



Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Engenharia Elétrica

Ramon Reis Siqueira de Oliveira

DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM REDES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
POR INJEÇÃO DE PEQUENOS SINAIS NA REDE ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

Juiz de Fora
2017

Ramon Reis Siqueira de Oliveira

Detecção de Ilhamento em Redes com Geração Distribuída por Injeção de Pequenos
Sinais na Rede Elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Carlos Augusto Duque, D.Sc.
Coorientador: Prof. Paulo Fernando Ribeiro, Ph.D.

Juiz de Fora
2017

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Oliveira, Ramon Reis Siqueira de .

Detecção de Ilhamento em Redes com Geração Distribuída por Injeção de Pequenos Sinais na Rede Elétrica / Ramon Reis Siqueira de Oliveira. -- 2017.

88 f. : il.

Orientador: Carlos Augusto Duque

Coorientador: Paulo Fernando Ribeiro

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

1. Ilhamento. 2. Geração distribuída. 3. Estimação de impedância. I. Duque, Carlos Augusto, orient. II. Ribeiro, Paulo Fernando, coorient. III. Título.

Ramon Reis Siqueira de Oliveira

Detecção de Ilhamento em Redes com Geração Distribuída por Injeção de Pequenos
Sinais na Rede Elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas Eletrônicos, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 18 de Dezembro de 2017.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Carlos Augusto Duque, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Paulo Fernando Ribeiro, Ph.D.

Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI

Prof. Leandro Rodrigues Manso Silva, Dr.Eng

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ

Dedico este trabalho a minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por todas as dificuldades que enfrentei, pois foram elas que me fizeram evoluir.

Aos meus pais, Márcia e Redeir, por todo o carinho e suporte nesses anos. Ao meu irmão Rieder pela confiança. E a toda a minha família que mesmo distantes sei que sempre torcem por mim.

Agradeço especialmente a minha namorada Laíne por todo o apoio, ânimo, paciência e compreensão. E aos pais dela, Leila e João, que sempre me ajudaram e foram como meus pais nesses últimos anos.

Ao Professor Carlos Augusto Duque pela orientação, ensinamentos e amizade desenvolvida. Agradeço ao Henrique e Manso pela paciência e ajuda em todo o trabalho.

Ao Dalmo pela ajuda nas simulações de eletrônica de potência.

Ao Fernando pela paciência, amizade e companhia.

Aos meus amigos de longa data, tanto de Timóteo quanto de Viçosa, por toda confiança e torcida que eles tem por mim. E também aos amigos do PSCOPE por todos os momentos que passamos juntos nesses dois anos.

Ao CNPq, CAPES, FAPEMIG, à Universidade Federal de Juiz de Fora e à Faculdade de Engenharia pelo suporte financeiro e por prover as ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

”Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida, a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá.”

Ayrton Senna

ABSTRACT

A grid with multiple distributed generators can improve energy efficiency and reduce the negative impact on itself. One problem that occurs is when the main power supply is disconnected from the system, this is called islanding. This is undesirable because it can cause problems in terms of power quality, safety, voltage and frequency stability. This work aims to identify the islanding by the system impedance variation, using a proposed method that uses an impedance estimation technique, injecting a small signal into the output voltage of the distributed generator. The tests performed showed as higher the contribution of the inverter to the power supplied to the load as better the estimated impedance values. In the presence of two inverters, the signals injected by each of them must be in harmonic frequencies, for better impedance estimation results. In addition, when the utility energy flow to the load is close to zero, the method was able to identify the same island as the voltage and frequency relays. The island can be identified in approximately 0.5 s in all cases tested, thus being within the maximum time limit set in the standards.

Keywords: Distributed generation, inverter, synchronous machine, islanding, signal injection, Fourier transform, impedance estimation.

RESUMO

Uma rede com vários geradores distribuídos conectados pode melhorar a eficiência energética e reduzir o impacto negativo na rede elétrica. Um problema que surge é quando o fornecimento de energia principal é desconectado do sistema, diz-se então que ocorreu um ilhamento. Essa situação é indesejada, pois pode provocar problemas em termos de qualidade de energia, segurança, tensão e estabilidade de frequência. Esse trabalho tem por finalidade identificar o ilhamento pela variação da impedância do sistema, utilizando um método proposto que utiliza uma técnica de estimação de impedância através da injeção de um pequeno sinal na tensão de saída do gerador distribuído. Os testes realizados mostraram que quanto maior for a contribuição do inversor na potência fornecida para a carga, melhores são os valores estimados de impedância e na presença de dois inversores, os sinais injetados por cada um deles devem estar em frequências harmônicas o mais distante possível, para melhores resultados na estimação da impedância. Além disso, quando o fluxo de potência da rede para a carga é próximo de zero, o método foi capaz de identificar o ilhamento mesmo com a atuação dos relés de tensão e frequência. O ilhamento é possível de ser identificado em aproximadamente 0,5 s em todos os casos testados, estando dessa forma dentro do tempo máximo estabelecido nas normas.

Palavras-chave: Geração distribuída, inversor, máquina síncrona, ilhamento, injeção de sinais, Transformada de Fourier, estimação de impedância.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Gerações centralizadas e gerações distribuídas, adaptada de (VIRAL & KHATOD, 2012).	18
Figura 2	Ilhamento em um sistema elétrico com geração distribuída.	21
Figura 3	Adaptado de (BOWER; ROPP & MARTEL, 2002).	23
Figura 4	Zona de não detecção do ilhamento.	23
Figura 5	Técnicas de detecção de ilhamento.	24
Figura 6	Representação do salto de fase da tensão (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).	27
Figura 7	Curva do Sinal da Gaussiana Modulada (SGM) para diferentes valores de k	34
Figura 8	Curva da gaussiana em um intervalo de $2T_w$	34
Figura 9	Injeção dos sinais na rede utilizando (a) fonte de corrente e (b) fonte de tensão.	36
Figura 10	Formas de onda do 5°, 11° e 25° harmônico, com duração de 8,33ms.	37
Figura 11	Sequência de sinais de SGM com o período de silêncio.	37
Figura 12	Representação da estrutura de filtros Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, <i>Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform</i>) (SWRDFT) e SWRDFT Modificada.	38
Figura 13	Estrutura do filtro da SWRDFT.	39
Figura 14	Reconstrução do sinal filtrado pela SWRDFT no domínio do tempo.	40
Figura 15	Sinal de entrada $x[n]$ do filtro SWRDFT com o 3° e 5° harmônico.	41
Figura 16	Sinal de saída do filtro SWRDFT, (a) sinal reconstruído, (b) magnitude e (c) fase.	41
Figura 17	Aplicação do sinal de distúrbio com a função cosseno de modulação em diferentes frequências.	43
Figura 18	Fluxograma da metodologia proposta.	45

Figura 19	Circuito para exemplificar o método de detecção de ilhamento.	46
Figura 20	Gráficos para o GD entregando metade da potência requerida pela carga.	47
Figura 21	Gráficos para o GD entregando toda a potência requerida pela carga.	48
Figura 22	Impedância vista pelo gerador distribuído sem injeção dos sinais.	48
Figura 23	Formas de onda da tensão e da corrente com a presença do distúrbio.	49
Figura 24	Sinais reconstruídos de tensão e corrente para a fase A.	50
Figura 25	Impedância vista pelo gerador distribuído, estimada pelo método.	51
Figura 26	Modelo médio do inversor com uma carga RLC e a rede.	53
Figura 27	Bloco <i>Three-Phase Source</i>	54
Figura 28	Frequência de corte do filtro.	55
Figura 29	Diagrama de blocos do controlador PI.	56
Figura 30	Bloco <i>abc to dq0</i>	56
Figura 31	Diagrama de blocos do SRF-PLL.	58
Figura 32	Regulador de potência.	60
Figura 33	Diagrama de blocos do regulador de corrente com a malha de desacoplamento de corrente.	60
Figura 34	Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente.	61
Figura 35	Bloco <i>dq0 to abc</i>	63
Figura 36	Impedâncias harmônicas medidas pelo bloco <i>Impedance Measurement</i>	65
Figura 37	Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.	66
Figura 38	Impedâncias harmônicas medidas nos casos de faltas.	68
Figura 39	Diagrama unifilar do sistema com dois inversores conectados.	69
Figura 40	Impedâncias estimadas com somente o inversor 1 injetando o distúrbio.	70
Figura 41	Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor 2.	71
Figura 42	Impedâncias estimadas pelo inversor 1 nos diferentes cenários.	73
Figura 43	Impedâncias estimadas pelo inversor 2 nos diferentes cenários.	73
Figura 44	Inversor com chaveamento feito por IGBT's.	74
Figura 45	Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor chaveado.	75

Figura 46	Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor modelado por IGBT's.	75
Figura 47	Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência (SEP) descrito em (SALLES, 2007).	76
Figura 48	Saída do relé 27, 59 e 59N.	77
Figura 49	Saída do relé 81.	78
Figura 50	Saída do relé ROCOF.	79
Figura 51	Estimação da impedância na frequência fundamental pelo método proposto.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Valores esperados de impedância em operação normal eilhada	66
Tabela 2	Impedâncias harmônicas calculadas pelo método proposto e o erro relativo do cálculo	67
Tabela 3	Diferentes casos de potência entregue por cada inversor.	69
Tabela 4	Impedâncias estimadas pelo inversor 1 e o erro relativo	70
Tabela 5	Valores esperados de impedância, vistas pelo inversor 2, em operação normal eilhada	72
Tabela 6	Impedâncias estimadas na situação de ilhamento e os erros relativos	72
Tabela 7	Valores esperados de impedância em operação normal eilhada	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD gerador distribuído

PAC ponto de acoplamento comum

SEP sistema elétrico de potência

PLL *Phase-Locked Loop*

SRF-PLL *Synchronous Reference Frame*

PI proporcional integral

ZND Zona de Não Detecção

SCADA controle de supervisão e aquisição de dados (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*)

ROCOF taxa de variação da frequência (do inglês, *Rate Of Change Of Frequency*)

FFT Transformada Rápida de Fourier (do inglês, *Fast Fourier Transform*)

SWRDFT Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform*)

PCHs pequenas centrais hidrelétricas

SGM Sinal da Gaussiana Modulada

RTDS simulação digital em tempo real (do inglês, *Real Time Digital Simulator*)

SUMÁRIO

1	Introdução	17
1.1	Identificação do Problema	17
1.2	Motivação	19
1.3	Objetivos	19
1.4	Estrutura da dissertação	19
2	Revisão das técnicas de detecção de ilhamento	21
2.1	Técnicas de Detecção de Ilhamento	22
2.1.1	Técnicas Remotas	25
2.1.2	Técnicas Locais	26
2.1.2.1	Técnicas Passivas	26
2.1.2.2	Técnicas Ativas	28
2.1.2.3	Técnicas Híbridas	29
2.2	Conclusões parciais	31
3	Método Proposto	32
3.1	Sinal da Gaussiana Modulada (SGM)	32
3.2	Injeção da SGM na Rede	35
3.3	Obtenção da impedância harmônica	38
3.4	Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform (SWRDFT)	39
3.5	O filtro SWRDFT Modificada	42
3.6	Os sinais injetados e as Funções de Modulação	42
3.7	Metodologia proposta	44

3.8	Exemplo explicativo do método	46
3.9	Conclusões parciais	51
4	Validação do método anti-ilhamento	52
4.1	Normas aplicáveis	52
4.2	Considerações sobre a simulação	53
4.2.1	Considerações sobre o inversor e a rede	54
4.2.2	Dimensionamento do filtro RL do inversor	55
4.2.3	Considerações sobre o controlador	55
4.2.4	Carga RLC	64
4.3	Resultados com o modelo médio do inversor	65
4.4	Resultados com dois inversores no modelo médio	68
4.5	Resultados com o modelo de comutação do inversor	74
4.6	Comparação do método com os relés de frequência e tensão	76
4.7	Conclusões parciais	80
5	Conclusões finais	81
5.1	Trabalhos Futuros	82
	Referências	83
	Apêndice A - Produção Bibliográfica	87
A.1	Artigos em congressos nacionais	87
A.2	Artigo submetido em congresso internacional	88

1 INTRODUÇÃO

A seguir será apresentado o cenário dos sistemas elétricos com a inserção dos geradores distribuídos seguido da identificação de um dos problemas que essa inserção pode ocasionar. Esse problema é chamado de ilhamento e será explicado com mais detalhes no decorrer do texto.

A motivação de pesquisar esse assunto, bem como os objetivos do trabalho, também serão apresentados.

1.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

A geração distribuída não é um conceito novo. Antigamente, toda a energia era produzida perto dos dispositivos ou serviços que a exigiam. Isso ocorreu até que a eletricidade fosse introduzida como uma alternativa comercial para a energia, a qual era historicamente fornecida por vapor, hidráulica, luz, aquecimento direto e resfriamento. Define-se, então, geração distribuída como sendo qualquer tecnologia de geração de energia elétrica de pequena escala que forneça energia na carga ou perto dela. Essa tecnologia pode ser conectada ao sistema de distribuição diretamente pelas instalações do cliente (BORBELY & KREIDER, 2001) (PEPERMANS et al., 2005).

As tecnologias adotadas na geração distribuída compreendem turbinas a gás, células de combustível, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), energia eólica, solar e etc. Essa geração pode ser utilizada isolada, fornecendo a demanda local do consumidor, ou de forma integrada, fornecendo energia ao restante do sistema elétrico (ACKERMANN; ANDERSSON & SÖDER, 2001).

Nos sistemas de distribuição, o gerador distribuído (GD) pode proporcionar benefícios para os consumidores, bem como para os serviços públicos, especialmente em regiões onde a geração centralizada é impraticável ou onde há deficiências no sistema de transmissão (VIRAL & KHATOD, 2012). A Figura 1 mostra a diferença entre a geração de energia centralizada, ainda muito utilizada atualmente, e a geração distribuída, que

vem aumentando sua participação.

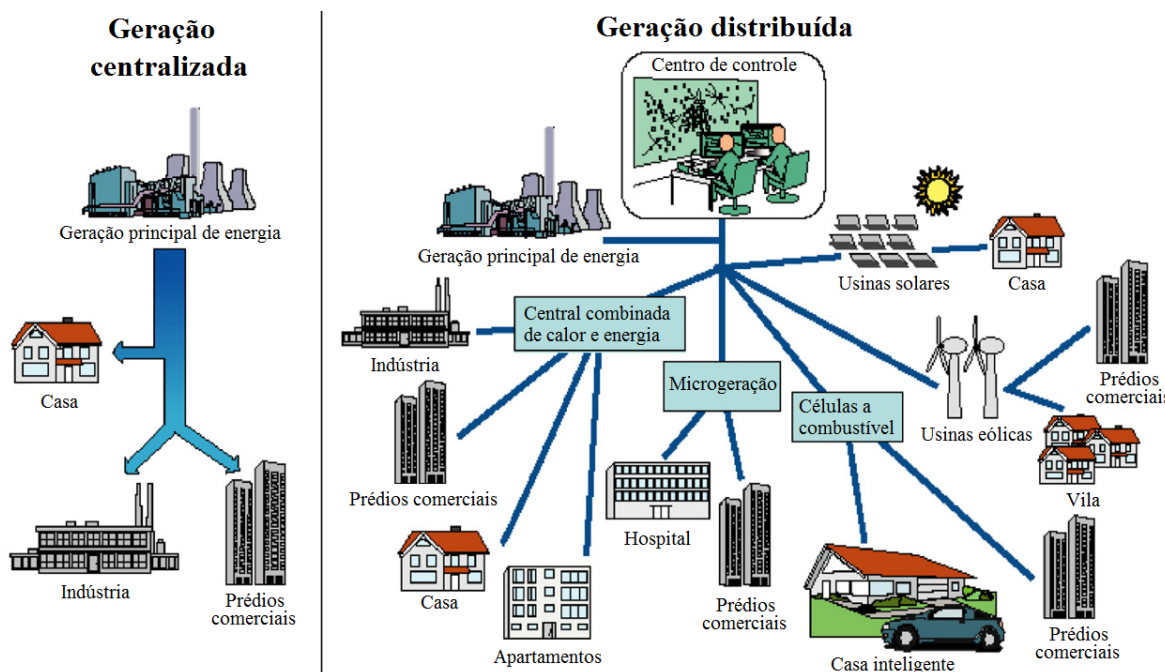


Figura 1: Gerações centralizadas e gerações distribuídas, adaptada de (VIRAL & KHATOD, 2012).

A aplicação de múltiplas gerações distribuídas no sistema de distribuição está se tornando uma prática comum, pois esse tipo de fornecimento de energia traz consigo as vantagens de ser sustentável, além dos benefícios ambientais, aumento da eficiência e redução de perdas nas linha de transmissão e distribuição (KHAMIS et al., 2013).

Além disso, sob a desregulamentação da indústria de energia, a prestação de serviços auxiliares utilizando GDs desempenha um papel vital na segurança dos mercados de eletricidade. As unidades de geração distribuídas oferecem suporte de energia reativa, compensação de perdas, controle de frequência e outros serviços de resposta rápida. Por outro lado, essas unidades inadequadamente planejadas e operadas podem gerar fluxos de energia reversa, perdas de energia excessivas e sobrecargas subsequentes do alimentador (HUNG; MITHULANANTHAN & BANSAL, 2013).

Outro problema que pode ocorrer na geração distribuída é causado quando a rede elétrica principal é desconectada sem a interrupção do fornecimento de energia pelo GD. Essa desconexão é chamada de ilhamento, o qual pode ser intencional ou não (KUNTE & GAO, 2008). O propósito do ilhamento intencional é construir uma "ilha" de energia durante os distúrbios do sistema, que são comumente introduzidos por causa das falhas. Entretanto, no Brasil, o GD deve detectar a desconexão da rede e interromper seu fornecimento de energia (MORADZADEH et al., 2008).

1.2 MOTIVAÇÃO

O ilhamento de GDs pode levar a vários problemas em termos de qualidade de energia, segurança, tensão e estabilidade de frequência e interferência (KHAMIS et al., 2013). As normas que tratam sobre esse assunto especificam um atraso máximo de 2 segundos para a detecção do ilhamento. Assim sendo, descobrir soluções eficazes para resolver esse problema é necessário.

As pesquisas sobre a detecção de ilhamento têm aumentado, a fim de garantir que o sistema seja operado de acordo com os requisitos padrões. A literatura mostra várias publicações técnicas relacionadas ao tema. A maioria das ideias, que visavam resolver o problema, foram propostas após 2007, o que indica a importância da pesquisa sobre esse assunto. Devido a essa importância, que surgiu a ideia de pesquisar esse tema.

1.3 OBJETIVOS

Considerando que a detecção do ilhamento se torna cada vez mais necessária a medida que se aumenta a quantidade de GDs conectados à rede elétrica e que as pesquisas sobre esse assunto são relativamente recentes, esse trabalho tem como objetivos:

- Apresentar algumas técnicas de detecção de ilhamento, presentes na literatura;
- Propor uma metodologia de detecção do ilhamento através de um método ativo que estima a impedância do sistema;
- Validar o método na rede proposta nas normas, a qual consiste no GD, conectado na rede elétrica, fornecendo toda a potência requerida pela carga RLC ressonante no 60 Hz .

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O segundo capítulo trata-se de uma revisão bibliográfica, onde são explicadas as características das técnicas de detecção de ilhamento, bem como os tipos de técnicas que existem. Previsivelmente, o ilhamento é detalhado em sua essência.

O terceiro capítulo aborda a técnica de estimação de impedância utilizada no método proposto e o próprio método. São também apresentados dois exemplos, sendo

um deles referente a estimação da impedância em si e o outro mostrando a metodologia utilizada na detecção do ilhamento.

No quarto capítulo são explicadas com mais detalhes algumas normas referentes ao ilhamento e, também, a rede sugerida por elas para se fazer o teste da técnica anti-ilhamento utilizada. O controle da potência fornecida pelo GD também é detalhado e os resultados dos testes são mostrados em sequência. Os testes foram realizados em redes com inversor ou máquina síncrona representando o gerador distribuído.

Em seguida, no quinto capítulo, é feita a conclusão acerca dos resultados, avaliando os pontos positivos e negativos do método proposto para detecção de ilhamento.

2 REVISÃO DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

O recente interesse em instalações de geradores distribuídos em barramentos de baixa tensão, perto de consumidores, criou alguns novos desafios para os engenheiros de proteção, os quais são diferentes das metodologias tradicionais de proteção baseadas em sistemas radiais (WRINCH, 2008).

A condição de isolamento ou ilhamento, definida como quando uma seção do sistema de geração de energia é isolada do sistema principal, é muitas vezes considerado indesejável por causa dos danos potenciais aos equipamentos existentes, redução da confiabilidade e qualidade de energia (PITOMBO, 2010). Essa condição é ilustrada pela Figura 2, onde a linha tracejada delimita a área ilhada após a abertura do disjuntor A, normalmente por ocorrência de uma falta entre ele e a concessionária.

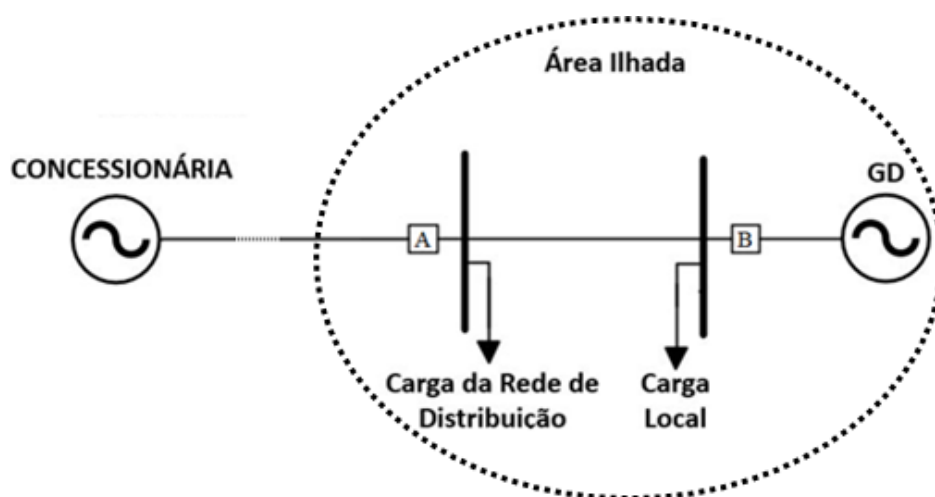


Figura 2: Ilhamento em um sistema elétrico com geração distribuída.

As cargas da rede de distribuição permanecem energizadas pelo GD. Esse fato pode, também, ameaçar a segurança das equipes de manutenção da concessionária (DELVECCHI, 2011). Portanto, a detecção de ilhas é um componente importante para o conjunto de proteção da geração distribuída.

Devido às principais implicações apresentadas, o procedimento mais utilizado, atualmente,

é o de desconectar o gerador distribuído em até 2 segundos após o ilhamento intencional, como aconselha (IEEE, 2003) (CEMIG, 2012) (CEB, 2016) e (CELESC, 2016).

As normas técnicas de (COPEL, 2016) e (ENERGISA, 2016) dizem o seguinte:

“A proteção anti-ilhamento deve desconectar o gerador da rede, sem qualquer retardo intencional, em caso de falta de tensão oriunda da rede de distribuição. No caso de inversores, as proteções devem obedecer a norma NBR IEC 62116. O gerador não poderá injetar energia na rede se esta não estiver com sua tensão adequada em todas as fases. O circuito de sincronismo do gerador só deve permitir nova sincronização num tempo maior ou igual a 2 minutos do retorno da energia.”

Nesse cenário, esse capítulo foca em apresentar os tipos de técnicas de detecção de ilhamento.

2.1 TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

As técnicas de detecção de ilhamento, ou de proteção anti-ilhamento, devem ser capazes de detectar o isolamento de uma área que passa a ser alimentada somente pelo gerador distribuído, em diferentes situações de cargas do sistema. Para cada situação, as características que levam a detecção do ilhamento, tendem a ser diferentes. O ideal seria uma técnica de detecção que funcionasse para todos os cenários (XU; MAUCH & MARTEL, 2004), porém ainda não existe um método de baixo custo que seja completamente eficaz.

Além da quantidade de carga no sistema, outro fator que dificulta a detecção de ilhamento é a chamada Zona de Não Detecção (ZND). A ZND são todas as condições em que o ilhamento não é detectado pela técnica. Um dos casos mais difíceis é quando a demanda de potência ($P_L + jQ_L$) é próxima à potência gerada pelo GD ($P_{GD} + jQ_{GD}$), vide Figura 3. Dessa forma, a concessionária tem pouca ou nenhuma participação no fornecimento de energia para as cargas da rede de distribuição próximas do gerador distribuído, ou seja, a operação do GD é praticamente ilhada e a desconexão da concessionária não irá gerar impactos significativos para que a proteção anti-ilhamento atue.

Há sempre uma diferença entre a potência ativa e reativa gerada pelo GD e demandada pela carga. Esse desequilíbrio é representado por $\Delta P + j\Delta Q$ (Figura 3). Se essa

potência ativa ou reativa for muito pequena, pode levar algum tempo para que a técnica de detecção de ilhamento perceba a mudança de frequência ou tensão e isso pode incapacitar essa detecção em tempo hábil.

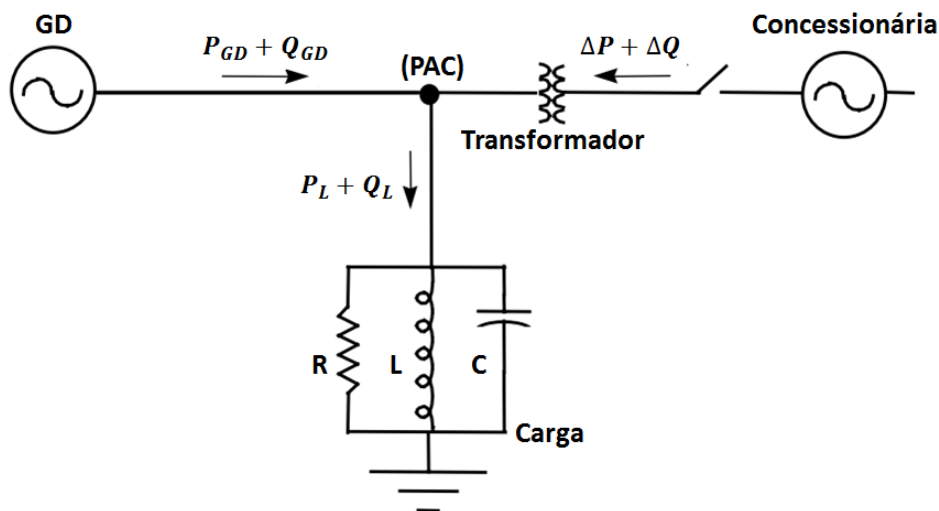


Figura 3: Adaptado de (BOWER; ROPP & MARTEL, 2002).

A Figura 4 ilustra o plano ΔQ versus ΔP , mostrando o desequilíbrio de potência que pode haver no momento do ilhamento juntamente com a zona de não detecção.

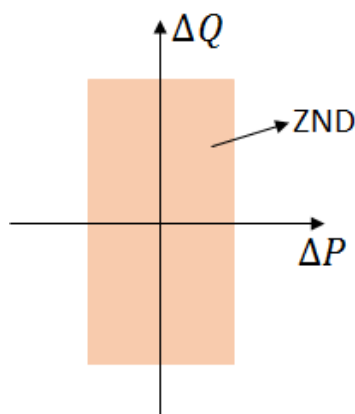


Figura 4: Zona de não detecção do ilhamento.

A ZND para relé de tensão é maior se comparado com o relé de frequência, sendo a ZND de tensão influenciada pela potência reativa, enquanto que para o relé de frequência a influência se dá pela potência ativa. Se $\Delta P + j\Delta Q$ estiver dentro da ZND, a detecção do ilhamento torna-se mais difícil (ISA; MOHAMAD & YASIN, 2015).

Uma discussão mais abrangente sobre as diferentes técnicas de detecção de ilhamento pode ser obtida em (WRINCH, 2008) (XU; MAUCH & MARTEL, 2004) e (VIEIRA, 2006), as quais mencionam que tais técnicas são divididas em duas categorias: remotas e

locais. As técnicas locais, por sua vez, se subdividem em três grupos: ativas, passivas e híbridas. A Figura 5 ilustra essa situação.

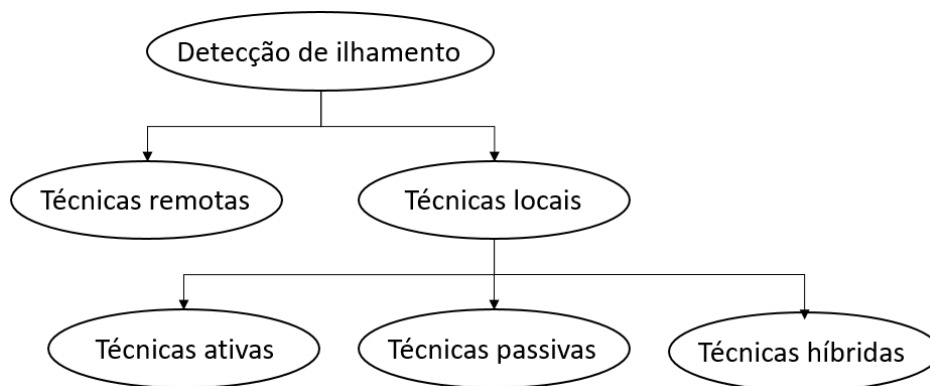


Figura 5: Técnicas de detecção de ilhamento.

Ao selecionar uma técnica para a proteção anti-ilhamento, de acordo com (XU; MAUCH & MARTEL, 2004), é necessário considerar as características do gerador distribuído, os quais, em sua maioria, podem ser classificados em três tipos:

- Gerador Síncrono: Esse tipo de gerador distribuído é, comumente, conectado ao alimentador primário e sua potência pode atingir níveis superiores a 30 MW. Devido ao seu tamanho, esse gerador é capaz de sustentar as cargas da rede de distribuição em operação ilhada. Dessa forma, a proteção anti-ilhamento em geradores síncronos é encarada como um grande desafio.
- Geradores de Indução: A conexão desse tipo de gerador distribuído se dá no alimentador primário, assim como a dos geradores síncronos, e sua potência pode variar entre 10 e 20 MW. A proteção contra ilhamento para esses geradores distribuídos não é considerada um problema, uma vez que esse tipo de gerador não é capaz de sustentar uma ilha, devido sua necessidade de consumir potência reativa da rede elétrica.
- Geradores equipados com inversores: Esse tipo de gerador distribuído é, geralmente, conectado ao alimentador secundário devido à sua menor potência, normalmente é em torno de algumas centenas de watts à 1 MW, em comparação com os outros dois tipos. Assim como os geradores síncronos, esses geradores são capazes de sustentar uma ilha. A conexão entre esse gerador e a rede elétrica é dada por inversores de frequência. Entretanto, os inversores podem ser projetados para detectar e controlar as condições de irregularidades, por isso, têm sido propostas muitas técnicas de detecção de ilhamento específicas de inversores.

2.1.1 TÉCNICAS REMOTAS

Os sistemas baseados nas técnicas remotas usam meios de telecomunicação, entre os geradores distribuídos e a concessionária, para alertar quando as ilhas são formadas. Exemplos dessa técnica são mostrados a seguir:

- Power line carrier communication (PLCC): Um sinal, com uma frequência adequada, é transmitido pela concessionária através da rede elétrica. O ilhamento é percebido quando o receptor, instalado no gerador distribuído, não detectar esse sinal, considerando a perda de potência do mesmo. Esse método atua bem em sistemas com um ou mais inversores sendo que a qualidade de energia não é afetada, uma vez que não há injeção de corrente no sistema. A desvantagem dessa técnica está na inviabilidade técnica para sistemas menores e no custo elevado da instalação dos transmissores e receptores (SUNDAR & KUMARAN, 2015) (XU et al., 2007).
- Controle de supervisão e aquisição de dados: O estado dos disjuntores é monitorado em tempo real através do sistema de controle de supervisão e aquisição de dados (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*) (SCADA). Na ocorrência do ilhamento, é enviado para o disjuntor correspondente um sinal de abertura, desconectando o gerador distribuído. Com um número crescente de GDs conectados à rede, o monitoramento, em tempo real, da tensão para cada gerador na rede de distribuição, pode ser um processo custoso em que o tempo de varredura de todo o sistema e a necessidade de infraestrutura de comunicação de dados podem ser inviáveis (SUNDAR & KUMARAN, 2015).
- Transfer trip schemes: Todos os disjuntores, capazes de ilhar o gerador distribuído, são monitorados e conectados ao controle do GD ou a um sistema SCADA. Quando é detectado a desconexão da concessionária, esse método determina quais áreas estão ilhadas e envia um sinal adequado para o GD ser desconectado ou continuar em operação. Com uma topologia radial que tem poucos geradores distribuídos e um número limitado de disjuntores, o estado do sistema pode ser enviado ao GD diretamente de cada ponto de monitoramento. As desvantagens desse método estão mais relacionadas com o custo e o controle do sistema. Essas desvantagens se agravam a medida que o sistema elétrico se torna mais complexo, forçando uma nova configuração e arranjo dos dispositivos (XU; MAUCH & MARTEL, 2004) (ETXEGARAI; EGUIA & ZAMORA, 2011).

Embora as técnicas remotas sejam mais confiáveis, pelo fato de praticamente não

apresentarem ZND, elas também são, geralmente, as mais difíceis para implementar, pois sua implementação prática pode ser complexa e dispendiosa, fatores que se agravam com a adição de novos geradores distribuídos e com a complexidade do sistema. Conseqüentemente, técnicas mais viáveis economicamente, como as locais, são preferidas (GOMES, 2016).

2.1.2 TÉCNICAS LOCAIS

Os esquemas de detecção local dependem dos sinais de tensão e corrente disponíveis no ponto de acoplamento comum (PAC) entre o gerador distribuído e o sistema de distribuição, onde uma condição de ilha é detectada se os índices derivados dos sinais excederem determinados limiares. Essas técnicas podem ser subdivididas em três grupos. O primeiro são as técnicas passivas, as quais utilizam apenas os valores de tensão e corrente medidos no PAC. O segundo são as técnicas ativas, que injetam distúrbios controlados no sistema de distribuição pelo PAC e o terceiro são as técnicas híbridas, que são uma combinação das outras duas (GOMES, 2016).

2.1.2.1 TÉCNICAS PASSIVAS

Os métodos passivos baseiam-se no monitoramento de parâmetros, como tensão e corrente, por um algoritmo instalado no controle do gerador distribuído ou por um dispositivo específico, como TC e TP. Existem várias técnicas passivas para detecção do ilhamento e algumas delas serão discutidas a seguir:

- Sub/sobre tensão e sub/sobre frequência: Esta detecção é aplicável quando a tensão ou frequência no PAC está além dos limites aceitos, acima do limite superior ou abaixo do inferior. No caso de ocorrência de ilhamento não intencional, haverá um descompasso de potência significativo entre a potência consumida pela carga e a potência de saída do inversor, levando-o para além dos seus limites aceitos para a detecção de ilhas. Esse método pode ser amplamente utilizado tanto para detecção de ilhamento quanto para faltas fase-terra. Muitos sistemas avançados de detecção dependem deste método, portanto, ele é conhecido como o esquema de detecção fundamental de ilhamento em sistemas com GDs ligados à rede. Porém, se as diferenças de potência entre a saída do inversor e a potência na carga são quase nulos, este método não consegue detectar, o que é considerado como a maior fraqueza deste método (SUNDAR & KUMARAN, 2015).
- Salto de fase da tensão: Esse tipo de relé mede o deslocamento do ângulo de

fase da forma de onda da tensão em relação a forma de onda da corrente na saída do inversor ($\Delta\theta$). A Figura 6 mostra esse deslocamento e percebe-se que $\Delta\theta$ é uma medida indireta da frequência da forma de onda da tensão, por isso, pode-se dizer que esse relé tem um desempenho semelhante ao do relé de frequência. Quando os erros de fase excedem um valor predefinido, o inversor deixa de funcionar, desconectando assim o gerador distribuído da rede elétrica. Semelhante ao anterior, este método sofre de falhas de detecção de ilhamento quando a potência gerada pelo GD está em um nível próximo à demanda da carga local formando uma zona de não detecção (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).

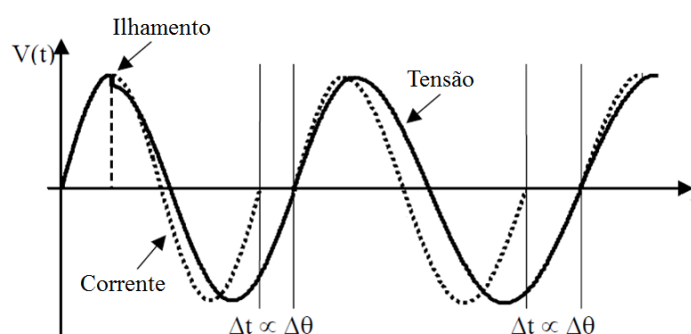


Figura 6: Representação do salto de fase da tensão (XU; MAUCH & MARTEL, 2004).

- Taxa de variação da potência de saída (ROCOOP): Esse método se baseia no fato da taxa de variação da potência, dP/dt , no lado do gerador distribuído após a ocorrência do ilhamento, ser maior do que em operação normal, pois na operação ilhada o GD fornece mais energia do que a demanda real. Se os valores tomados estiverem além dos limites de limiar, o inversor será desligado. Esse método é mais eficiente se as cargas próximas ao GD forem desequilibradas (HATATA; ABD-RABOH & SEDHOM, 2017).
- Taxa de variação da frequência: A taxa de variação da frequência (do inglês, *Rate Of Change Of Frequency*) (ROCOF) é amplamente utilizada, pois o tempo de ação dele é menor caso a frequência varie lentamente. Esse relé estima a taxa de variação da frequência dentro de uma janela de medição, geralmente entre 2 e 50 ciclos. Se o valor absoluto encontrado estiver além do valor pré-estabelecido como limiar um sinal é enviado pelo relé para o disjuntor que conecta o GD à rede elétrica, comandando sua abertura. Os limiares mais utilizados variam entre 0,1 a 2 Hz/s. Este método torna-se ineficaz quando a variação da potência ativa é muito menor ou desprezível (VIEIRA et al., 2008).

A grande vantagem das técnicas passivas é que elas tomam decisões com base nas

grandezas elétricas, tensão e frequência, medidas no local em que o gerador distribuído é conectado ao sistema de distribuição, sem interferir na operação do GD. No entanto, uma das desvantagens dessa técnica é que ela possui uma zona de não detecção considerável, comparando com as outras (SHARIATINASAB & AKBARI, 2010). Além disso, outra desvantagem seria na definição do limiar que define se o sistema está ilhado ou não, pois se o limiar for muito baixo, ele pode resultar em um disparo acidental do relé anti-ilhamento, por outro lado, se o limiar for muito alto, o ilhamento pode não ser detectado.

2.1.2.2 TÉCNICAS ATIVAS

Os métodos ativos introduzem, ou provocam, uma pequena perturbação diretamente no sistema de potência em operação. A ideia desses métodos é que esta pequena perturbação resultará em uma mudança significativa nos parâmetros do sistema quando o GD estiver ilhado, enquanto a mudança será desprezível quando o GD estiver conectado à rede elétrica (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008). Algumas das técnicas de detecção ativas são as seguintes:

- Variação de potência reativa: Neste método, o gerador distribuído fornece um nível de fluxo de energia reativa no PAC ou no ponto onde o relé está conectado. Este fluxo de potência só pode ser mantido quando a rede estiver conectada. Logo, o ilhamento pode ser detectado se o nível de fluxo de potência reativa não for mantido no valor ajustado. Para o GD baseado em gerador síncrono, o ilhamento pode ser detectado aumentando gradativamente a tensão interna do gerador e monitorando a mudança na tensão e potência reativa no PAC. Uma grande alteração na tensão do terminal, com a potência reativa permanecendo quase inalterada, indica o ilhamento. Uma das desvantagens deste método está relacionada ao seu tempo de resposta e outra ao fato dele não poder ser utilizado em sistemas onde o GD tem de gerar energia com fator de potência muito próximo do unitário (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008).
- Medição de impedância: Nessa técnica a filosofia principal é a mesma que a da técnica passiva que a impedância do sistema muda com o ilhamento. Em um método direto ativo, um indutor de derivação é conectado momentaneamente e tanto a corrente de curto-circuito como a redução da tensão de alimentação são usadas para calcular a impedância do sistema de energia. No entanto, num método indireto, é injetado um sinal de alta frequência no terminal do gerador

distribuído através de um divisor de tensão. Este sinal de alta frequência torna-se mais significativo depois que a rede é desconectada. A principal vantagem desse método é que teoricamente tem uma ZND extremamente pequena para um único inversor com qualquer carga local que tenha impedância maior do que a impedância da rede. Uma desvantagem na eficácia desse método seria que a mesma diminui em casos que se tenha mais de um inversor. Isso acontece mesmo se todos os inversores dentro da ilha estiverem usando variação de saída, a menos que a variação seja de alguma forma sincronizada (BOWER; ROPP & MARTEL, 2002).

- Injeção harmônica: Este método injeta um harmônico de corrente em uma frequência específica no ponto de acoplamento comum através do inversor. Com a rede conectada, se a impedância da rede é menor que a impedância de carga na frequência harmônica, então a corrente harmônica flui para a rede e nenhuma tensão referente a esse harmônico é detectada. Com a desconexão da rede, a corrente harmônica pode fluir para a carga, conseqüentemente, a carga produz uma tensão harmônica que pode ser detectada. A principal desvantagem dessa técnica é o fato de que a amplitude da tensão harmônica depende fortemente da carga levando a uma diminuição da qualidade de energia. Além disso, vários inversores que injetam os mesmos harmônicos podem causar falsos “trips” dos relés (PARDEEP & KUMAR, 2013).

Com os métodos ativos, o ilhamento pode ser detectado mesmo se a potência gerada pelo gerador distribuído corresponder com a carga, o que não é possível no caso dos esquemas de detecção passiva. Muitas das técnicas são implementadas nos inversores ou nos GDs com comutadores controlados, usando a capacidade de processamento de sinal já existente dentro desses equipamentos, para controle de fluxo de energia e sincronização. A desvantagem desse método é que pelo fato desses equipamentos estarem ligados por tecnologias de atuações práticas, as pequenas perturbações provocadas no sistema requererem um certo grau de sensibilidade na medição. Esse método, além de sofrer com a interferência de vários GDs, pode ameaçar a qualidade da energia do cliente, a confiabilidade e a segurança do sistema (WRINCH, 2008) (MAHAT; CHEN & BAK-JENSEN, 2008).

2.1.2.3 TÉCNICAS HÍBRIDAS

Essas técnicas são compostas a partir da combinação de ambas as técnicas anteriores, ativas e passivas. As híbridas envolvem dois estágios de procedimentos de detecção

para superar os problemas do método passivo e do método ativo, a fim de melhorar o desempenho. Durante o procedimento de detecção, o método passivo é usado como proteção primária, então o método ativo é implementado quando o ilhamento for indicado pelo método passivo. Alguns exemplos desse tipo de técnica que são mostrados por (PARDEEP & KUMAR, 2013) e (EL-ARROUDI et al., 2007) são abordados na sequência.

- Taxa média de variação da tensão com o deslocamento de potência: A maioria das gerações distribuídas em todo o mundo são obrigadas a operar com fator de potência unitário, o que implica em uma deficiência de potência reativa, uma vez que quando o ilhamento ocorre, os bancos de capacitores são a única fonte de potência reativa. A quantidade de potência reativa que eles produzem está em função da tensão e, uma vez que a tensão muda, a potência reativa gerada pelo banco de capacitores também mudará, o que mudará ainda mais a tensão.
- Método baseado na Wavelet: Este método pode detectar a condição de ilhamento a partir das medições locais da tensão e corrente no PAC, como no caso de métodos passivos, avaliando também os componentes de alta frequência injetados pelo inversor. A Transformada Wavelet Discreta (TWD) é uma ferramenta de processamento de sinal, utilizada por esse método, que pode ser aplicada quando os harmônicos que variam no tempo devem ser avaliados. Essa técnica tira proveito da localização de tempo e frequência da TWD aplicada aos componentes de alta frequência introduzidos pelo inversor no PAC para obter a localização temporal da condição de ilhamento. A vantagem deste método é que ele se adapta aos sistemas fotovoltaicos de baixa tensão e potência, onde um número reduzido de sensores está disponível e a carga computacional e complexidade do algoritmo para detectar o ilhamento deve ser minimizada.
- Técnica inteligente: Usa-se vários parâmetros do sistema para identificar e classificar o ilhamento. Este método utiliza a tecnologia de mineração de dados para extrair informações dos grandes conjuntos de dados depois de serem selecionados off-line através de análises de eventos usando simulações de rede. Este método, que é a combinação de técnicas passivas e de comunicação, consiste de três módulos principais: módulo de entrada, classificação de padrões e módulo de saída. O módulo de entrada é um modelo de software multifuncional que utiliza um algoritmo de processamento de sinal para calcular os parâmetros do sistema proposto que são fornecidos sob a forma de vetor X. No módulo de classificação de padrões, um padrão do vetor de parâmetros X é obtido e representado como

X_i , o qual é armazenado junto com a classe correspondente, variável Y_i . A saída do modelo de classificação de padrões X , Y é dada através da compilação do vetor padrão X_i e Y_i e mostra qual relé que detectou oilhamento. Se o ilhamento é detectado, a saída do relé é 1, caso contrário será 0. A desvantagem deste método está relacionada com a implementação e com a velocidade de resposta. Além disso, questões como o impacto do sistema, reconfiguração e a necessidade de atualizar os dados, devem ser considerados.

De acordo com as literaturas, a maioria dos métodos híbridos propostos são aplicados principalmente na máquina síncrona e no sistema trifásico (YIN; CHANG & DIDUCH, 2006) (MENON & NEHRIR, 2007). Embora os métodos híbridos ofereçam um melhor desempenho na detecção de ilhamento, a maioria dos métodos propostos ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento para alcançar a implementação prática em sistemas reais (TEOH & TAN, 2011).

2.2 CONCLUSÕES PARCIAIS

Como visto, existem quatro tipos de técnicas utilizadas na detecção do ilhamento: técnicas remotas, passivas, ativas e híbridas. As técnicas remota e híbrida são as mais confiáveis e apresentam melhor desempenho, pois possuem uma zona de não detecção quase nula ou nula. A desvantagem da primeira seria a sua dificuldade de implementação prática devido a sua complexidade, que é agravada com a adição de mais geradores distribuídos. A segunda técnica ainda está em fase de pesquisa, já que é a mais recente dentre as quatro, para atingir sua implementação prática.

As técnicas locais, passivas e ativas, são as mais utilizadas. A maior vantagem da técnica passiva, sobre as outras, é que ela não interfere na operação do gerador distribuído, no entanto, é a que possui maior zona de não detecção. As técnicas ativas são capazes de determinar o ilhamento mesmo que o desbalanço de potência seja nulo, porém o preço pago por isso é a possível perda da qualidade e confiabilidade da energia para o consumidor. Além disso, ambas as técnicas sofrem com a definição do limiar que determina o ilhamento, pois um valor baixo pode acarretar em um disparo acidental e um valor alto pode não identificar o ilhamento.

3 MÉTODO PROPOSTO

Esse capítulo apresenta a metodologia proposta que será utilizada na detecção do ilhamento. Nessa metodologia é proposta a utilização de uma técnica ativa onde há injeção de sinais na rede elétrica capaz de estimar a impedância mesmo em circuitos com presença de componentes harmônicos. Essa técnica também estima a impedância do sistema através de um distúrbio causado na tensão, assim como outras que também utilizam medição de impedância, porém ela apresenta melhores resultados na presença de dois geradores distribuídos, vistos que as outras técnicas presentes na literatura não conseguem identificar o ilhamento nessa situação.

A impedância é estimada através da Transformada Discreta de Fourier de Janela Deslizante (do inglês, *Sliding Window Recursive Discrete Fourier Transform*) e a influência dos harmônicos contidos na rede é reduzida pela SWRDFT Modificada, que é uma nova estrutura do filtro SWRDFT. Através dessa estrutura de filtros é possível estimar a impedância em frequências que estiverem presentes na rede.

A seguir são apresentadas as principais características do método de estimação de impedância a ser utilizado, que é proposto em (MONTEIRO et al., 2017).

3.1 SINAL DA GAUSSIANA MODULADA (SGM)

O SGM é o produto de uma função gaussiana com um cosseno, ou seja, é uma função gaussiana modulada por uma função cosseno. Esse será o sinal injetado na rede, e utilizado na estimação da impedância. Esse sinal é definido por:

$$\psi(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cos(\omega_h t) \quad (3.1)$$

em que, $\omega_h = 2\pi h f_1$ é a frequência de modulação em rad/s, h é a ordem do componente harmônico, f_1 é a frequência fundamental em Hz, σ^2 é a variância da função SGM e G é o ganho que controla a energia do sinal injetado.

Matematicamente, (3.1) possui tempo de duração infinito, porém a partir de um determinado instante de tempo, a energia do sinal pode ser desconsiderada. Na prática, (3.1) pode ser representada por:

$$\psi(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cos(\omega_h t) \cdot w(t) \quad (3.2)$$

em que, $w(t)$ representa a janela retangular com amplitude unitária no intervalo $-T_w < t < T_w$ e zero para os demais instantes de tempo, sendo T_w o período de meio ciclo da componente fundamental, 60 Hz. A função $w(t)$ é uma janela de curta duração, devido ao rápido decaimento do termo exponencial. Considerando este período de tempo de modo que 95% da energia esteja contida dentro da janela $w(t)$, a equação (3.2) pode ser aproximada por:

$$\psi(t) = G \cdot e^{-t^2/2\sigma^2} \cos(\omega_h t) \quad (3.3)$$

ou seja, se o tamanho da janela for adequadamente escolhido, a expressão analítica do sinal janelado pode ser aproximada por (3.1). Isto permitirá utilizar expressões mais simples e conhecidas na literatura.

A variância da gaussiana é diretamente proporcional ao valor de T_w , portanto o tamanho da janela a ser considerado poderá ser menor quanto menor for a variância. A variância do sinal, expresso pela equação (3.3), é dada por:

$$\sigma^2 = 1/(k\pi h f_1) \quad (3.4)$$

sendo k o parâmetro de controle do decaimento do sinal.

Nota-se que k é inversamente proporcional à variância, ou seja, com h e f_1 constantes, à medida que k aumenta, a variância diminui e analisando a equação (3.3), quando a variância diminui, o sinal tem um decaimento mais rápido. Então, o aumento do k faz com que o decaimento do sinal aconteça de maneira mais abrupta, como mostrado na Figura 7. Nessa figura são mostradas as curvas definidas em (3.3), para diferentes valores de k e para $h = 25$.

Através dessa figura nota-se que o decaimento é menor para o menor valor de k e maior para o maior valor do mesmo, como dito anteriormente.

Essa análise é importante para definir o valor de k de forma a estabelecer 95% de

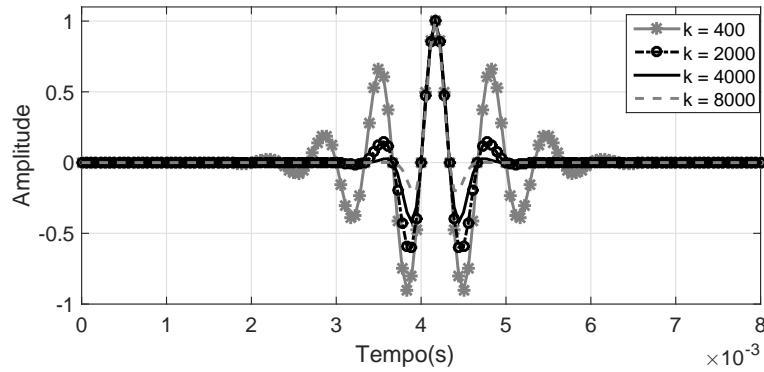


Figura 7: Curva do SGM para diferentes valores de k .

energia no sinal, em um dado período de tempo. Ao se definir o valor de k e mantê-lo constante, se h aumenta, o decaimento do SGM também aumenta e quando diminui, o decaimento diminui. Como o decaimento aumenta à medida que h assume valores maiores, se k for definido para a frequência fundamental, pode-se garantir uma energia igual ou maior que 95% para os harmônicos de ordem maiores.

Esse valor de energia é considerado baseando-se na teoria de probabilidade (PEEBLES, 2001), onde uma função gaussiana possui 95% de sua área entre os pontos -2σ e 2σ . A ilustração desse intervalo é mostrado na Figura 8, onde também é especificado o valor médio da função.

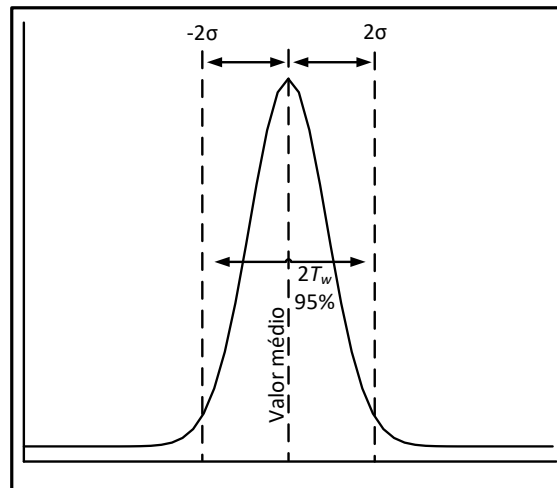


Figura 8: Curva da gaussiana em um intervalo de $2T_w$.

Nesse trabalho o tamanho da janela é considerado fixo ($2T_w$) e igual a $8,33 \text{ ms}$. Então a equação (3.3) tem seu valor de variância alterado para:

$$\sigma_e^2 = 1/(2k\pi h f_1) \quad (3.5)$$

em que, σ_e^2 é a variância da função de energia da gaussiana.

O k deve ser parametrizado e para isso, considera-se (3.1) de modo a conter 95% da energia na janela de $2T_w$.

Define-se k através da equação (3.6) que é deduzida de (3.5).

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{1}{2k\pi h f_1}} \quad (3.6)$$

onde $T_w = 8,33/2$ ms, $h = 1$, $f_1 = 60$ Hz. O valor de h foi definido como 1 porque esse foi o menor harmônico utilizado nesse trabalho, portanto para todos os outros valores de harmônicos o sinal terá 95% de sua energia na janela $2T_w$. Para calcular k em 2σ , tem-se:

$$\frac{8,33 \cdot 10^{-3}}{4} = \sqrt{\frac{1}{2k h f_1 \pi}} \rightarrow k \cong 611,64 \text{ (rad} \cdot \text{s)}^{-1} \quad (3.7)$$

Esse valor de k é o menor valor para que os SGMs tenham 95% de energia. O próximo passo, após a definição do valor de k , é analisar os SGMs injetados na rede.

3.2 INJEÇÃO DA SGM NA REDE

Apesar desse trabalho não ter o objetivo de discutir sobre detalhes técnicos da construção do dispositivo de injeção de sinais, nesta seção serão abordadas algumas formas de como os sinais podem ser injetados na rede. A injeção pode ser feita por fonte de corrente ou tensão, como mostrado nas Figuras 9 (a) e (b).

Em ambas as figuras é mostrada a rede com o gerador principal, a impedância da linha, banco de capacitores, cargas lineares e não lineares e as fontes de injeção dos sinais.

A fonte de corrente é inserida no circuito, em paralelo com o gerador, as cargas e o banco de capacitor. O circuito pode ser elaborado de modo a ser inserido em alguma parte da rede, sem a necessidade de haver outro dispositivo conectado àquela parte ou região.

Já a fonte de tensão, que injetará os sinais, necessita estar em série com uma outra fonte de tensão sincronizada com a tensão da rede. Esta fonte é importante para que o dispositivo de injeção não seja suprido pela corrente da rede, levando a queima do mesmo. Um exemplo, em que a injeção de tensão pode ser utilizada, é em redes com

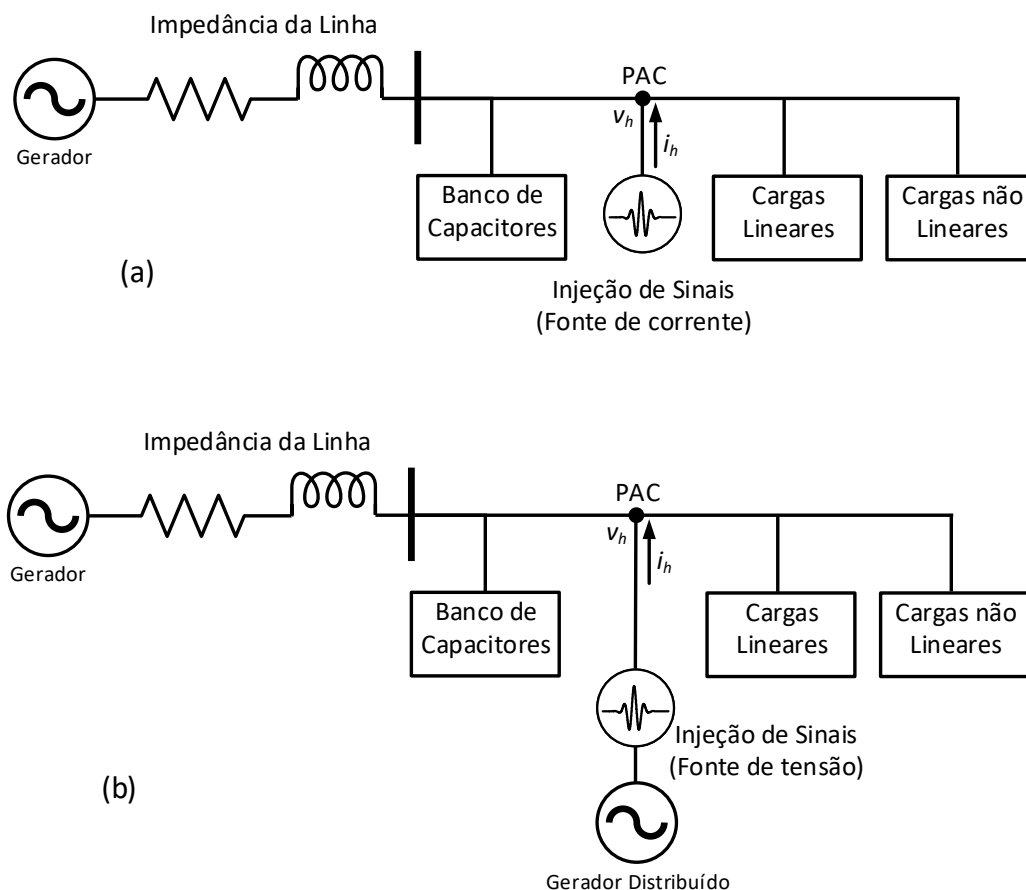


Figura 9: Injeção dos sinais na rede utilizando (a) fonte de corrente e (b) fonte de tensão.

gerações distribuídas, pois as mesmas são constituídas de conversores e inversores de potência. Estes dispositivos podem ser utilizados para injetar o sinal de distúrbio, juntamente com o sinal de tensão da geração distribuída.

Em ambas as formas de injeção, os sinais devem ser controlados de forma a não provocar altos transitórios na rede, pois eles podem comprometer a segurança e a qualidade de energia. Caso o sinal seja injetado por fonte de tensão o distúrbio provocado por ele será maior em frequências próximas à ressonância, já que nesse caso o valor da resistência é menor, gerando uma corrente de distúrbio com valor elevado. No caso do sinal ser injetado por uma fonte de corrente, o distúrbio terá maior intensidade na antirressonância, pois como o valor de impedância é maior, o valor da tensão do distúrbio também será maior. Portanto deve-se atentar para redes com a presença de ressonância e antirressonância, pois os sinais podem provocar altos distúrbios na tensão e corrente.

Os SGMs são injetados em sequência de pulsos, separados por um intervalo de tempo denominado como "período de silêncio". Todos os sinais são injetados na mesma

frequência harmônica. A Figura 10 ilustra três sinais com diferentes frequências e com duração de 8,33 ms. Nota-se que os sinais possuem mais ondulações à medida que a ordem harmônica aumenta.

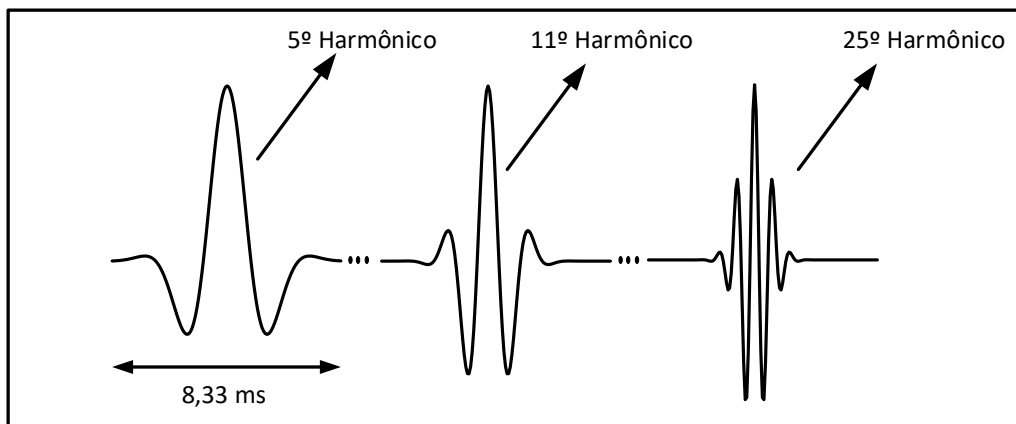


Figura 10: Formas de onda do 5º, 11º e 25º harmônico, com duração de 8,33ms.

O período de silêncio é um período de tempo onde não há injeção de sinais, tendo sua duração dependente da rede. É importante analisar esse período para que o transitório, provocado na rede por um SGM, não interfira na estimação da impedância quando o próximo sinal for injetado. A Figura 11 ilustra a injeção dos sinais de modo sequencial, destacando o período de silêncio.

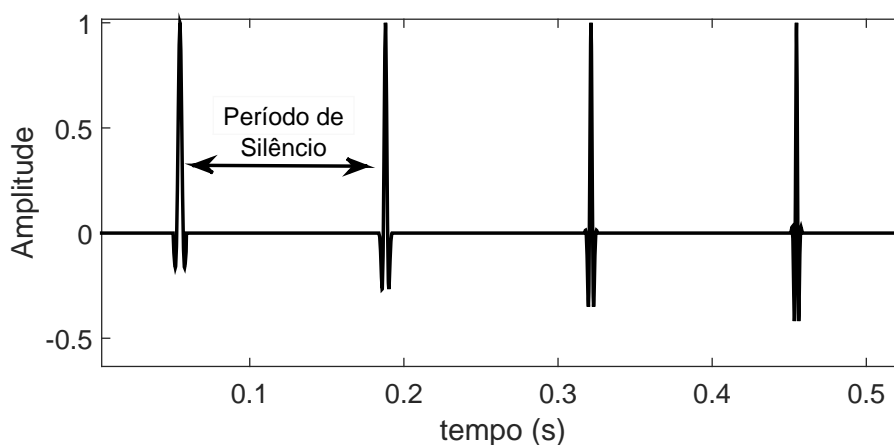


Figura 11: Sequência de sinais de SGM com o período de silêncio.

A injeção desses sinais pode ser feita por fonte de tensão ou corrente, como é descrito na seção a seguir 3.3. A escolha da fonte para injeção de sinais depende da aplicação e da própria configuração da rede.

3.3 OBTENÇÃO DA IMPEDÂNCIA HARMÔNICA

A tensão e a corrente no PAC, $V_{PAC}[n]$ e $I_{PAC}[n]$, são constantemente monitoradas e ambos os sinais passam pelos filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada. A saída do primeiro filtro é subtraída da saída do segundo e o resultado dessa diferença é o componente de tensão ($V_h[n]$) e corrente ($I_h[n]$) do sinal injetado respectivamente, como poder ser visto na Figura 12.

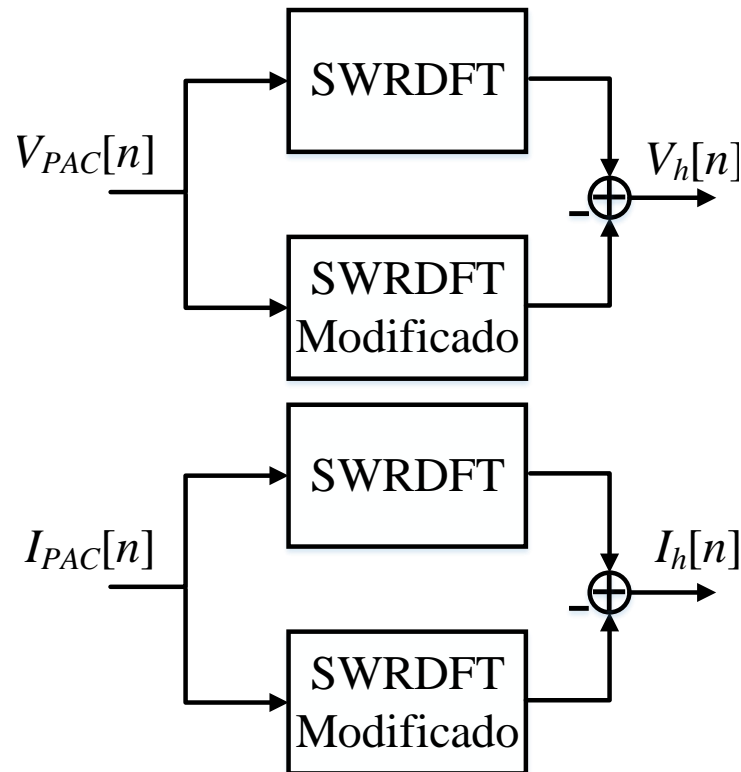


Figura 12: Representação da estrutura de filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada.

De posse das componentes de tensão e corrente do distúrbio (V_h e I_h), faz-se a Transformada Rápida de Fourier (do inglês, *Fast Fourier Transform*) (FFT) de cada um desses sinais. A impedância, na frequência do SGM, é obtida dividindo o módulo da transformada da tensão pelo módulo da transformada da corrente.

$$Z_h = \frac{FFT(V_h)}{FFT(I_h)} \quad (3.8)$$

Os detalhes de cada filtro são mostrados nas próximas seções.

3.4 SLIDING WINDOW RECURSIVE DISCRETE FOURIER TRANSFORM (SWRDFT)

A SWRDFT é um filtro de janela deslizante, definido em (FABRI et al., 2010). A estrutura deste filtro é mostrada na Figura 13, onde o sinal de entrada $x[n]$ é modulado com as funções cosseno e seno com frequências definidas de acordo com o componente de frequência que se deseja extrair na saída do filtro. Por exemplo, se o sinal $x[n]$ for aplicado no filtro SWRDFT, com alguns componentes harmônicos e deseja-se filtrar o componente de terceiro harmônico, deve-se estabelecer as frequências do seno e cosseno de modulação igual à frequência do terceiro harmônico.

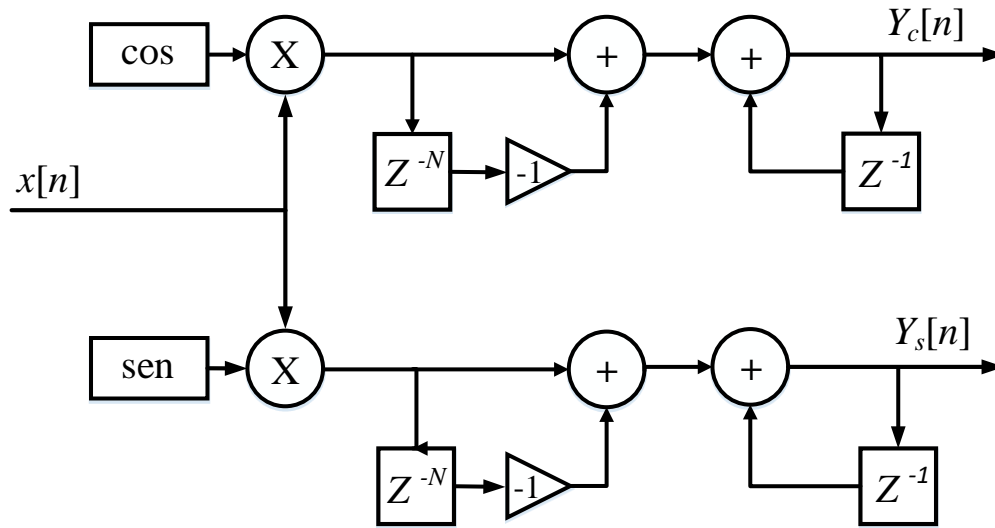


Figura 13: Estrutura do filtro da SWRDFT.

Na saída do filtro são obtidos os valores de $Y_c[n]$ e $Y_s[n]$, denominados como componentes de quadratura. O cálculo desses componentes pode ser efetuado de acordo com:

$$Y_c[n] = Y_c[n - 1] + x[n] \cos(2\pi fht) - x[n - N] \quad (3.9)$$

$$Y_s[n] = Y_s[n - 1] + x[n] \sin(2\pi fht) - x[n - N] \quad (3.10)$$

em que, N representa o número de pontos contidos em um ciclo do sinal considerando a componente fundamental, f é a frequência fundamental do sistema, h é a ordem harmônica definida nas funções de modulação. Com os valores de $Y_c[n]$ e $Y_s[n]$ pode-se definir os valores de módulo e fase da saída do filtro SWRDFT por:

$$A_n[n] = \sqrt{(Y_c[n]^2 + Y_s[n]^2)} \quad (3.11)$$

$$ph_n[n] = \arctg\left(\frac{Y_c[n]}{Y_s[n]}\right) \quad (3.12)$$

Também pode-se estabelecer a reconstrução do sinal no domínio do tempo, como mostrado na Figura 14. Para a reconstrução utiliza-se os valores de $Y_c[n]$ e $Y_s[n]$ modulados com as funções de cosseno e seno, respectivamente. A frequência definida nas funções de modulação, nesta parte de reconstrução é a mesma frequência das funções de modulação definidas para o componente ao qual se deseja filtrar. O resultado é composto por um sinal com transitório de tamanho N amostras, devido às realimentações contidas na estrutura do filtro.

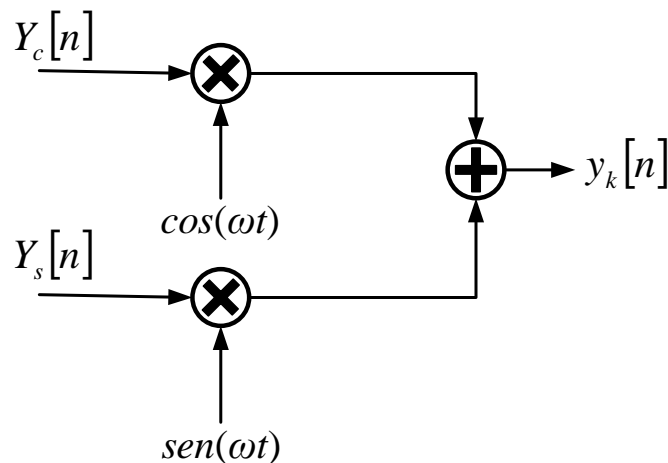


Figura 14: Reconstrução do sinal filtrado pela SWRDFT no domínio do tempo.

Para exemplificar a aplicação da SWRDFT pode-se considerar um sinal de tensão como apresentado a seguir:

$$x_1[n] = \cos(2\pi nT_s) + 0,2\cos(6\pi nT_s + \pi/6) + 0,1\cos(10\pi nT_s + \pi/4) \quad (3.13)$$

O sinal apresentado em (3.13) é composto pela componente fundamental, com frequência de 60 Hz e amplitude 1; pelo terceiro harmônico, com amplitude de 0,2 V e quinto harmônico, com amplitude igual a 0,1. Nota-se que as fases do componente fundamental, terceiro e quinto harmônico são 0, $\pi/6$ e $\pi/4$, respectivamente. A forma de onda desse sinal é mostrada na Figura 15. Se esse sinal $x_n[n]$ for aplicado no filtro

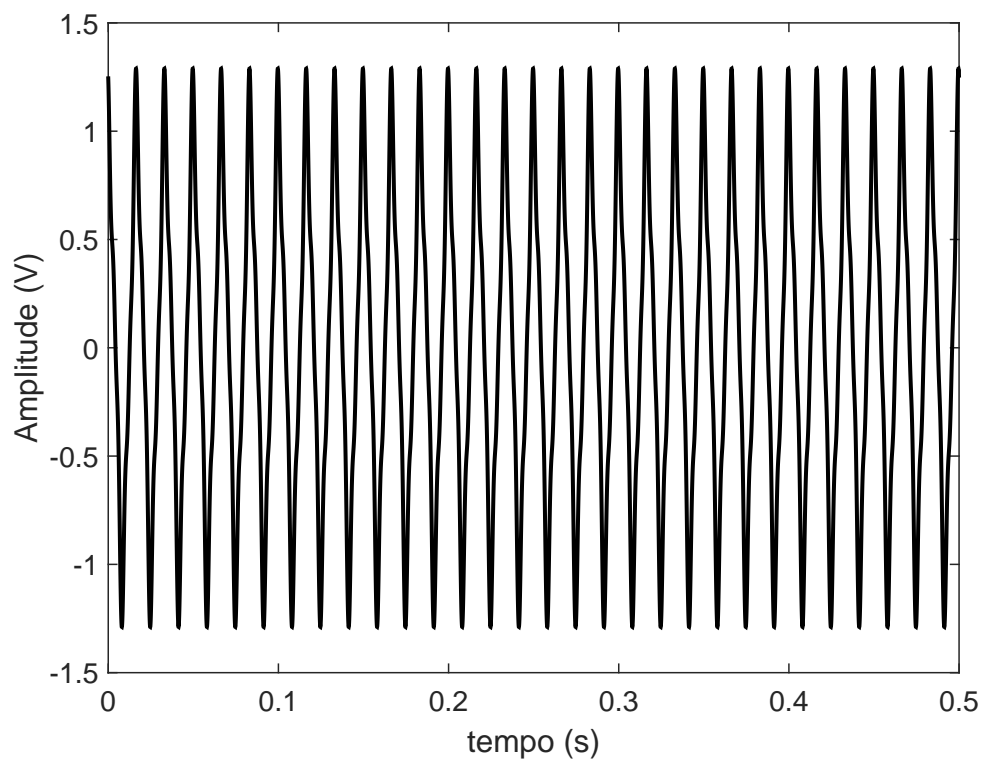


Figura 15: Sinal de entrada $x[n]$ do filtro SWRDFT com o 3º e 5º harmônico.

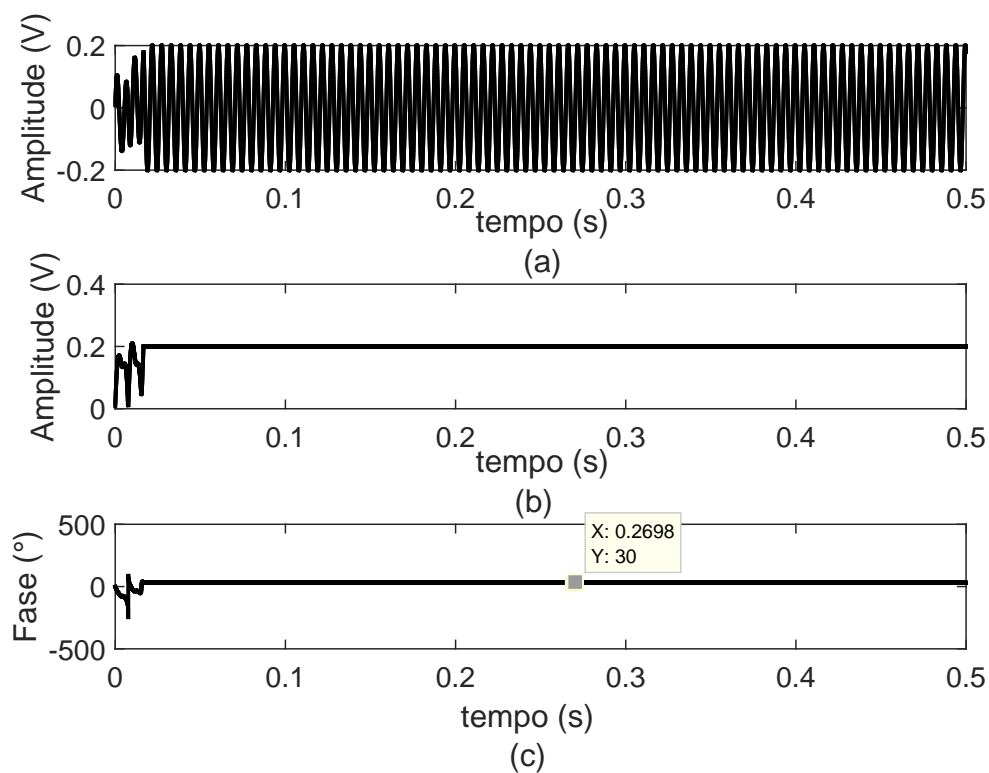


Figura 16: Sinal de saída do filtro SWRDFT, (a) sinal reconstruído, (b) magnitude e (c) fase.

SWRDFT e as funções de modulação forem estabelecidas de maneira a extrair o terceiro harmônico, tem-se os resultados como mostrados na Figura 16 (a), (b) e (c).

Na Figura 16 (a) tem-se o resultado do sinal do terceiro harmônico reconstruído no domínio do tempo. Pode-se perceber que há um transitório no início do sinal devido às realimentações contidas na estrutura do filtro, como dito anteriormente. Na Figura 16 (b) e (c) é mostrado o resultado da magnitude e fase com valores de 0,2 V e 30° , também com um período de transitório no início do sinal. Vale ressaltar que o valor obtido na Figura 16 (c) de 30° é equivalente a $\pi/6$ em radianos. Portanto, os valores de magnitude e fase obtidos são iguais aos valores considerados na equação (3.13). A mesma análise pode ser realizada para os componentes fundamental e quinto harmônico.

3.5 O FILTRO SWRDFT MODIFICADA

Para a subtração dos harmônicos contidos no SEP, denominados como harmônicos de fundo, aplica-se um segundo filtro, definido como SWRDFT Modificada, cuja aplicação na estrutura de filtros é ilustrada na Figura 12.

A SWRDFT possui duas partes principais: o estimador e o gerador dos componentes harmônicos sintonizados. Na versão modificada da SWRDFT, quando o sinal de distúrbio é injetado na rede, as atualizações do estimador são desativadas e o estado pré-injeção é mantido constante, reproduzindo o harmônico de fundo contido antes da injeção do distúrbio. Enquanto isso, a versão convencional da SWRDFT continua estimando a amplitude e fase durante os instantes de injeção. Assim, a saída da SWRDFT convencional contém a contribuição dos harmônicos de fundo e dos sinais injetados, enquanto que a SWRDFT Modificado contém somente a contribuição dos harmônicos de fundo. Efetuando a subtração da saída de um filtro por outro, tem-se somente a contribuição do sinal injetado na rede.

Após o período de injeção, a saída do filtro SWRDFT Modificada volta a estimar os valores de amplitude e fase de cada instante. Esse processo é repetido à medida que os sinais vão sendo injetados na rede, eliminando a contribuição dos harmônicos contidos na rede.

3.6 OS SINAIS INJETADOS E AS FUNÇÕES DE MODULAÇÃO

Para compreender a aplicação dos sinais de distúrbios, juntamente com as funções de modulação do filtro SWRDFT, aplica-se um sinal com frequências de 120 Hz e outro

de 180 Hz. Esses sinais são mostrados na Figura 17, onde são definidos alguns instantes de tempo importantes a serem analisados.

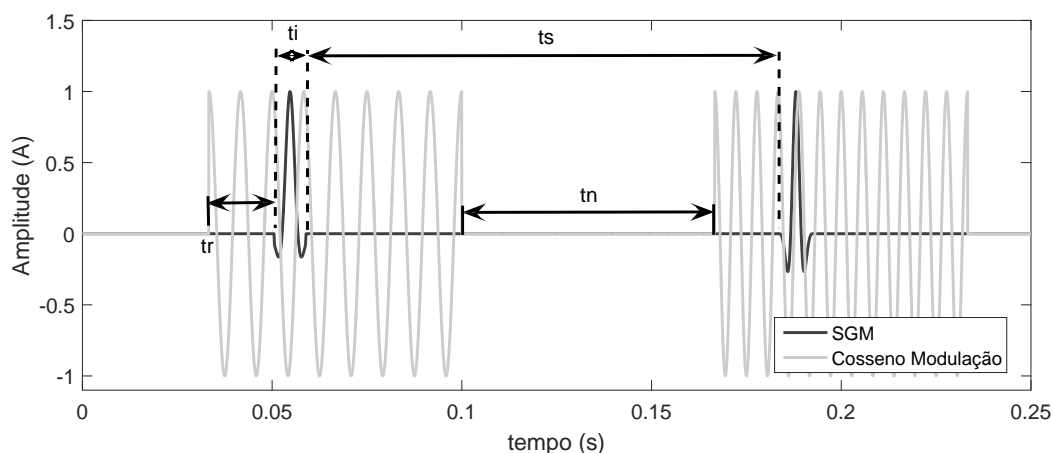


Figura 17: Aplicação do sinal de distúrbio com a função cosseno de modulação em diferentes frequências.

Um dos instantes de tempo a ser analisado é t_r , definido entre o início da função de modulação e o início do sinal de distúrbio. Durante este período, há um transitório com duração de um ciclo, de modo que as posições das memórias sejam preenchidas com valores diferentes de zero. Após esse instante, com as posições das memórias preenchidas, termina-se o transitório e o sinal pode ser injetado.

O intervalo de injeção do distúrbio é definido como t_i , iniciando logo após t_r . Este intervalo deve ser o menor possível, de modo a provocar distorção em um curto período de tempo. Nesse trabalho, é considerado t_i com duração de meio ciclo do componente fundamental. Após a injeção do sinal, as funções de modulação permanecem durante um tempo para manter os valores de amplitude e fase dos sinais injetados na saída dos filtros SWRDFT.

Com a interrupção das funções de modulação, tem-se o intervalo t_n , onde o sinal de distúrbio e as funções de modulação são nulos. Em seguida, novamente inicializa-se as funções de modulação e o processo se repete.

O tempo de silêncio (t_s) foi considerado com um tamanho de sete ciclos e meio da componente fundamental. Este intervalo foi escolhido de modo empírico, onde foram realizados alguns testes, considerando redes com ressonância. Nestes testes, percebeu-se que este intervalo de tempo é suficiente para que não haja influência entre os sinais de distúrbio.

Analisando a injeção do SGM, juntamente com a função cosseno de modulação e

definindo os instantes de tempo, pode-se analisar a saída dos componentes de quadratura do filtro SWRDFT. Esta análise é importante para definir o intervalo em que os pontos serão considerados para estimação da impedância. No momento em que esses valores ficam constantes, após o intervalo de injeção (t_i), é que se começa a aquisição das amostras do sinal reconstruído de tensão e corrente, para se fazer a FFT e obter a impedância harmônica utilizando a equação (3.8). A duração deste intervalo depende das funções de modulação, pois as mesmas mantêm constantes os valores de saída por um período de tempo.

A quantidade de amostras aquisitadas é quatro vezes maior que o número de pontos por ciclo. Nesse trabalho foi utilizado 16384 (2^{14}) pontos por ciclo da fundamental, na rede com o inversor no modelo comutado e nas demais redes foram utilizados 4096 (2^{12}) pontos por ciclo.

O sinal injetado pode abranger uma faixa maior de componentes no espectro de frequência. Se a janela compreender maior componentes na frequência, pode-se utilizar a injeção de um sinal, centrado em uma determinada frequência, para estimar os valores de todos os componentes que estejam contidos na janela.

3.7 METODOLOGIA PROPOSTA

A técnica descrita anteriormente, para estimar a impedância, foi utilizada nesse trabalho com a finalidade de detectar o ilhamento, já que a impedância tende a aumentar na ocorrência desse evento. Isso ocorre porque, visto pelo GD, a rede elétrica está em paralelo com as cargas. Como a rede principal tem uma potência de curto-circuito elevada, a impedância da mesma é bem menor em relação às cargas. Com isso, quando a rede é retirada do sistema, isto é, quando a menor impedância é retirada de um sistema com várias impedâncias em paralelo, a impedância equivalente, vista pelo GD aumenta consideravelmente.

A metodologia que foi aplicada nesse trabalho para detectar o ilhamento tem seu fluxograma ilustrado na Figura 18.

Inicialmente, ocorre a injeção do sinal de distúrbio por meio de uma fonte de tensão em série com o GD. Esse sinal tem amplitude de 1% da amplitude da tensão de fase da rede com $k = 200$, pois, dessa forma, haverá um estreitamento do espectro do sinal na frequência. Assim não haverá muitas componentes em outras frequências, melhorando os resultados já que a estimação da impedância é realizada somente na frequência de

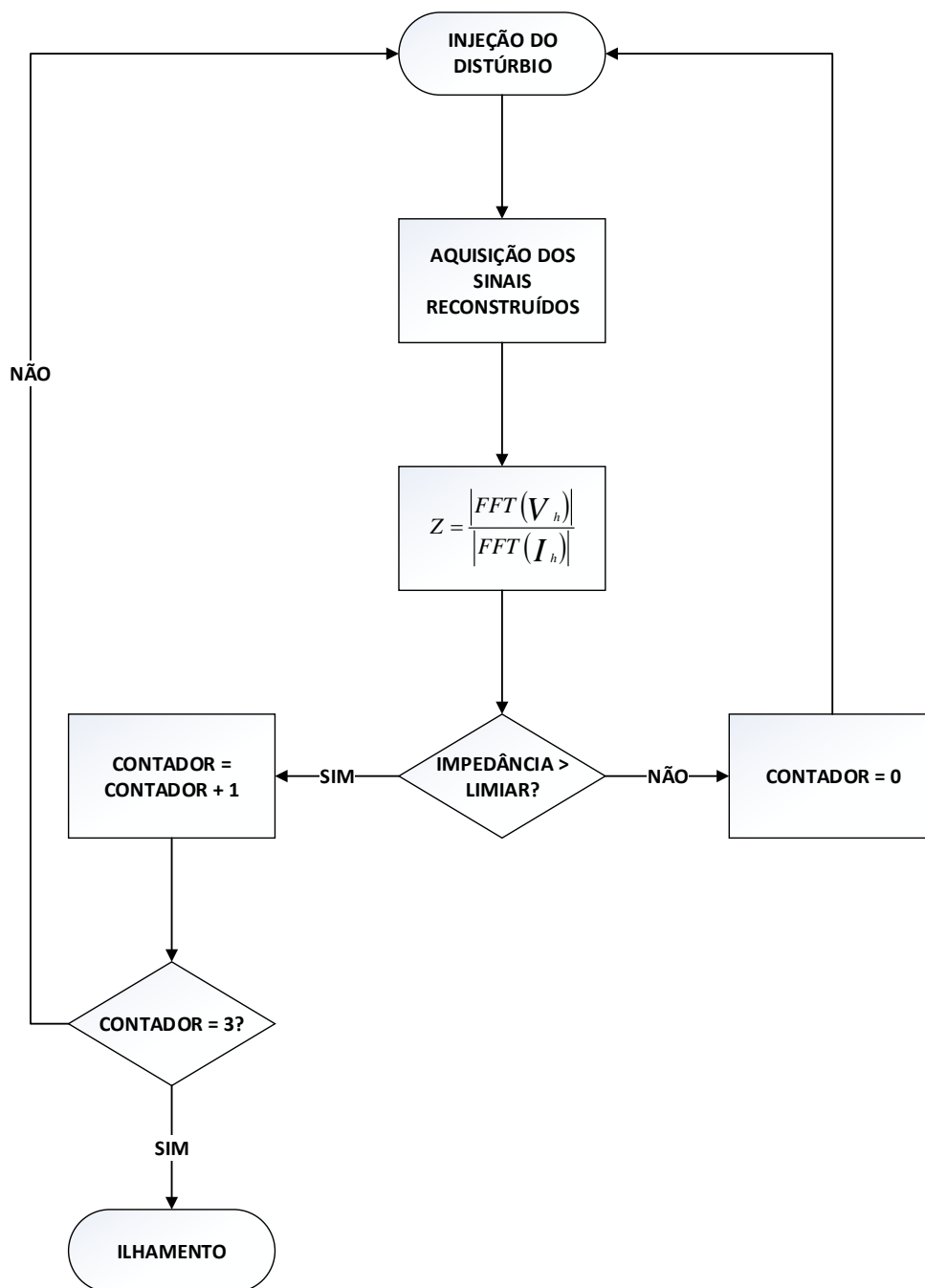


Figura 18: Fluxograma da metodologia proposta.

injeção do sinal.

Após a injeção do sinal, espera-se o tempo t_i para que os sinais reconstruídos, de tensão e corrente, comecem a ser adquiridos. O tamanho desses sinais é quatro vezes maior que o número de pontos por ciclo da fundamental. O número de pontos por ciclo utilizado, conforme mencionado, foi de 16384 (2^{14}) na rede com o inversor no modelo comutado e 4096 (2^{12}) nas demais redes.

Aplica-se, então, a FFT em ambos os sinais e calcula-se a impedância na frequência

harmônica desejada. Verifica-se se essa impedância calculada é maior que um limiar preestabelecido, o valor do limiar deve ser setado o mais próximo possível do valor da impedância com o sistema ilhado para evitar erro na detecção quando uma carga é retirada do sistema. Se a impedância for maior que o limiar, é somado uma unidade no contador, que inicialmente é igual a zero, caso contrário, reseta-se o contador.

Enquanto o contador não for igual a 3, os sinais continuam sendo injetados e o fluxograma se repete. Quando o contador for igual a 3, significa que por três vezes seguidas o valor da impedância estimada foi superior ao limiar. Nesse caso, determina-se que houve o ilhamento.

Essa verificação de três vezes no valor de impedância é como simula um temporizador, para evitar mal funcionamento do método, já que pode ocorrer situações que a impedância varie muito, porém rapidamente.

3.8 EXEMPLO EXPLICATIVO DO MÉTODO

Nessa seção serão simulados dois casos de ilhamento em que no primeiro não será necessário a injeção do sinal para detectá-lo e no segundo caso será mostrado que o ilhamento somente será identificado pelo método. A metodologia para detecção de ilhamento descrita na seção anterior será exemplificada utilizando o circuito da Figura 19.

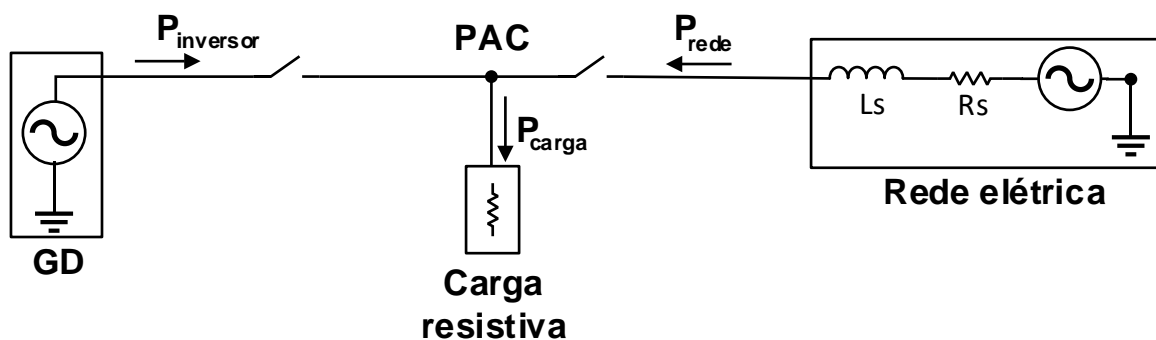


Figura 19: Circuito para exemplificar o método de detecção de ilhamento.

Nesse circuito a carga é de 10Ω , puramente resistiva, e a tensão de linha (RMS) no PAC é de $220 V$.

Inicialmente foi estabelecido que metade da potência da carga seria fornecida pelo GD e a outra metade pela rede. Foram simulados 4 segundos, sendo que o ilhamento ocorre na metade do tempo de simulação, em 2 segundos. Os gráficos da tensão no

PAC, da corrente que sai do gerador distribuído e da frequência de ambos são mostrados na Figura 20.

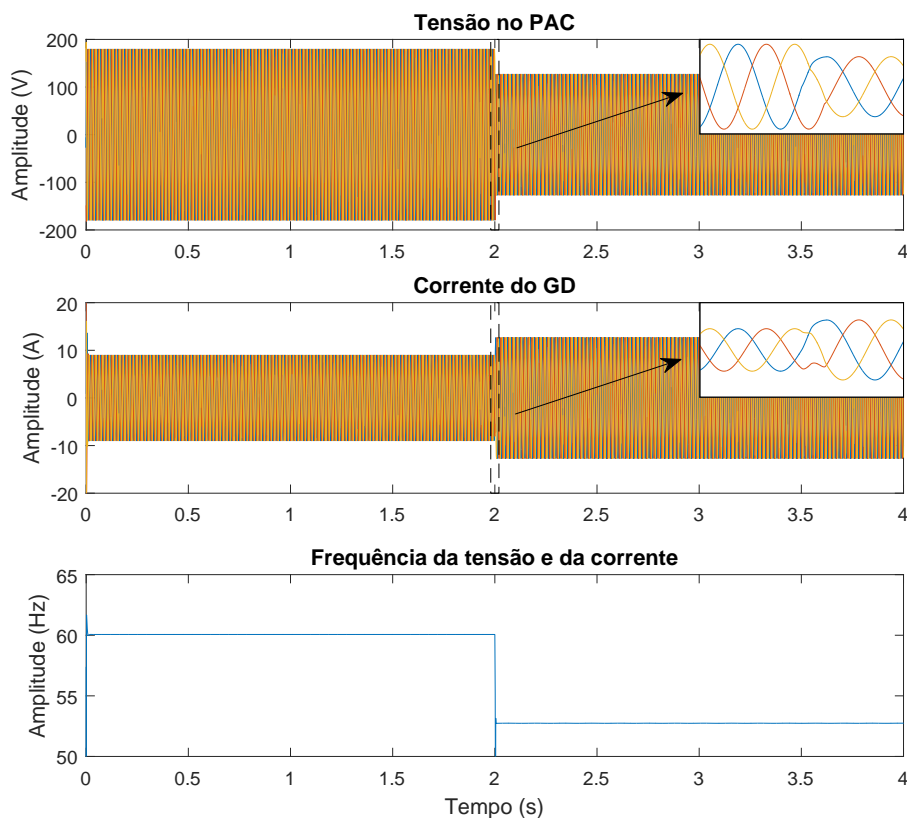


Figura 20: Gráficos para o GD entregando metade da potência requerida pela carga.

Nota-se que, além de haver uma queda na tensão há um aumento na corrente. Concomitantemente, a frequência cai de 60 Hz para 52 Hz , tanto na tensão quanto na corrente. Nesse caso, o relé de subfrequência, presente na proteção do GD, já atuaria, uma vez que a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a $56,5\text{ Hz}$ em condições extremas (ANEEL, Revisão 9 - A partir de 01/01/2018).

Para o segundo caso simulado, foi estabelecido que toda a potência requerida pela carga seria entregue pelo GD. Essa situação é uma das mais críticas para se detectar o ilhamento. Os mesmos gráficos, para esse caso, de tensão, corrente e frequência são mostrados na Figura 21. A Figura 22 mostra o gráfico da impedância vista pelo GD sem a inserção do distúrbio nas configurações descritas. Tal impedância é calculada dividindo o valor eficaz da tensão no PAC pelo valor eficaz da corrente na saída do gerador distribuído.

Percebe-se que não há qualquer variação, tanto de amplitude quanto de frequência, na tensão e na corrente. Dessa maneira, as proteções presentes no GD não atuariam.

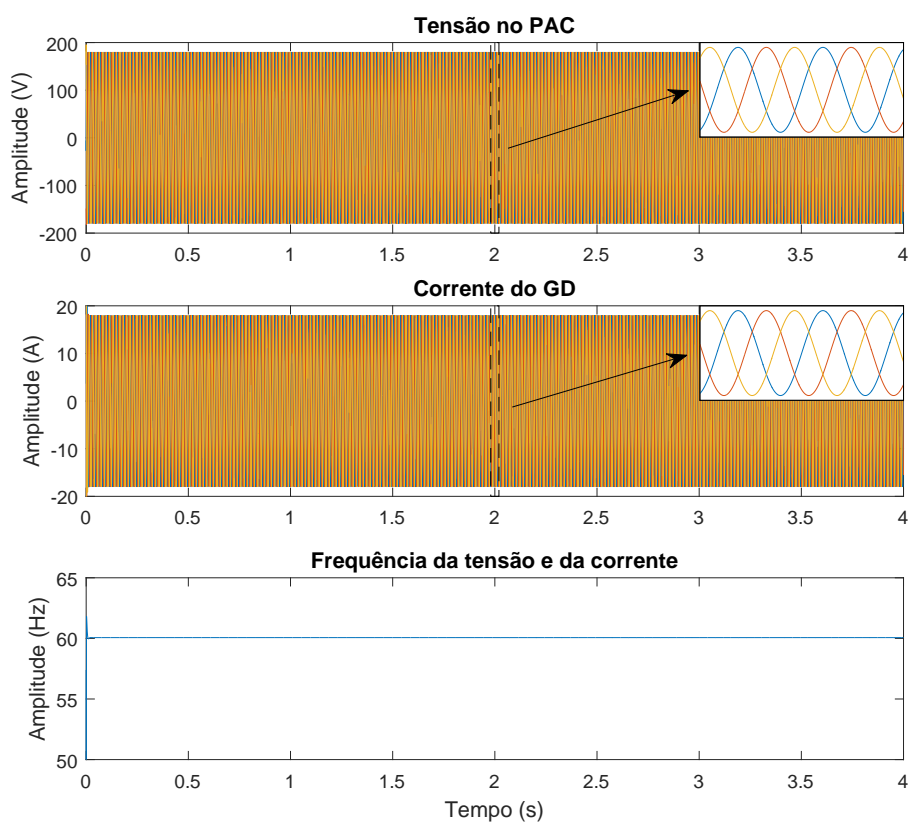


Figura 21: Gráficos para o GD entregando toda a potência requerida pela carga.

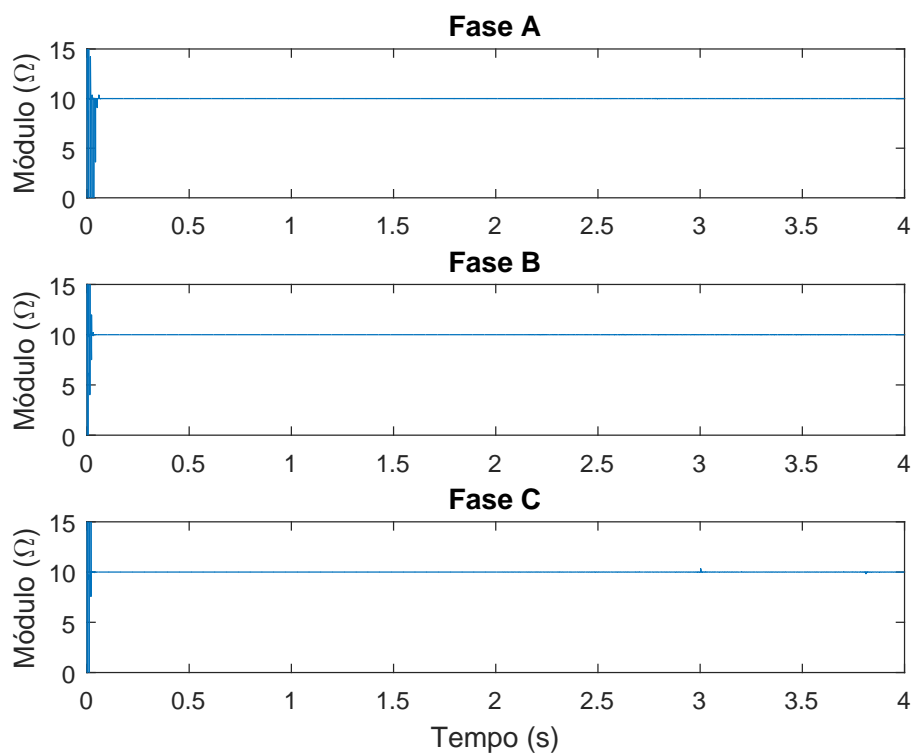


Figura 22: Impedância vista pelo gerador distribuído sem injeção dos sinais.

A impedância, após um transitório inicial, permaneceu em 10Ω durante todo o período de simulação, não sendo possível detectar o ilhamento através desse tipo de medição de impedância. Portanto, foi utilizada a metodologia proposta a fim de verificar seu desempenho frente a um ilhamento com essas configurações do sistema.

O distúrbio é injetado na tensão por uma fonte de tensão controlada em série com o gerador distribuído. Tal distúrbio é injetado na frequência de 60 Hz , com amplitude de 1.8 V , 1% da amplitude da tensão de fase no PAC, e $k = 650 \text{ (rad.s)}^{-1}$, pois como visto em (3.7), o valor mínimo para que o SGMs tenham 95% de energia na frequência fundamental é $611,64 \text{ (rad.s)}^{-1}$.

As formas de onda da tensão e da corrente, com o distúrbio, podem ser vistas na Figura 23.

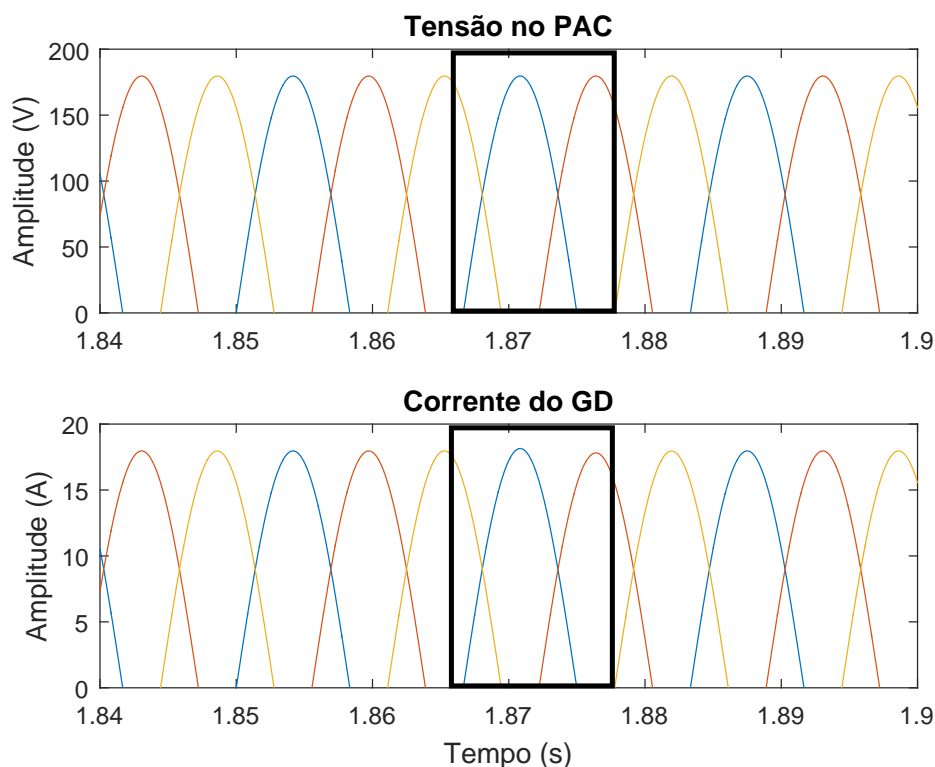


Figura 23: Formas de onda da tensão e da corrente com a presença do distúrbio.

Os retângulos indicam o momento em que um SGM é injetado. É praticamente imperceptível alguma deformidade na forma de onda da tensão e da corrente, sendo assim, esse distúrbio não afeta significativamente a qualidade da energia.

Após a injeção dos sinais, os sinais reconstruídos são adquiridos na saída dos filtros. A Figura 24 mostra esses sinais reconstruídos de tensão e corrente para a fase A, após o ilhamento.

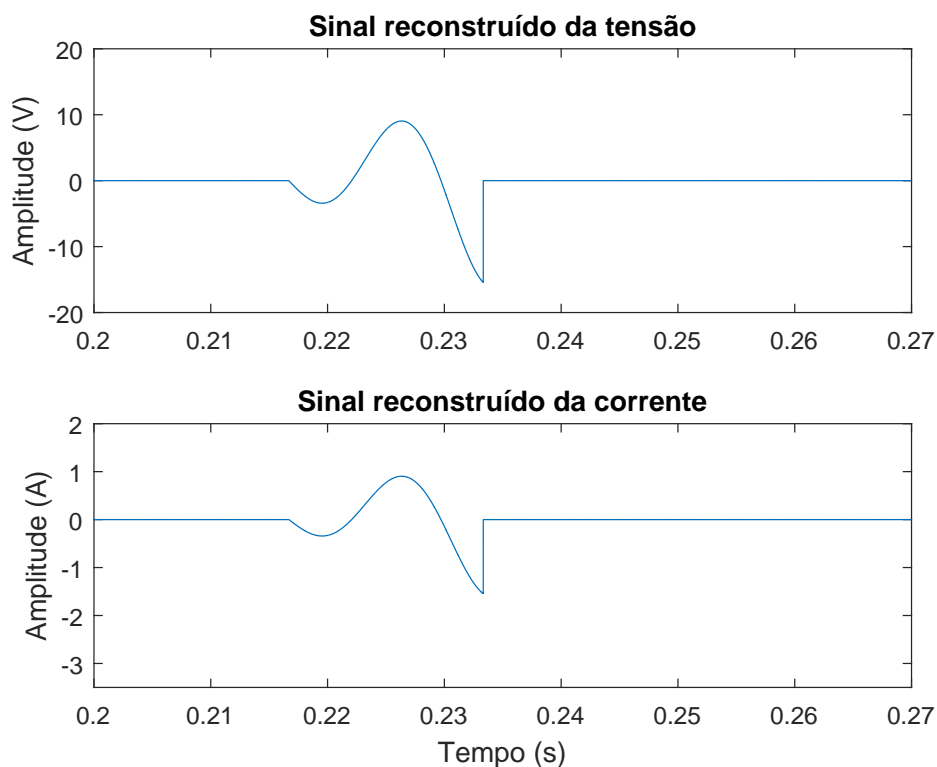


Figura 24: Sinais reconstruídos de tensão e corrente para a fase A.

Os sinais da Figura 24 mostram o componente de 60 Hz , presente na tensão e na corrente da saída do GD, proveniente do distúrbio injetado. Em seguida, divide-se os módulos das Transformadas de Fourier do sinal reconstruído da tensão pelo sinal reconstruído da corrente, assim como em (3.8), para se obter o valor da impedância vista pelo gerador distribuído.

O gráfico da impedância antes e depois do ilhamento pode ser visto na Figura 25.

Apesar da tensão e da corrente não sofrer qualquer tipo de alteração no ilhamento, quando a potência fornecida pelo GD é igual à potência requerida pela carga, a técnica utilizada foi capaz de identificar a mudança na impedância do sistema. A impedância, vista pelo gerador distribuído, é o paralelo entre a rede e a carga, antes do ilhamento e somente a carga, após a ocorrência do mesmo.

Na metodologia utilizada, espera-se que o valor da impedância seja maior que um limiar preestabelecido, o qual deve estar próximo do valor de impedância da carga, por três vezes consecutivas. Com base na Figura 25 e sabendo que cada asterisco é um SGM injetado, vimos que o ilhamento pode ser identificado em um tempo aproximado de 300 ms , o qual está dentro do limite permitido pela norma.

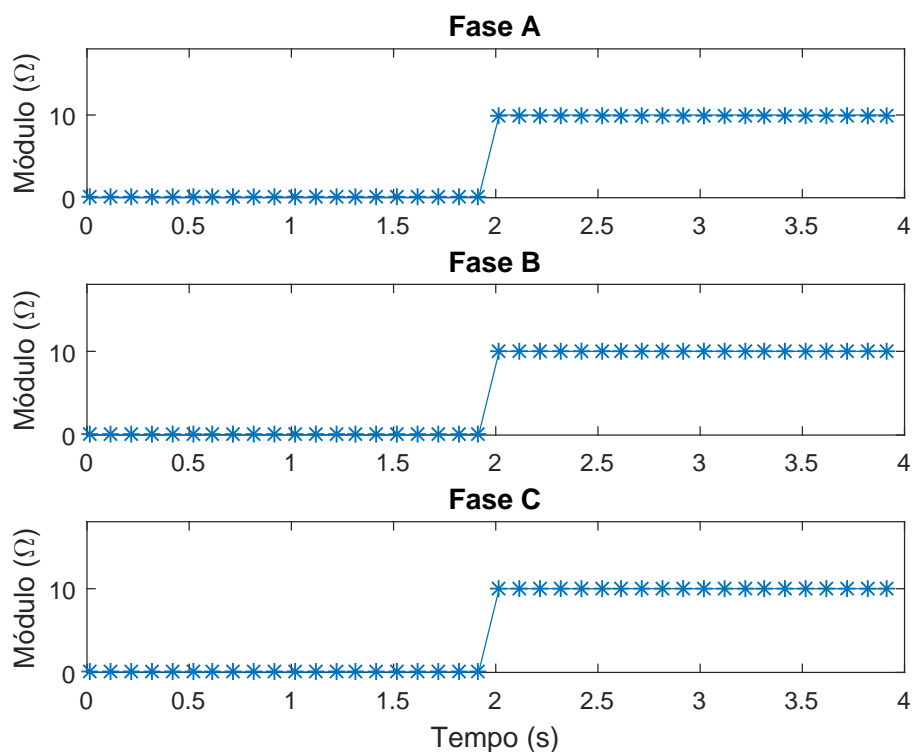


Figura 25: Impedância vista pelo gerador distribuído, estimada pelo método.

3.9 CONCLUSÕES PARCIAIS

A estimação de impedância é realizada de várias maneiras como pode ser encontrado na literatura. Nesse caso, injeta-se um sinal gaussiano modulado na rede elétrica para tal finalidade.

Os sinais de tensão e corrente no PAC são monitorados a todo instante e cada amostra, tanto de corrente quanto de tensão, passa pelos filtros SWRDFT e SWRDFT Modificada. A saída desses filtros são subtraídas e a diferença é o componente de tensão e corrente relativa ao distúrbio. A impedância é então calculada dividindo o módulo da FFT da tensão pelo módulo da FFT da corrente, na frequência do sinal injetado. Então, espera-se que o valor de impedância estimada seja maior que o limiar por três vezes seguidas e o ilhamento é identificado quando isso ocorre.

A técnica proposta consegue estimar a impedância mesmo utilizando uma frequência harmônica presente na rede, o que mostra uma vantagem frente aos outros métodos de estimação de impedância. Também foi possível identificar o ilhamento mesmo em uma situação crítica onde, a potência da carga é totalmente suprida pelo gerador distribuído. Nessa condição, a tensão e a corrente da saída do GD não sofrem alterações.

4 VALIDAÇÃO DO MÉTODO ANTI-ILHAMENTO

O teste de validação das técnicas de detecção de ilhamento não é uma tarefa simples de ser executada devido a variedade de sistemas que existem e de possíveis tipos de ilhamento. Os procedimentos de teste em laboratório requerem a escolha de alguns casos em detrimento de outros, já que não é possível cobrir todas as condições de ilha possíveis. Isso pode ser um processo caro e confuso para as organizações responsáveis por certificar que cada GD se encontra em condições seguras.

Nesse capítulo serão mostradas as normas vigentes referentes ao ilhamento de geradores distribuídos, os testes de detecção de ilhamento utilizados para validar o método proposto, os quais foram simulados em ambiente Simulink/Matlab, e também será mostrado o controle PI (YE et al., 2005) utilizado para controlar a potência fornecida pelo inversor.

4.1 NORMAS APLICÁVEIS

A norma IEEE 929, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems* (IEEE, 2000), contém orientações para garantir a operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Esse documento inclui orientações relacionadas à segurança, proteção dos equipamentos, qualidade de energia e operação do sistema da concessionária. Adicionalmente, fornece informações relacionadas a ilhamento dos sistemas fotovoltaicos, bem como técnicas para evitá-los. Apesar de ter sido bem utilizada para sistemas fotovoltaicos, atualmente essa norma está obsoleta.

A norma IEEE 1547, *Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems* (IEEE, 2003), estabelece os critérios e requisitos para a interconexão de fontes de geração distribuída ao SEP, tipicamente em linhas de distribuição radiais de tensão primária e/ou secundária, abrangendo todas as tecnologias com capacidade de potência de até 10 MVA.

O objetivo principal da norma é estabelecer as especificações técnicas para a interligação do GD, tais como: desempenho, operação, testes, considerações de segurança e manutenção da interconexão. Também inclui os requisitos gerais, respostas às condições anormais de operação, qualidade de energia, ilhamento, especificações de testes, avaliação de instalação e testes periódicos.

A norma brasileira NBR IEC 62116, Procedimento de Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (ABNT, 2012), tem como base a norma IEC 62116 (IEC, 2008) e é válida desde 6 de Abril de 2012.

O propósito dessa norma é fornecer um procedimento de teste para avaliar o desempenho dos métodos anti-ilhamento utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Apesar de avaliar os sistemas fotovoltaicos, ela também pode ser aplicada, com pequenas alterações, para avaliar inversores utilizados com outras fontes de energia.

4.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A SIMULAÇÃO

Os inversores foram projetados para serem conectados à rede em paralelo com a concessionária e serem desconectados quando a mesma não estiver presente. As normas específicas fornecem um circuito para teste dos métodos de detecção de ilhamento, o qual consiste em um inversor trifásico conectado à rede elétrica e uma carga RLC em derivação por fase no PAC. Essa situação é ilustrada pela Figura 26, onde também se encontra o controlador responsável por manter constante a potência ativa fornecida pelo inversor. A simulação foi realizada em ambiente Simulink/Matlab 2015b.

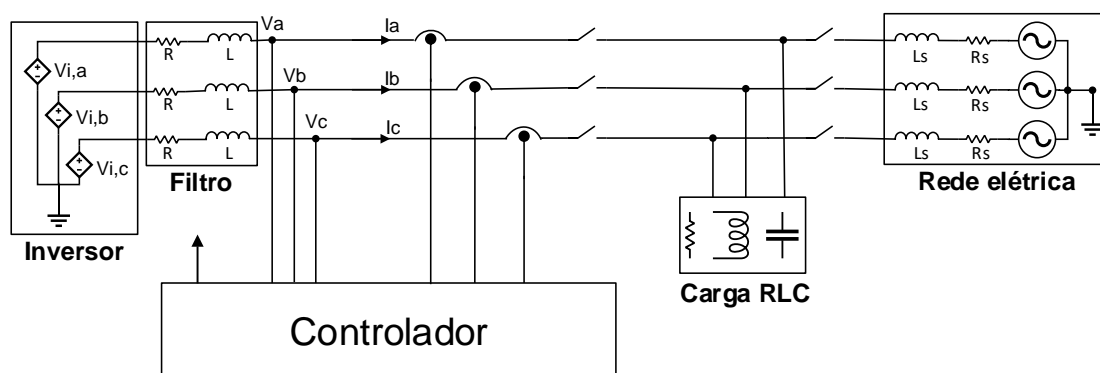


Figura 26: Modelo médio do inversor com uma carga RLC e a rede.

4.2.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE O INVERSOR E A REDE

O modelo de comutação para inversor é ideal para validar novos algoritmos, no entanto, leva muito tempo para simular. Esse modelo pode levar mais de 10 minutos para simular vários segundos (YE et al., 2005). Por esse motivo, nesse trabalho, os primeiros testes foram realizados utilizando o modelo médio do inversor, o qual consiste em três fontes controladas de tensão, uma para cada fase, que recebem, do controlador, os sinais de tensões que devem ser sintetizados.

A rede elétrica foi modelada pelo bloco *Three-Phase Source* do Simulink. Os parâmetros que foram usados pode ser visto na Figura 27.

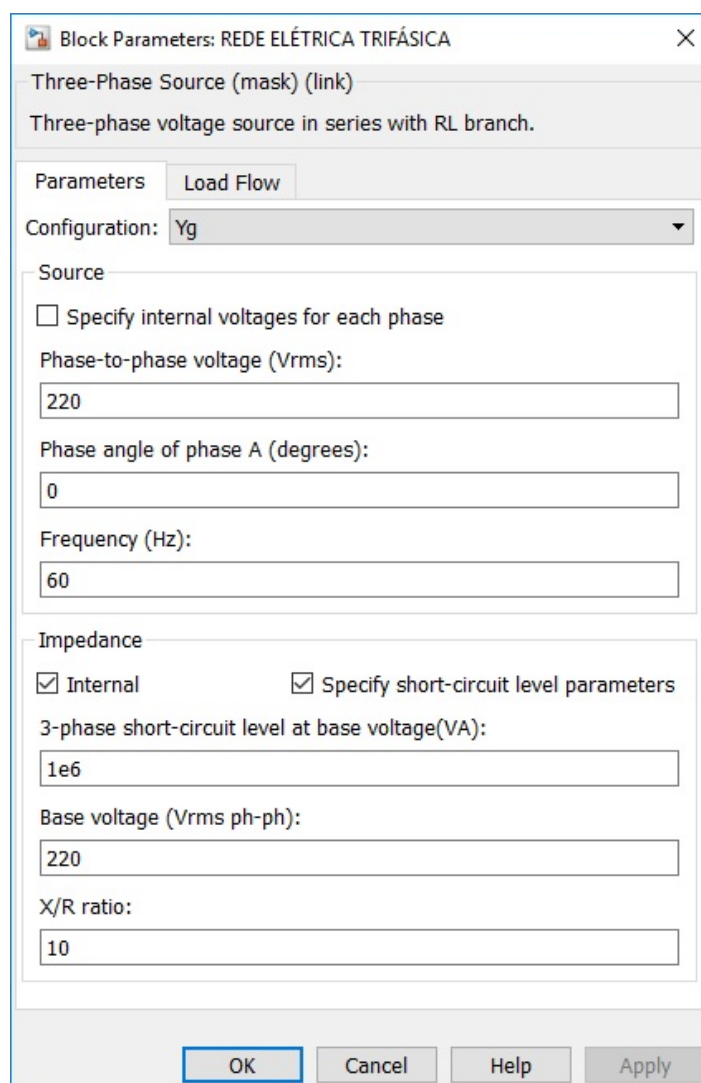


Figura 27: Bloco *Three-Phase Source*

Definindo a potência de base $S_b = 1 \text{ MVA}$, tensão de base $V_b = 220 \text{ V}$ e razão $X/R = 10$, tem-se os valores de resistência e indutância como sendo $R_s = 0,014 \Omega$ e $L_s = 0,383 \text{ mH}$, respectivamente. A rede é do tipo *Swing*.

4.2.2 DIMENSIONAMENTO DO FILTRO RL DO INVERSOR

Apesar de ter sido utilizado o modelo médio do inversor, onde a fonte controlada de tensão recebe o sinal proveniente do controlador, foi projetado um filtro RL na saída do mesmo, a fim de avaliar sua influência na metodologia de injeção de pequenos sinais utilizada nesse trabalho. O filtro deve ser passa baixa e sua frequência de corte é dada conforme (4.3),

$$\omega_c = \frac{R}{L} \quad (4.1)$$

$$2\pi f_c = \frac{R}{L} \quad (4.2)$$

$$f_c = \frac{R}{2\pi L} \quad (4.3)$$

onde f_c é a frequência de corte do filtro e os componentes passivos do filtro são dados pela resistência R e pela indutância L .

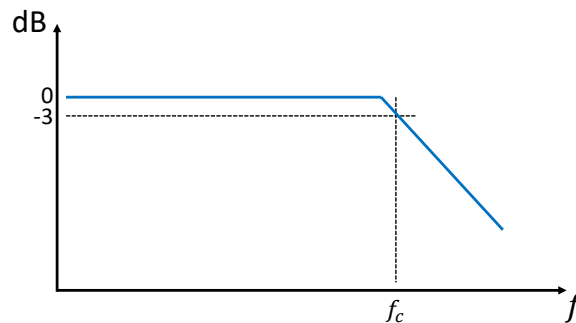


Figura 28: Frequência de corte do filtro.

Sabendo que a frequência de interesse do filtro é a frequência da rede elétrica no Brasil ($f = 60 \text{ Hz}$), definiu-se que a frequência de corte será de $f_c = 80 \text{ Hz}$. Dessa forma, para um indutor de $L = 2 \text{ mH}$, obtêm-se um resistor de $R = 1 \Omega$.

4.2.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTROLADOR

O controlador utilizado tem seu diagrama de blocos ilustrado na Figura 29.

Os sinais trifásicos de tensão e corrente estão representados no sistema de coordenadas de fase abc , porém, dependendo do controle que se deseja implementar, esses sinais também podem ser representados no sistema de coordenadas estacionário $\alpha\beta$ ou no

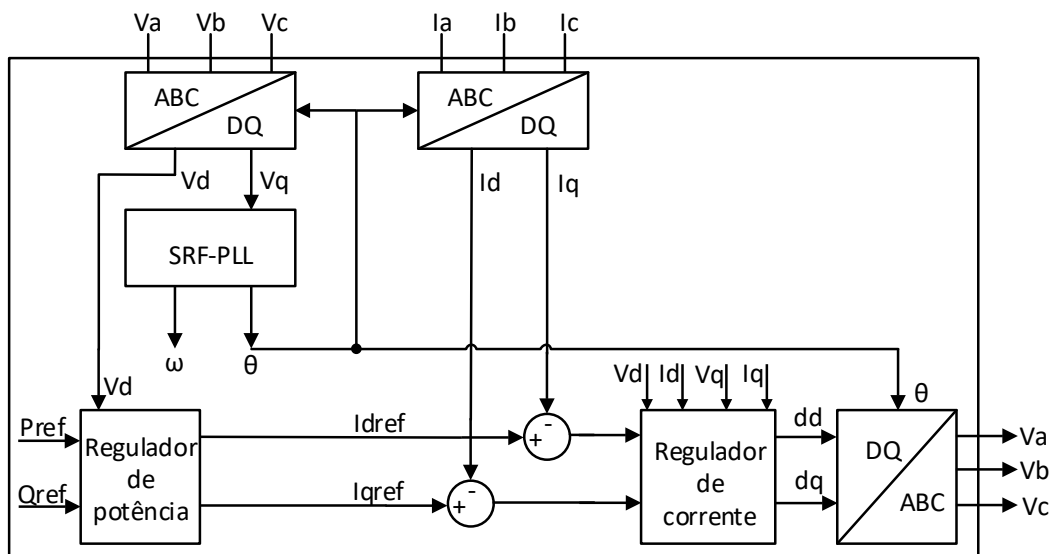


Figura 29: Diagrama de blocos do controlador PI.

sistema de coordenadas síncrono dq . O controle utilizado nesse trabalho está no sistema de coordenadas dq , o qual possui comportamento estacionário, facilitando a implementação dos filtros e o projeto dos controladores.

As tensões e correntes, por fase, são medidas no PAC e passam pelo bloco da transformada de Park do Simulink, abc to $dq0$, que transforma do sistema de coordenadas abc para o sistema dq . As configurações desse bloco pode ser visto na Figura 30.

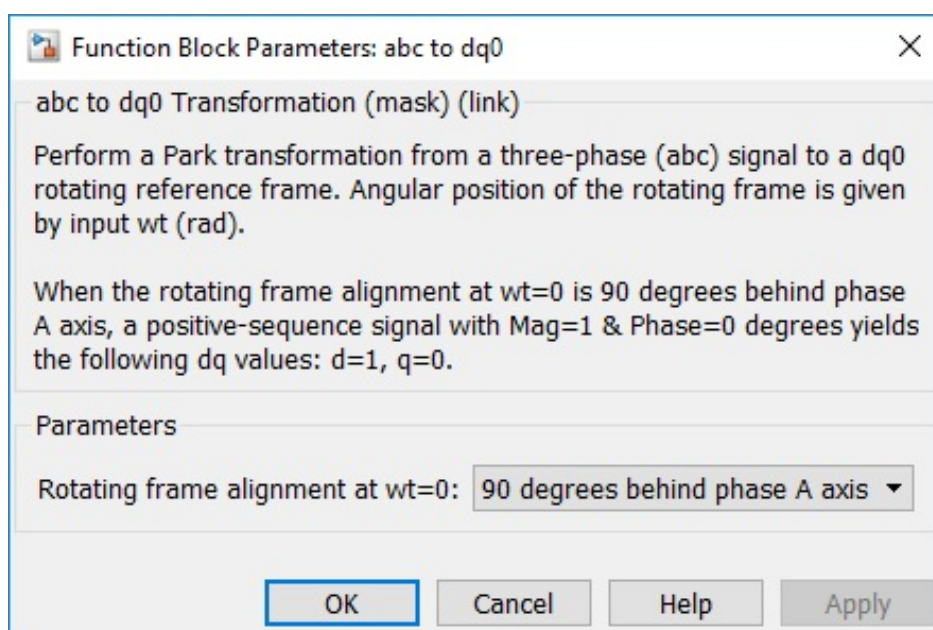


Figura 30: Bloco abc to $dq0$.

A Transformada de Park é descrita por (4.4),

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos \alpha & \cos \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \alpha & \sin \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

sendo $\alpha = \omega t + \varphi$, onde ω é a frequência angular em (rad/s) e φ é o ângulo de fase em (rad) do sistema de coordenadas síncrono dq .

A operação do inversor deve ser sincronizada com a rede elétrica, por isso é necessário um sistema de detecção da frequência e da fase no PAC. Tal sistema é responsável por rastrear o ângulo θ da tensão fundamental da rede e rejeitar qualquer outro tipo de distúrbio indesejado como harmônicos e desequilíbrios, por exemplo. Como o sincronismo mais utilizado atualmente é conhecido como *Phase-Locked Loop* (PLL) aqui será utilizado o PLL baseado no sistema de coordenadas síncrono, do inglês *Synchronous Reference Frame* (SRF-PLL). A modelagem a seguir foi baseada em (YAZDANI & IRAVANI, 2010).

Considerando os módulos das tensões trifásicas equilibradas no PAC, V_{abc} , tem-se que as componentes dq são expressas pelas equações gerais (4.5) e (4.6),

$$v_d = V_{abc} \cos(\omega_1 t + \varphi_1 - \theta) \quad (4.5)$$

$$v_q = V_{abc} \sin(\omega_1 t + \varphi_1 - \theta) \quad (4.6)$$

onde ω_1 e φ_1 são a frequência angular e o ângulo de fase da componente fundamental no PAC, respectivamente.

Analisando as equações de v_d e v_q percebe-se que se $\theta = \omega t + \varphi$ tem-se:

$$v_d = V_{abc} \quad (4.7)$$

$$v_q = 0 \quad (4.8)$$

O PLL, então, pode ser projetado para ajustar o ângulo θ de maneira a garantir que a componente em q da tensão seja nula em regime permanente. A Figura 31 apresenta o diagrama de blocos da estrutura do SRF-PLL.

A relação dada em (4.9) pode ser verificada pela Figura 31,

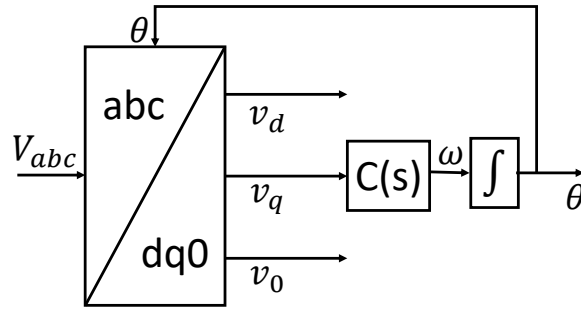


Figura 31: Diagrama de blocos do SRF-PLL.

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} = C(s)v_q \quad (4.9)$$

em que ω é a frequência angular rastreada e $C(s)$ é a função de transferência do controlador proporcional integral (PI).

Substituindo (4.6) em (4.9), tem-se (4.10) que descreve um sistema PLL com dinâmica não linear.

$$\frac{d\theta}{dt} = C(s)V_{abc} \sin(\omega_1 t + \varphi_1 - \theta) \quad (4.10)$$

Quando $\theta = \omega_1 t + \varphi_1$, tem-se que o argumento da função senoidal torna-se próximo de zero, sendo assim, pela aproximação para ângulos pequenos, (4.10) pode ser reescrita como:

$$\frac{d\theta}{dt} = C(s)V_{abc}(\omega_1 t + \varphi_1 - \theta) \quad (4.11)$$

Logo, o SRF-PLL sai da dinâmica não linear e passa para uma dinâmica linear. Considerando a tensão em p.u.¹, a função de transferência em malha fechada do SRF-PLL é dada por:

$$M_{f,PLL} = \frac{C(s)}{s + C(s)} \quad (4.12)$$

Nesse trabalho o controlador PI escolhido tem a função de transferência como sendo:

¹por unidade.

$$C(s) = K_{p,PLL} \left(\frac{1 + sT_{i,PLL}}{T_{i,PLL}} \right) \quad (4.13)$$

Sendo $K_{p,PLL}$ e $T_{i,PLL}$ o ganho proporcional em (rad/s) e a constante de tempo de integração em (s) do controlador PI do sistema PLL, respectivamente.

Substituindo (4.13) em (4.12) e fazendo algumas simplificações tem-se a função de transferência em malha fechada do SRF-PLL agora definida por:

$$M_{f,PLL} = \frac{sK_{p,PLL} + \frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}}{s^2 + sK_{p,PLL} + \frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}} \quad (4.14)$$

Reescrevendo (4.14) em sua forma canônica, tem-se:

$$H(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.15)$$

Logo, a frequência natural não amortecida ω_n e o coeficiente de amortecimento ξ podem ser expressos por

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_{p,PLL}}{T_{i,PLL}}} \quad (4.16)$$

$$\xi = \frac{K_{p,PLL}}{2\omega_n} \quad (4.17)$$

Para uma frequência natural não amortecida igual à frequência nominal da rede, $\omega_n = 377 \text{ rad/s}$, e para um coeficiente de amortecimento, $\xi = 0,5$, tem-se os seguintes parâmetros do controlador PI: $K_{p,PLL} = 2,94 \text{ rad/s}$ e $T_{i,PLL} = 0,0037 \text{ s. rad/s}$

O controle, da potência ativa e reativa que fluem pelo inversor, utilizado é conhecido como controle no modo corrente. Assim, a potência injetada pelo inversor é controlada através da amplitude e fase das correntes sintetizadas a partir das tensões no PAC. Tais correntes são comparadas com as correntes de referência provenientes do regulador de potência, I_{dref} e I_{qref} . O interior do regulador de potência pode ser visto na Figura 32 e a modelagem do controle de corrente pode ser vista a seguir e foi baseada também em (YAZDANI & IRAVANI, 2010).

De acordo com a Figura 26 a dinâmica da corrente que sai do inversor pode ser descrita por (4.19).

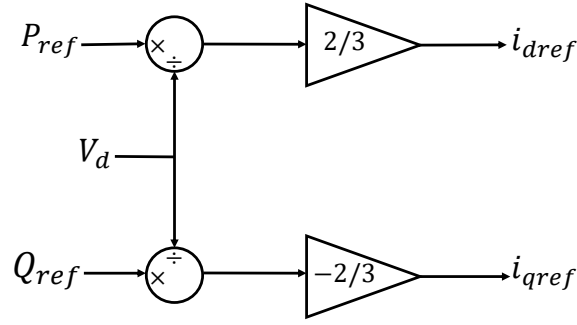


Figura 32: Regulador de potência.

$$V_{i,abc} - V_{abc} = L \frac{di_{abc}}{dt} + R i_{abc} \quad (4.18)$$

$$L \frac{di_{abc}}{dt} = -R i_{abc} + V_{i,abc} - V_{abc} \quad (4.19)$$

Aplicando a Transformada de Park em (4.19) e assumindo condições de estado permanente, tem-se a dinâmica da corrente no sistema dq representada por (4.20).

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = L \omega_0 i_{qd} - R i_{dq} + V_{i,dq} - V_{dq} \quad (4.20)$$

A Figura 33 representa o diagrama de blocos do regulador de corrente que está no sistema de coordenadas síncrono.

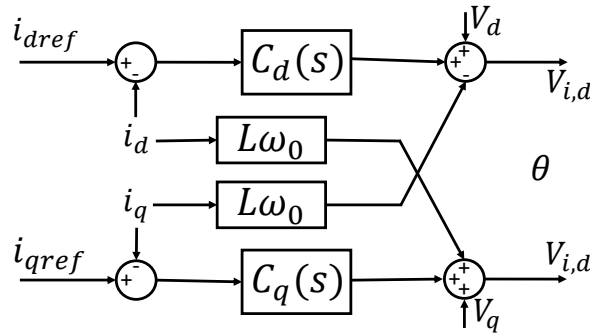


Figura 33: Diagrama de blocos do regulador de corrente com a malha de desacoplamento de corrente.

O acoplamento entre i_d e i_q é eliminado pela compensação *feed-forward* de desacoplamento, levando a dinâmica da corrente, representada por (4.20), ser agora representada por (4.21).

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = -R i_{dq} + V_{i,dq} - V_{dq} \quad (4.21)$$

Nota-se que existe uma relação em que as tensões de saída do inversor são modeladas como entrada de controle enquanto as tensões da rede elétrica são modeladas como distúrbio. Com o intuito de simplificar a equação 4.21, essa relação, entre as tensões de saída do inversor e da rede, pode ser modelada como uma única ação de controle u_{dq} , resultando em:

$$L \frac{di_{dq}}{dt} = -Ri_{dq} + u_{dq} \quad (4.22)$$

Aplicando-se a transformada inversa de Laplace em 4.22:

$$Li_{dq}s = -Ri_{dq} + u_{dq} \quad (4.23)$$

Sendo assim, a função de transferência do sistema pode ser representada por 4.24.

$$\frac{i_{dq}}{u_{dq}} = \frac{1}{Ls + R} \quad (4.24)$$

Então, para esse sistema, tem-se a malha simplificada de controle no sistema de coordenadas síncrono dq representada pelo diagrama de blocos da Figura

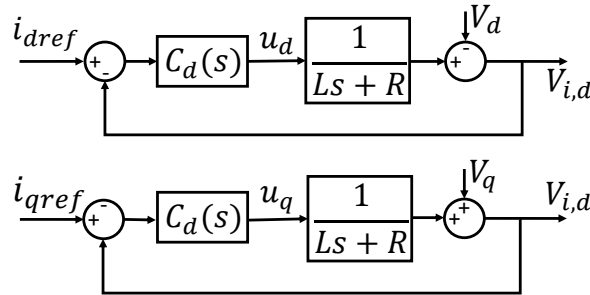


Figura 34: Diagrama de blocos simplificado do controle de corrente.

A Transformada de Park faz com que as componentes passem a ter um comportamento estacionário, possibilitando as malhas de controle de i_d e i_q seguirem referências constantes. Com isso, pode-se fazer o uso de um controlador PI.

A função de transferência característica do controlador PI pode ser escrita da seguinte maneira:

$$C(s) = \frac{K_{p,i} s + K_{i,i}}{s} \quad (4.25)$$

Onde $K_{p,i}$ é o ganho proporcional em (H/s) e $K_{i,i}$ o ganho integral em (Ω/s) do controlador PI da malha de controle da corrente.

Como os comportamentos de ambas as componentes dq são iguais, o projeto do controlador pode ser feito em apenas um eixo e os mesmos ganhos serem aplicados em ambas as malhas de controle.

Multiplicando-se 4.24 por 4.25 tem-se a função de transferência em malha aberta do controle de corrente expressa como:

$$M_{a,i}(s) = \left(\frac{K_{p,i}}{Ls} \right) \frac{s + \frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}}{s + \frac{R}{L}} \quad (4.26)$$

Analisando a equação 4.26 observa-se a existência de um pólo em $s = -\frac{R}{L}$. Pela técnica de cancelamento de pólos e zeros, o zero do controlador PI, $s = -\frac{K_{i,i}}{K_{p,i}}$, deve estar localizado em cima do pólo da função de transferência. Dessa forma, estabelece-se a relação:

$$\frac{K_{i,i}}{K_{p,i}} = \frac{R}{L} \quad (4.27)$$

Utilizando 4.27 em 4.26, a função de transferência em malha aberta da planta de controle pode ser simplificada e representada por:

$$M_{a,i}(s) = \frac{K_{p,i}}{Ls} \quad (4.28)$$

De acordo com 4.28 tem-se a função de transferência em malha fechada como:

$$M_{f,i}(s) = \frac{1}{\frac{L}{K_{p,i}}s + 1} \quad (4.29)$$

Sabendo que a função de transferência em 4.29 é de primeira ordem e que uma função de transferência em malha fechada e de primeiro grau é representada por $M_f(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1}$, onde τ_i é a constante de tempo do sistema em (s), tem-se que:

$$K_{p,i} = \frac{L}{\tau_i} \quad (4.30)$$

E substituindo 4.30 em 4.27, tem-se que K_i pode ser calculado por:

$$K_{i,i} = \frac{R}{\tau_i} \quad (4.31)$$

De acordo com (YAZDANI & IRAVANI, 2010), a constante de tempo deve ser $0,5 \leq \tau_i \leq 5 \text{ ms}$ para sistemas cuja frequência fundamental é de 60 Hz . Assumindo $\tau_i = 0,5 \text{ ms}$ e, conforme já mencionado, $R = 1 \Omega$ e $L = 2 \text{ mH}$, tem-se que $K_{p,i} = 4 \text{ H/s}$ e $K_{i,i} = 2000 \Omega/s$.

Finalmente, a saída do regulador de corrente passa pela transformada inversa de Park, transformando o sinal de tensão, que será enviado para o inversor, do sistema $dq0$ para o sistema abc . O bloco utilizado para essa transformada foi o $abc \text{ to } dq0$ setado como mostrado na Figura 35.

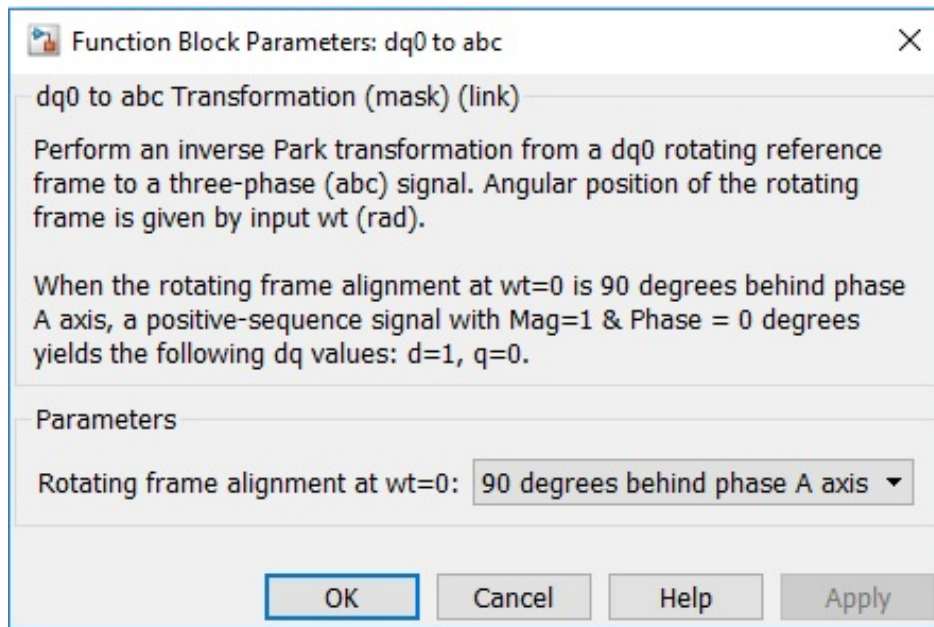


Figura 35: Bloco $dq0 \text{ to } abc$.

A transformada inversa de Park é detalhada em (4.32).

$$\begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha & 1 \\ \cos \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \\ \cos \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\alpha + \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} \quad (4.32)$$

Então, o resultado da Transformada inversa de Park tem os valores das tensões V_a , V_b e V_c da saída do controlador.

4.2.4 CARGA RLC

Segundo as normas específicas, deve-se estabelecer uma situação em que o GD forneça toda a potência ativa requerida pela carga, ou seja, o fluxo de potência vindo da rede para a carga é praticamente zero. Essa situação é considerada o pior caso para detecção do ilhamento, uma vez que a tensão e a corrente no PAC, praticamente, não sofrem alterações.

A carga também deve possuir frequência de ressonância igual à frequência de operação da rede, que nesse caso é 60 Hz. Caso isso não ocorra, a frequência, na região ilhada, tende a desviar dos limites de operação do inversor, disparando os relés de sub/sobrefrequência do inversor (STEVENS et al., 2000).

Os valores de resistência, indutância e capacitância da carga foram calculados a partir dos valores de potência ativa do inversor (P_{ref}) e de seu fator de qualidade (Q_f). O fator de qualidade da carga conectada em paralelo com o conversor e o sistema elétrico deve ser igual a 2,5 e é calculado por:

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} \quad (4.33)$$

onde R , C e L são a resistência, a capacitância e a indutância da carga por fase, respectivamente.

As equações (4.34), (4.35) e (4.36) foram utilizadas para os cálculos dos componentes da carga.

$$R = \frac{3V_{pac}^2}{P_{ref}} \quad (4.34)$$

$$L = \frac{3V_{pac}^2}{2\pi f P Q_f} \quad (4.35)$$

$$C = \frac{P Q_f}{2\pi f 3 V_{pac}^2} \quad (4.36)$$

onde f é a frequência fundamental da rede, 60 Hz, V_{pac} é a tensão eficaz fase-neutro da rede, 127 V. Como $P_{ref} = 3 \text{ kW}$ e $Q_f = 2,5$, obtem-se: $R = 16,13 \Omega$, $L = 17,11 \text{ mH}$ e $C = 411,15 \mu\text{F}$.

4.3 RESULTADOS COM O MODELO MÉDIO DO INVERSOR

A avaliação do método proposto para detecção de ilhamento foi realizada, primeiramente, com o modelo médio do inversor conectado ao circuito descrito pela subseção anterior. A impedância calculada pelo método é comparada com os valores de impedância medidos pelo bloco *Impedance Measurement* que gera um gráfico com os valores da impedância para diferentes valores de frequência. Esses valores de impedância, do 1º ao 50º harmônico, podem ser vistos na Figura 36.

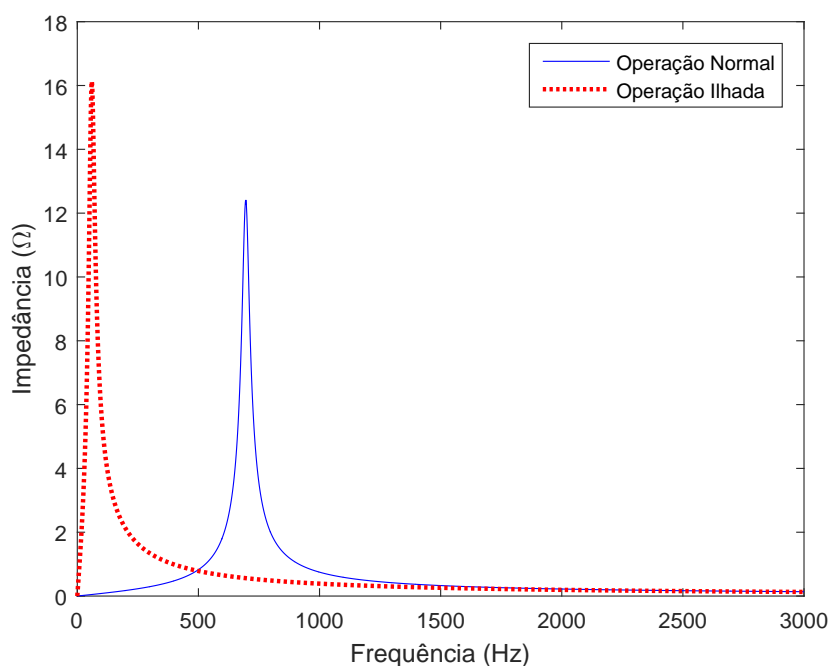


Figura 36: Impedâncias harmônicas medidas pelo bloco *Impedance Measurement*.

A Tabela 1 fornece os valores das impedâncias harmônicas, até o 10º harmônico, calculados pelo bloco *Impedance Measurement*.

Percebe-se que o ilhamento aumenta a impedância vista pelo inversor, para frequências até o 8º harmônico, nessa modelagem de rede e carga. Após esse harmônico, o sistema com a rede conectada possui uma antirressonância, que faz a impedância diminuir no ilhamento. Depois da antirressonância, os valores de impedância são próximos, tanto no ilhamento quanto na operação normal, não havendo condições suficientes para detecção da ilha.

A Figura 37 mostra as impedâncias harmônicas estimadas do primeiro ao terceiro harmônico utilizando a técnica de estimação de impedância. O sinal injetado tem a amplitude de 1 % do valor de amplitude da tensão fase-neutro da rede e, na equação

Tabela 1: Valores esperados de impedância em operação normal eilhada

Harmônico	Operação normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)
1	0,049	16,130
2	0,099	4,156
3	0,154	2,393
4	0,218	1,711
5	0,295	1,339
6	0,393	1,103
7	0,529	0,939
8	0,732	0,818
9	1,084	0,725
10	1,857	0,651

(3.1), $k = 200$. Foi escolhido esse valor de k , pois dessa forma, a saída do filtro, no espectro de frequência, fica mais estreita atenuando melhor as frequências indesejadas.

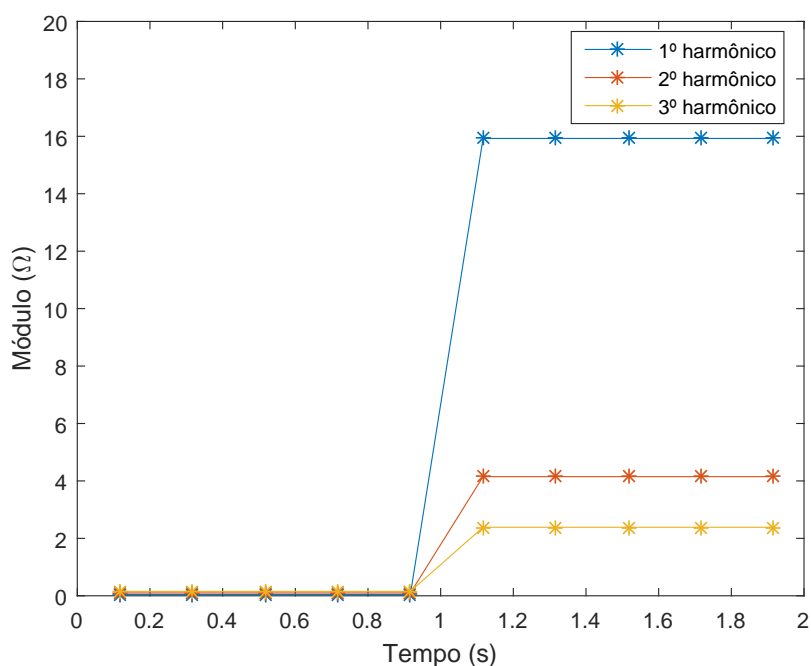


Figura 37: Impedâncias harmônicas estimadas do 1º ao 3º harmônico.

Outra característica que pode ser inferida é que à medida que se aumenta o valor do harmônico, a diferença entre as impedâncias estimadas na operação normal eilhada diminui. Quanto maior for a diferença, melhor é a resolução dos equipamentos de medida e melhor é para se determinar o limiar de separação entre o funcionamento normal eilhado. Portanto, serão mostrados os resultados para somente os 3 primeiros harmônicos.

Os asteriscos mostram os instantes em que foram injetados o sinal. A abertura da chave se dá em 1 segundo de simulação (entre dois sinais injetados). Caso fosse aberta no instante de injeção de um sinal, a impedância calculada nesse ponto seria um valor aleatório que retornaria ao valor correto na próxima injeção. O sistema opera o primeiro segundo na condição normal e o restante em condição ilhada.

Os valores das impedâncias calculados pelo método proposto, bem como os erros entre esses valores e os valores esperados, podem ser vistos na Tabela 2. A simulação foi realizada com o circuito equilibrado, ou seja, as impedâncias por fase são iguais. Portanto, os resultados de impedância, apresentados na Figura 37 e na Tabela 2, são referentes a uma fase.

Tabela 2: Impedâncias harmônicas calculadas pelo método proposto e o erro relativo do cálculo

Harmônico	Operação normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)	Erro Operação normal (%)	Erro Operação ilhada (%)
1	0,049	15,926	0,00	1,26
2	0,099	4,140	0,00	0,38
3	0,154	2,387	0,00	0,25

Analisando os valores da Tabela 2 e a Figura 36 nota-se que no pico da antirressonância, que seria na frequência de 60 Hz, maior é o erro da estimativa. Isso acontece porque a impedância é maior levando a corrente a valores pequenos prejudicando a resolução do filtro e por erros numéricos na própria simulação. Apesar dos erros para o primeiro harmônico serem maiores, ele é capaz de demonstrar o comportamento da impedância durante a simulação.

Nesse mesmo circuito foi também medido as impedâncias harmônicas vistas pelo inversor na ocorrência de uma falta, seja ela de baixa ou de alta impedância, para comparar com o caso de ilhamento. Os valores das impedâncias de falta utilizadas foram de $0,001 \Omega$ e 50Ω para o caso de baixa e de alta impedância, respectivamente. As faltas simuladas foram monofásicas, já que na maioria dos casos é a que ocorre, e foram dadas entre a carga e a rede. A Figura 38 mostra o perfil da impedância harmônica para os casos de falta.

A falta com baixa impedância faz com que o GD veja, praticamente, a impedância de falta, para qualquer frequência. Deste modo, o sistema pode ser utilizado para detectar essas faltas. Porém, para a falta com alta impedância, na frequência de ressonância, há uma diminuição do valor de impedância e para as outras frequências

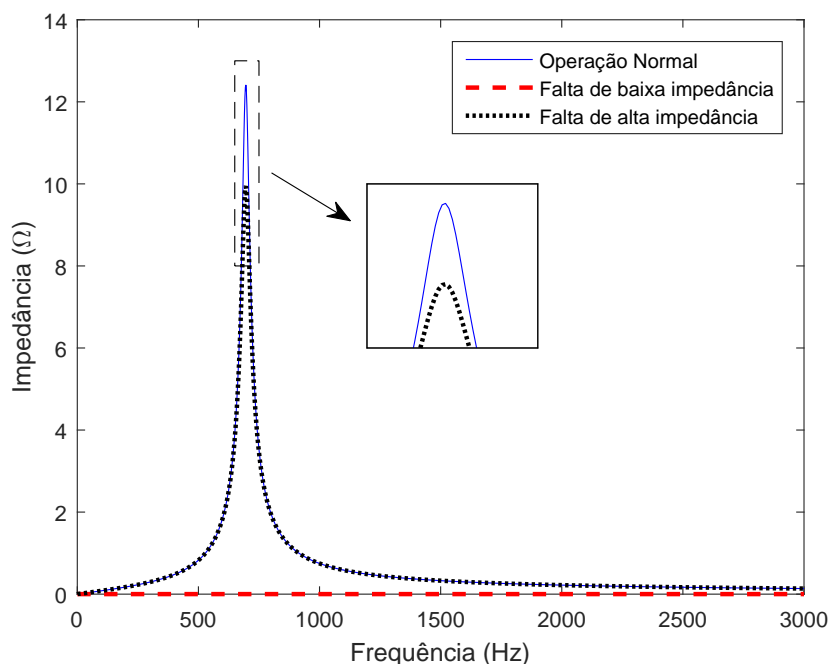


Figura 38: Impedâncias harmônicas medidas nos casos de faltas.

os valores se assemelham. A medida que o valor da impedância de falta aumenta, a curva se aproxima da curva de operação normal e a medida que diminui, a curva se aproxima da curva da falta de baixa impedância.

Analisando as Figuras 36 e 38 percebe-se que, entre o componente fundamental e o 8º harmônico, se a impedância aumentar significativamente, ocorreu o ilhamento, e se diminuir significativamente, pode ser que aconteceu uma falta de baixa impedância. A falta de alta impedância não é possível de detectar por este método.

Então, considerando a Figura 37, verifica-se três vezes a impedância, logo após o valor ultrapassar um limiar pré-estabelecido. Dessa forma é possível identificar o ilhamento em aproximadamente 0,5 s, antes de dois segundos, que é o tempo determinado pelas normas.

Contudo, a impedância na frequência do sistema, apesar do erro na estimativa exata desta, se mostrou com melhor desempenho para detectar o ilhamento, já que nesse componente a escolha do limiar pode ser feita de maneira mais eficiente.

4.4 RESULTADOS COM DOIS INVERSORES NO MODELO MÉDIO

Nesta subseção serão mostrados os resultados referentes às simulações realizadas no circuito teste com dois inversores iguais conectados na rede, sendo que um desse

inversores está a 100 metros de distância do PAC. A linha que conecta o inversor 2 no PAC é modelada por uma resistência de $0,0012 \Omega$ e por uma indutância de $0,0933 mH$, por fase, em série com o inversor. O diagrama unifilar desse circuito pode ser visto na Figura 39.

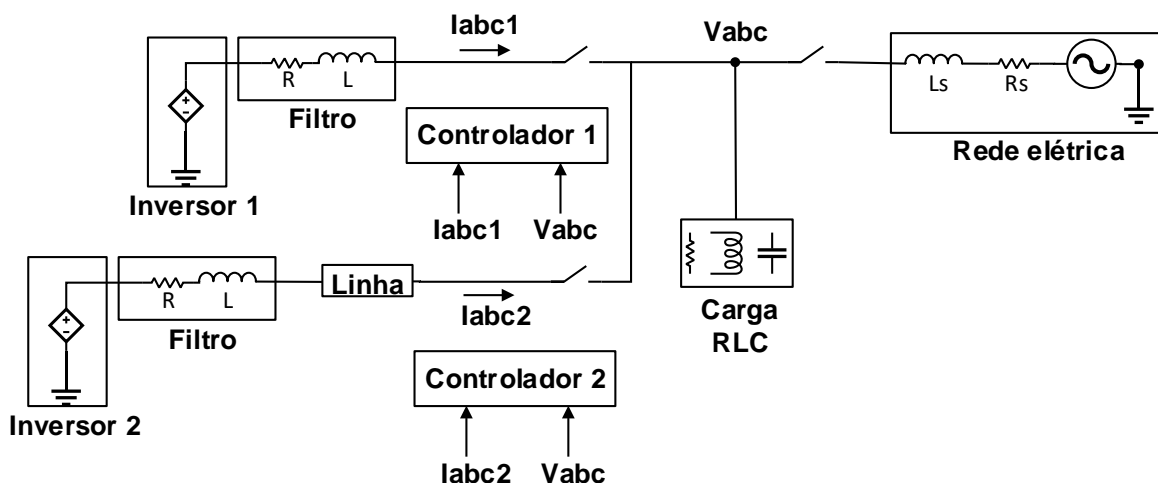


Figura 39: Diagrama unifilar do sistema com dois inversores conectados.

Os mesmos testes realizados no caso de somente um inversor conectado serão novamente realizados. A única diferença é que para calcular a impedância harmônica com somente um inversor, levou-se em consideração que toda a potência requerida pela carga era fornecida por ele. Com dois inversores, serão realizados alguns cenários diferentes de potência fornecida por cada um deles. Outra consideração é que as impedâncias foram estimadas somente para o primeiro harmônico, já que a injeção do distúrbio na frequência fundamental da rede se mostrou eficiente na detecção do ilhamento.

Foram simulados três casos, onde cada inversor injeta um valor de potência de maneira que ambos suportem toda a potência da carga. Tais casos são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3: Diferentes casos de potência entregue por cada inversor.

Caso	Potência do inversor 1 (W)	Potência do inversor 2 (W)
1	2900	100
2	1500	1500
3	100	2900

Primeiramente, foram realizados os testes com somente o inversor 1 injetando o sinal de distúrbio. Os gráficos da impedância estimada nessa situação, para os três casos, são mostrados na Figura 40.

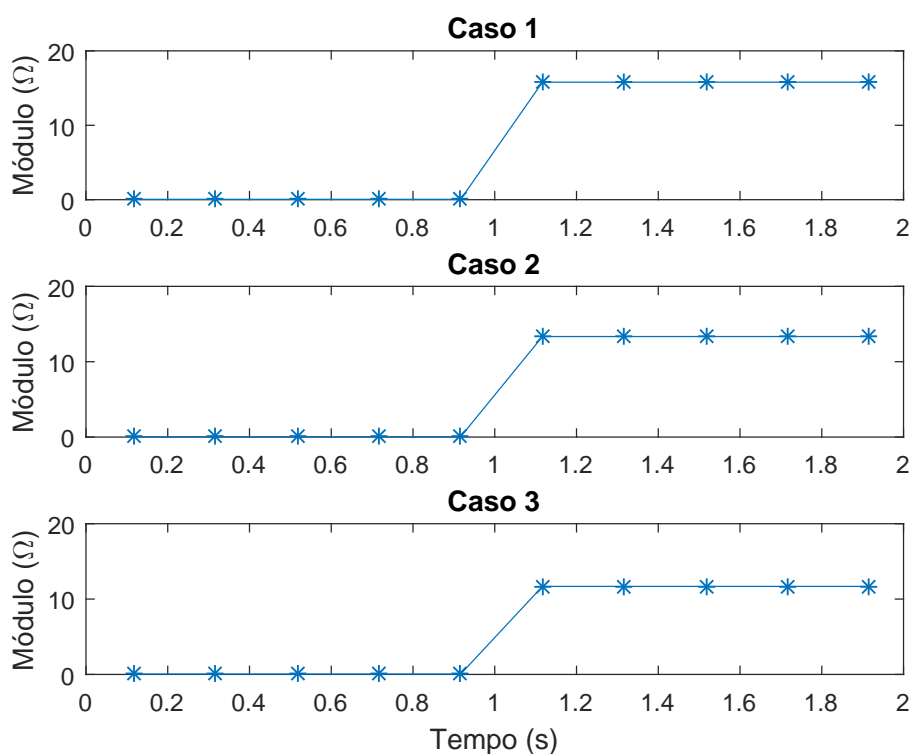


Figura 40: Impedâncias estimadas com somente o inversor 1 injetando o distúrbio.

Como os dois inversores possuem o controle da potência, o distúrbio provocado na corrente, pelo inversor 1, não afeta a corrente que sai do inversor 2. Dessa forma, a impedância vista pelo inversor 1 será o paralelo da impedância da rede e da carga, na operação normal, e somente a carga, no ilhamento. Portanto, no ilhamento, a impedância estimada não será o paralelo da impedância do inversor 2 com a carga, fazendo com que os valores obtidos da impedância possam ser comparados com os valores da Tabela 1.

Assim, os valores de impedância estimados, injetando o distúrbio somente no inversor 1, bem como o erro relativo entre o valor esperado e o valor estimado, no caso do ilhamento, são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4: Impedâncias estimadas pelo inversor 1 e o erro relativo

Caso	Operação ilhada (Ω)	Erro relativo (%)
1	15,792	2,10
2	13,632	15,49
3	11,971	25,78

Analisando a Tabela 4 percebe-se que quanto menor for a contribuição do inversor

na potência requerida pela carga, maiores serão os erros relativos à estimação da impedância. Apesar desse comportamento, em todos os três casos o ilhamento pôde ser identificado em aproximadamente 0,5 s, mas só pelo inversor que injetou o distúrbio. Para que os dois inversores identifiquem o ilhamento, foi simulado somente o caso 2, onde cada inversor injeta metade da potência requerida pela carga, pois assim os erros ocasionados pela diferença de potência seriam os mesmos para ambos.

Vale ressaltar que os valores de impedância vistos pelo inversor 2 são diferentes dos valores da Tabela 1, pois esse inversor é conectado ao PAC por uma impedância que representa a linha. O gráfico da impedância na operação normal eilhada, vista por esse inversor é mostrado na Figura 41. Os valores das impedâncias, até o oitavo, é mostrado na Tabela 5.

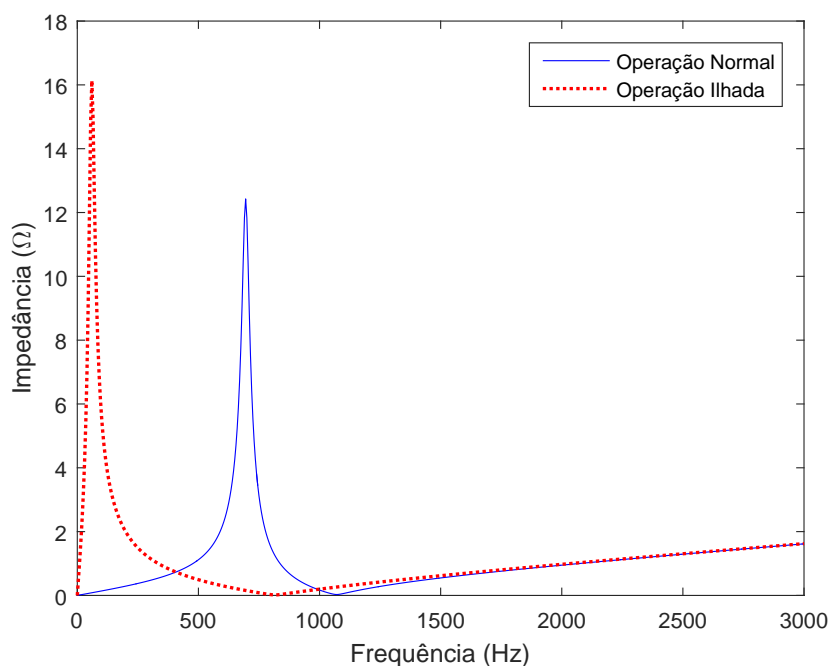


Figura 41: Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor 2.

Percebe-se que a impedância aumenta no ilhamento para valores de frequência até o sexto harmônico. Então, para que ambos os inversores identifiquem o ilhamento, foram simulados três cenários distintos de injeção dos sinais nos inversores, onde o sinal no inversor 1 foi sempre injetado na frequência fundamental e o sinal no inversor 2 foi injetado em três frequências diferentes: primeiro, terceiro e quinto harmônicos. Os casos simulados então foram:

- Cenário 1: Frequências dos sinais injetados nos inversores 1 e 2 iguais a 60 Hz;

- Cenário 2: Frequência do sinal injetado no inversor 1 igual a 60 Hz e no 2 igual a 180 Hz;
- Cenário 3: Frequência do sinal injetado no inversor 1 igual a 60 Hz e no 2 igual a 300 Hz.

Tabela 5: Valores esperados de impedância, vistas pelo inversor 2, em operação normal e ilhada

Harmônico	Operação normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)
1	0,084	16,13
2	0,169	4,09
3	0,260	2,289
4	0,358	1,572
5	0,470	1,165
6	0,604	0,894
7	0,774	0,695
8	1,012	0,538

Os gráficos das impedâncias, em cada cenário, são mostrados nas Figuras 42 e 43. Os valores da impedância estimada no ilhamento e os erros relativos são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6: Impedâncias estimadas na situação de ilhamento e os erros relativos

Cenário	Inversor 1 (Ω)	Inversor 2 (Ω)	Erro relativo do inversor 1 (%)	Erro relativo do inversor 2 (%)
1	31,465	31,476	95,07	95,14
2	16,418	2,336	1,79	2,05
3	15,935	1,149	1,21	1,37

Quando ambos os distúrbios são injetados na mesma frequência, o erro é maior, pois uma componente harmônica na tensão interfere na outra. À medida que se aumenta a frequência do sinal injetado pelo inversor 2, percebe-se que os erros vão diminuindo. Isso acontece porque o filtro SWRDFT do inversor 2 está centrado em uma frequência harmônica diferente da frequência do sinal no inversor 1, porém a atenuação do filtro ainda deixa passar alguma componente na tensão, vinda do outro inversor. Quanto maior for a distância entre as frequências de injeção em cada filtro, maior será a atenuação, menor será o módulo das componentes de frequência de tensão vinda do outro inversor, conseqüentemente, menor serão os erros na estimação da impedância.

Apesar disso, em todos os casos foi possível notar que a impedância aumentou no ilhamento, com isso, é possível detectar esse evento em aproximadamente 0,5 s,

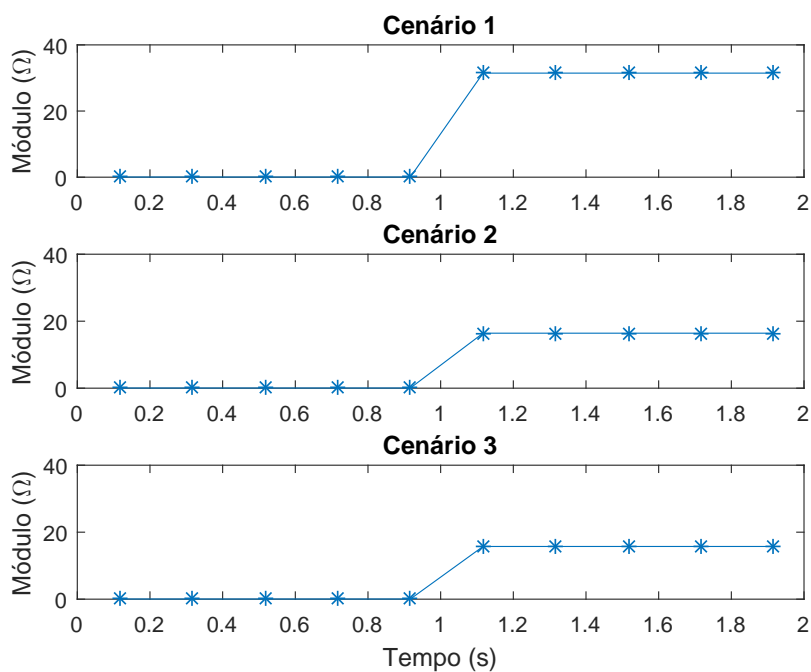


Figura 42: Impedâncias estimadas pelo inversor 1 nos diferentes cenários.

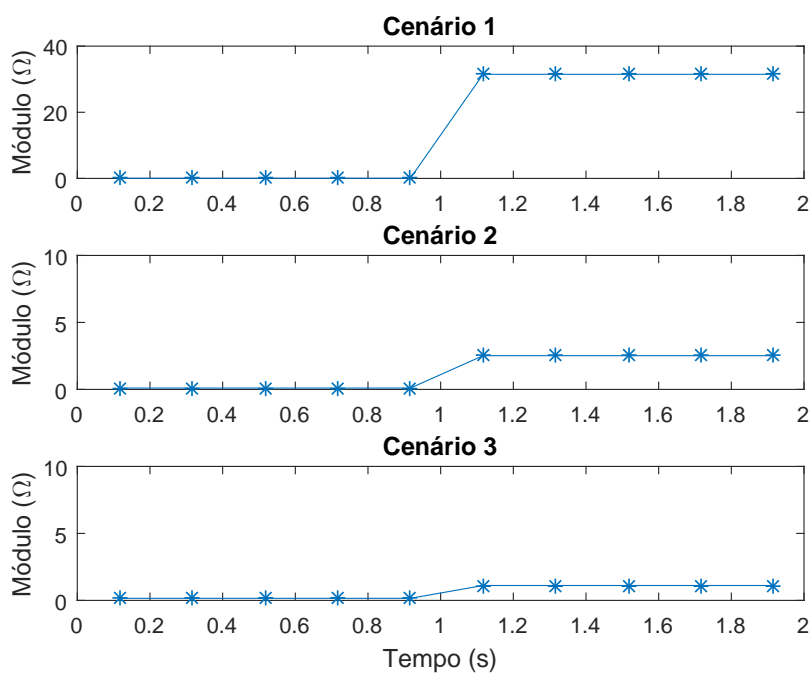


Figura 43: Impedâncias estimadas pelo inversor 2 nos diferentes cenários.

estando de acordo com as normas. Além disso, observa-se que no cenário 1, embora o erro relativo seja maior, é o que proporciona melhores condições para detectar o ilhamento, dada a diferença entre a impedância nessa condição e na condição normal.

4.5 RESULTADOS COM O MODELO DE COMUTAÇÃO DO INVERSOR

O segundo teste realizado, para avaliação do método proposto, utilizou o modelo de comutação do inversor, sendo o chaveamento feito por IGBT's, como ilustrado na Figura 44.

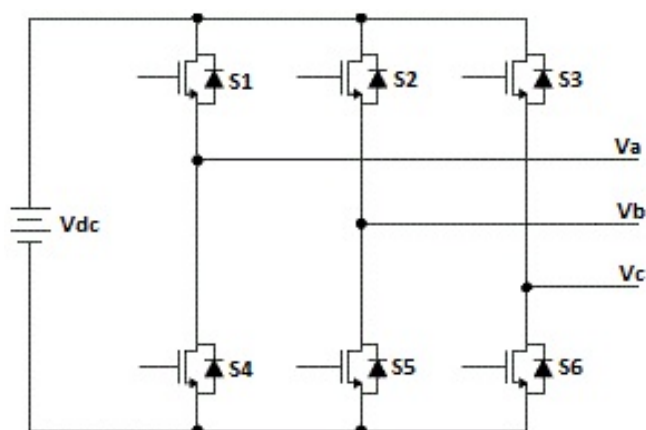


Figura 44: Inversor com chaveamento feito por IGBT's.

As características da impedância são diferentes do teste anterior com um inversor no modelo médio. Além da mudança no modelo do inversor, houve uma mudança na potência requerida pela carga. Tal potência passou-se para 15 kW , pois dessa forma a corrente teria menos ruído em sua forma de onda. A característica da impedância, em função da frequência, e seus valores podem ser visualizados na Figura 45 e na Tabela 7, respectivamente.

Tabela 7: Valores esperados de impedância em operação normal e ilhada

Harmônico	Operação normal (Ω)	Operação ilhada (Ω)
1	0,049	3,227
2	0,109	0,831
3	0,206	0,479
4	0,434	0,342
5	1,724	0,268

Nota-se que, no ilhamento, a impedância aumenta somente até o terceiro harmônico, pois como a potência da carga aumentou, sua impedância diminuiu, fazendo com que a antirressonância viesse para o quinto harmônico.

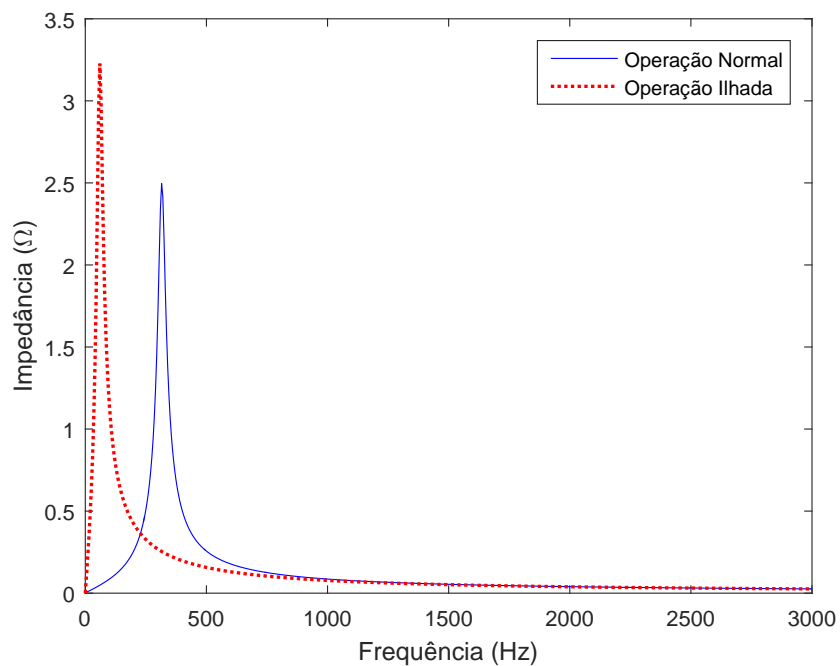


Figura 45: Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor chaveado.

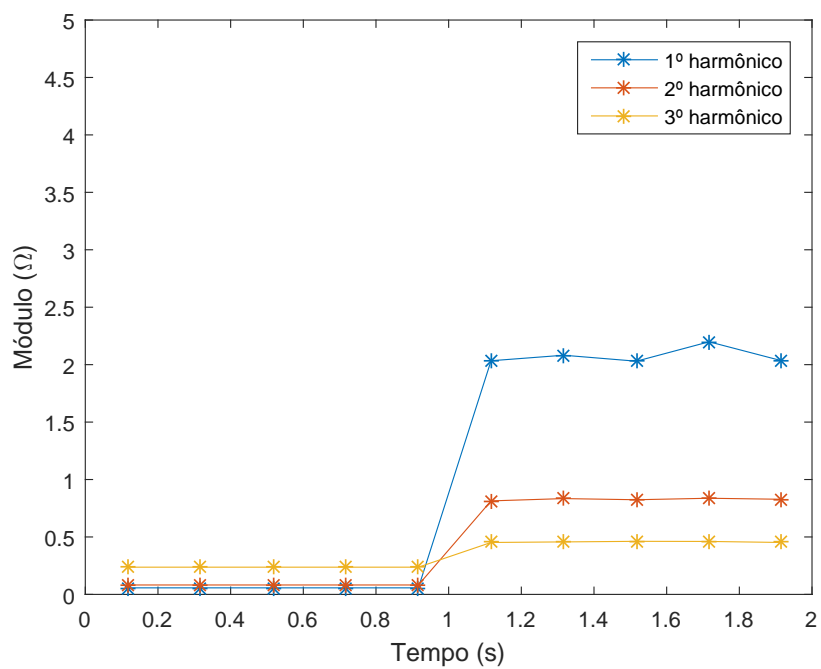


Figura 46: Impedâncias harmônicas vistas pelo inversor modelado por IGBT's.

Os valores de impedância foram, então, estimados através do método proposto sendo que, inicialmente, utilizou-se um sinal com amplitude de 1% da tensão de fase, porém verificou-se que a estimação da impedância não apresentou um desempenho satisfatório. Contudo a amplitude do sinal foi aumentada, gradativamente, até se obter um resultado melhor. O valor de amplitude utilizado foi de 10%. Os gráficos com os comportamentos das impedâncias harmônicas é mostrado na Figura 46.

Os valores estimados de impedância harmônica, calculados com inversor no modelo chaveado, não são constantes e se diferem mais do valor esperado se comparado com o inversor no modelo médio. Os erros relativos do valor da impedância, no ilhamento, ficam em torno de 30% na frequência fundamental e 3% nas frequências de segundo e terceiro harmônicos. Todavia, apesar desse comportamento, o ilhamento pôde ser identificado em aproximadamente 0,5 s, abaixo de 2 segundos, estando de acordo com as normas.

4.6 COMPARAÇÃO DO MÉTODO COM OS RELÉS DE FREQUÊNCIA E TENSÃO

O último teste, realizado nesse trabalho, foi a comparação do desempenho do método proposto com os comportamento dinâmico dos relés de frequência e tensão na detecção do ilhamento. Para tal experimento, utilizou-se um sistema com a presença de um gerador síncrono, com os controles dos reguladores de velocidade e de excitação, representando uma geração distribuída. A rede de distribuição implementada foi o SEP apresentado em (SALLES, 2007). Foi utilizado essa rede com a finalidade de analisar o desempenho do método proposto para detecção do ilhamento, em um circuito onde o GD é representado por uma máquina síncrona e não por um inversor. O diagrama unifilar da rede pode ser visualizado na Figura 47.

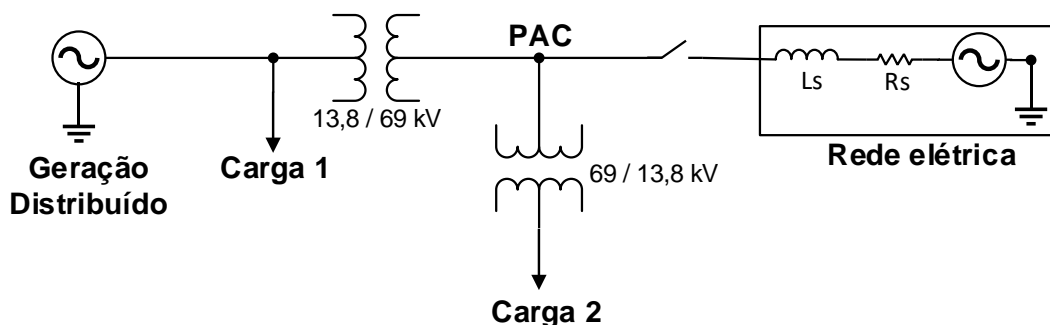


Figura 47: Diagrama unifilar do SEP descrito em (SALLES, 2007).

Nesse sistema, tem-se a rede elétrica composta por uma subestação de 69 kV com

nível de curto-circuito de 307 *MVA*, a carga 2 com potência de 9,65 *MW* e uma geração distribuída composta por um gerador síncrono de 18,75 *MVA* - 13,8 *kV*, que alimenta uma carga local, carga 1, de 1,04 *MW*. Com essa configuração, toda a potência requerida pela carga é suprida pelo gerador síncrono, ou seja, o sistema está no pior cenário para detecção do ilhamento. Todos os relés tiveram as configurações propostas em (SALLES, 2007).

Duas considerações vale ressaltar: o sistema foi simulado por 2 segundos, sendo que a chave é aberta com 1 segundo de simulação, fazendo o sistema operar ilhado no restante do tempo, e os relés foram temporizados com 0,5 segundos, para evitar disparo inadequado.

A saída dos relés 27 (subtensão), 59 (sobretensão) e 59N (sobretensão no neutro), são mostradas na Figura 48.

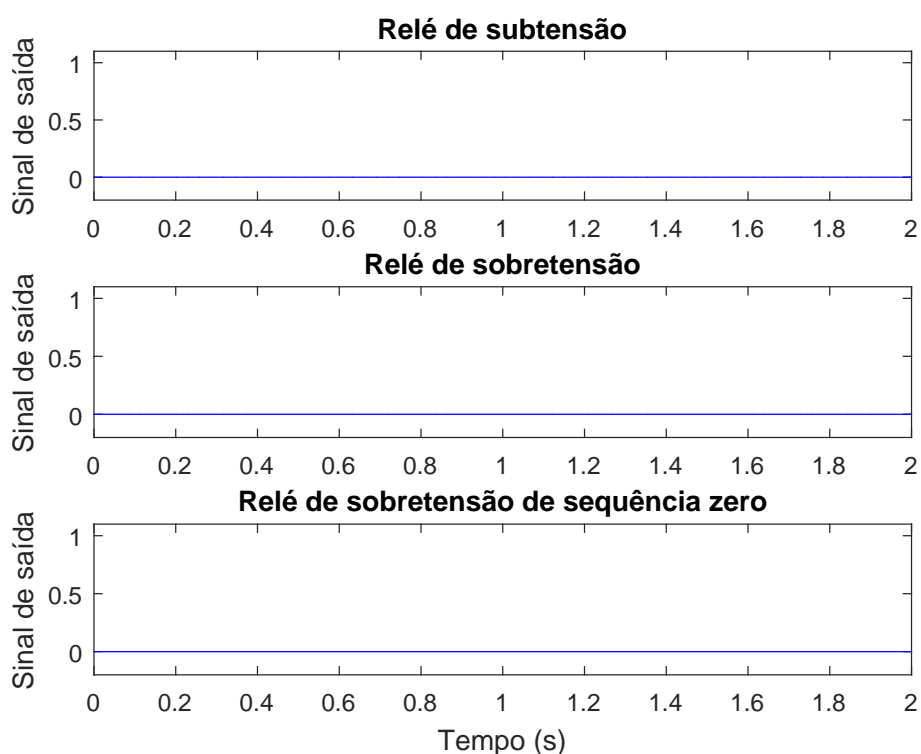


Figura 48: Saída do relé 27, 59 e 59N.

Nenhum relé de tensão teve sinal de disparo em sua saída, o que era de se esperar, já que a potência da carga e do gerador síncrono se correspondem, fazendo com que a tensão não tenha variações significativas. O sinal de disparo é observado quando a saída do relé é igual a 1.

As saídas dos relé 81, relé de frequência (sub ou sobre), e do relé ROCOF, são

mostradas nas Figuras 49 e 50.

O ROCOF atua através do valor da derivada da frequência, ou seja, ele pode acelerar a detecção do problema caso a frequência varie lentamente. O relé 81 atua quando o valor da frequência ultrapassa um valor preestabelecido. Todos os relés relacionados à frequência não tiveram suas saídas alteradas de 0 para 1, ou seja, não houve sinais de disparo. Esse cenário já era esperado, uma vez que nessa configuração de potência, a frequência varia bem lentamente em torno da frequência fundamental.

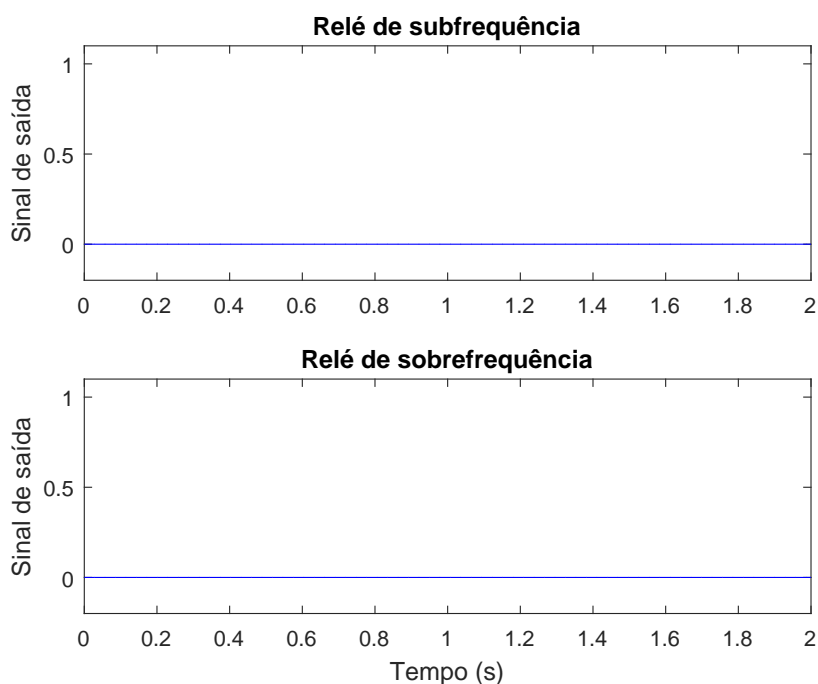


Figura 49: Saída do relé 81.

Apesar dos gráficos só mostrarem as saídas dos relés por 1 segundo após o ilhamento, foi também constatado que mesmo com um tempo superior a 2 segundos após o ilhamento, não há sinais de disparo nos relés.

A Figura 51 representa a estimação da impedância nesse sistema simulado. Percebe-se que a impedância sofre um aumento significativo em seu valor, quando a rede é desconectada. Isso acontece porque, visto pelo gerador distribuído, a rede está em paralelo com a carga, porém ela tem um valor de impedância bem menor, já que sua potência de curto-circuito é elevada. Quando se desconecta uma impedância baixa que está em paralelo, a impedância total tende a aumentar. O ilhamento pôde, então, ser identificado em aproximadamente 0,5 s.

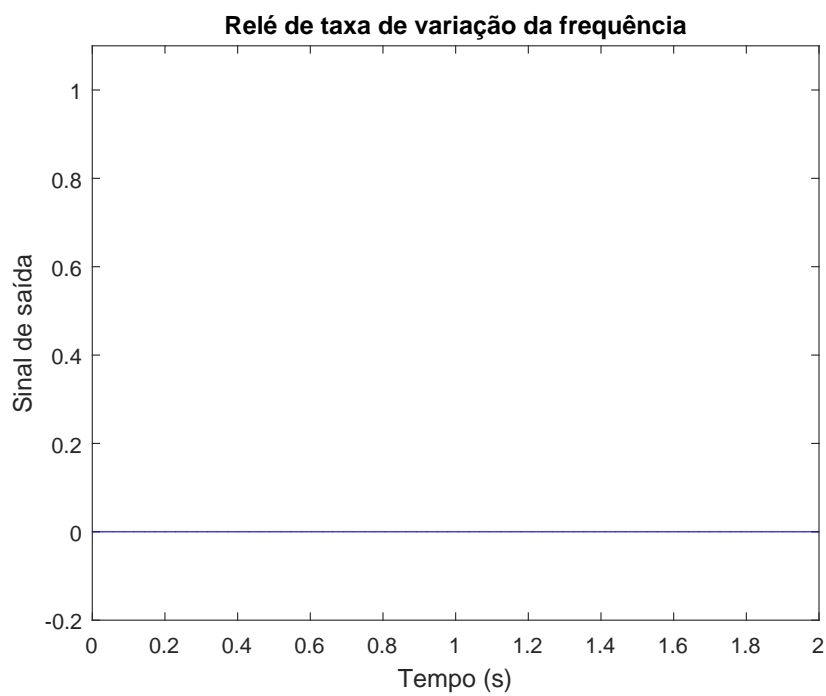


Figura 50: Saída do relé ROCOF.

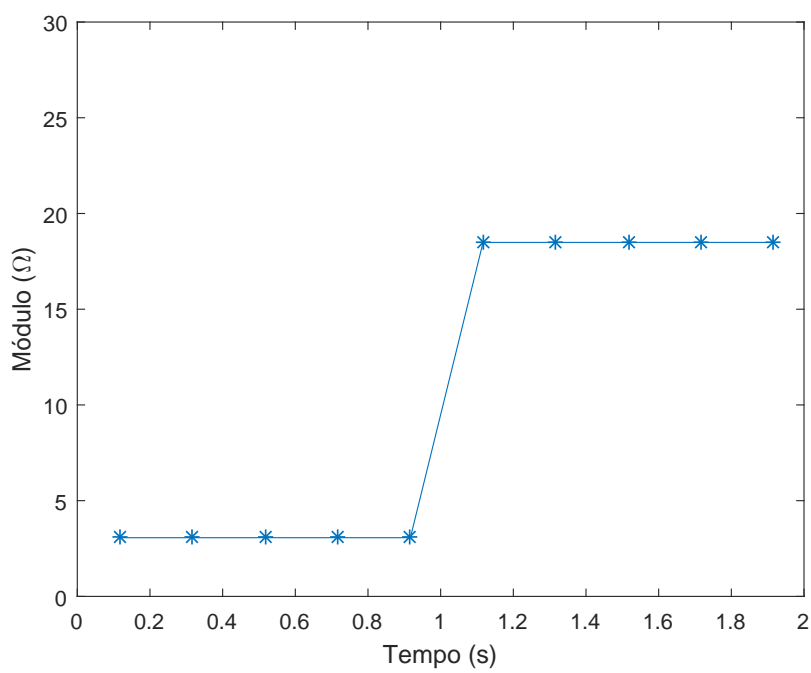


Figura 51: Estimação da impedância na frequência fundamental pelo método proposto.

4.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Nesse capítulo foram realizados testes em uma rede, com uma carga RLC paralelo e ressonante em 60 Hz , proposta pelas normas, para validar a metodologia proposta para detecção do ilhamento. Também foi simulado um SEP, onde o gerador distribuído é representado por uma máquina síncrona, a fim de testar o método em uma rede sem inversores.

O primeiro caso simulado é justamente o caso descrito pela norma para os testes de ilhamento, porém com o modelo médio do inversor. Os resultados tiveram erros no valor estimado da impedância abaixo de 2%. Em seguida foi simulado, no mesmo circuito, dois inversores, no modelo médio, conectados. Diferentes casos de potência entregue a carga, por cada inversor, foram simulados e percebeu-se que quanto maior a contribuição de potência do inversor e quanto mais afastadas, na frequência, estiverem os sinais injetados, melhores são os resultados na estimação de impedância no ilhamento.

O terceiro caso simulado foi com um inversor conectado no circuito proposto pelas normas, mas dessa vez, no modelo comutado por IGBT's. Os resultados mostraram que a estimação da impedância no ilhamento tem algumas variações e o valor é melhor estimado no segundo e no terceiro harmônico, em comparação com a frequência fundamental. Mesmo assim, analisando o primeiro harmônico, houve um acréscimo significativo na impedância quando o sistema ficou ilhado.

Finalmente, simulou-se uma outra rede, a fim de comparar o desempenho do método com o desempenho dos relés de frequência e tensão, em uma situação onde a potência requerida pela carga é a mesma que a fornecida pelo GD. Nessa rede há transformadores na linha de distribuição e o GD é representado por uma máquina síncrona. Foi visto que os relés não tiveram sinais de disparo, mas a impedância do sistema aumentou significativamente.

Contudo, em todos os casos foi possível identificar o ilhamento em aproximadamente $0,5\text{ s}$. Tempo de detecção inferior a 2 s que é o tempo máximo estabelecido pelas normas.

5 CONCLUSÕES FINAIS

Neste trabalho foi visto que, em geral, a geração distribuída pode ser definida como uma geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição ou na instalação do cliente na rede. Também foi visto que a integração de GDs é uma questão muito complexa, que pode ser significativamente diferente da integração de rede tradicional de geração de energia em redes de transmissão. Portanto, pesquisas adicionais são necessárias quanto à análise do impacto dessa integração no funcionamento confiável e econômico dos sistemas de distribuição. Um dos problemas que pode ocorrer é o ilhamento, que consiste quando a rede principal é desconectado do sistema, deixando somente o gerador distribuído fornecendo potência à carga.

Para detectar o ilhamento existem quatro diferentes tipos de técnica, são elas: técnicas remotas, ativas, passivas e híbridas. Apesar das técnicas remotas e híbridas possuírem melhor desempenho, já que possuem uma ZND praticamente nula, elas não são as mais utilizadas. Isso acontece porque as técnicas remotas possuem grandes dificuldades de implementações práticas e as híbridas ainda estão em fase de pesquisa. Nesse contexto, as técnicas mais utilizadas para detecção do ilhamento são as técnicas passiva e ativas, sendo que a maior vantagem da primeira é não interferir na operação do sistema, porém é a que possui maior ZND. Já a segunda pode detectar o ilhamento mesmo em condições onde o fluxo de potência vindo da rede é nulo, mas a qualidade de energia pode ser ameaçada. Nessas duas técnicas, a definição do limiar é algo muito importante, pois um valor baixo pode levar a um acionamento acidental da proteção e um limiar elevado pode não acarretar na detecção do ilhamento.

A técnica proposta nesse trabalho consistia em detectar a ocorrência do ilhamento através da mudança do valor de impedância do sistema, vista pelo GD. Para tanto, foi utilizado a técnica desenvolvida em (MONTEIRO et al., 2017) para a estimação da impedância, pois ela é capaz de estimar a impedância mesmo utilizando uma frequência harmônica presente na rede. Com essa técnica foi possível identificar o ilhamento, na situação crítica onde o fluxo de potência vinda da rede é igual a zero, no caso exemplo,

em aproximadamente 300 *ms*.

Os resultados obtidos nos circuitos simulados, para validar e testar o método proposto para detecção do ilhamento, mostraram que as impedâncias estimadas possuem menores erros quanto maior for a potência fornecida pelo inversor para a carga. Os erros também serão menores quanto mais afastados forem as frequências harmônicas injetadas pelos inversores quando tem dois conectados à rede elétrica. Para o inversor simulado pelo modelo comutado, percebeu-se que o segundo e o terceiro harmônico estimaram melhor a impedância, porém o primeiro harmônico é o mais indicado a ser utilizado, uma vez que a diferença dos valores de impedância, antes e depois do ilhamento, é a maior.

O método também foi testado em uma rede onde o GD é modelado por uma máquina síncrona e seu desempenho foi comparado com o desempenho dos relés de tensão e frequência modelados. Os resultados obtidos mostraram que somente o método proposto foi capaz de detectar o ilhamento na situação onde o fluxo de potência da rede para a carga é praticamente nulo.

Portanto, a proteção anti-ilhamento atuaria, em todos os casos, em um tempo aproximado de 0,5 *s*, estando dentro do limite máximo estabelecido pelas normas.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros propõe-se:

- Investigar alternativas de melhoria no método para que esse também seja capaz de identificar faltas de alta impedância;
- Simular os casos utilizados nesse trabalho em tempo real utilizando a simulação digital em tempo real (do inglês, *Real Time Digital Simulator*) (RTDS);
- Implementar, na prática, o método em um inversor e realizar os testes.

REFERÊNCIAS

- ABNT. *Procedimento de ensaio de anti-Ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. 2012.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. in addition to this paper, a working paper entitled *Distributed power generation in a deregulated market environment* is available. the aim of this working paper is to start a discussion regarding different aspects of distributed generation. this working paper can be obtained from one of the authors, thomas ackermann.1. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001018>>.
- ANEEL, A. N. de E. E. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional ? PRODIST*. Revisão 9 – A partir de 01/01/2018.
- BORBELY, A. M.; KREIDER, J. F. *Distributed Generation - The Power Paradigm for the New Millennium*. : CRC Press, 2001.
- BOWER, W.; ROPP, M.; MARTEL, S. Report IEA PVPS T5-09: 2002, *Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*. 2002.
- CEB. *REQUISITOS PARA A CONEXÃO DE ACESSANTES AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CEB-D ? CONEXÃO EM BAIXA E MÉDIA TENSÃO*. 2016.
- CELESC. *Manual de Procedimentos*. 2016.
- CEMIG. *Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig ? Conexão em Baixa Tensão*. 2012.
- COPEL. *ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DA COPEL*. 2016.
- DELVECCHI, E. D. C. *Análise de Novos Sinais para a Detecção de Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Dissertação de Mestrado, 2011.
- EL-ARROUDI, K. et al. Intelligent-based approach to islanding detection in distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 2, p. 828–835, April 2007. ISSN 0885-8977.
- ENERGISA. *Crítérios para a Conexão de Acessantes de Micro e Mini Geração Distribuída as Sistema de Distribuição da Energisa*. 2016.
- ETXEGARAI, A.; EGUIA, P.; ZAMORA, I. Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 11)*. 2011.

- FABRI, D. F. et al. Time-varying harmonic analyzer prototype. In: *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*. 2010. p. 1–7. ISSN 1540-6008.
- GOMES, E. A. P. *Detecção de Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos por Correlações da Mineração Complexa de Dados*. Dissertação de Mestrado, 2016.
- HATATA, A. Y.; ABD-RABOH, E. H.; SEDHOM, E. A review of anti-islanding protection methods for renewable distributed generation systems. In: *Journal of Electrical Engineering*. 2017.
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical strategies for renewable distributed generation integration considering energy loss minimization. *Applied Energy*, v. 105, n. Supplement C, p. 75 – 85, 2013. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912009051>>.
- IEC. *Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures*. 2008.
- IEEE. *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000.
- IEEE. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003.
- ISA, A. I. M.; MOHAMAD, H.; YASIN, Z. M. Evaluation on non-detection zone of passive islanding detection techniques for synchronous distributed generation. In: *2015 IEEE Symposium on Computer Applications Industrial Electronics (ISCAIE)*. 2015. p. 100–104.
- KHAMIS, A. et al. A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 28, n. Supplement C, p. 483 – 493, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005650>>.
- KUNTE, R.; GAO, W. Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources. *North American power symposium*, p. 1–8, 2008.
- MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. In: *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. 2008. p. 2743–2748.
- MENON, V.; NEHRIR, M. H. A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 1, p. 442–448, Feb 2007. ISSN 0885-8950.
- MONTEIRO, H. L. M. et al. (Ed.). *Harmonic impedance measurement based on short time current injections*. 2017.
- MORADZADEH, M. et al. Hybrid islanding detection method for distributed generations. *Third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies*, p. 2290–2295, 2008.

- PARDEEP; KUMAR, A. Overview of islanding detection methods. In: *International Journal of Science and Research (IJSR)*. 2013. p. 843–847.
- PEEBLES, P. Z. *Probability, Random Variables and Random Signal Principles*. : McGraw-Hill, 2001.
- PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787 – 798, 2005. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069>>.
- PITOMBO, S. O. *Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Dissertação de Mestrado, 2010.
- SALLES, N. J. d. *Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos*. Dissertação de Mestrado, 2007.
- SHARIATINASAB, R.; AKBARI, M. New islanding detection technique for dg using discrete wavelet transform. In: *2010 IEEE International Conference on Power and Energy*. 2010. p. 294–299.
- STEVENS, J. et al. Sandia Report SAND2000-1939, *Development and Testing of an Approach to Anti-islanding in Utility-interconnected Photovoltaic System*. 2000.
- SUNDAR, D. J.; KUMARAN, M. S. A comparative review of islanding detection schemes in distributed generation systems. In: *International Journal of Renewable Energy Research*. 2015. p. 1016–1023.
- TEOH, W. Y.; TAN, C. W. An overview of islanding detection methods in photovoltaic systems. In: *World Academy of Science*. 2011. p. 577–585.
- VIEIRA, J. C. d. M. *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese de Doutorado, 2006.
- VIEIRA, J. C. M. et al. (Ed.). *UM MÉTODO PRÁTICO PARA A DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE RELÉS BASEADOS EM MEDIDAS DE FREQUÊNCIA USADOS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA*. 2008.
- VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 7, p. 5146 – 5165, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112003498>>.
- WRINCH, M. C. *Negative Sequence Impedance Measurement for Distributed Generator Islanding Detection*. A Thesis Submitted in Partial Fulfilment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy, 2008.
- XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. Report CTEC-Varennes 2004-074 (TR), *An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada*. 2004.

XU, W. et al. A power line signaling based technique for anti-islanding protection of distributed generators: Part i: Scheme and analysis. In: *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. 2007. p. 1758–1772. ISSN 1932-5517.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. : Wiley-IEEE Press, 2010.

YE, Z. et al. Subcontract Report, *Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverters*. 2005.

YIN, J.; CHANG, L.; DIDUCH, C. A new hybrid anti-islanding algorithm in grid connected three-phase inverter system. In: *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*. 2006. p. 1–7. ISSN 0275-9306.

APÊNDICE A – PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

A.1 ARTIGOS EM CONGRESSOS NACIONAIS

Oliveira R. R. S. de.; Aleixo R. R.; Silva L. R. M.; Duque C. A.; Ferreira D. D.; Ribeiro P. F. Detecção de Ilhamento em Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas de Processamento de Sinais. *Anais da XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE)*, 2017, Curitiba, Paraná.

Resumo: O fenômeno de ilhamento não-intencional ocorre quando um gerador distribuído (GD) continua a fornecer energia para a rede quando o fluxo de alimentação da fonte central da concessionária foi interrompido. Este fenômeno pode resultar em ferimentos graves para os técnicos que estão tentando resolver o problema de falta de energia. Várias técnicas têm sido propostas no passado para evitar tal ocorrência. O presente trabalho utiliza os princípios de duas técnicas, Wavelet Transform (WT) e S-Transform (ST), para a detecção tanto de ilhamento quanto de afundamento de tensão. A diferença entre essas duas situações é analisada através da energia das transformadas do módulo da tensão de sequência negativa, medida no ponto de conexão do GD. Os resultados obtidos mostram que foi possível identificar o ilhamento de um afundamento de tensão através da energia das transformadas, tanto para as situações em que o sinal contém ruído quanto para as que não contém. Os resultados mostraram melhor performance da S-Transform em relação à Wavelet Transform nesse processo de identificação desses distúrbios.

Oliveira R. R. S. de.; Monteiro H. M.; Aleixo R. R.; Silva L. R. M.; Duque C. A. Islanding Detection Using Impedance Measurements Techniques Based On Wavelet Injection. *14th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 2017, Juiz de Fora, Minas Gerais.

Abstract: Unintentional islanding phenomenon occurs when the distributed generator keeps injecting power to the grid after the power flow from the utility to the grid is interrupted. This event can result in serious injuries for the workers that are attempting to solve the problem of power failure. Several techniques have been proposed to avoid

such an occurrence. This paper uses the measurement of the harmonic impedance of the electric system to detect the islanding event. The islanding condition will be detected through the harmonic impedance values of positive sequence, negative sequence and zero sequence, measured at the Point of Common Coupling (PCC) between the distributed generator and the grid. The simulation results show that the negative sequence impedance had better performance in identifying the islanding, especially at the frequencies near to the fundamental frequency of the system.

A.2 ARTIGO SUBMETIDO EM CONGRESSO INTERNACIONAL

Oliveira R. R. S. de.; Monteiro H. M.; Junior D. C. S.; Silva L. R. M.; Duque C. A.; Barbosa P. G.; Ribeiro P. F. A New Active Method for Islanding Detection. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES)*, 2018, Portland, USA.

Abstract: Islanding is a situation in which part of the power grid, consisting of loads and distributed generation (DG) is isolated from the utility grid. The islanding can be intentional or unintentional, with the later being caused mainly by fault at upstream grid. In the context of smartgrids, it becomes necessary to detect islanding because failures can treat utility and customer equipment, maintenance team and the general public. Another concern is the out-of-phase reclosing of the islanded Microgrid to the main grid during reconnection if the islanding detection fails. In this work a new method for islanding detection is presented. The method consists in injecting small and short signals to estimate the impedance seen from DG. The islanding detection is based on the idea that the impedance increases when the islanding happens. The methodology is tested by simulation, using both the average and the switched model of the inverters. The results show the proposed method reduces the NDZ (nondetection zone) when compared with other methods.