (2.8)$$

$$q = v_{abc} \times i_{abc} = \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_b & v_c \\ i_b & i_c \\ v_c & v_a \\ i_c & i_a \\ v_a & v_b \\ i_a & i_b \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\|q\| = \sqrt{q_a^2 + q_b^2 + q_c^2} = v_d i_q - v_q i_d \quad (2.10)$$

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T \|q\| dt \quad (2.11)$$

Ao definir o valor da potência ativa e reativa, controladores do tipo PI (proporcional-integral) regulam a potência e a corrente no valor de *set-point* pré-estabelecido. A Figura 2.8 mostra o diagrama de blocos completo do controle empregado no conversor CC-CA.

Os controladores foram projetados utilizando o mesmo método dos controladores do conversor CC-CC, através da margem de fase (mf) e freqüência angular de malha fechada ($\omega_{F_{cl}}$) de acordo com o diagrama da Figura 2.1 e Equações (2.3) e (2.4).

Figura 2.8 – Diagrama de blocos do controle do conversor CC-CA.

A equação para o ganho de malha aberta do controlador de corrente (G_{OL_i}) é dado por (2.12), no qual H_i é o ganho do sensor de corrente. Já o ganho de malha aberta do controlador de tensão é dado por (2.13), em que G_{PI_i} é o ganho do PI de corrente em malha fechada e H_v é o ganho do sensor de tensão.

$$G_{OL_i} = \frac{V_{CC}}{2} H_i \frac{1}{L_{conv}} \quad (2.12)$$

$$G_{OL_v} = G_{PI_i} \frac{1}{C_{conv}} \frac{H_v}{H_i} \quad (2.13)$$

Logo, como a frequência de corte de malha fechada do PI de corrente foi escolhida uma década abaixo da frequência de chaveamento, o PI de corrente tem uma boa capacidade de compensação na faixa da frequência de interesse.

A Tabela 2.3 mostra os parâmetros do PI de corrente e Tabela 2.4 mostra os parâmetros do PI de tensão utilizados.

Tabela 2.3 – Parâmetros para projeto do PI de corrente do conversor CC-CA.

F_{CL} (Hz)	mf (graus)	V_{DC} (V)	L_{conv} (mH)	k_p	τ_i	P (kVA)	H_i
1000	70	1000	2	10,283	$4,372 \cdot 10^{-5}$	100	1/250

Tabela 2.4 – Parâmetros para projeto do PI de tensão do conversor CC-CA.

F_{CL} (Hz)	mf (graus)	V_{DC} (V)	C_{conv} (μ F)	k_p	τ_i	P (kVA)	H_v
100	70	1000	15	0,0151	0,044	100	1/1000

A análise dos controladores de tensão e corrente é mostrada pelo diagrama de Bode na Figura 2.9 e Figura 2.10.

Figura 2.9 – Diagrama de Bode para o controlador de corrente CA.

Figura 2.10 – Diagrama de Bode para o controlador de tensão CA.

2.5 Ilhamento

Quando uma rede de distribuição de energia é isolada de uma parte do sistema e esta parte isolada é mantida em funcionamento com um ou mais geradores próprios, diz-se que este sistema que permaneceu energizado está ilhado.

Alguns dos motivos que ocasionam o ilhamento são: o desligamento de disjuntores para manutenção ou operação da rede e desligamento por falhas ou, ainda, acionamento dos dispositivos de proteção.

Uma vez que a concessionária é responsável pela segurança e qualidade do produto e dos serviços prestados, a operação em modo ilhamento é preocupante e pode ser problemática caso os geradores distribuídos não a identifiquem e se desconectem da rede. As principais consequências podem ser: a permanência da rede energizada enquanto se esperava o sistema desligado (risco de morte para equipe de manutenção), operação errônea de equipamentos de proteção ou danos na estrutura física da rede e qualidade da energia produzida com índices inferiores aos estabelecidos por normas, além de danos nos equipamentos dos consumidores.

A detecção rápida e precisa do ilhamento é um dos maiores desafios hoje em eletrônica de potência (Mahat et al., 2008), pois a utilização e aplicação efetiva de conversores estáticos em GD, bem como a aplicação das fontes alternativas, dependem da confiabilidade na detecção deste tipo de manobra. Uma breve explanação dos métodos existentes para identificação do ilhamento será descrito na Seção seguinte.

2.5.1 Métodos para identificação do ilhamento

Os métodos são divididos entre remotos e locais, além disso, podem ser selecionados de acordo com a capacidade de execução, confiabilidade e viabilidade de implantação (Figura 2.11). Os trabalhos Vieira Júnior (2006), Mahat (2008) e Massoud (2009) mostram de forma mais detalhada as principais técnicas utilizadas para cada método, juntamente com suas vantagens e desvantagens.

As técnicas remotas utilizam sistemas de comunicação entre a subestação e os geradores distribuídos. Desta forma, quando há falha na rede, a comunicação entre a subestação e a geração é cancelada e o gerador distribuído é desconectado

da rede. A grande vantagem deste método é a eficiência, porém o custo é muito elevado quando comparada a outras técnicas, e a automação em redes de distribuição, que estão em constante mudança, pode se tornar inviável.

As técnicas locais trabalham no ponto de acoplamento do gerador e são baseadas na medição de tensão, corrente ou de outros sinais disponíveis na rede, tais como frequência ou harmônicos. Elas estão subdivididas em técnicas passivas, ativas e mistas.

Os métodos passivos monitoram os sinais medidos e atuam sobre o nível da variação destes sinais perante a contingência. Estes métodos são fáceis de implementar, mas a eficiência torna-se prejudicada devido ao tempo de identificação do ilhamento e das zonas nas quais não se consegue identificar o ilhamento, principalmente, quando a energia produzida pelo gerador é equivalente à energia consumida pela carga (Ye et al., 2004).

Os métodos ativos operam com a injeção de pequenos distúrbios ou sinais na rede elétrica. Quando uma situação de ilhamento ocorre, percebe-se uma alteração no comportamento dos sinais monitorados possibilitando, dessa forma, identificá-lo. Estes métodos são eficientes na identificação, porém a inserção de distúrbios na tensão da rede provoca instabilidade no sistema de distribuição, comprometendo a qualidade da energia fornecida para a carga.

Enfim, a combinação entre técnicas de métodos ativos e passivos é chamada de mista.

Figura 2.11 – Classificação e técnicas de detecção de ilhamento.

2.5.2 Método utilizado para identificação do ilhamento

Diversos autores vêm utilizando como método de detecção a realimentação positiva de V_d , V_q e ω . Quando ocorre o ilhamento, o sistema de GD é submetido a uma instabilidade momentânea, provocando distúrbios nas variáveis de controle, o que fornece ao sistema de gerenciamento informações para detecção e desconexão da GD da rede de distribuição (Katiraei et al., 2005; Hernandez-Gonzalez e Iravani, 2006; Min et al., 2008). Porém, quando uma instabilidade, mesmo que momentânea, ocorre no sistema de distribuição, são observados distúrbios na frequência ou tensão nos terminais da carga local (Fang e Iravani, 2008; Hamzeh e Mokhtari, 2009) podendo prejudicar a carga e ocasionando o mau funcionamento dela. Isso pode ser mais drástico no caso de cargas especiais como hospitais, sistemas bancários, instalações militares, entre outros, venham a ser conectados nos terminais da GD. O uso de sistemas de detecção ativa de ilhamento torna comum o surgimento de instabilidade momentânea quando ocorre o isolamento da GD.

Para minimizar esses efeitos, é utilizada a instabilidade sobre uma planta fictícia que é emulada através de uma rede neural artificial (RNA). Quando ocorre uma contingência, a desestabilização é feita sobre esta planta fictícia, ao invés de ser feita sobre o sistema real. Ao ser identificada a contingência, o sistema de gerenciamento deve abrir o relé que faz a conexão entre GD e rede de distribuição. Além disso, o dispositivo de detecção (sistema anti-ilhamento) precisa alterar a variável a ser controlada potência/corrente para tensão (controle P/V) (Figura 2.12).

Figura 2.12 - Diagrama representando o sistema para identificação do ilhamento.

Nesse trabalho a proposta em relação à identificação do ilhamento consta em avaliar a resposta dos sinais após a RNA e verificar se é possível construir um sistema anti-ilhamento confiável.

Além das variáveis V_d , V_q e ω , a *THD* (*Total Harmonic Distortion*) da tensão da rede, conforme os resultados mostrados no Capítulo 3, também pode ser utilizada como um dos parâmetros para a identificação do ilhamento, pois possui oscilações significativas no instante do ilhamento (Massoud et al., 2009).

2.6 Considerações finais

Neste capítulo foi apresentada a metodologia utilizada para configuração do sistema proposto. Mostraram-se os modos de controle dos conversores CC-CC e CC-CA, além do controle para fluxo de potência do conversor e análise das ferramentas para detecção de ilhamento.

O projeto dos controladores utilizou a Transformada de Park abordando apenas componentes de seqüência positiva, desta forma, as cargas utilizadas para simulação do conversor são trifásicas e equilibradas.

O controle de potência mostrou que é possível controlar potência ativa ou reativa.

Enfim, o método para detecção de ilhamento utilizado ocupou conceitos de métodos passivos e ativos e através do auxílio da RNA, foi possível construir um sistema que retorne informações do *status* da rede.

3 Estudo de Casos

3.1 Descrição do Sistema

O sistema foco de estudos que foi utilizado nesta dissertação é composto por cinco alimentadores. Sendo que cada um destes alimentadores se conecta a subestação através de transformadores 13,8/69 kV, além disso, existe uma linha de transmissão de 5 km entre a usina geradora e a própria subestação (uma descrição completa da rede de distribuição é encontrada na norma IEEE-1547 (2003). A conexão do sistema de GD a rede de distribuição é feita através de um transformador isolador de 0,38/13,8 kV por dispositivos de proteção e por uma chave eletrônica comandada pelo algoritmo anti-ilhamento.

O sistema de GD é formado por um conversor trifásico 6-pulsos, composto por IGBT's operando com frequência de chaveamento de 10 kHz. Devido à frequência de chaveamento utilizada, é importante que a potência do protótipo fique em torno de 100 kVA, uma vez que altas frequências requerem redução de potência. Para analisar a performance do sistema de GD, o mesmo será submetido a três tipos de manobras de cargas: linear composto por uma estrutura RLC paralela, não linear (retificador trifásico não controlado suprimindo uma carga resistiva em seu elo CC) e a partida direta de um motor de indução de 30 HP.

3.2 Controle

O controle do conversor CC-CA opera de forma híbrida, ou seja, enquanto o conversor está acoplado à rede de distribuição o mesmo trabalha no modo potência, desta forma atendendo a demanda da carga e injetando energia na rede (energia produzida pela GD é superior à demanda da carga) ou absorvendo energia da rede (energia produzida pela GD é inferior à demanda da carga). Quando ocorre o

ilhamento, o conversor altera o modo de operação de potência para tensão, garantindo assim, níveis estáveis de tensão (valor *RMS* dentro dos padrões estabelecidos por normas nacionais e internacionais) e frequência frente à carga local.

Nas simulações, a troca de controle no ilhamento ocorre em 1,5 s e a reconexão da GD em 4 s. Para cada um desses eventos, é adicionado um atraso de 20 ms no chaveamento de controle, a fim de representar o tempo entre identificação de evento e troca de controle no sistema.

Na literatura, a instabilidade presente em V_d , V_q e ω é incorporada ao controle potência/corrente, que desestabiliza a planta momentaneamente com o intuito de identificar o ilhamento.

A instabilidade pode prejudicar eventuais cargas locais nos terminais da GD. Para solucionar tal problema, foi projetada uma RNA contendo as características dinâmicas da GD e rede de distribuição. Quando o sistema é submetido a um ilhamento, V_d , V_q e ω são alterados e utilizados como entrada da RNA. Dessa forma, a instabilidade é processada, agora, por uma planta fictícia evitando, portanto, danos às cargas locais.

Durante o monitoramento do ilhamento são utilizadas as variáveis de controle V_d , V_q , e ω (tensões da rede no modo d-q e frequência angular). Cada variável é processada por uma RNA, que foi modelada de acordo com a dinâmica do sistema (Apêndice A). Quando a GD é submetida a algum tipo de instabilidade decorrente de manobras de carga ou contingência, percebe-se em seus terminais que a resposta dinâmica de V_d , V_q e ω é alternada, isso fornece subsídios para uma possível detecção do ilhamento ou identificação de manobras de carga.

3.3 Análise de Simulações

As simulações foram realizadas observando-se o desempenho do conversor quando o mesmo estiver alimentando cargas lineares, cargas não lineares ou máquinas. Além da conexão de cargas, verificou-se o funcionamento da GD perante a presença de harmônicos, curto-circuito ou variação de frequência na rede de distribuição.

Os resultados seguem uma sequência de eventos e podem ser estudados da seguinte forma:

- O sistema é inicializado e conectado a rede;
- Em 0,7 segundos ocorre a conexão da carga, permanecendo ligada aos terminais da GD até o fim da simulação;
- Em 1,5 segundos ocorre a falta e o sistema entra em modo de ilhamento até 4 segundos;
- Em 4,0 segundos a GD é reconectada à rede.

A título de comparação e avaliação do sistema e seus controladores durante a identificação do ilhamento, foram adicionadas simulações nas quais não ocorre troca de controle (potência/corrente para o modo tensão após o ilhamento ocorrer).

Por fim, foi utilizada uma simulação com identificação do ilhamento através de *threshold* e atuação no controle. Nessa simulação, a GD é conectada à rede e atende uma carga RLC com fluxo nulo de potência através da mesma.

Os testes realizados são os seguintes:

- Carga linear sem fluxo de potência com a rede, uma com o chaveamento do controle de potência para tensão e outra sem essa mudança;
- Carga linear com fluxo de potência com a rede;
- Carga não linear, uma com o chaveamento do controle de potência para tensão e outra sem essa alteração;
- Carga motor, uma com o chaveamento do controle de potência para tensão e outra sem essa mudança;
- Rede contendo harmônicos de 3ª e 5ª ordem;
- Falta trifásica na rede de distribuição;
- Identificação de ilhamento e troca de controle por *threshold*.

3.3.1 Carga linear sem fluxo de potência com a rede

Nesta situação, a carga é ajustada para consumir 100% da energia produzida pela GD, pois o fluxo de potência nulo produz mínimas alterações nas variáveis de identificação tornando o ilhamento difícil de ser observado.

Os resultados das análises para o controle proposto, neste trabalho, compara duas situações distintos, uma com o chaveamento do controle de potência para tensão e outra sem essa mudança.

Figura 3.1 – Potências geradas e da rede de distribuição.

Na Figura 3.1 são mostradas as potências produzidas pelo sistema de GD (potências geradas) e as potências enviadas à rede de distribuição. A carga é conectada no instante de 0,7 s, nesse momento as potências que fluem pela rede zeram e toda a potência ativa e reativa gerada são consumidas pela carga. O transitório acentuado que ocorre em 1,5 s, visto na Figura 3.1 (a), é decorrente do chaveamento do controle do modo potência para tensão. Tal transitório é imperceptível (Figura 3.1 (b)) uma vez que não há permuta do controle para o modo tensão.

Durante a conexão da carga, os efeitos são imperceptíveis na forma de onda da tensão da rede (Figura 3.2), todavia, no instante da contingência em 1,5 s ocorre um afundamento de tensão (Figura 3.2 (a)) ocasionado pela mudança de controle da GD. A título de confirmar tal afirmação, a Figura 3.2 (b) mostra o mesmo instante para o caso que não existe modificação de controle, isso faz com que a tensão da rede permaneça, praticamente, inalterada.

Finalmente, a reconexão da GD na rede é restabelecida em 4 s (Figura 3.2 (a)) produzindo nenhum efeito sobre a tensão da rede, o que é esperado, devido ao uso do algoritmo de sincronismo (PLL).

Figura 3.2 – Tensão da rede e detalhes dos eventos.

O controle em tensão durante a operação ilhada é fundamental para manter a tensão estável para o consumidor e também, conservar a frequência no valor nominal.

O PRODIST estabelece que a frequência deva operar, em regime permanente, entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, e não pode exceder, em condições extremas, 66 Hz para limite superior e 56,5 Hz para limite inferior.

No gráfico da frequência, visto na Figura 3.3 (a), o transitório no período compreendido entre 1,5 e 2,0 s está relacionado à oscilação da tensão terminal do conversor e é causado pela troca de controle. Quando esta situação é comparada com a da Figura 3.3 (b), na qual não há o transitório em 1,5 s, o algoritmo do sincronismo perde sua referência de frequência e alcança os limites estabelecidos por ele. Até 4 s (Figura 3.3 (a)), o algoritmo de sincronismo (PLL) faz o sistema operar na frequência nominal do sistema de 60 Hz, após este instante a GD é reconectada e a frequência volta a ser determinada pela rede de distribuição.

Figura 3.3 – Frequência da geração.

Para os padrões de qualidade de energia exigidos, além da tensão e frequência estarem na faixa dos limites estabelecidos por normas nacionais e internacionais, também se faz necessário que a *THD* da tensão seja menor do que 10% para sistemas com tensão nominal até 1 kV. A operação de carga linear faz com que não haja distorções harmônicas decorrentes de seu funcionamento durante o período conectado ou quando a GD está sob contingência. Entretanto, o ilhamento provoca transitórios que são percebidos pela *THD*, durante a contingência (1,5 s) e reconexão (4 s). Entretanto esse efeito é intensificado pelo chaveamento de controle, como visto na Figura 3.4 (a). Essa intensificação dos transitórios causados pela mudança de controle pode ser comparada na Figura 3.4 (b). No instante que ocorre o ilhamento, a *THD* modifica seu valor médio mantendo-o até que o ilhamento seja eliminado.

Figura 3.4 – THD da tensão da rede.

Como sugestão para a identificação de ilhamento neste trabalho, é proposta a observação das variáveis V_d , V_q e ω sobre uma planta fictícia (RNA). Esta planta é modelada de forma que planta real e fictícia tenha a mesma resposta dinâmica (Seção 2.5). Comparando-se as simulações com troca de controle e sem troca de controle, observa-se na Figura 3.5 (a) a intensificação dos efeitos do ilhamento sobre V_d , V_q e ω quando esta é comparada a Figura 3.5 (b) cujo chaveamento de controle não foi utilizado.

Dessa forma, é possível estabelecer níveis de *threshold*, sobre os sinais de V_d e V_q , de forma a caracterizar o instante na qual ocorre o ilhamento, inclusive sem troca de controle.

Figura 3.5 – Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.2 Carga linear com fluxo de potência com a rede

Nesse caso, a análise é feita para uma carga RLC com chaveamento de controle e na presença de fluxo de potência entre GD e rede. A carga foi ajustada para que ela consumisse 125% da potência ativa fornecida pela GD e mais 25% de potência ativa da rede (Figura 3.6), além de 100% da potência reativa gerada pela GD. Após o ilhamento, como pode ser visto em 1,5 s, o conversor troca o modo de controle para tensão e passa a compensar toda a potência ativa e reativa necessária para suprir a carga.

Da mesma forma que o ensaio anterior, também é visto o transitório ocasionado pela troca de controle do sistema após a contingência (1,5 s) e reconexão (4 s).

Figura 3.6 - Potências geradas e da rede de distribuição.

As formas de onda da tensão da rede são vista na Figura 3.7, juntamente com os detalhes dos intervalos de tempos que caracterizam a ocorrência de cada evento. A presença de transitórios, na tensão, aparece em 1,5 s e estão relacionados a troca de controle (idêntico ao ensaio anterior).

Figura 3.7 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.

Em relação à frequência do sistema de distribuição (Figura 3.8) os transitórios são claramente identificados nos instantes 1,5 s e 4 s e são ocasionados pela troca de controle. Esses mesmos eventos são evidenciados, inclusive, na *THD* da tensão (Figura 3.9) e apresentam similaridades com os dos resultados do ensaio anterior. Portanto, a GD consegue controlar e suprir a demanda da carga e identificar contingência quando houver fluxo de potência com a rede.

Figura 3.8 - Freqüência da geração.

Figura 3.9 – THD da Tensão da rede e variação.

As variáveis propostas para identificação do ilhamento são vistas na Figura 3.10, sendo possível observar que elas mostraram oscilações durante os eventos de ilhamento e reconexão da rede, da mesma forma que o ensaio sem fluxo de potência.

Apesar do ganho adicional na amplitude dos sinais, devido à troca de controle, é possível caracterizar o momento da contingência em 1,5 s. Além disso, o sinal de ω mostrou alteração na amplitude (em 1,5 s) quando o sistema estiver trocando potência com a rede.

Figura 3.10 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.3 Carga não linear

Este ensaio foi realizado utilizando-se uma carga não linear, tipo retificador não controlado trifásico com carga linear no seu elo CC. As potências foram ajustadas para que o fluxo entre GD e rede fosse próximo de zero (Figura 3.11).

No instante de 0,7 s é conectada a carga e o conversor assume a geração de toda a demanda solicitada pela carga. No período em que a GD se encontra conectada, a corrente sem distorções harmônicas é fornecida pela geração e as distorções da carga provêm da rede (Figura 3.12). Em 1,5 s ocorre o ilhamento e o conversor altera o modo de controle para tensão de forma a suprir a carga até que o sistema seja reconectado à rede em 4 s.

Figura 3.11 - Potências geradas e da rede de distribuição.

Figura 3.12 – Correntes da rede e da geração.

Na Figura 3.13 é apresentada a tensão da rede durante os eventos ocorridos no ensaio. A tensão permaneceu estável no período entre 0,7 s e 1,5 s, porém, observou-se poucas distorções harmônicas nesse intervalo, cerca de 1%, relacionadas à carga não linear. Quando ocorre o ilhamento, há uma variação de tensão de curta duração (aproximadamente 250 ms) devido à troca do modo de controle. Esse afundamento da tensão (cerca de 70% do valor nominal) pode ser comparado a uma manobra de carga, pois após a contingência o sistema passa a ser controlado em tensão e necessita atender toda a demanda da carga que está conectada.

A frequência, após ocorrer o ilhamento (entre 1,5 e 4 s), é determinada pelo algoritmo de sincronismo (PLL) que faz o sistema operar no valor nominal de 60 Hz. Durante o período no qual o sistema está ilhado, além dos transitórios causados pela troca de controle em 1,5 s e 4 s, observa-se a presença de um ruído no sinal da frequência (Figura 3.14 (a)). Isso ocorre porque as distorções da carga não linear são supridas pela GD, que devido ao aumento da impedância de curto-circuito, afetam a tensão, como pode ser visto na Figura 3.15 (a) na qual a THD da tensão, quando o sistema está desconectado, se eleva para 5%.

Figura 3.13 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.

Figura 3.14 - Frequência da geração.

Da mesma forma que os resultados dos itens anteriores, para o ensaio de carga não linear, a THD apresenta transitórios de ilhamento e reconexão (Figura 3.15 (a)) ocasionados pela troca de controle. Entretanto, ao comparar com a Figura 3.15 (b), nota-se que além da troca de controle, o ilhamento provoca alterações distintas na THD no instante de ocorrência da contingência.

As variáveis utilizadas para análise da identificação de ilhamento são vistas na Figura 3.16 (a) e comparadas com a Figura 3.16 (b) na qual não há chaveamento de controle. Idêntico aos ensaios anteriores, é possível distinguir o ilhamento, em 1,5 s, através do uso de *threshold* sobre os sinais de V_d e V_q . Além disso, ω mostrou

transitório na troca de controle para o caso de carga não linear (Figura 3.16 (a)). Finalmente, o fato de ocorrer os desvios em V_d e V_q após a contingência, vistos na Figura 3.16 (b), é relacionado à perda de referência da frequência angular pelo algoritmo de sincronismo.

Figura 3.15 - THD da tensão da rede.

Figura 3.16 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.4 Motor de indução operando como carga dinâmica

Na Tabela 3.1 são vistos os parâmetros do motor utilizado. Nesse teste, ajustou-se o motor para consumir completamente a potência ativa e reativa produzida pela GD (como pode ser visto na Figura 3.17) sendo assim, não há injeção de potência na rede durante o período na qual a GD está conectada. Nos instantes 1,5 s e 4 s ocorrem os transitórios produzidos pela troca de controle.

Tabela 3.1 – Parâmetros do motor de indução trifásico com frequência de operação 60 Hz.

Motor de Indução	
Nº de fases	3
Nº de pólos	4
Tensão de fase (RMS)	220 [V]
Corrente de fase (RMS)	33 [A]
Base de frequência angular	377 [rad/s]
Potência	30 [hp]
Modo de controle	Torque
Torque	0,60 [p.u.]
Velocidade de entrada	0,97 [p.u.]
Resistência da gaiola	0.298 [p.u.]
Resistência do estator	0.066 [p.u.]
Reatância de dispersão do estator	0.046 [p.u.]
Reatância de magnetização	3.86 [p.u.]
Reatância mútua do rotor	0.122 [p.u.]
Reatância da gaiola	0.105 [p.u.]

Figura 3.17 - Potências geradas e da rede de distribuição.

O motor de indução é conectado diretamente nos terminais da GD em 0,7 s. Devido à capacidade de curto circuito da rede de distribuição, o impacto sobre a tensão da rede é imperceptível (Figura 3.18). Quando o ilhamento ocorre em 1,5 s, é possível observar um afundamento de 30% na tensão da rede de distribuição.

Semelhante aos ensaios já realizados, os transitórios vistos em 1,5 s e 4 s (Figura 3.19 (a)) referem-se ao chaveamento de controle. No entanto, mesmo quando não há troca de controle (Figura 3.19 (b)) verificou-se que o ilhamento causa oscilações na *THD*, sendo possível diferenciá-la do regime permanente.

Figura 3.18 - Tensão da rede e detalhes dos eventos.

Figura 3.19 - THD da tensão da rede.

Na Figura 3.20 são comparados os casos para as variáveis V_d , V_q e ω , com e sem modificação de controle. Também se verifica que no instante da contingência as oscilações nos sinais V_d e V_q são mais significativas do que foi visto na Figura 3.20 (b) sendo seu efeito acentuado pela mudança do modo de controle (Figura 3.20 (a)). Já em relação a ω , não se observou, alteração significativa para nenhum dos casos.

Portanto, para a carga motor também é possível distinguir a contingência aplicando-se *threshold* sobre os sinais de V_d e V_q .

Figura 3.20 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.5 Rede contendo harmônicos de 3ª e 5ª ordem

Outro ponto importante é a presença de conteúdo harmônico na tensão da rede de distribuição. Tal situação pode modificar a sensibilidade do controle dificultando a detecção. Para este teste, é usada uma carga RLC paralelo ajustada para que não haja fluxo de potência na rede (semelhante ao item 3.3.1) e a rede de distribuição foi configurada com 10% de harmônicos de 3ª ordem e 5% de 5ª ordem.

Este ensaio não mostrou diferenças relevantes em relação aos anteriores. A GD foi capaz de suprir toda potência para a carga e a tensão na rede manteve-se estável em regime permanente, como pode ser visto na Figura 3.21.

A *THD* (Figura 3.22) mostra os harmônicos existentes na rede nos momentos em que a GD está conectada, além das oscilações presentes pelo efeito do ilhamento somadas com a mudança de controle.

Figura 3.21 – Tensão da rede e detalhes dos eventos.

Figura 3.22 – THD da tensão da rede.

Na análise de V_d , V_q e ω (Figura 3.23) percebe-se que existem oscilações nos sinais durante a mudança de controle, mesmo na presença de harmônicos na rede. Comparando-se aos resultados anteriores, é possível mencionar que se não fosse utilizada a mudança de controle, provavelmente, V_d e V_q ainda teriam níveis de *threshold*, porém com amplitude reduzida.

Figura 3.23 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.6 Falta trifásica na rede de distribuição

A falta trifásica foi situada no PAC (Figura 3.24) no instante de 1,5 s sendo utilizada uma impedância de 1 mΩ para a falta. A carga RLC é conectada ao inversor no instante de 0,7 s. Na decorrência do ensaio, a GD permanece com modo de controle em potência.

Figura 3.24 – Diagrama representando o local da falta trifásica.

Na Figura 3.25 é vista a *THD* e na Figura 3.26 as variáveis de controle, ambas mostrando a resposta do sistema para o caso sob falta trifásica na rede.

A *THD* sofreu influência pela falta, destacando-a através de uma perturbação em seu sinal em 1,5 s. A resposta das variáveis de controle permanecem dentro do esperado, sendo que a falta no sistema influenciou os sinais de V_d e V_q .

Figura 3.25 – THD da tensão da rede.

Figura 3.26 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle.

3.3.7 Identificação de ilhamento e troca de controle por *threshold*

Até o prezado momento, as simulações haviam sido programadas para alterar o controle no instante do ilhamento e reconexão com a rede, com um atraso de 20 ms no chaveamento dos controles. Nesse último ensaio, optou-se por inserir um sistema de *threshold* sobre o sinal V_d (poderia ser V_q) para comandar a troca de controle automaticamente e validar a análise final do sistema.

A Figura 3.27 representa o diagrama de blocos simplificado do sistema anti-ilhamento. O sinal observado é usado como entrada na RNA e após ser processado é comparado com o *threshold* determinado para ilhamento. Quando a contingência

ocorre, a saída do comparador tem nível lógico alto e o acionamento do relé de desconexão deve atuar, da mesma forma o modo de controle é alterado para tensão.

Figura 3.27 – Diagrama de blocos representando o sistema de threshold.

O ensaio realizado foi o mesmo do item 3.3.1, sendo a GD conectada a rede e atende uma carga RLC. O ilhamento ocorre em 1,5 s e a simulação prossegue até 4 s, enquanto o sistema permanece ilhado. O *threshold* foi escolhido baseado nas respostas de V_d obtidas anteriormente.

A Figura 3.28 mostra as respostas das variáveis V_d , V_q e ω após serem processadas pela RNA. Na mesma figura, o sinal de controle representa o instante que o *threshold* acionou o relé para desconexão da GD, o qual atuou em 1,514 s.

Figura 3.28 - Resposta ao ilhamento pelas variáveis de controle e sinal de modo de controle.

A tensão da GD comportou-se semelhante aos resultados anteriores. Após o ilhamento, apresentou transitório referente a troca de controle e retornou ao valor nominal em regime.

A frequência também apresentou dinâmica idêntica aos demais ensaios. Comparada com o ensaio do item 3.3.1, oscilando cerca de 1 Hz a mais durante o transitório da troca de controle.

Enfim, este resultado validou as demais simulações, confirmando as oscilações ocasionadas pelo chaveamento de controle, como também a possibilidade de aplicar-se threshold aos sinais de controle, como forma de identificação de ilhamento.

Figura 3.29 - Tensão da rede e detalhe dos eventos.

Figura 3.30 - Frequência da geração.

3.4 Considerações finais

Neste capítulo foram mostradas as simulações e testes do desempenho do sistema considerando-se algumas das possíveis situações em que o conversor venha a operar.

Quando se relaciona a qualidade de energia, espera-se ter tensões no valor nominal e com baixas distorções harmônicas, além da frequência estável e no valor nominal. Nos casos abordados, foi possível notar que o sistema operou dentro dos padrões de qualidade de fornecimento de energia elétrica, estabelecidos por normas nacionais e internacionais.

Foram utilizadas as variáveis de controle (v_d , v_q e ω) como meio de identificar eventos na rede e posteriormente, oferecer subsídios (*threshold*) que sirvam de ferramentas para o inversor atuar na proteção (desconexão da GD) e operar em modo de ilhamento. Além disso, a THD mostrou que, durante o ilhamento, apresenta variação significativa, desta forma, pode-se desenvolver estudos que utilizem a THD como meio de identificação de eventos na rede.

A maior parte dos ensaios realizados sofreu transitórios devido à conexão ou desconexão da GD na rede. Como os resultados mostram, o chaveamento de controle causa alguns destes transitórios e também os intensifica. Portanto, em relação à identificação de ilhamento, utilizando-se de ferramentas como V_d , V_q e ω , é possível atribuir que o modo de controle da GD influencia na identificação da

contingência e possivelmente terá efeitos diferentes para outros modos de controle (como, por exemplo, controle somente em tensão).

Enfim, o uso de apenas uma variável para identificação deilhamento talvez não seja interessante. É possível que seja feito um estudo no qual se utilize um sistema com múltiplas variáveis, tais como V_d , V_q , ω e THD , para se ter mais confiabilidade na caracterização de eventos.

4 Protótipo e Resultados Experimentais

4.1 Descrição do protótipo

Em laboratório foi montado um sistema de GD (Figura 4.1) para avaliar os algoritmos apresentados no decorrer desse trabalho.

No gerenciamento do sistema de GD é utilizado um DSP da Analog Devices (ADSP 21992) que executará os algoritmos de controle e placas de sensores e condicionamento de sinais (desenvolvidas na USP - São Carlos) para leitura das variáveis mensuradas. O DSP faz as leituras dos sinais de entrada e executa as rotinas de controle, acionamento do PWM e do relé de estado sólido através de uma porta digital. Para interface entre o módulo PWM do DSP e os *drives* que comandam os IGBT's do conversor, é utilizada uma placa de interface composta por *buffers* que equalizam os níveis de tensão (3.3 V) na saída do modulador para 15 V (tensão de acionamento dos IGBT's).

O módulo de potência é um conversor trifásico da Semikron (Modelo SKS 21F B6U+E1CIF+B6CI 12V12). Conectado nos terminais do inversor foi acoplado um filtro LC com frequência de corte inferior a 1 kHz. O filtro LC trifásico é formado por indutores de ferrite (2mH) e capacitores CA de 20 μ F em ligação estrela, construído dentro de uma estrutura metálica isolada para redução de interferências eletromagnéticas (desenvolvido na USP - São Carlos)

A conexão com a rede é feita através de um relé de estado sólido (Soliton – Modelo: RVD3/6V75T/L/A02) monitorado pela unidade lógica. Como interface com a rede, está um variador de tensão (para equivalência de potenciais) e um transformador de isolamento.

Finalmente, os dados dos ensaios foram coletados com um osciloscópio de 4 canais da Yokogawa modelo DL1740EL, *probes* de corrente modelo 701933 e *probes* diferenciais modelo 700924, ambas da Yokogawa.

Figura 4.1 – Bancada de ensaios.

4.2 Resultados experimentais

Foram realizados alguns ensaios experimentais com o objetivo de validar o funcionamento da GD mostrado nas simulações. Os resultados práticos servirão para testar a conexão da GD controlada em modo potência, quando conectada na rede de distribuição, e avaliar a capacidade de detecção de ilhamento quando são utilizados V_d e V_q como variáveis de detecção.

A Figura 4.2 mostra o diagrama que representa o sistema equivalente montado em laboratório, no qual podem-se notar os pontos de medições de corrente e tensão. Para controle de tensão e corrente, foram sensoriadas as fases A e B do sistema e, a partir destas, é calculada a fase C. O sincronismo com a rede é realizado através da fase A (v_{rede}) medida após o relé de conexão. As limitações das variáveis amostradas na planta estão relacionadas ao número de entradas A/D do DSP que são 8 para o 21992.

Utilizaram-se controladores PI's, com o mesmo método de projeto descrito no Capítulo 2, para controle do conversor CC-CA. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros para o controlador de corrente e a Tabela 4.2 o controlador de tensão,

na qual L é a indutância e C a capacitância do filtro LC, H_i o ganho do sensor de corrente e H_v o ganho do sensor de tensão.

Tabela 4.1 – Parâmetros para projeto do PI de corrente.

F_{CL} (Hz)	mf (graus)	V_{DC} (V)	L (mH)	k_p	T_i	H_i
400	60	300	2	0,2011	$6,891 \cdot 10^{-4}$	1/12

Tabela 4.2 – Parâmetros para projeto do PI de tensão.

F_{CL} (Hz)	mf (graus)	V_{DC} (V)	C (μF)	k_p	T_i	H_v
40	70	300	20	0,4922	0,0109	1/250

Figura 4.2 – Diagrama do sistema de GD montado.

Para a análise experimental foi testada a capacidade da GD em gerar tensões e correntes em fase, além de fixar potência ativa e reativa. Os resultados também servirão para mostrar a resposta de V_d e V_q quando o sistema entrar em

ilhamento ou quando for conectada uma carga nos terminais da GD. Desta forma, realizaram-se quatro testes:

- GD em regime permanente e com potência ativa;
- GD com potência ativa zero e ilhamento;
- GD com potência ativa zero e carga linear;
- GD com potência ativa e carga linear.

Enfim, para avaliação do ilhamento as variáveis de controle V_d e V_q foram aquisitadas e pós-processadas por uma RNA, como forma de análise para identificação de contingências.

4.2.1 GD em regime permanente e com potência ativa

Nesse ensaio deseja-se analisar a capacidade da GD em gerar tensões senoidais e injetar potência ativa na rede. A Figura 4.3 mostra as tensões e correntes da rede, sendo que a fase C foi calculada por (2.14) e (2.15).

$$v_c = -(v_a + v_b) \quad (2.14)$$

$$i_c = -(i_a + i_b) \quad (2.15)$$

É possível notar na Figura 4.3 que as correntes estão pouco defasadas em relação às tensões para cada fase correspondente. Isso ocorre porque o ponto de medição dos dados está situado no PAC e deve-se levar em consideração o banco de capacitores do filtro LC, além da associação da impedância entre o variador de tensão e transformador de isolamento. Sendo assim, a GD consegue garantir tensões e correntes em fase na saída do conversor, já o ponto de conexão, a defasagem será dependente da impedância equivalente conforme mencionado anteriormente.

De acordo com a tensão usada do barramento CC (270 V) a capacidade máxima de tensão gerada do conversor é de aproximadamente 135 V, pois, o ganho do conversor CA é $\frac{V_{cc}}{2}$. Porém, a alta indutância dos componentes da rede (variador de tensão e transformador de isolamento) limitou a geração em 50% da tensão ideal.

Figura 4.3 – Tensões e correntes geradas em regime permanente.

Na Figura 4.4 são mostradas as potências ativa e reativa calculadas a partir das tensões e correntes medidas. Observa-se que o conversor consegue potência ativa em torno de 180 W e a potência reativa vista, está relacionada aos reativos causados pelos componentes da rede.

Figura 4.4 – Potência ativa e reativa.

4.2.2 GD com potência ativa e reativa zero e ilhamento

Para análise na identificação de ilhamento, foi testado o caso no qual as potências produzidas pela GD são zero e o desligamento da rede ocorre num dado instante.

A Figura 4.5 mostra a tensão e corrente na fase A da rede. Observa-se antes do ilhamento, existe uma pequena corrente defasada da tensão, causada pelo filtro LC e rede. Além disso, a queda de tensão da rede após o ilhamento está relacionada ao funcionamento da GD em modo de potência, pois após a contingência o controle perde a referência de tensão da rede e não consegue mantê-la.

As variáveis V_d e V_q foram observadas como proposta na análise de identificação de ilhamento. Na Figura 4.6 são vistas V_d e V_q , pós processadas pela RNA além de ser identificado o exato instante em que ocorre a desconexão da rede. Pode-se observar que os resultados práticos estão próximos das análises realizadas anteriormente nas simulações e a identificação do ilhamento é possível através do uso de *threshold* nos sinais de V_d e V_q .

Figura 4.5 – Tensão na fase A e corrente na fase A da rede.

Figura 4.6 – Variáveis de controle V_d e V_q .

4.2.3 GD com potência ativa e reativa zero e carga linear

Nesse ensaio a análise é feita com o intuito de verificar se V_d e V_q atuam quando uma carga é conectada ao sistema e a GD está operando a vazio, ou seja, sem produzir potência. A carga ($P_{3\phi} = 180$ W) é conectada num dado instante e verifica-se a tensão na fase A da rede e corrente da carga para a mesma fase. Desse modo, deseja-se mostrar o instante em que a carga é acionada (Figura 4.7).

A Figura 4.8 mostra V_d e V_q no instante em que a carga é conectada. Os sinais vistos são as respostas pós processadas, geradas pela RNA. Comparando-se as simulações com este resultado, mostra-se que na conexão da carga o sistema não sofreu alterações que influenciassem V_d e V_q , o que era esperado.

Figura 4.7 – Tensão na fase A da rede e corrente da fase A da carga.

Figura 4.8 – Variáveis de controle V_d e V_q .

4.2.4 GD com potência ativa e carga linear

Para esse caso será mostrada a conexão da carga nos terminais da GD quando a mesma estiver produzindo potência ativa. Deseja-se verificar se a GD sofre distúrbios na conexão da carga e se isso influencia na detecção de ilhamento.

No ensaio foi conectada a carga resistiva ao PAC ($P_{3\phi} = 126 \text{ W}$) e observadas a tensão da rede e correntes da carga e da rede para a fase A (Figura 4.9), a fim de mostrar o momento em que é acionada a carga. Além disso, devido ao

limite na aquisição de sinais, optou-se por observar apenas V_d e verificar o impacto na identificação de eventos na rede.

A Figura 4.10 mostra V_d durante a conexão da carga, conforme esperado, a mesma não sofreu transitórios, desta forma, mesmo para o caso na qual a GD está gerando potência, o acionamento de carga não atuou como falso ilhamento nas variáveis de identificação de contingência.

Figura 4.9 – Tensão e corrente na fase A da rede e corrente na fase A da carga.

Figura 4.10 – Variável de controle V_d .

4.3 Considerações finais

Neste capítulo foram abordados os métodos e materiais utilizados para o desenvolvimento prático do trabalho.

Testaram-se a eficiência do controle em potência para algumas situações de conexão com a rede e a capacidade de analisar e identificar o ilhamento. Assim, verificou-se que a GD se comportou conforme os resultados simulados, pois foi possível controlar potência na rede e identificar o ilhamento através de V_d e V_q .

Finalmente, a conexão com a rede não possibilita analisar os impactos causados na GD devido às limitações impostas pelos níveis de potência utilizados em laboratório.

5 Conclusões Gerais e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões gerais

Neste trabalho foram apresentadas metodologias para conexão da GD na rede de distribuição utilizando-se conversores CC-CA. Foi testado um controle de potência/tensão para a GD e mostrou-se que o controle de potência é capaz de injetar potência ativa ou reativa na rede. Além disso, foi possível criar um sistema com o uso de RNA para detecção de ilhamento.

Para boa qualidade de energia espera-se ter baixas distorções harmônicas, frequência estável e tensão nominal. Observou-se nas possíveis situações consideradas para a operação da GD na rede, que os índices de qualidade de energia produzida ficaram dentro dos padrões exigidos por normas nacionais e internacionais. Ainda, o uso das variáveis de controle, serviram de ferramenta de proteção como detecção de contingências na rede e desconexão da GD.

As diversas simulações testadas serviram de análise do desempenho dos controles propostos e verificação dos impactos que o sistema de GD causa na rede. Como os resultados mostraram, o sistema atende a demanda de diferentes cargas e fornece índices aceitáveis de qualidade de energia elétrica – para tensão, frequência e distorções harmônicas.

Na proteção do sistema, quando há presença de surtos ou ilhamentos, foram mostrados nos resultados que V_d , V_q e ω associados à thresholds, bem como a THD, forneceram informações que podem ser úteis no desenvolvimento de um sistema anti-ilhamento confiável, capaz de identificar a contingência e isolar adequadamente a GD da rede. Além disso, o chaveamento de controle mostrou que intensifica os sinais de V_d , V_q e ω , quando há presença de distúrbios na GD, porém não inibe o uso de threshold como forma de identificação de contingência.

Enfim, foi construído um protótipo em laboratório que possibilitou algumas análises dos controladores, porém os níveis de potências utilizados não permitiram

que fossem observados os impactos da GD na rede. A análise prática serviu para testar o controle em potência, verificar a capacidade da GD injetar corrente na rede e identificar o ilhamento. Foi possível validar algumas situações simuladas e comprovar que o sistema é capaz de identificar uma contingência e desconectar-se da rede.

5.2 Trabalhos futuros

- Elaborar o controle de tensão com compensação de cargas desequilibradas para operação em modo de ilhamento;
- Estudar a identificação de ilhamento através de v_d , v_q e ω para outros tipos de controle, por exemplo, controle em tensão na rede;
- Analisar mais casos com o sistema conectado na rede, tais como chaveamentos de capacitores, variações de frequência etc, e verificar a identificação do ilhamento;
- Elaborar um método para definição do *threshold*.

Referências

- ANEEL (2008). *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Ed. Brasília-Aneel: 236.
- ANEEL (2009a). *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica: 72.
- ANEEL (2009b). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Agência Nacional de Energia Elétrica: 62.
- BLAABJERG, F., TEODORESCU, R., LISERRE, M., et al. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 1398-1409.
- BRENNAN, M., LAZAROIU, G. C., SUPERTI-FURGA, G., et al. (2008). Bidirectional Front End Converter for DG With Disturbance Insensitivity and Islanding-Detection Capability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, pp. 907-914.
- BURNS, S. (2001). *Advanced Control Engineering*, Butterworth-Heinemann, Jordan Hill, Oxford.
- CIOBOTARU, M., AGELIDIS, V. G., TEODORESCU, R., et al. Accurate and Less-Disturbing Active Antiislanding Method Based on PLL for Grid-Connected Converters. *IEEE Transactions on Power Electronics* vol. 25, pp. 1576-1584.
- DECRETO Nº 2003 (1996). *Regulamenta a produção de energia elétrica por produtores independentes e por autoprodutor, e dá outras providências*.

- EL-KHATTAM, W. e SALAMA, M. M. A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 119-128.
- FANG, G. e IRAVANI, M. R. (2008). A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid-Connected and Autonomous Modes of Operation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, pp. 850-859.
- GHOSH, A. e LEDWICH, G. (2002). *Power Quality Enhancement Using Custom Power Devices*, Kluwer Academic Publishers.
- GONÇALVES, A. F. Q., POZZEBON, G. G., PEÑA, G. G., et al. (2010). *Análise de Conversores CC-CA Conectados em Redes de Distribuição e Utilizados em Sistemas de Geração Distribuída*. IX Induscon. São Paulo-SP.
- HAMZEH, M. e MOKHTARI, H. (2009). Power quality comparison of active islanding detection methods in a single phase PV grid connected inverter. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009*, pp. 1852-1857.
- HAYKIN, S. (1999). *Neural Networks - A comprehensive Foundation* vol. 2, Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ.
- HERNANDEZ-GONZALEZ, G. e IRAVANI, R. (2006). Current injection for active islanding detection of electronically-interfaced distributed resources. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1698-1705.
- HUANG, S. C. e HUANG, Y. F. (1990). Learning algorithms for perceptions using back-propagation with selective updates. *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 10, pp. 56-61.
- IEEE-1547 (2003). *IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.

- IEEE (2009). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995): c1-81.
- KARIMI, H., YAZDANI, A. e IRAVANI, R. (2008). Negative-Sequence Current Injection for Fast Islanding Detection of a Distributed Resource Unit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp. 298-307.
- KATIRAEI, F., IRAVANI, M. R. e LEHN, P. W. (2005). Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 248-257.
- KORNELAKIS, A. e KOUTROULIS, E. (2009). Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems. *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 476-492.
- LI-SHIANG, L., WEN-CHIEH, H., YA-TSUNG, F., et al. (2008). Novel grid-connected photovoltaic generation system. *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008*, pp. 2536-2541.
- MACHADO, R. Q., BUSO, S. e POMILIO, J. A. (2005). Sistema de Geração Distribuída Utilizando Gerador de Indução Trifásico e Fontes CC Conectado a Rede Monofásica. *Revista da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência*, vol. 1.
- MACHADO, R. Q., BUSO, S. e POMILIO, J. A. (2006). A Line-Interactive Single-Phase to Three-Phase Converter System. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, pp. 1628-1636.
- MAHAT, P., ZHE, C. e BAK-JENSEN, B. (2008). Review of islanding detection methods for distributed generation. *Third International Conference on Electric*

Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008, pp. 2743-2748.

MASSOUD, A. M., AHMED, K. H., FINNEY, S. J., et al. (2009). Harmonic distortion-based island detection technique for inverter-based distributed generation. *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, pp. 493-507.

MATTAVELLI, P. e BUSO, S. (2006). *Digital Control in Power Electronics*, Morgan & Claypool Publisher.

MIN, D., MARWALI, M. N., JIN-WOO, J., et al. (2008). A Three-Phase Four-Wire Inverter Control Technique for a Single Distributed Generation Unit in Island Mode. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp. 322-331.

PAL, S. K. e MITRA, S. (1992). Multilayer perceptron, fuzzy sets, and classification. *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 3, pp. 683-697.

PEREIRA, V. M. (2003). *Estudo e Modelagem dinâmica de Gerador de Indução Acionado por Máquina de Combustão Interna com Controle de Tensão e de Frequência por meio de Inversor PWM*, Tese de Doutorado, FEEC, Campinas-SP.

POZZATI, L. F., BARIN, A., POZZEBON, G. G., et al. (2008). Impacts of Renewable Energy Supplies Driven by DC-DC and DC-AC Converters Connected to the Distribution System. *Electric Power Systems Research*.

PROINFA (2002). *Lei nº 10.438 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*.

RONG-JONG, W., WEN-HUNG, W. e CHUNG-YOU, L. (2008). High-Performance Stand-Alone Photovoltaic Generation System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 240-250.

- SANTOS, A. H. M. (2006). *Conservação de energia: eficiência energética de equipamentos e instalações* vol. 3, Ed. Itajubá.
- SILVA, I. N. D., SPATTI, D. H. e FLAUZINO, R. A. (2010). *Redes Neurais Artificiais Para Engenharia e Ciências Aplicadas*, Artliber Editora Ltda, São Paulo.
- VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. (2006). *Metodologias para ajuste e avaliação do desempenho de relés de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- WEN-JUNG, C., HURNG-LIAHNG, J., JINN-CHANG, W., et al. (2006). Novel Active Islanding Detection Method for Distributed Power Generation System. *International Conference on Power System Technology, 2006. PowerCon 2006*, pp. 1-7.
- WU, J. C. (2009). AC/DC power conversion interface for self-excited induction generator. *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 144-151.
- YE, Z., WALLING, R., GARCES, L., et al. (2004). Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters. *National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, NREL/SR-560-36243*.
- ZEINELDIN, H. H. e KIRTLEY, J. L. (2009). A Simple Technique for Islanding Detection With Negligible Nondetection Zone. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, pp. 779-786.

Apêndice A

Abordagem sobre a RNA – revisão e método aplicado

Uma RNA foi empregada para representar uma função que tenha o mesmo comportamento da resposta do filtro *LC* do inversor e rede de distribuição.

Apesar da representação do modelo *LC* utilizado neste trabalho ser simples de implementá-lo através de equações lineares, o uso da RNA justifica-se quando for empregada em redes elétricas mais complexas, cuja modelagem matemática é difícil e se deseja incluir todas as não linearidades da planta, por exemplo, a rede do sistema de distribuição.

Na Figura A.1, observa-se o método usado para treinamento da RNA e modelagem da planta. Utilizou-se a aplicação de um degrau de tensão (V_i) na entrada do filtro *LC* e se verificou a resposta à dinâmica do sistema (V_o). Na prática, o método é idêntico ao simulado, sendo necessário ensaiar a planta real (filtro *LC* + rede de distribuição) através da aplicação de uma tensão instantânea (degrau), desta forma, todas as não-idealidades da planta podem ser identificadas.

A RNA utilizada para estimar a função de transferência da planta do sistema foi um perceptron multicamadas (PMC), com treinamento supervisionado utilizando o algoritmo *Backpropagation* e como função de ativação se optou pela função tangente hiperbólica (Huang e Huang, 1990; Haykin, 1999; Burns, 2001).

Figura A.1 – Método utilizado para modelagem da planta.

A.1 Princípio de operação de um neurônio artificial

O modelo básico de um neurônio artificial, o Perceptron, consiste num somatório de pesos e uma função de ativação (Figura A.2). Sua ação é atribuir pesos (W_{jN}) às amostras de entrada e classificá-las através da função de ativação ($f(\cdot)$), desde que as amostras sejam linearmente separáveis.

Existem duas etapas de funcionamento do neurônio. Na primeira, o neurônio é treinado para que os pesos sinápticos (W_{jN}) se ajustem de acordo com os sinais de entradas (I_N) para formarem a saída desejada (Y_j), já na segunda etapa, o neurônio treinado, recebe os sinais de entrada e atribui os pesos para retornar a saída esperada.

Figura A.2 – Neurônio artificial.

O funcionamento matemático do neurônio é dado da seguinte forma:

$$S = \sum_{i=0}^N W_{ji} \cdot I_i(t), \text{ com } I_0 = -1 \quad (\text{A.1})$$

onde I_N são os sinais de entrada, W_{jN} são os pesos sinápticos, $\theta = W_{j0}$ representa o limiar de ativação (*bias*), $f(.)$ é a função de ativação e Y_j é o sinal de saída, de acordo com (A.2).

$$Y_j = f(S) \quad (\text{A.2})$$

em que $f(.)$ é uma função do tipo sinal ou degrau, sigmoidal, ou tangente hiperbólica, como para este caso (A.3), e é selecionada de acordo com o tipo de resposta desejada pela RNA.

$$f(S) = \frac{1 - e^{-\beta S}}{1 + e^{-\beta S}}, \text{ com } \beta = 1 \quad (\text{A.3})$$

A.2 RNA como aproximador de funções

Espera-se que a rede neural escolhida seja sintética, isto é, tenha o mínimo de camadas e neurônios necessários a cumprir o desempenho desejado, com o objetivo de exigir o menor esforço computacional, principalmente para ser viável na aplicação em eletrônica de potência através do DSP. Com base nessas considerações, a rede com melhor resposta foi o perceptron multicamadas (Figura A.3), pois, com o uso de uma camada escondida é possível implementar a função que representa a resposta da planta LC + rede de distribuição.

Figura A.3 – Diagrama representando o PMC.

O PMC é basicamente uma associação de neurônios simples, onde x representa as entradas (V_d , V_q ou ω) e y as saídas (informação sobre o status da rede). Os neurônios da camada escondida executam um conjunto de funções ($f(S)$) e o neurônio de saída realiza a combinação linear dessas funções (Pal e Mitra, 1992).

Na Figura A.3, $W1_{ji}$ e $W2_i$, dadas por (A.4) e (A.5), são as matrizes de pesos sinápticos e θ é o limiar de ativação. Assim, a entrada ponderada para os neurônios da camada escondida é dada por (A.6).

$$W1 = \begin{bmatrix} W1_{0,1} & \dots & W1_{0,2} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W1_{N,1} & \dots & W1_{N,2} \end{bmatrix} \quad (A.4)$$

$$W2 = [W2_0 \dots W2_N] \quad (A.5)$$

$$I1_j = \sum_{i=0}^N W1_{ji} \cdot x_i, \text{ com } x_0 = -1 \quad (A.6)$$

Logo, a saída da camada escondida ($Y1_j$) pode ser escrita conforme (A.7).

$$Y1_j = \frac{1 - e^{-I1_j}}{1 + e^{-I1_j}}, \text{ com } Y1_0 = -1 \quad (A.7)$$

Portanto, a entrada ponderada para a camada de saída é dada por (A.8) e a saída y é (A.9).

$$I2 = W2_i Y1_j \quad (\text{A.8})$$

$$y = \frac{1 - e^{-I2}}{1 + e^{-I2}} \quad (\text{A.9})$$

A.3 Algoritmo e dados usados no treinamento do PMC

Para ajuste dos pesos sinápticos da RNA é necessário o uso de um algoritmo de treinamento, neste caso, foi utilizado o *Backpropagation* (ou Regra Delta Generalizada). O *Backpropagation* possui duas fases (*forward* e *backward*), nas quais, na primeira ela apresenta as entradas à rede e verifica as saídas, posteriormente, na segunda etapa, ela faz o ajuste dos pesos e limiares das funções para que se reduza o erro entre a saída obtida e a desejada (Silva et al., 2010). A Tabela A.2 mostra o algoritmo de treinamento utilizado, com as equações de cada etapa, para esta rede neural com uma camada escondida.

Os dados escolhidos para treinamento foram extraídos da resposta ao degrau no filtro de saída do inversor quando conectado a rede de distribuição e posteriormente normalizados (Figura A.1). A Figura A.4 mostra o diagrama de como foram utilizados os dados no treinamento da RNA. O erro entre a saída (V_o) e a entrada (V_i) é apresentado a RNA como entrada (X_N). Durante o treinamento, a RNA ajusta as matrizes de pesos dos neurônios de forma que a saída Y_N se aproxime do valor V_o (e' deve ser mínimo). A Tabela A.1 mostra os parâmetros de configuração do PMC, necessários na definição da estrutura da rede neural para treinamento, enquanto que a Tabela A.2 mostra o algoritmo completo implementado.

Figura A.4 – Diagrama representando os dados no treinamento da RNA.

Tabela A.1 – Parâmetros utilizados no treinamento do PMC.

Treinamento RNA	
Nº de amostras	358
Precisão (n)	10^{-7}
Nº de entradas	1
Neurônios da camada escondida	15
Neurônios da saída	1
Taxa de aprendizado	0,01

A Figura A.5 mostra a comparação entre a curva que representa a resposta da planta ao degrau e a resposta obtida pela RNA. Observa-se que o erro entre a curva simulada e a resposta emulada pela rede neural é mínima, sendo mais percebida durante o sobre sinal (*overshoot*).

Figura A.5 – Comparação entre dados da planta e resposta do PMC obtida após o treinamento.

Tabela A.2 – Implementação do algoritmo PMC.

$$X(k) = [-1 \quad x_1(k) \quad x_2(k) \quad \dots \quad x_N(k)]^T \text{ (vetor de dados entradas)}$$

$$D(k) = [d_1(k) \quad d_2(k) \quad \dots \quad d_{NS}(k)]^T \text{ (vetor de dados de saída)}$$

1. Iniciar $W1$ e $W2$ aleatoriamente
2. Especificar n e ε (taxa de aprendizado e precisão)
3. $EQM_{ATUAL} \leftarrow EQM$ (EQM – Erro Quadrático Médio)
4. Repita

$$EQM_{ANTERIOR} \leftarrow EQM_{ATUAL}$$

Para cada $(X(k), D(k))$ faça:

$$I1 = W1 X(K) \text{ (Combinação linear para os neurônios da primeira camada)}$$

$$Y1 = \frac{1 - e^{-I1}}{1 + e^{-I1}} \text{ (Saída da primeira camada)}$$

$$I2 = W2 Y1 \text{ (Combinação linear para os neurônios da segunda camada)}$$

$$Y = \frac{1 - e^{-I2}}{1 + e^{-I2}} \text{ (Saída da segunda camada)}$$

$$\delta 2 = \frac{(D - Y)(e^{-I2}(1 + e^{-I2}) + e^{-I2}(1 - e^{-I2}))}{(1 + e^{-I2})^2} \text{ (Delta 2 – Gradiente local)}$$

$$W2 = W2 + n(\delta 2 Y1^T) \text{ (Ajuste da matriz de pesos W2)}$$

$$\delta 1 = \frac{e^{-I1}(1 + e^{-I1}) + e^{-I1}(1 - e^{-I1})}{(1 + e^{-I1})^2 W2 \delta 2} \text{ (Delta 1 – Gradiente local)}$$

$$W1 = W1 + n(\delta 1 X^T) \text{ (Ajuste de pesos para o vetor de pesos W1)}$$

Fim_Para

$$EQM_{ATUAL} = EQM \text{ (Novo EQM)}$$

Até que $|EQM_{ATUAL} - EQM_{ANTERIOR}| < \varepsilon$ (Repita até que a precisão seja alcançada)

5. Fim
-
-