THIAGO REGINATO LUNARDI

**Deteccção de Ilhamento em Sistemas de Distribuição
com Múltiplos Geradores Distribuídos Utilizando
Redes Neurais Artificiais**

Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2016

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original encontra-se disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

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

L961d Lunardi, Thiago Reginato
 Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição
 com múltiplos geradores distribuídos utilizando redes
 neurais artificiais / Thiago Reginato Lunardi;
 orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São
 Carlos, 2016.

 Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
 em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
 Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
 de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

 1. Detecção de ilhamento. 2. Geração distribuída.
 3. Gerador de indução duplo alimentado. 4. Gerador
 síncrono. 5. Redes neurais artificiais. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **THIAGO REGINATO LUNARDI**.

Título da dissertação: "Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com múltiplos geradores distribuídos utilizando redes neurais artificiais".

Data da defesa: 24/08/2016.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Ricardo Augusto Souza Fernandes**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Resumo

LUNARDI, T. R. **Detecção de Ilhamento em Sistemas de Distribuição com Múltiplos Geradores Distribuídos Utilizando Redes Neurais Artificiais**. 95 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

A inserção de geradores distribuídos nas redes de distribuição de energia elétrica está aumentando consideravelmente devido à possibilidade de maior proximidade destes geradores com os mercados consumidores, fatores ambientais, aprimoramentos das tecnologias atuais de geração de energia elétrica e desenvolvimentos de outras novas, alterações de legislações e incentivos governamentais. Este novo cenário traz também a necessidade de maior atenção devido à possibilidade de ocorrência de ilhamentos não intencionais. Nestas situações, o gerador distribuído deve ser desconectado imediatamente após a detecção do evento. Métodos tradicionais, como relés de tensão e de frequência, mostram bom desempenho quando há um elevado desbalanço entre as potências geradas e as potências das cargas ilhadas. Nos casos de pequenos desbalanços de potência, o ilhamento pode não ser detectado por esses métodos. Neste contexto, este trabalho visa desenvolver um sistema de detecção de ilhamentos em sistemas de distribuição por meio da utilização de uma rede neural artificial do tipo Perceptron multicamadas. Utilizando-se uma rede neural devidamente treinada para o sistema elétrico estudado, obteve-se um bom desempenho na detecção de ilhamento, obtendo-se elevadas taxas de acerto. Além disso, o método proposto foi capaz de diferenciar corretamente situações normais de operação do sistema, tais como chaveamento de blocos de cargas, das situações de ilhamento. Os mesmos cenários foram testados utilizando as proteções convencionais de tensão, frequência e de taxa de variação de frequência, a fim de obter a comparação com o método proposto. Como resultado, o método baseado na rede neural apresentou desempenho superior aos demais sistemas de proteção, detectando o ilhamento dentro da faixa de 2 segundos em todos os casos simulados neste trabalho.

Palavras-chave: detecção de ilhamento, geração distribuída, gerador de indução duplo alimentado, gerador síncrono, redes neurais artificiais.

Abstract

LUNARDI, T. R. **Islanding Detection in Distribution Systems with Multiple Distributed Generators using Artificial Neural Networks**. 95 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

The penetration of distributed generators into the power distribution systems has been increasing significantly due to the possibility of generating power next to the consumers, environmental issues, improvement and development of the generation technologies, regulatory changes and governmental incentives. This new scenario requires special attention to the possibility of unintentional islanding. In this situation, the distributed generator must be disconnected immediately after an islanding occurrence. Traditional anti-islanding protection schemes, such as voltage and frequency-based relays, are effective to detect islanding if there is a big power imbalance between generation and load inside the island. On the other hand, they may fail if the power imbalance is small. In this context, this work presents a new islanding detection method based on a Perceptron Multi-layer neural network. By using a neural network properly trained for the distribution system under study, the method has presented good performance with high islanding detection successful rates. Moreover, the proposed method was capable of distinguish the islanding occurrence from normal transient operating conditions, such as load switching. The same operating scenarios were used to test voltage, frequency and rate of change of frequency protection in order to perform a comparison with the proposed method. As result, the method presented superior performance detecting the islanding faster than 2 seconds in all the cases simulated in this work.

Keywords: distributed generation, doubly-fed induction generator, islanding detection, synchronous generator.

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Esquema construtivo de um conjunto turbina-geradores e seus sistemas de controle. Figura alterada de MATHWORKS (2016).	30
Figura 3.2 – Digrama do controle do sistema de transmissão mecânica.	31
Figura 3.3 – Modelo do sistema de controle do ângulo das pás. Figura alterada de MATHWORKS (2016) ...	32
Figura 3.4 – Característica da velocidade da turbina em função da velocidade do vento. Figura alterada de MATHWORKS (2016)	33
Figura 3.5 – Esquemas construtivos dos sistemas de controle do rotor: controle de potência ativa e controle de potência reativa. Figura alterada de Akhmatov (2003)	34
Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controle do conversor do lado da rede. Figura alterada de Akhmatov (2003).	35
Figura 3.7 – Modelo elétrico da máquina síncrona separando eixo direto d e em quadratura q. Figura alterada de MATHWORKS (2016)	36
Figura 3.8 – Diagrama em blocos do regulador de velocidade da turbina a vapor. Figura alterada de MATHWORKS (2016)	38
Figura 3.9 – Diagrama em blocos da turbina a vapor. Figura alterada de MATHWORKS (2016)	38
Figura 3.10 – Diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador síncrono. Figura alterada de MATHWORKS (2016)	39
Figura 3.11 – Exemplo de curva de saturação da excitatriz (Kundur, 1994)	41
Figura 3.12 – Esquema do funcionamento dos relés de tensão utilizados.	42
Figura 3.13 – Janela de análise do sistema de proteção sobre o sinal da tensão do barramento do gerador síncrono.	43
Figura 3.14 – Deslocamento da janela de 6 ciclos para aquisição de um novo ciclo de tensão.	43
Figura 3.15 – Modelo computacional do relés de frequência	44
Figura 3.16 – Diagrama em blocos do funcionamento interno do PLL trifásico.	44
Figura 3.17 – Taxa de variação de frequência calculada sobre meio ciclo de tensão.	46
Figura 3.18 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição utilizado.	47
Figura 4.1 – Função de ativação de um neurônio artificial.	51
Figura 4.2 – Diagrama de uma rede neural Perceptron multicamadas.	53
Figura 4.3 – Diagrama de funcionamento do sistema de proteção com RNA	54
Figura 4.4 – Exemplo da aquisição de ciclos para treinamento e validação da topologia	61
Figura 4.5 – Amostragem do sinal da tensão (64 amostras por ciclo).	62
Figura 4.6 – Sinal de tensão original do barramento do gerador síncrono, em regime permanente.	62
Figura 5.1 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelo relé de tensão e frequência. Ajustes do relé de tensão estavam em $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajustes do relé de frequência estavam em $f_{\text{mínima}} = 57,0 \text{ Hz}$ e $f_{\text{máxima}} = 60,5 \text{ Hz}$.	68
Figura 5.2 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e frequência instantânea. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajustes do relé de frequência: $f_{\text{mínima}} = 57,0 \text{ Hz}$ e $f_{\text{máxima}} = 61,0 \text{ Hz}$.	69
Figura 5.3 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e frequência instantânea. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajustes do relé de frequência: $f_{\text{mínima}} = 56,5 \text{ Hz}$ e $f_{\text{máxima}} = 60,5 \text{ Hz}$.	70
Figura 5.4 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajuste do ROCOF: $0,8 \text{ Hz/s}$.	72
Figura 5.5 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajuste do ROCOF: $1,0 \text{ Hz/s}$.	73
Figura 5.6 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajuste do ROCOF: $1,2 \text{ Hz/s}$.	73
Figura 5.7 – Sinal da tensão no barramento do gerador síncrono sem a presença de ruídos de alta frequência.	77
Figura 5.8 – Sinal da tensão no barramento do gerador síncrono com a presença de ruídos de alta frequência oriundos do parque eólico.	77

Figura 5.9 – Distribuição no tempo dos cenários de ilhamento detectados pela RNA. Janela de 3 ciclos com critério mínimo de 2 ciclos detectados. 78

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 – Dados obtidos com a detecção instantânea dos relés de frequência e tensão.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 2 – Dados obtidos com a detecção via taxa de variação de frequência (ROCOF) e relé de tensão (RT)</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 3 – Resultados de detecção através da RNA.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabela 4 – Dados obtidos com a detecção através de RNA.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabela 5 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 2 segundos.</i>	<i>81</i>
<i>Tabela 6 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 1,5 segundos.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabela 7 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 1 segundo.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabela 8 – Dados elétricos da subestação.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 9 – Dados elétricos dos transformadores</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 10 – Dados das linhas de distribuição.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabela 11– Dados do gerador síncrono.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabela 12 – Dados da excitatriz do gerador síncrono</i>	<i>93</i>
<i>Tabela 13 – Dados do regulador de velocidade da turbina a vapor.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabela 14 – Dados da turbina a vapor</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 15 – Dados do parque eólico (valores por conjunto turbina eólica – gerador duplo alimentado)</i>	<i>95</i>

Índice

Resumo	5
Abstract	7
Capítulo 1	15
Introdução	15
1.1 Objetivos do trabalho	18
1.2 Organização do trabalho	18
1.3 Divulgação da Pesquisa	19
Capítulo 2	21
Ilhamento de Geradores Distribuídos	21
2.1 Métodos Passivos de Proteção Anti-ilhamento	21
2.2 Considerações finais sobre o capítulo	28
Capítulo 3	29
Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico	29
3.1 Gerador de indução duplo alimentado	29
3.1.1 Conversor do lado do rotor	33
3.1.2 Conversor do lado da rede	34
3.2 Modelo do gerador síncrono	36
3.2.1 Turbina a vapor	37
3.2.2 Excitatriz do gerador síncrono	39
3.3 Relés de proteção	41
3.3.1 Relés de tensão	41
3.3.2 Relés de frequência	44
3.3.3 Relés de taxa de variação de frequência	45
3.4 Sistema de distribuição	46
3.5 Considerações finais sobre o capítulo	48
Capítulo 4	49
Método de Detecção de Ilhamento Baseado em Redes Neurais Artificiais	49
4.1 Redes Neurais Artificiais	49
4.1.1 Características de uma rede neural artificial	50
4.1.2 Rede Perceptron multicamadas	52
4.2 Esquema de Detecção de Ilhamento Proposto	54
4.3 Treinamento e Validação da Rede Neural Artificial	55
4.4 Validação da Rede Neural	64

4.5	Considerações finais sobre o capítulo	65
<i>Capítulo 5</i>		67
<i>Resultados e Desempenho dos Sistemas de Proteção</i>		67
5.1	Resultados das Simulações Considerando Métodos Tradicionais	67
5.1.1	Detecção instantânea de frequência e tensão	67
5.1.2	Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) e relé de detecção instantânea da tensão	72
5.2	Método Proposto Baseado em Redes Neurais Artificiais	75
	Influência dos dados de treinamento	79
5.3	Comparação entre o Método Proposto e os Tradicionais	80
5.4	Considerações finais sobre o capítulo	82
<i>Capítulo 6</i>		85
<i>Conclusões</i>		85
<i>Referências Bibliográficas</i>		87
<i>Apêndice</i>		91

Capítulo 1

Introdução

A crescente demanda de energia elétrica, a necessidade de gerar energia sem degradar o meio ambiente, o desejo de aumentar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica de consumidores autoprodutores e os incentivos do governo a novos métodos de geração alternativa têm contribuído significativamente para o aumento de geradores distribuídos instalados em sistemas de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, há também a necessidade de avaliar os impactos que esse tipo de geração pode causar nos sistemas elétricos nos quais está conectada. Dessa forma, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica introduzem requisitos de operação e de proteção dos geradores distribuídos, com o objetivo de minimizar ou eliminar eventuais impactos negativos que os mesmos possam causar nos sistemas de distribuição (IEEE STD. 1547, 2003). A obediência de tais requisitos é de grande importância, pois as concessionárias são as responsáveis legais pela manutenção da qualidade do fornecimento de energia elétrica aos seus consumidores.

Um dos problemas que uma rede de distribuição com geração distribuída pode enfrentar é o ilhamento, que consiste no isolamento elétrico da microrregião onde o gerador está inserido. Em suma, ilhamento ocorre quando os consumidores de uma região são desligados da rede elétrica da concessionária e um ou mais geradores distribuídos passam a suprir a potência elétrica necessária às cargas presentes na região em seu entorno.

Um dos requisitos impostos aos geradores distribuídos é que, em caso de ilhamento, o gerador deve ser desconectado imediatamente do sistema de distribuição (VIEIRA Jr, 2006). Esta medida visa evitar alguns problemas que podem ocorrer caso o gerador forneça potência às cargas ilhadas, tais como (JENKINS et al., 2000; PITOMBO, 2010):

- no momento do restabelecimento da energia elétrica, o sistema ilhado pode estar fora de sincronismo, trazendo sérios problemas ao gerador e às cargas. Esses problemas podem ser danos estruturais causados pelos elevados transitórios de corrente e de conjugado devidos ao religamento fora de sincronismo;

- risco de morte aos operadores da concessionária que possam tentar realizar alguma manutenção no lado do sistema ilhado, pois podem considerar que as linhas estão desenergizadas quando na verdade não estão;

- aterramento inadequado do sistema ilhado, prejudicando o desempenho do sistema de proteção contra faltas à terra;

- redução significativa dos níveis de curto-circuito no sistema ilhado, prejudicando a coordenação entre os dispositivos de proteção contra sobrecorrente.

Tendo em vista a gravidade dos problemas apontados anteriormente, especialistas têm buscado desenvolver técnicas eficientes para uma detecção rápida e segura do ilhamento. As técnicas mais empregadas atualmente utilizam-se de relés baseados em medidas de frequência e de relés de sub/sobretensão. Estes são fortemente dependentes do desbalanço de potência reativa no sistema ilhado, ao passo que aqueles são dependentes do desbalanço de potência ativa (VIEIRA Jr., 2006). Assim, falhas na detecção do ilhamento ocorrem quando o desbalanço entre as potências do gerador e das cargas é pequeno, a ponto de não sensibilizar os relés de proteção. Estas técnicas são chamadas de locais, pois se utilizam de informações obtidas no local da instalação do gerador distribuído. Além disso, elas são classificadas como passivas, pois executam ações a partir das medições efetuadas no ponto de acoplamento comum entre o gerador distribuído e a rede elétrica, não inserindo perturbações no sistema elétrico (MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008).

As técnicas locais ainda podem ser classificadas como ativas. Métodos ativos são aqueles que introduzem perturbações no sistema, afetando a qualidade da energia, mas tendem a ser mais rápidos e eficientes para detectar ilhamento (VIEIRA Jr., 2006; MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008; PITOMBO, 2010). Há também as técnicas remotas, que se utilizam de informações medidas no ponto de conexão do gerador distribuído em conjunto com medições na subestação da concessionária e em outros pontos ao longo do sistema elétrico. As informações são comparadas e o ilhamento pode ser detectado quando há incoerência nas informações. Técnicas remotas são muito eficientes, mas são menos utilizadas devido ao alto custo envolvido, pois são necessários investimentos nos sistemas de comunicação entre o gerador e a subestação (VIEIRA Jr., 2006; MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008; PITOMBO, 2010). Por este motivo, este trabalho se concentra nas técnicas locais e passivas.

Em se tratando das proteções baseadas em medidas de tensão e de frequência, o emprego de ajustes muitos sensíveis dos relés de proteção contra o ilhamento visando

aumentar a eficiência da detecção pode provocar desligamentos indevidos para situações normais em redes de distribuição, tais como chaveamentos de carga (VIEIRA Jr, 2006; PITOMBO, 2010). Logo, torna-se necessário e desejado obter um esquema de proteção anti-ilhamento que seja eficiente para detectar este distúrbio e que não atue indevidamente para os transitórios normais de operação do sistema de distribuição. Neste sentido, esta dissertação de mestrado se propõe a estudar técnicas inteligentes capazes de melhorar o desempenho anti-ilhamento das técnicas passivas, reduzindo ou eliminando os casos de operação indevida e aumentando a eficiência da detecção, mesmo em casos de pequenos desbalanços de potência ativa.

A proposta deste trabalho é utilizar uma rede neural artificial (RNA) do tipo Perceptron multicamadas (PMC) para detectar passivamente a ocorrência de ilhamentos. O método de detecção passivo foi escolhido por apresentar menor custo de implementação frente aos métodos ativos uma vez que se utiliza de parâmetros facilmente obtidos no ponto de acoplamento comum (PAC) do gerador distribuído com a rede elétrica.

Uma rede neural PMC foi escolhida por ser ágil na manipulação de diversos dados de entrada simultâneos e ao mesmo tempo ser capaz de ser treinada para detectar sutis mudanças nos parâmetros de entrada, tais como pequenos desbalanço de potência que causam variações de tensão e de frequência imperceptíveis à proteção convencional. O método proposto neste trabalho foi baseado no apresentado em Merlin (2013), o qual utilizou uma RNA Perceptron multicamadas para detecção de ilhamentos em um sistema com um gerador síncrono. Os resultados obtidos mostraram que a rede neural foi capaz da detecção correta das situações ilhadas e rejeitou as demais situações não relacionadas ao ilhamento. Assim, continuando neste caminho, esta dissertação contribui com o trabalho de Merlin (2013) no sentido de estender a sua formulação para sistemas de distribuição com múltiplos geradores distribuídos, melhorando seu desempenho e promovendo sua validação por meio da comparação com a proteção anti-ilhamento convencional. O método proposto foi aplicado em uma rede de distribuição contendo um gerador síncrono e um parque eólico com geradores de indução duplo alimentados operando simultaneamente, porém pode ser estendido a sistemas de distribuição com outros tipos de geradores distribuídos, mediante o treinamento adequado da RNA empregada.

1.1 Objetivos do trabalho

Esta dissertação de mestrado tem por objetivo desenvolver um novo método de detecção de ilhamentos em sistemas de distribuição de energia elétrica com múltiplos geradores distribuídos utilizando uma rede neural artificial do tipo Perceptron. A proposta foi diminuir ou mesmo eliminar as falhas de detecção de ilhamento atualmente reportadas em trabalhos anteriores que utilizam os métodos tradicionais: Vieira Jr. (2006), Ohno *et al* (2008), Meira (2010) e Pitombo (2010). O novo sistema deverá ser sensível o suficiente para distinguir as situações normais de operação, como entradas e saídas de cargas ou mesmo do parque eólico, das situações de ilhamento, mesmo quando o desbalanço entre as potências gerada e consumida seja pequeno.

1.2 Organização do trabalho

Esta dissertação foi dividida da seguinte maneira:

- Capítulo 1: introdução e contextualização do leitor ao tema e ao trabalho;
- Capítulo 2: explicação de quais são os métodos conhecidos para a detecção de ilhamentos;
- Capítulo 3: neste capítulo são mostrados os modelos utilizados para simulações no Matlab/Simulink®;
- Capítulo 4: demonstrar o funcionamento de uma rede neural Perceptron multicamadas e informações sobre o método de treinamento e validação das redes neurais, mostrando como foi a definição da topologia final da rede;
- Capítulo 5: apresentação dos resultados das simulações com os sistemas de proteção tradicionais e com a rede neural;
- Capítulo 6: conclusões finais sobre o trabalho desenvolvido, resultados obtidos e propostas para trabalhos futuros;
- Apêndice: dados dos componentes do sistema de distribuição utilizado no estudo.

1.3 Divulgação da Pesquisa

Até o presente momento, esta pesquisa originou um artigo que foi apresentando e publicado nos anais de um congresso internacional, conforme informações a seguir:

LUNARDI, T. R.; VIEIRA, J. C. M. Detecção de ilhamentos em sistemas de distribuição com múltiplos geradores distribuídos utilizando redes neurais artificiais. *In: XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, Novembro de 2015, São José dos Campos, Brasil.

Capítulo 2

Ilhamento de Geradores Distribuídos

Além dos problemas de perigo à segurança dos trabalhadores das concessionárias e danos materiais aos geradores distribuídos quando sua reconexão ocorre fora de fase com o sinal do barramento da concessionária, a ocorrência do ilhamento pode ocasionar distúrbios elétricos às cargas que estão dentro da ilha, tais como variações de frequência, afundamentos ou elevações de tensão ou mesmo aumento do nível de harmônicos na ilha, pois antes do ilhamento as correntes harmônicas, quando presentes, se direcionavam em maior parte para o caminho de menor impedância representado pelo barramento da concessionária.

Para evitar todos estes problemas, o consenso geral das concessionárias e normas técnicas é de que se desconecte o gerador distribuído assim que a ocorrência do ilhamento for detectada e antes da atuação de religadores automáticos instalados na região ilhada. Por exemplo, em IEEE Std.1547 (2003) indica-se a referência de 2 segundos como tempo máximo de desconexão do gerador distribuído. Entre as concessionárias brasileiras há a indicação da desconexão imediata dos geradores distribuídos no instante da perda de tensão da concessionária (CPFL, 2013; COPEL, 2013) e, seguindo o padrão IEEE, também ocorre de companhias permitirem o tempo máximo para desconexão de 2 segundos após a ocorrência do ilhamento (CEMIG, 2012).

Por estes motivos, diversos estudos foram destinados a encontrar maneiras de se detectar o ilhamento, evitando que gerador e cargas permaneçam ilhados e, portanto, fora do controle da concessionária. Alguns desses métodos são apresentados em seguida.

2.1 Métodos Passivos de Proteção Anti-ilhamento

A preocupação com a detecção eficiente de ilhamento incentivou diversos estudos nesta área, principalmente devido aos casos de não detecções da ocorrência do evento.

As técnicas de detecção podem ser remotas ou locais. Técnicas remotas utilizam um meio de comunicação entre a concessionária e os sistemas de proteção, por este motivo apresentam um custo mais elevado para sua implantação. Técnicas locais se utilizam dos parâmetros elétricos disponíveis no ponto de conexão do gerador distribuído (GD) com a rede da concessionária.

As técnicas locais se dividem basicamente em dois tipos: detecção ativa e detecção passiva. Na detecção ativa o sistema de proteção insere algum tipo de perturbação elétrica no sistema com o intuito de verificar sua influência na rede. Se houver grandes alterações em um ou mais parâmetros elétricos, então o sistema de proteção classifica o GD como ilhado, pois tais alterações não ocorreriam se estivesse operando em paralelo com a concessionária (MOTTER, 2014). Já as técnicas passivas realizam a detecção do ilhamento utilizando-se somente dos parâmetros elétricos obtidos no ponto de acoplamento do GD com a concessionária. Muitos trabalhos focaram nesta abordagem, por apresentar menor custo e maior simplicidade em comparação com as técnicas remotas e ativas.

Como este trabalho teve como objetivo o estudo de um método local passivo para detecção de ilhamentos em um sistema com múltiplos geradores distribuídos, nesta seção somente serão discutidas tais técnicas.

Diversos métodos passivos para detecção de ilhamentos podem ser encontrados na literatura técnica. Dentre os métodos já conhecidos, podem ser citados os seguintes trabalhos:

- **Variação de tensão:** o ilhamento pode causar variação brusca na carga que o gerador está alimentando, fazendo com que este possa não conseguir manter o nível de tensão nominal. A tensão diminuirá caso a carga total remanescente seja maior ou a tensão aumentará caso a carga total seja menor que a potência nominal do gerador. A variação de tensão está diretamente ligada à potência reativa consumida/injetada pelo gerador (KUNDUR, 1994). Neste ponto é que se baseia a detecção de ilhamentos em sistemas com geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo, conectados diretamente à rede elétrica (MEIRA, 2010). Estes se utilizam de potência reativa para manutenção do campo magnético induzido do rotor. Quando ocorre um ilhamento, o próprio gerador de indução fica com falta de potência reativa, pois seu banco de capacitores não o supre completamente, levando a um colapso na tensão do barramento do gerador e consequentemente no sistema ilhado. Este comportamento permite que relés de subtensão sejam capazes de detectar o evento.

A configuração do sistema local também pode afetar a detecção dependendo dos componentes de controle que estão instalados. Em Leão *et al* (2004) mostrou-se que a presença de compensadores dinâmicos na área ilhada pode acarretar um retardo ou impedimento na detecção doilhamento feita por relés de sub/sobretensão, pois os compensadores tendem a manter constante a tensão no barramento, mascarando o problema.

Em se tratando do emprego de relés de sub/sobretensão em geradores síncronos distribuídos, em Vieira et al. (2005), Vieira, Correa e Freitas (2007) e Vieira et al. (2008), mostra-se que o desempenho deste tipo de proteção sofre influência significativa do modo de controle do sistema de excitação do gerador, ou seja, a capacidade de detecção doilhamento aumenta se o GD opera controlando a potência reativa ou fator de potência, em detrimento do controle da tensão terminal. Além disso, a seleção dos ajustes deve ser feito com cautela, pois ajustes sensíveis podem causar a desconexão desnecessária e frequente dos geradores.

- **Deslocamento de fase (*phase shift*) ou salto de vetor (*vector jump*):** este método, bastante comum na detecção de ilhamento, consiste em detectar variações súbitas do ângulo da tensão medida no PAC. A variação angular é calculada através da variação do período de cada ciclo da tensão. Quando ocorre um ilhamento e o gerador assume o fornecimento de potência às cargas conectadas ao seu barramento, esta alteração instantânea de potência também causa uma mudança súbita no ângulo da tensão (JENKINS et al. 2000).

Em Freitas e Xu (2004) foi estudado que em algumas situações este tipo de relé não é eficaz na detecção de ilhamentos, inclusive indicando a desconexão do gerador em situações não ilhadas. Podem ser destacados alguns fatores importantes que levam a esta falha: elevado carregamento do GD e do sistema, GD com baixa constante de inércia e elevado tempo de eliminação de faltas. Nestas situações o estudo mostrou que o gerador sofre muita perturbação durante a ocorrência dos eventos, fazendo que o relé de deslocamento de fase possa acusar erroneamente a ocorrência de um ilhamento. Além disso, estudos recentes utilizando dispositivos comerciais mostraram que o comportamento dessa proteção é muito similar ao comportamento da proteção de sub/sobrefrequência (MOTTER, 2014).

- **Variação de frequência:** do mesmo modo que na variação de tensão, a frequência do gerador pode variar instantaneamente e manter-se em novo patamar dependendo da

quantidade de carga que estão diretamente conectadas ao gerador. No caso da variação de frequência, esta está diretamente ligada à potência ativa injetada pelo gerador (KUNDUR, 1994). Assim, métodos de detecção de ilhamento baseados na variação absoluta da frequência são frequentemente empregados e recomendados nos principais guias de conexão de GD (JENKINS et al., 2000; IEEE STD. 1547, 2003; CPFL, 2013; COPEL, 2013; CEMIG, 2012). O desempenho dessa proteção é fortemente influenciado pelo desbalanço da potência ativa na ilha formada (JENKINS et al., 2000; VIEIRA Jr., 2006) de forma que a mesma pode falhar quando este desbalanço é pequeno. Dependendo do ajuste e do tempo de detecção de ilhamento requerido pela concessionária, pode apresentar uma zona de não detecção elevada (Vieira et al., 2008). Nestes casos, tempos requeridos maiores e ajustes sensíveis reduzem esta zona de não detecção, porém o aumento na sensibilidade dos ajustes pode causar detecções indevidas.

- **Taxa de variação de potência (dP/dt ou dQ/dt):** utiliza variação no tempo da potência ativa ou reativa devido à mudança de carga no gerador na ocorrência de um ilhamento. Este método apresenta maior eficiência para os casos em que há desbalanço entre a geração distribuída e as cargas, apresentando um baixo tempo de detecção (MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008). Por se tratar de um método passivo, pois se utiliza somente da leitura de parâmetros do sistema, a taxa de variação de potência não causa perturbações elétricas no sistema. Seus pontos negativos são os erros de detecção (não detecção ou falsas detecções) devido a uma parametrização muito sensível ou quando há o balanceamento entre geração distribuída e cargas após o ilhamento (MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008).

- **Taxa de variação de frequência (df/dt) ou ROCOF** (sigla em inglês para *Rate Of Change Of Frequency*): monitora a taxa da variação da frequência da tensão medida no ponto de acoplamento comum entre o gerador distribuído e a rede de distribuição (JENKINS et al., 2000; VIEIRA Jr., 2006; MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008). Seu uso é aconselhado em casos em que a variação da frequência é lenta, tornando-o mais sensível do que o relé de sub/sobrefrequência. No entanto, também apresenta zona de não detecção (Vieira et al., 2008);

- **Taxa de variação de impedância:** utiliza-se do fato de que a ocorrência do ilhamento causa variação significativa da impedância conectada ao barramento do gerador, pois a concessionária é um caminho de baixa impedância se comparada ao sistema ilhado (MAHAT, CHEN e BAK-JENSEN, 2008). Este método apresenta um baixo tempo de

detecção e a vantagem de não perturbar eletricamente o sistema. Como desvantagens estão os fatos de apresentarem falhas na detecção quando há balanceamento entre geração e cargas e também ter seu desempenho comprometido devido a ajustes muito sensíveis.

- **Distorção harmônica total da corrente e/ou da tensão:** a mudança brusca na carga e a perda de um ramal de baixa impedância (representado pelo barramento da rede da concessionária) altera o fluxo dos harmônicos da microrrede onde o gerador distribuído está conectado, permitindo a detecção do ilhamento. Em Mahat, Chen e Bak-Jensen (2008) citou-se ainda o acompanhamento do terceiro harmônico no barramento do GD como um parâmetro eficiente para a indicação de ilhamentos, mas os autores não mostraram resultados desta utilização. Em Jang e Kim (2004) esta característica é explorada através da distorção harmônica total da corrente juntamente com desbalanceamento nas tensões trifásicas e amplitude das tensões. Segundo os autores, a união dos três parâmetros garante maior taxa de detecção e menor quantidade de erros se comparado aos resultados individuais de detecção dos três parâmetros isoladamente. Para cada cenário, pelo menos um dos três parâmetros deve apresentar grandes variações e assim o sistema pode atuar. No estudo dos autores foram simulados 40 casos contemplando pequenas e grandes variações de cargas após o ilhamento, a partida de um motor de indução de potência considerável, chaveamento de um banco de capacitores e chaveamentos de cargas monofásicas para causar um desbalanço de tensão entre as fases. Os resultados mostraram que o método proposto foi eficiente, detectando todos os casos de ilhamento bem como reconhecendo as situações de não ilhamento.

Com o aumento nas pesquisas em geração distribuída, outros parâmetros do sistema foram estudados e se mostraram também como alternativas para a detecção de ilhamentos. A obtenção de novas variáveis depende de algum tipo de processamento do sinal medido, e por isso seu uso em tempo real pelos dispositivos de proteção só foi possível através do avanço tecnológico dos microprocessadores. Eis alguns exemplos:

- **Variação de desbalanço de tensão:** quando há um ilhamento, o valor do desbalanço de tensão no gerador é alterado, permitindo sua detecção. Esta ideia foi proposta em Jang e Kim (2004), em que os pesquisadores utilizaram-se da variação do desbalanço de tensão juntamente com os parâmetros de distorção harmônica total da corrente e variação da amplitude trifásica da tensão para que seu algoritmo indicasse o ilhamento. A vantagem deste método está no fato de as variáveis de entrada serem as tensões trifásicas e o valor da corrente de uma das fases, ou seja, valores comumente já medidos por qualquer sistema de

medição e controle. O trabalho foi capaz de detectar corretamente todas as situações de ilhamento simuladas: pequenos e grandes desbalanços de potências após o ilhamento, partida de um motor de indução de alta potência, chaveamento de um banco de capacitores e desbalanceamentos de cargas. A única ressalva foi para a partida do motor de indução: a detecção correta ocorre somente se o transitório for de curta duração, neste caso o sistema apresentou falha na detecção.

Em Samantaray, Pujhari e Subudhi (2009) os componentes de sequência negativa da tensão e corrente foram utilizados para detectar ilhamento, pois destes pode-se obter informações de desbalanceamentos na rede. Um ciclo de cada um deles é processado através da Transformada Wavelet, utilizando-se de uma janela de tamanho variável que se desloca no tempo, sendo capaz de extrair informações de cada ponto do sinal analisado. Variações abruptas no sinal resultante da Transformada Wavelet indicam ocorrência do ilhamento. Os resultados do trabalho mostraram que o sistema é eficiente, detectando os ilhamentos e ignorando as situações de operação simuladas: desconexão de GDs, perda de potência gerada e alterações súbitas de carga.

- **Componente de Sequência Negativa da Tensão (CSNT):** em Helmzadeh, Sadeh e Musavi (2007) foram estudados os comportamentos deste parâmetro que indica a ocorrência de desbalanço nas tensões do sistema elétrico. Segundo os autores, durante a operação normal do sistema, a CSNT permanece em nível zero ou muito próximo dele. Quando há uma variação brusca de carga, chaveamentos de bancos de capacitores ou entrada/saída de linhas de transmissão paralelas, o valor da CSNT sofre um pico seguido de amortecimento até retornar ao nível zero. E é justamente esta característica que é explorada para a detecção de ilhamento. Assim, os autores utilizaram o padrão de amortecimento característico da CSNT para detectar ilhamentos. Este parâmetro se apresenta como um pico de tensão ($V_{neg_máx}$) no momento da ocorrência de um ilhamento, causado principalmente pelo desbalanço entre as tensões trifásicas. Segundos os autores, este sistema apresenta falsas detecções em alguns casos de faltas assimétricas e de desbalanceamento de cargas, pois nestas situações a CSNT também pode apresentar picos semelhantes ao que ocorrem nas situações de ilhamento, enganando o sistema de proteção. Para contornar este problema, os autores propuseram um algoritmo que mede novamente o valor da CSNT após um tempo de 0,1 segundo da indicação de ilhamento; se este valor for maior que o valor $V_{neg_máx}$, então o relé do gerador é acionado para desconectá-lo do sistema (houve ilhamento). Caso contrário, o algoritmo volta ao início do laço de análise, pois não houve ilhamento, mas apenas ocorreu uma falta assimétrica ou um desbalanço de

carga e em seguida o sistema voltou ao normal. Os autores não forneceram a taxa de acerto com a utilização do algoritmo, informando apenas que o sistema proposto representa uma “abordagem confiável”.

A evolução da computação e o conhecimento advindo de pesquisas nos sistemas elétricos de potência permitiu que uma nova área fosse explorada em relação à detecção de ilhamento de geração distribuída: a detecção por meio de sistemas inteligentes.

Uma pesquisa bibliográfica revelou a existência de um número pequeno de trabalhos que empregam inteligência artificial para a detecção de ilhamentos em geradores distribuídos. A seguir são citados alguns trabalhos utilizando tais técnicas:

- **Lógica Fuzzy:** em Samantaray et al. (2010) foi proposto um sistema de detecção de ilhamento baseado em lógica *Fuzzy*. Segundo os autores desse trabalho, os resultados apresentados pelo sistema proposto foram satisfatórios, sendo que todas as situações de ilhamento foram identificadas com sucesso. No entanto, a abordagem utilizada apresentou falsas classificações na presença de ruídos, sendo esta uma importante limitação do sistema proposto.

- **RNA probabilística:** há também um trabalho relativo ao uso de uma RNA do tipo probabilística para detecção de ilhamentos (SAMANTARAY, BABU e DASH, 2011). O desempenho desta RNA foi comparado a uma RNA do tipo base radial e também a um sistema de mineração de dados utilizando árvore de decisão. O sistema elétrico apresentava quatro pontos de geração distribuída e cargas conectadas a eles. As simulações consistiram de desconexões da concessionária, desconexões dos geradores distribuídos, perda de potência no barramento de acoplamento comum, chaveamento de banco de capacitores e perdas de partes das linhas de transmissão. Em todas as simulações a RNA probabilística apresentou melhores resultados de detecção em relação aos outros dois métodos. Seu pior resultado foi de 93,9% de acerto, mesmo assim superior à segunda colocada: RNA de base radial com 87,1% de acerto.

- **Mineração de dados:** em El-Arroudi et al. (2007) e Kar e Samantaray (2014) também foi utilizada mineração de dados para a detecção de ilhamento. Neste método os dados extraídos dos sistemas, tais como tensões, correntes e frequências, são trabalhados para descobrir como variam em função de determinada alteração desejada; no caso, como se comportam com a ocorrência de um ilhamento. As características mais afetadas são então acompanhadas e através delas um algoritmo de decisão (*decision tree*) é capaz de indicar a ocorrência do ilhamento.

Em El-Arroudi et al. (2007) foram utilizados 11 entradas obtidas a partir das tensões e correntes trifásicas. Os resultados dos testes apresentaram uma taxa de erro de 16,7%.

Já em Kar e Samantaray (2014) também foram utilizadas tensões e correntes trifásicas como parâmetros de entrada. A partir delas obtinham-se amplitudes, frequências e ângulos de fase. Com estes dados, um pré-processamento extraía 27 características que podiam ser afetadas pela ocorrência do ilhamento. Estes dados foram utilizados no treinamento do sistema de mineração de dados. A taxa de acerto do modelo ficou próxima de 100%, enquanto que os relés de taxa de variação de tensão (ROCOV - *Rate Of Change Of Voltage*) e de taxa de variação de frequência (ROCOF - *Rate Of Change Of Frequency*) apresentaram problemas de detecção em situações cujo desbalanço de potência estava abaixo de 30%.

- **RNA Perceptron Multicamadas:** em Merlin (2013) foi desenvolvido um sistema de detecção de ilhamentos baseado em uma rede neural artificial do tipo Perceptron multicamadas aplicada a um sistema com um gerador síncrono distribuído. O resultado deste trabalho mostrou que este tipo de configuração de RNA tem grande potencial para detectar ilhamentos neste tipo de situação.

2.2 Considerações finais sobre o capítulo

Devido aos resultados promissores observados no trabalho de Merlin (2013), esta dissertação também utilizará uma RNA Perceptron multicamadas como método de detecção, mas o sistema de distribuição utilizado apresentará geração síncrona e assíncrona operando simultaneamente, sendo esta representada por geradores de indução duplo-alimentados. Com base nos estudos citados, neste trabalho serão simulados cenários que abranjam uma variedade de situações para o sistema de distribuição que permitam que a RNA Perceptron multicamadas possa ser analisada adequadamente. Dentre os cenários a serem utilizados, podem ser citados: chaveamento de cargas com diversas potências, variação da potência de cada um dos geradores distribuídos e chaveamento dos geradores. Deste modo a capacidade de detecção da RNA será testada tanto para pequenas quanto para grandes perturbações elétricas, além dos casos de ilhamento.

Capítulo 3

Modelagem dos Elementos do Sistema Elétrico

Este capítulo descreve o sistema elétrico empregado nas análises desta dissertação e os modelos computacionais de seus elementos, todos modelados no programa Matlab/SimPowerSystems ou já presentes em sua biblioteca.

3.1 Gerador de indução duplo alimentado

As informações utilizadas neste capítulo foram em grande parte retiradas da própria *Mathworks*, através de seu *Documentation Center* (MATHWORKS, 2016).

O modelo de gerador de indução duplo alimentado (GIDA) utilizado neste trabalho é encontrado na biblioteca do SimPowerSystems sob o nome de *DFIG Detailed Model*, presente no modelo de fazenda eólica do *software* sob o nome *Wind Farm - DFIG Detailed Model*. O nome DFIG vem da designação em inglês desta máquina: *Doubly-Fed Induction Generator*. Conforme a descrição fornecida pelo desenvolvedor, este modelo é adequado para a observação de harmônicos e aplicações diversas utilizando sistemas de controle dinâmicos. Além disso, o usuário tem acesso aos transistores IGBT dos conversores de potência, o que apresenta grande facilidade para trabalhos que atuem diretamente nesta parte do sistema de controle.

O *DFIG Detailed Model* utiliza duas entradas: a velocidade do vento e a referência de potência reativa que o controle deve manter nos terminais do gerador. A Figura 3.1 ilustra o modelo simplificado do sistema turbina eólica-GIDA utilizado pelo SimPowerSystems.

Figura 3.1 – Esquema construtivo de um conjunto turbina-geradores e seus sistemas de controle.
Figura alterada de MATHWORKS (2016).

Os conversores CA/CC/CA são divididos em duas partes, identificados na Figura 3.1 como C_{rotor} e C_{rede} correspondendo, respectivamente, aos blocos do conversor do rotor e do conversor da rede. Eles permitem que o GIDA absorva ou gere potência ativa e reativa do/para o sistema. O capacitor C localizado entre os conversores opera como uma fonte de tensão em corrente contínua (fonte CC).

A potência mecânica fornecida pela turbina eólica em função da velocidade do vento que incide sobre as pás é dada pela equação 3.1 (MATHWORKS, 2016):

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_{vento}^3 \quad (3.1)$$

Na qual:

P_m representa a potência mecânica no eixo da turbina eólica;

c_p é o coeficiente de desempenho da turbina;

λ é a relação entre a velocidade da turbina e a velocidade do vento;

β é o ângulo de inclinação das pás;

ρ é a densidade do ar;

A representa a área abrangida pela turbina;

v_{vento} é a velocidade do vento que atinge as pás da turbina.

Os sistemas de controle da turbina e da transmissão mecânica adequam o ângulo das pás à velocidade do vento em função da rotação do eixo. O controle da rotação pode ser entendido como o controle do torque contra-eletromotriz: controle da força de reação resultante das cargas conectadas ao gerador. Ou seja, dentro da faixa de potência do gerador, quanto maior a sua carga, maior deve ser a extração de energia do vento para a geração de energia elétrica, respeitando os limites da máquina. O resultado disso é o torque mecânico fornecido ao eixo do rotor do gerador de modo a manter a rotação e a potência do gerador que foram previamente configurados.

A Figura 3.2 ilustra em mais detalhes o bloco “Turbina e sistema de transmissão mecânica”:

Figura 3.2 – Diagrama do controle do sistema de transmissão mecânica.

O diagrama da Figura 3.2 mostra as três entradas deste sistema: a velocidade de rotação do gerador ($\omega_{\text{ger_sinc}}$), o ângulo das pás da turbina eólica (β) e a velocidade do vento (v_{vento}). Como saída tem-se o torque mecânico aplicado sobre o eixo do gerador, T_m .

O bloco do coeficiente de desempenho da turbina eólica (c_p) representa a quantidade de energia que as pás são capazes de extrair do vento. O valor depende do modelo das pás, da velocidade de rotação do rotor, da velocidade do vento e do ângulo de ataque que as pás estão formando com a massa de ar em movimento. Este bloco calcula o desempenho da turbina eólica com base nos valores instantâneos de suas três entradas.

Há um sistema dedicado à supervisão do ângulo das pás. O controle do ângulo das pás da turbina eólica (representado pela Figura 3.3) é responsável por garantir que a potência retirada dos ventos, e consequentemente entregue ao gerador, permaneça próximo ao valor máximo para aquela situação. Para isso, esse controle atua no ângulo das pás em relação ao vento utilizando-se dos valores da velocidade do rotor da turbina eólica ω_r e do valor teórico esperado de potência mecânica para esta rotação, conforme a curva de

acompanhamento apresentada na Figura 3.4. Até o ponto D mostrado na Figura 3.4, o ângulo das pás é mantido inalterado (valor de zero grau) para se extrair o máximo de energia do vento. Este ângulo é aumentado gradativamente somente quando a velocidade do vento fornecer potência superior a 1 pu no eixo da turbina. Isso ocorre, pois o aumento do ângulo das pás provoca diminuição no rendimento de extração da energia eólica e assim o valor de potência no eixo da turbina fica constante a partir do ponto D.

Figura 3.3 – Modelo do sistema de controle do ângulo das pás. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

O ângulo das pás β é mantido em zero até que a velocidade de rotação do eixo da turbina eólica ω_r atinja o ponto D da curva de acompanhamento mostrada na Figura 3.4. A partir deste ponto, um aumento da velocidade de rotação causará uma alteração proporcional no ângulo, de modo que a velocidade máxima de rotação seja mantida. O controlador proporcional-integral garante que o controle de ganho de passo varie o ângulo das pás dentro da faixa para a qual o sistema foi projetado e ajustado.

Figura 3.4 – Característica da velocidade da turbina em função da velocidade do vento. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

A curva de acompanhamento mostrada na Figura 3.4 é utilizada pelos sistemas de controle do sistema turbina eólica/GIDA como uma referência pré-definida para relação potência-velocidade.

3.1.1 Conversor do lado do rotor

O conversor do rotor (C_{rotor}) injeta correntes trifásicas no rotor, por isso é responsável por controlar a potência elétrica entregue pelo conjunto turbina eólica/GIDA ao sistema da concessionária bem como controlar a tensão no barramento do gerador ou a potência reativa fornecida/consumida - dependendo da configuração dos parâmetros de controle do gerador. A Figura 3.5 mostra mais detalhes dos sistemas envolvidos no controle do rotor.

Figura 3.5 – Esquemas construtivos dos sistemas de controle do rotor: controle de potência ativa e controle de potência reativa. Figura alterada de Akhmatov (2003).

As potências ativas e reativas são controladas independentemente em dois circuitos semelhantes, ambos utilizando dois controladores PI em série. À entrada do primeiro controlador há a comparação entre o valor de potência parametrizado como referência (P_{ref}/Q_{ref}) e seu valor instantâneo (P/Q) medido na saída do gerador. Desta diferença, o primeiro controlador calcula o valor esperado da componente de eixo direto ou em quadratura da corrente (I_{d_ref}/I_{q_ref}). A este valor da componente de corrente é realizada a comparação com o respectivo valor da componente da corrente instantânea (I_d/I_q) e o resultado é inserido no segundo controlador PI. Como saída deste controlador é fornecida a respectiva componente de tensão (V_d/V_q) que deve ser aplicada ao rotor de modo que a potência ativa/ reativa induzida no estator esteja de acordo com o valor previamente estabelecido, mantendo-se também sobre a curva de acompanhamento (curva em vermelho da Figura 3.4).

O modelo de GIDA do SimPowerSystem permite ao usuário escolher entre o controle de tensão ou controle de potência reativa nos terminais do gerador duplo alimentado. A escolha para o controle da tensão altera apenas as entradas do segundo circuito mostrado na Figura 3.5 de Q_{ref} e Q para V_{ref} e V , respectivamente. Seu funcionamento e os demais parâmetros permanecem inalterados.

3.1.2 Conversor do lado da rede

O conversor do lado da rede (C_{rede}) mostrado na figura 3.1 foi descrito em Akhmatov (2003). Sua responsabilidade é garantir que a tensão nos terminais do capacitor C do barramento CC permaneça em seu valor de referência. A correta manutenção da tensão do

capacitor é extremamente importante, pois é deste componente que o conversor do rotor retira energia para os ajustes de potência nos terminais do gerador eólico já descritos.

A conexão do conversor C_{rede} à rede de distribuição é realizada através de indutores de acoplamento a fim de filtrar ruídos de alta frequência oriundos dos chaveamentos de seus IGBTs. O diagrama de blocos de controle é apresentado na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Diagrama de blocos do controle do conversor do lado da rede. Figura alterada de Akhmatov (2003).

Na Figura 3.6, X_c é a reatância do capacitor C mostrado na Figura 3.1 que conecta os conversores da rede e do rotor. Conforme explicado, este capacitor opera como uma fonte de corrente contínua para o conversor C_{rotor} . Este modelo de conversor da rede disponibilizado no Simulink permite sua configuração para absorver ou gerar potência reativa também pelo C_{rede} .

A tensão de saída do conversor do lado da rede é composta de suas duas componentes de eixo em quadratura (V_{REDE_d} e V_{REDE_q}) que atuam diretamente sobre o capacitor C .

O componente de tensão de eixo direto V_{REDE_d} é determinado por meio de dois controladores proporcionais-integrais (PIs) em série. Estes se utilizam dos valores da tensão instantânea do capacitor C (V_{CAP}), da tensão nominal esperada deste capacitor (V_{CAP_ref}) e da referência da corrente de eixo direto I_d já disponível pelo sistema. Por fim há a comparação com o valor da tensão terminal do gerador ($V_{terminal}$) antes de se obter o valor V_{REDE_d} .

Já o componente de tensão de eixo em quadratura utiliza apenas um controlador PI, que atua sobre o erro calculado como a diferença entre a corrente do eixo em quadratura I_q e seu valor de referência previamente ajustado I_{q_ref} .

Os valores dos parâmetros do gerador de indução e respectivos controles são apresentados no Apêndice.

3.2 Modelo do gerador síncrono

O modelo de gerador síncrono utilizado nas simulações é denominado no SimPowerSystems como *Synchronous Machine* (MATHWORKS, 2016). É um modelo de sexta ordem com enrolamentos ligados em estrela.

A figura 3.7 mostra o modelo elétrico da máquina síncrona. O modelo exibe os circuitos de eixo direto d e do eixo em quadratura q.

Figura 3.7 – Modelo elétrico da máquina síncrona separando eixo direto d e em quadratura q. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

Definições dos parâmetros citados no modelo:

V_d : tensão de eixo direto d;

I_d : corrente de eixo direto d;

V_q : tensão de eixo em quadratura q;

I_q : corrente de eixo em quadratura q;

V'_{fd} : tensão de campo;

I'_{fd} : corrente de campo;

V'_{kd} : tensão do enrolamento amortecedor de eixo direto d;

I'_{kd} : corrente do enrolamento amortecedor de eixo direto d;

V'_{kq1} e V'_{kq2} : tensões dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura q;

i'_{kq1} e i'_{kq2} : correntes dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura q;

ω_r : velocidade angular mecânica do rotor;

ϕ_d : fluxo de eixo direto;

ϕ_q : fluxo de eixo em quadratura;

ϕ'_{fd} : fluxo no enrolamento de campo;

ϕ'_{kd} : fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto d;

L'_{kq1} e L'_{kq2} : Indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura q referidas ao estator;

R_s : resistência do estator;

R'_{fd} : resistência de campo referido ao estator;

R'_{kd} : resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator;

R'_{kq1} e R'_{kq2} : resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator;

L_d : indutância total de eixo direto;

L_q : indutância total de eixo em quadratura;

L_{md} e L_{mq} : indutâncias mútuas de eixo direto e em quadratura;

L_{fd} : indutância do enrolamento de campo referida ao estator;

L_{kd} : indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator;

L_{kq1} e L_{kq2} : indutâncias dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator.

Os valores dos parâmetros do gerador síncrono são apresentados no Apêndice.

3.2.1 Turbina a vapor

Neste trabalho será empregada uma turbina a vapor acoplada ao gerador síncrono. A Figura 3.8 mostra o diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina a vapor que movimenta o gerador síncrono.

Figura 3.8 – Diagrama em blocos do regulador de velocidade da turbina a vapor. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

Dados:

- P_{ref} : valor de referência para potência elétrica fornecida pelo gerador, em pu.
- ω_{ref} : velocidade de referência, em pu;
- ω : velocidade de rotação medida diretamente do eixo do gerador, em pu.
- k_a : ganho de estatismo;
- k_b : ganho do regulador;
- k_c : constante de tempo do relé de velocidade;
- k_d : constante de tempo do servomotor;

O diagrama de blocos da turbina a vapor é apresentado na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Diagrama em blocos da turbina a vapor. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

Na Figura 3.9, os valores F2 a F5 representam estágios de potência sobre o eixo da turbina. O valor de F2 corresponde ao último estágio, sendo este a saída do sistema da

turbina a vapor e ao qual o gerador está conectado. Portanto neste ponto se em a potência mecânica P_m fornecida ao eixo do gerador síncrono.

A pressão de vapor da caldeira ($P_{caldeira}$) foi mantida constante em 1 pu em todas as simulações. Já a abertura da válvula de pressão de vapor foi controlada através do sistema mostrado na Figura 3.8, sendo este sistema responsável pela velocidade de rotação da turbina.

O servomotor é o responsável pela abertura e fechamento da válvula que libera o vapor da caldeira para a turbina. Sua movimentação utiliza como entradas as informações da velocidade atual do eixo da turbina, de seu valor de referência para esta velocidade de rotação, da referência da potência elétrica e do fluxo de vapor. Por exemplo, uma redução da rotação da turbina fará com que o servomotor aumente a abertura da válvula de vapor até que a rotação novamente retorne ao valor ω_{ref} ajustado.

Todos os parâmetros da turbina a vapor e do regulador de velocidade são descritos no Apêndice.

3.2.2 Excitatriz do gerador síncrono

O sistema de controle da tensão da excitatriz do gerador síncrono é mostrado na Figura 3.10. Foi empregado o sistema de excitação modelo IEEE DC1 (Kundur, 1994).

Figura 3.10 – Diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador síncrono. Figura alterada de MATHWORKS (2016)

Na Figura 3.10, tem-se:

- tr: constante de tempo do filtro passa-baixa;
- tc: constante de tempo do compensador *lead lag*;
- tb: constante de tempo do compensador *lead lag*;

- k_a : ganho do regulador de tensão;
- t_a : constante de tempo do regulador de tensão;
- t_e : constante de tempo da excitatriz;
- k_e : ganho da excitatriz;
- k_f : ganho do bloco de amortecimento e realimentação;
- t_f : constante de tempo do bloco de amortecimento e realimentação;
- V_f : tensão de campo da excitatriz aplicada ao rotor do gerador síncrono;
- $S_V(V_f)$: função linear da tensão de campo V_f para a saturação da excitatriz.

São duas as entradas deste bloco de controle:

Q_{ref} : ajuste desejado para potência reativa fornecida ou absorvida pelo gerador síncrono, em pu.

Q : valor da potência reativa instantânea medida nos terminais do gerador síncrono, em pu.

O bloco interno *Compensador lead lag* é responsável por estabilizar o sinal de entrada do regulador principal. Este tipo de compensador apresenta respostas rápidas devido à compensação em avanço (compensação tipo *lead*) e diminuição do erro quando em regime estacionário devido à compensação em atraso (compensação tipo *lag*).

O bloco *Saturação proporcional* garante que a excitatriz apresente um valor de tensão de campo suficiente para se atingir a excitação V_f suprimindo as perdas com a saturação da excitatriz. Seu funcionamento é descrito pela função 3.2 (Kundur, 1994; Lima, 2013):

$$S_V = A_{sat} e^{B_{sat} V_f} \quad (3.2)$$

Onde A_{sat} e B_{sat} são valores obtidos da curva de saturação do gerador, conforme mostrado no gráfico da Figura 3.11:

Figura 3.11 – Exemplo de curva de saturação da excitatriz (Kundur, 1994)

Como saída, o bloco da Figura 3.10 fornece a tensão de excitação V_f aplicada no rotor do gerador síncrono de modo a atingir os valores parametrizados de Q_{ref} e tensão nos terminais.

Todos os parâmetros do sistema de controle da excitatriz são descritos no Apêndice.

3.3 Relés de proteção

As proteções convencionais de tensão e de frequência foram utilizadas neste trabalho para efeito de comparação com o novo método proposto. Os respectivos modelos são apresentados nas seções seguintes.

3.3.1 Relés de tensão

Os relés de tensão também não estão disponíveis na biblioteca SimPowerSystems. A Figura 3.12 mostra o diagrama do sistema implementado para tal finalidade. Os modelos dos relés de tensão foram baseados nos relés de frequência.

Foi utilizado um bloco presente na biblioteca do SimPowerSystems que calcula os valores eficazes (RMS) das tensões independentemente. A saída deste bloco fornece os dados de entrada para o sistema da Figura 3.12: valores eficazes de cada uma das tensões do barramento do gerador ao qual o relé está conectado. Está ilustrado o tratamento da

informação da tensão da fase A, mas o mesmo procedimento ocorria para as demais fases B e C.

Figura 3.12 – Esquema do funcionamento dos relés de tensão utilizados.

O valor da tensão eficaz de cada fase é comparado com os ajustes de sobre e subtensão $V_{máx}$ e V_{min} , respectivamente. Se houver violação de qualquer um deles, um sinal é enviado ao disjuntor para seu acionamento. A porta OU conectada às saídas dos blocos de cada uma das fases garante que o relé atua se há violação em qualquer uma das fases.

Utilizou-se o critério de detecção de 6 ciclos ilustrado na Figura 3.13: em uma janela com tamanho de 6 ciclos todos deveriam ser classificados como “ciclo detectado” para que a saída do relé de frequência indicasse a ocorrência do ilhamento e a desconexão dos geradores distribuídos. O deslocamento da janela ocorria a cada novo ciclo; este ocupava a última posição e consequentemente o antigo primeiro ciclo era descartado, conforme ilustrado pela Figura 3.14.

Figura 3.13 – Janela de análise do sistema de proteção sobre o sinal da tensão do barramento do gerador síncrono.

Figura 3.14 – Deslocamento da janela de 6 ciclos para aquisição de um novo ciclo de tensão.

A escolha da janela de dados utilizada baseou-se nos relés de taxa de variação de frequência: nestes as janelas costumam variar entre 2 ciclos e 50 ciclos (VIEIRA, FREITAS e FRANÇA, 2005). Também se optou por utilizar o mesmo valor de 6 ciclos para as janelas dos relés de tensão, de frequência instantânea e taxa de variação de frequência utilizados neste trabalho.

3.3.2 Relés de frequência

Os relés de frequência não estão disponíveis na biblioteca SimPowerSystems e precisaram ser implementados. A Figura 3.15 mostra o diagrama utilizado para montagem deste relé. O modelo do relé de frequência foi baseado no trabalho de Motter (2014).

Figura 3.15 – Modelo computacional do relés de frequência

A medição da frequência foi realizada através de um PLL trifásico (sigla em inglês para *Phase Locked Loop*) conectado ao barramento do gerador síncrono. Optou-se pela utilização do componente PLL trifásico já presente na biblioteca do SimPowerSystems (*3-Phase PLL*). Este bloco fornecia o valor da frequência através da análise das tensões trifásicas. A Figura 3.16 mostra o diagrama do PLL que informava a frequência elétrica do sinal da tensão ao relé mostrado da Figura 3.15.

Figura 3.16 – Diagrama em blocos do funcionamento interno do PLL trifásico.

Dados:

V_q : tensão de eixo em quadratura q;

k= ganho de realimentação da frequência;

ω = velocidade de rotação em radianos por segundo;

f= frequência do sinal elétrico.

De acordo com a Figura 3.15, o valor da frequência (f) é comparado com os ajustes de sobre e sobrefrequência, $f_{\text{máx}}$ e f_{min} , respectivamente. Se qualquer um deles é violado, o relé envia um sinal para abertura do disjuntor e consequente desconexão do gerador.

3.3.3 Relés de taxa de variação de frequência

Outro método tradicional utilizado comercialmente para a detecção de ilhamentos é o relé de taxa de variação de frequência, ou ROCOF (sigla em inglês para *Rate of Change of Frequency*).

Os relés do tipo ROCOF não baseiam sua detecção diretamente no valor instantâneo da frequência, mas calculam a valor de sua variação no tempo, em Hertz por segundo (Hz/s). Variações acima do ajuste estabelecido causam a desconexão do gerador distribuído.

O modelo de funcionamento do ROCOF é semelhante ao relé de frequência, mas apresentando um ajuste único, em Hz/s, não havendo sub ou sobrefrequência. Este ajuste será utilizado como referência no cálculo da taxa do quanto a frequência variou no tempo, resultados acima deste ajuste causam a desconexão do gerador. Foi criada no Matlab uma rotina simples para a obtenção da taxa de variação da frequência; esta realizava o cálculo a cada meio ciclo de tensão (conforme mostrado na Figura 3.17) através dos valores de frequência recebidos do PLL. Se ambos os semiciclos indicassem um valor acima do ajuste configurado, o ciclo em análise era classificado como ilhado.

Figura 3.17 – Taxa de variação de frequência calculada sobre meio ciclo de tensão.

A janela de 6 ciclos também foi aplicada ao relé ROCOF, portanto se dentro da janela os seis ciclos estivessem classificados como “ilhados”, então o relé indicaria a desconexão do gerador.

Inicialmente optou-se por utilizar uma taxa de um quarto do ciclo da tensão para o cálculo da taxa de variação da frequência, mas este procedimento mostrou-se ineficiente devido a sua alta sensibilidade, prejudicando as detecções e a operação do sistema.

3.4 Sistema de distribuição

O diagrama unifilar do sistema de distribuição utilizado neste trabalho é apresentado na Figura 3.18. Observa-se a presença de dois sistemas de geração distintos: o gerador síncrono (representado na figura por GS) e o parque eólico (representado por PE). Este sistema elétrico foi o mesmo utilizado em Salles (2007), porém não foi considerada a presença de geradores distribuídos.

Figura 3.18 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição utilizado.

O sistema de distribuição da Figura 3.18 é composto por um sistema de subtransmissão de 138 kV em ligação Y_g com potência de curto-circuito de 500 MVA. Este é conectado ao sistema de distribuição através de um transformador 138 kV/11,9 kV conectado em Δ/Y_g com potência de 25 MVA. O gerador síncrono trifásico tem 2 pares de pólos salientes, potência total de 12 MVA, tensão de linha entre seus terminais de 11,9 kV. É conectado ao sistema através de um transformador 11,9 kV/11,9 kV conectado em Δ/Y_g com potência total de 15 MVA.

O parque gerador eólico tem potência total de 9 MVA, sendo composto de 6 conjuntos turbina eólica-gerador de indução trifásico. A potência unitária é de 1,5 MVA com tensão de linha entre seus terminais de 0,575 kV. O parque eólico é conectado ao sistema de distribuição através de um transformador 0,575 kV/11,9 kV conectado em Δ/Y_g com potência total de 15 MVA. A Carga 1 utilizava transformador de 11,9 kV/0,22 kV conectado em Δ/Y_g e potência total de 125 kVA. A Carga 3 utiliza é alimentada por um transformador de 11,9 kV/ 0,22 kV conectado em Δ/Y_g e potência total de 250 kVA. As cargas são do tipo indutiva e apresentam os seguintes valores:

Carga 1: 85 kW com fator de potência 0,85 (tensão nominal de 220V);

Carga 2: 3,68 MW com fator de potência 0,92 (tensão nominal de 11900V);

Carga 3: 180 kW com fator de potência 0,90 (tensão nominal de 220V);

Carga 4: 2,76 MW com fator de potência 0,92 (tensão nominal de 11900V);

Carga 5: 4,45 MW com fator de potência 0,89 (tensão nominal de 11900V).

As linhas de distribuição são do tipo RL devido à sua caracterização como linhas curtas (nestas a capacitância pode ser desprezada).

Os demais dados do sistema elétrico são apresentados no Apêndice.

3.5 Considerações finais sobre o capítulo

Neste capítulo foram mostrados os modelos, parâmetros e sistemas de controle utilizados nas simulações dos cenários que serão utilizados no estudo do sistema de proteção, bem como os princípios de funcionamento de cada sistema apresentado.

Capítulo 4

Método de Detecção de Ilhamento Baseado em Redes Neurais Artificiais

Este capítulo apresenta o método de detecção de ilhamento proposto nesta dissertação. Inicialmente, uma breve descrição do conceito de redes neurais artificiais (RNA) é apresentada, seguido da apresentação esquemática do método proposto e das etapas de validação e treinamento da RNA utilizada.

4.1 Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais (RNAs) são técnicas de programação baseadas no funcionamento das células nervosas, os neurônios. A primeira publicação deste assunto foi em 1943 em um artigo de McCulloch & Pitts que apresentava o modelamento matemático do neurônio biológico. Este campo de pesquisa ganhou força a partir de 1990 e atualmente suas principais aplicações são em reconhecimento, classificação e controle de padrões (SILVA, SPATTI e FLAUZINO, 2010). Uma rede neural é composta por camadas (camadas neurais) que associam pesos a cada uma das entradas, sendo realizada a soma ponderada destes sinais. Caso esta exceda um nível limite, então o neurônio produz um sinal em sua saída.

Dependendo da complexidade do problema, diversos neurônios podem ser associados de modo que todas as situações possíveis estejam cobertas e possam ser classificadas.

A RNA deve ser treinada por meio de um treinamento supervisionado utilizando um algoritmo de treinamento. Dessa forma, ela recebe um conjunto de entradas e as respectivas saídas são comparadas com os resultados esperados. Com base no erro obtido, a RNA ajusta seus pesos de modo que as saídas fiquem dentro de um limite estabelecido. Após o treinamento, os valores finais dos pesos são definidos para cada neurônio e a RNA começa a trabalhar nesta configuração.

O intuito de utilizar redes neurais artificiais é devido à sua capacidade de aprendizado e precisão na classificação de padrões estabelecidos, deste modo, aplicada ao problema de detecção de ilhamento, espera-se que falsas atuações sejam eliminadas ou diminuídas drasticamente quando comparada com a atuação dos relés convencionais. O tempo de processamento de dados por uma rede neural é baixo, pois esta se utiliza do número de operações por segundo que um processador consegue realizar (SILVA *et al*, 2010). Para os processadores atuais que trabalham em gigahertz, pode-se considerar que o tempo de processamento de um neurônio artificial seja da ordem de nanossegundos, sendo compatível com uma análise em tempo real dos sistemas 60 Hz.

Outro fato importante, já tratado em Vieira Jr. *et al* (2008) diz respeito à minimização das zonas de não detecção. Nesse trabalho foi provado que a utilização conjunta de dois tipos diferentes de relés leva a uma diminuição da zona de não detecção de ilhamento do sistema. Cada relé utilizado em um sistema elétrico apresenta uma região de não detecção, na qual sua resposta a problemas nessa área de atuação é ineficiente. O tamanho desta região varia dependendo dos ajustes realizados no equipamento. A utilização de dois relés de diferentes tipos operando em conjunto minimiza essa região ineficiente, pois com o monitoramento de dois equipamentos, a zona de não detecção de um fica parcialmente coberta pelo outro, levando a uma diminuição da zona não detectável total. Com o uso de uma rede neural pretende-se dar maior sensibilidade ao sistema de detecção a fim de evitar a ocorrência destes pontos de não detecção.

Com uma RNA pode-se utilizar em sua camada de entrada todas as variáveis que há disponíveis localmente no gerador e não apenas uma ou duas, como atualmente utilizadas (tensão e frequência, frequência e potência, tensão e impedância, fluxo de potência reativa (KATIRAEI, 2007) e outros). O intuito com isso é de diminuir drasticamente as zonas de não detecção, quando comparadas às zonas de não detecção dos relés convencionais.

4.1.1 Características de uma rede neural artificial

Por ser baseado no neurônio biológico, o neurônio artificial apresenta funcionamento semelhante:

1º) Variáveis de entrada são apresentadas ao neurônio: no processo biológico, os dendritos captam (ou recebem) estímulos de outros neurônios próximos a ele. No neurônio artificial, geralmente uma matriz de dados de entrada é apresentada (camada de entrada do neurônio).

2º) Cada estímulo (dado de entrada) recebe seu peso sináptico (Figura 4.1): cada entrada recebida apresenta um grau de importância para o neurônio que está processando as informações. Por exemplo, para um neurônio ligado à visão, um sinal proveniente da retina tem peso maior do que sinal recebido da região ligada à audição.

3º) Combinação linear: todos os sinais de entradas já ponderados conforme seus pesos sinápticos são somados. Junto a eles também é somado o *limiar de ativação*, que consiste em um valor limite a partir do qual o neurônio gerará um impulso elétrico em sua terminação (ou um valor de saída, no caso do neurônio artificial). O valor do limiar de ativação costuma ser inserido na soma da combinação linear com valor negativo.

4º) Função de ativação: o valor obtido da combinação linear das entradas (juntamente com limiar de ativação) é aplicado em uma função que apresenta valores de saída limitados (domínio dos valores de saída entre faixa bem conhecida), que forneça valores compatíveis com a resposta do neurônio. A saída da função de ativação é a resposta do neurônio frente ao conjunto de estímulos (entradas) recebidos, chamada de camada de saída do neurônio artificial.

Figura 4.1– Função de ativação de um neurônio artificial.

Em Silva, Spatti e Flauzino (2010) são apresentadas diversas funções de ativação:

- **Função Degrau:** esta função não apresenta valores intermediários, sua saída é igual a 1 ou igual a 0.

$$g(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x \geq 0 \\ 0, & \text{se } x < 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

- **Função Degrau Bipolar:** nesta função de ativação, a saída do neurônio pode assumir três valores: -1, 0 ou 1. O valor -1 refere-se a potencial de ativação menor que zero, o valor 0 para potencial de ativação nulo e o valor 1 para potencial de ativação que for maior que 0.

$$g(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } x > 0 \\ 0, & \text{se } x = 0 \\ -1, & \text{se } x < 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

- **Função Rampa Simétrica:** nesta função, seus valores de saída são iguais aos valores de entrada quando estes estiverem dentro de uma faixa definida $[-y, y]$.

$$g(x) = \begin{cases} y, & \text{se } x > y \\ x, & \text{se } -y \leq x \leq y \\ -y, & \text{se } x < -y \end{cases} \quad (4.3)$$

- **Função Logística:** esta função de ativação é dada por:

$$g(x) = \frac{1}{1 + e^{-\beta x}} \quad (4.4)$$

Em que β indica nível de inclinação da função em relação ao seu ponto de inflexão.

A função logística pode assumir valores entre 0 e 1.

- **Função Tangente Hiperbólica:** esta função de ativação é expressa por:

$$g(x) = \frac{1 - e^{-\beta x}}{1 + e^{-\beta x}} \quad (4.5)$$

Em que β também indica o nível de inclinação com relação ao seu ponto de inflexão. Como a saída desta função pode variar entre -1 e 1, o ponto de inflexão é o ponto (0,0).

4.1.2 Rede Perceptron multicamadas

A arquitetura de RNA utilizada neste trabalho é do tipo de rede Perceptron multicamadas (Rede PMC). A configuração de neurônios nas camadas de entrada, nas camadas escondidas e a quantidade de neurônios na camada de saída são definidas após a realização dos treinamentos e verificação dos resultados obtidos, a serem apresentados em seções futuras. A ideia é de utilizar a arquitetura de PMC com quatro camadas, pois esta apresentou bons resultados no trabalho de Merlin (2013). A topologia de cada rede candidata, ou seja, a quantidade de neurônios em cada camada, não será fixa, dependerá

dos resultados obtidos nos treinamentos. Serão testadas topologias com 1 até 20 neurônios em cada camada e com função de ativação do tipo logística (saídas entre 0 e 1).

As redes PMC são muito versáteis, apresentando bom desempenho para reconhecimento de padrões (SILVA, SPATTI e FLAUZINO, 2010). Portanto, ela se adequa aos objetivos deste trabalho diferenciando os transitórios referentes ao ilhamento daqueles referentes a operações normais do sistema elétrico (MERLIN, 2013).

O funcionamento da rede PMC é similar ao explanado anteriormente para um neurônio, mas agora todos os neurônios interagem entre si:

- os dados de entrada são enviados a todos os neurônios de entrada (primeira camada);
- os neurônios aplicam seus respectivos pesos sinápticos a cada um dos dados de entrada;
- à soma resultante (juntamente com o limiar de ativação) é aplicada a função de ativação;
- os valores resultantes de cada função de ativação são as saídas dos neurônios;
- cada valor de saída é apresentado a todos os neurônios da próxima camada.

Esse processo continua até a última camada (camada de saída), da qual os valores resultantes são a resposta da rede neural frente às entradas apresentadas.

A Figura 4.2 ilustra uma RNA Perceptron Multimacadas sendo que p_1 , p_2 etc representam os pesos sinápticos.

Figura 4.2 – Diagrama de uma rede neural Perceptron multicamadas.

Para que a rede neural trabalhe adequadamente dentro da faixa de valores esperada, cada neurônio deve ter os valores exatos de pesos sinápticos. A definição destes valores é obtida através do treinamento da rede. Este treinamento consiste em fornecer dados de entrada cujas saídas são conhecidas e verificar se a rede neural fornecerá estes valores esperados.

Os resultados obtidos são comparados com os valores esperados e se estiverem fora da faixa aceita, os pesos sinápticos são ajustados através do algoritmo chamado de *alimentação reversa* ou *backpropagation*. Neste tipo de interação os pesos sinápticos e os limiares de ativação são alterados começando da camada de saída até a camada de entrada.

Novamente as entradas são apresentadas à rede e os novos resultados são comparados com as repostas esperadas. O novo erro alimenta o processo de correção reversa.

O processo continua até que o valor do erro fique abaixo de um valor máximo esperado. A partir deste momento a rede neural está treinada e os pesos sinápticos não são mais alterados.

A quantidade de camadas da RNA e o número de neurônios em cada camada dependem da complexidade do problema a ser resolvido e, claro, da quantidade e da qualidade dos dados utilizados no treinamento. Para a verificação da eficácia do treinamento, uma parte dos dados não é utilizada nesta fase. Após a finalização do treinamento, estes dados são apresentados à RNA para a verificação se serão classificados corretamente, garantindo que o processo de treinamento surtiu o efeito desejado.

4.2 Esquema de Detecção de Ilhamento Proposto

A proposta deste trabalho é a utilização de um sistema de proteção munido de uma RNA. Um diagrama deste sistema é mostrado na Figura 4.3, apresentando cada uma das etapas da informação dentro do processo de proteção do sistema elétrico.

Figura 4.3 – Diagrama de funcionamento do sistema de proteção com RNA

Aquisição dos dados: no primeiro estágio do sistema de proteção ocorre a aquisição do sinal da tensão no barramento do gerador síncrono. A tensão instantânea é medida pelo transdutor do sistema de proteção, normalmente os transformadores de potencial.

Processamento: neste segundo estágio é realizada a amostragem do sinal da tensão obtido na etapa anterior conforme a taxa de amostras por ciclo a qual a RNA foi treinada e aprovada para operar.

RNA: nesta fase a rede neural recebe os dados do ciclo de tensão amostrado e é realizado o processamento da informação. Os dados fluem através de todos os neurônios de cada camada, passando por seus respectivos pesos sinápticos definidos no treinamento e validação realizados com a RNA antes de sua entrada em operação.

Saída: se a RNA classificar a situação como “ilhamento”, um sinal é enviado ao disjuntor do barramento do gerador distribuído comandando sua abertura imediata. Caso contrário, se não houver a detecção, o disjuntor permanece fechado e o GD continua conectado ao sistema elétrico.

Estes quatro estágios são aplicados a cada ciclo de tensão gerado no barramento do gerador distribuído e a resposta deste sistema atua diretamente sobre o disjuntor do gerador distribuído.

4.3 Treinamento e Validação da Rede Neural Artificial

O próximo passo no trabalho foi verificar o comportamento de uma rede neural artificial do tipo Perceptron multicamadas na detecção de ilhamentos no sistema elétrico em estudo.

Utilizando o sistema elétrico da Figura 3.18 foram simulados cenários contemplando situações normais de operação e situações de ilhamento para diferentes valores de potência do GS e do PE. Por situações normais de operação deve ser entendido como as entradas ou saídas das cargas em suas combinações, variando-se quais cargas estavam inicialmente conectadas ao sistema elétrico em cada simulação. Também houve o chaveamento do parque eólico em diferentes valores de geração de potência. Garantiu-se que apenas um evento ocorresse em cada simulação, ou seja, em cada cenário simulado ocorreu apenas o ilhamento, ou apenas a conexão de carga(s) ou apenas a desconexão de carga(s) durante as simulações. Em nenhum dos cenários houve, por exemplo, a desconexão da subestação (ilhamento) e também a conexão ou desconexão de cargas. Isto foi feito com intuito de evitar que um evento pudesse de alguma forma esconder ou influenciar os dados na tensão

do barramento de modo a prejudicar o treinamento e a futura capacidade de detecção das RNAs que utilizariam estes dados. O detalhamento das simulações é apresentado a seguir:

- Situações de ilhamento: o ilhamento foi simulado pela abertura do disjuntor DJ1 (Figura 3.18) no instante $t = 20$ segundos. As potências reativas do gerador síncrono e do parque eólico foram mantidas em zero em todas as simulações e para variar o desbalanço de potência ativa, procedeu-se da seguinte maneira:
 - Somente gerador síncrono: a potência ativa do GS foi variada de 3,0 a 12,0 MW em passos de 3,0 MW. Nestas simulações somente este gerador injetava potência ativa no sistema ilhado.
 Para cada situação de potência ativa gerada na ilha, foi realizada a variação das cargas inicialmente conectadas ao sistema. Para uma dada potência injetada, a primeira simulação ocorria com a Carga 1 conectada ao sistema de distribuição. Na simulação seguinte, estava conectada a Carga 2. Na próxima simulação estavam conectadas as Cargas 1 e 2. E assim por diante, até que todas as combinações de utilização das cinco cargas ocorressem. Desse modo manteve-se a premissa de que apenas um evento ocorresse em cada simulação e, nestes casos, era o ilhamento. O valor das cargas for mantido em seus valores nominais, conforme apresentado na seção 3.4.
 - Gerador síncrono e parque eólico: a potência ativa do GS foi variada de 1,5 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW. Para cada valor de potência do GS, a potência ativa do PE foi variada de 1,50 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW.
 Para cada situação de potência ativa gerada na ilha, foi realizada a variação das cargas inicialmente conectadas ao sistema, conforme descrito no item anterior. Apenas um evento ocorreu em cada simulação e, nestes casos, era o ilhamento.
 O valor das cargas for mantido em seus valores nominais, conforme apresentado na seção 3.4.
- Situações de não ilhamento: nestas situações ocorreram o chaveamento das cargas ou a desconexão do parque eólico.

- Somente gerador síncrono: a potência ativa do GS foi variada de 3,0 a 12,0 MW em passos de 3,0 MW. Nestas simulações somente este gerador injetava potência ativa no sistema ilhado.

O chaveamento das cargas no sistema ocorria da seguinte maneira: a carga iniciava a simulação desconectada do sistema e no instante $t = 20$ segundos ocorria sua conexão. Em outra simulação ocorria o processo inverso: a carga iniciava a simulação conectada do sistema e no instante $t = 20$ segundos ocorria sua conexão. Esta metodologia foi repetida para todas as cargas sozinhas e em grupos, até completar todas as combinações possíveis das 5 cinco cargas do sistema. Deste modo todas as cargas e suas combinações foram conectadas e desconectadas do sistema em simulações contemplando todas as potências dos geradores distribuídos descritas acima. Nestas situações não ocorria o ilhamento do sistema, somente o chaveamento da(s) carga(s), seguindo o princípio de que apenas um evento deveria ocorrer em cada simulação; nestes casos somente a conexão ou desconexão da(s) carga(s).

O valor das cargas foi mantido em seus valores nominais, conforme apresentado na seção 3.4.

- Gerador síncrono e parque eólico no sistema: a potência ativa do GS foi variada de 1,5 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW. Para cada valor de potência do GS, a potência ativa do PE foi variada de 1,50 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW.

Para cada combinação de potência do GS com o PE foi realizada a conexão e desconexão das cargas e suas combinações conforme descrito no item anterior para estas situações de não ilhamento, respeitando que apenas um evento deveria ocorrer em cada simulação.

O valor das cargas foi mantido em seus valores nominais, conforme apresentado na seção 3.4.

- Situações de desconexão do parque eólico: a potência ativa do GS foi variada de 1,5 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW. Para cada valor de

potência do GS, a potência ativa do PE foi variada de 1,50 a 6,0 MW em passos de 1,5 MW.

Para os valores de potências geradas nas situações GS + PE descritas, foi realizada a desconexão do PE no instante $t = 20$ segundos. Em cada uma das situações de potência ativa dos GDs foi realizada a variação das cargas inicialmente conectadas ao sistema, conforme descrito anteriormente. Apenas um evento ocorreu em cada simulação e, nestes casos, era a desconexão do PE.

O valor das cargas foi mantido em seus valores nominais, conforme apresentado na seção 3.4.

Estas situações são importantes para que o sistema de proteção não interprete erroneamente que as variações oriundas da desconexão do PE se tratem de um ilhamento e desconecte os geradores distribuídos. Nestas situações não ocorria o ilhamento do sistema, somente a desconexão do parque eólico.

As simulações ocorreram da seguinte forma: do instante inicial ($t = 0$) a $t = 20$ segundos a concessionária estava conectada ao sistema, operando em regime permanente. Os eventos (ilhamento ou chaveamentos) ocorriam em $t = 20$ segundos. Este tempo inicial foi determinado de maneira a garantir a estabilização de todos os sistemas conectados à rede de distribuição, principalmente o parque eólico, que mostrou dispendir um tempo maior para entrar em regime estável de operação quando comparado ao gerador síncrono.

Para realização das variações de potência do gerador síncrono foi utilizado o parâmetro “ P_{ref} ” do regulador de tensão do gerador, alterando este valor fazia-se a mudança da potência gerada em cada simulação. Deste modo, era possível se obter potências de 0 a 1 pu (de 0 MW a 12 MW com fator de potência unitário) sem que qualquer parâmetro interno do gerador necessitasse ser alterado, evitando que qualquer alteração equivocada comprometesse os resultados das simulações.

No caso do parque eólico, foi variada a quantidade de conjuntos turbina eólica-GIDAs. Como cada conjunto equivalia a 1,5 MVA, era possível variar o valor de 1 a 6 unidades, ou seja, variação de potência de 1,5 MVA a 9,0 MVA. Deste modo também se evitou que os parâmetros internos do gerador de indução ou de seus controladores necessitassem ser alterados.

Também foi fixado o controle tipo PQ (potência ativa/ potência reativa) para o gerador síncrono e para o parque eólico. Nesta configuração os geradores mantêm ambas as potências constantes em suas saídas conforme os valores desejados. Este tipo de controle é comumente utilizado para geradores distribuídos, pois a frequência e tensão permanecem sob o controle do sistema da concessionária e o gerador distribuído, devido à sua pequena capacidade de produção mediante aos sistemas de geração e de transmissão de energia elétrica nacionais, apenas regula potência ativa injetada e a potência reativa injetada ou consumida. É também comum que o valor de referência para Q seja de 0 MVar, pois isso evita que o proprietário do GD seja penalizado por consumir ou fornecer excesso de reativos ao sistema. Por se tratar de uma atitude comum em geração distribuída, neste trabalho os controles dos geradores foram mantidos em $Q = 0$ MVar em todas as simulações.

Para o caso do parque eólico, um fator importante a ser comentado deve ser também sobre a velocidade do vento, uma vez que se trata da força motriz deste sistema. Como o intuito deste trabalho foi verificar o comportamento de um sistema de detecção inteligente em uma rede de distribuição com dois tipos diferentes de geradores, optou-se por manter constante a velocidade do vento durante as simulações. Em todos os casos simulados, a velocidade do vento foi mantida em 15 m/s. A esta velocidade, quando operado dentro de sua faixa de trabalho, o sistema de controle de torque mantém a velocidade do rotor da turbina em 1,2 pu (sendo parâmetro a velocidade do gerador) através da variação do ângulo de ataque das pás.

Em todos os 2403 cenários simulados eram conhecidos os casos de não ilhamento (1920 casos), os casos nos quais houve ilhamento (483 casos) e o exato instante de sua ocorrência ($t = 20$ segundos). Assim foi possível medir a eficiência do sistema de proteção considerando a correta classificação do cenário bem como se o tempo de detecção está abaixo do limite estabelecido de 2 segundos.

Os casos de não ilhamento representavam as situações de chaveamento de cargas ou desconexão do parque eólico, em nenhuma destas 1920 simulações ocorreu a desconexão da subestação.

Também cabe ressaltar que apenas um tipo de evento ocorreu em cada simulação, nos cenários em que houve o chaveamento de cargas ou do parque eólico não houve a desconexão da subestação e vice-versa.

O número total de cenários simulados foi de 2816 casos, mas aqueles que apresentaram valores de tensão no barramento do gerador síncrono abaixo de 0,93 pu ou acima de 1,05 pu antes do instante da ocorrência dos eventos em $t=20$ segundos foram descartados, garantindo-se assim os limites estabelecidos conforme a ANEEL (2016). Desse modo foi garantido de que todos os casos utilizados nos treinamentos e na validação tivessem seus valores de tensão em regime dentro de valores aceitáveis. Por este motivo, apesar da simulação de 2816 casos, foram realmente utilizados nos estudos 2403 deles.

A quantidade de dados a ser utilizada no treinamento da rede neural costuma variar entre 60% e 90% (SILVA, SPATTI e FLAUZINO, 2010). O restante dos dados é utilizado nos testes de validação, como forma de confirmar que o treinamento foi eficiente.

A fim de verificar a influência dos dados de treinamento e validação no sistema em estudo, foram utilizadas três situações de dados de treinamento: 60%, 70% e 80%. Os dados restantes em cada situação (40%, 30% e 20%, respectivamente) foram utilizados no processo de validação. Desse modo, dos 2403 cenários, foram consideradas as seguintes quantidades de dados para treinamento e validação:

- Situação 1: 1442 casos para treinamento (60%) e 961 casos para validação (40%);
- Situação 2: 1682 casos para treinamento (70%) e 721 casos para validação (30%);
- Situação 3: 1922 casos para treinamento (80%) e 481 casos para validação (20%).

Utilizou-se a mesma metodologia do trabalho de Merlin (2013) para os dados de treinamento e validação: foram retirados de cada cenário os 12 ciclos do sinal da tensão gerados após a ocorrência dos eventos, sejam eles os ilhamentos ou os chaveamentos das cargas e do parque eólico. Como neste presente trabalho todos os eventos ocorreram no instante $t=20$ segundos após o início das simulações, os 12 ciclos de tensão foram obtidos sempre após $t=20$ segundos, conforme ilustrado na Figura 4.4.

Desse modo, os 2403 cenários simulados forneceram juntos 28836 ciclos de tensão. Cada um destes ciclos foi apresentado individualmente às topologias candidatas para seus treinamentos ou validações, ou seja, cada cenário simulado forneceu 12 ciclos de tensão e assim todos os 2403 cenários forneceram 28836 ciclos que foram separadas entre os grupos de treinamento e de validação. Em cada época de treinamento, todos os dados do grupo de treinamento eram apresentados à topologia candidata para a determinação dos pesos sinápticos dos neurônios.

Figura 4.4 – Exemplo da aquisição de ciclos para treinamento e validação da topologia

Também devido aos bons resultados obtidos no estudo de Merlin (2013), as redes neurais treinadas apresentavam arquitetura de quatro camadas com taxas de amostragem do sinal da tensão em 64 e em 128 amostras por ciclo.

Por se tratar de um sistema elétrico diferente, neste trabalho atual é necessário encontrar a topologia que melhor se adequa à classificação deste sistema de distribuição. Para encontrar tal topologia, ou seja, a quantidade de neurônios em cada camada, foram testadas configurações que apresentavam de 1 a 20 neurônios nas três primeiras camadas e sempre um neurônio na camada de saída.

A Figura 4.5 ilustra a amostragem dos ciclos de tensão com taxa de 64 amostras por ciclo. Já na Figura 4.6 pode ser observado o sinal original de tensão obtido no barramento do gerador síncrono e do qual foi realizada a amostragem.

Figura 4.5 – Amostragem do sinal da tensão (64 amostras por ciclo).

Figura 4.6 – Sinal de tensão original do barramento do gerador síncrono, em regime permanente.

O processo de treinamento ocorreu da seguinte forma: para cada ciclo de tensão gerado no barramento do GS foram obtidos dois ciclos de tensão: um com 64 amostras por ciclo e outro com 128 amostras por ciclo. Depois de todas as simulações no SimPowerSystems,

cada grupo de valores amostrados com 64 amostras e com 128 amostras por ciclo de tensão foram apresentados à entrada da RNA. Estes dados passavam pelos neurônios de cada camada e eram trabalhados conforme os pesos sinápticos presentes naquele momento na RNA. Ao final do processo obtinha-se o resultado classificatório da rede, um valor entre zero e um que a RNA considerou para o ciclo de tensão apresentado. Lembra-se que o valor de saída estava na faixa entre zero e um devido ao uso da função de ativação logística.

Se o resultado fosse diferente do esperado, então a diferença entre estes valores era utilizada como base para o processo de retro-alimentação da rede neural (processo *backpropagation*). Nesta etapa todos os pesos sofriam ajustes de modo a melhorar a resposta da RNA para aquele ciclo de tensão apresentado. Depois disso, o próximo ciclo de tensão era apresentado à entrada da RNA e o processo de treinamento e alteração dos pesos sinápticos recomeçava. Cabe ressaltar que cada novo ciclo de tensão era processado com os novos pesos sinápticos obtidos após o processo de retro-alimentação do ciclo de tensão anterior.

Todo este método se repetia para todos os ciclos de tensão do grupo dos dados de treinamento. O processo de treinamento só era finalizado ao ser atingido o valor máximo de repetições estabelecido (300 épocas) ou ao se obter o valor de erro esperado na saída da RNA, cujo valor era de 0,001.

Após a finalização do treinamento de todas as topologias candidatas, ou seja, após os treinamentos de todas as topologias de quatro camadas considerando de um a vinte neurônios nas três primeiras camadas e sempre um neurônio na camada de saída, duas destas topologias apresentaram os melhores resultados: uma utilizando 64 amostras por ciclo e outra com 128 amostras por ciclo. Ambas as topologias atingiram taxas de acerto no treinamento muito semelhantes, acima de 99,5%, após treinamentos sucessivos utilizando 80% dos dados no treinamento. Estes treinos sucessivos garantiram que estas topologias mais aptas realmente estavam convergindo para a alta taxa de acertos obtida e que não se tratou apenas de uma situação pontual de um treinamento que foi iniciado com pesos sinápticos convenientes.

A primeira destas RNAs (64 amostras por ciclo) foi a escolhida, apresentando a topologia 13-7-10-1: treze neurônios na primeira camada, sete neurônios na segunda camada, dez neurônios na terceira camada e um neurônio na camada de saída. Como ambas as topologias atingiram taxas de acerto no treinamento muito semelhantes, a escolha

daquela que utiliza menor taxa de amostragem não afetará a qualidade do sistema de detecção. Outro ponto importante é que a menor quantidade de amostras por ciclo diminui o esforço de processamento do sistema de detecção (menor esforço computacional).

Para comparação dos resultados, seguem as taxas de acerto referentes aos três grupos de treinamento considerados no estudo:

- situação 1 (60% dos dados para treinamento): taxa de acerto de 99,4%;
- situação 2: (70% dos dados para treinamento): taxa de acerto de 99,4%;
- situação 3: (80% dos dados para treinamento): taxa de acerto de 99,5%

Observa-se que os resultados nos treinamentos foram muito semelhantes para as três situações, ou seja, em uma análise inicial há a impressão de que a quantidade de dados nos treinamentos parece não influenciar na qualidade do treinamento da RNA.

4.4 Validação da Rede Neural

Em seguida, os dados restantes das amostras de ciclos de tensão ainda não utilizadas foram apresentadas à RNA escolhida na etapa de treinamento. Naquele momento, a rede neural estava munida com os pesos sinápticos finais obtidos no processo de treinamento anterior. O processo de validação é semelhante ao treinamento, apenas não ocorrendo a etapa de ajustes dos pesos sinápticos. Nesta etapa de validação os pesos permanecem fixos, do mesmo modo que ocorre quando a rede neural está em operação no sistema de detecção.

O objetivo deste passo foi de verificar se o treinamento foi eficaz e se a RNA estava capaz de classificar corretamente situações às quais ainda não havia sido apresentada. Novamente, cada ciclo de tensão foi apresentado e classificado individualmente.

Como os neurônios utilizavam a função de ativação logística, a saída da RNA sempre estava em um valor entre 0 e 1, sendo esperado o valor 0 para as situações de não ilhamento e o valor 1 para aquelas de ilhamento. Desse modo, os resultados obtidos da RNA após a classificação de cada ciclo foram considerados corretos quando apresentavam valores entre 0 e 0,15 para os casos de não ilhamento e também corretos os valores entre 0,85 e 1,00 para os casos de ilhamento.

Deste modo, as taxas de acerto no processo de validação para cada uma das situações foram:

- situação 1 (40% dos dados para validação): taxa de acerto de 73%;

- situação 2: (30% dos dados para validação): taxa de acerto de 79%;
- situação 3: (20% dos dados para validação): taxa de acerto de 85%

Deste modo, para a situação 3 a taxa de acerto dos 481 casos expostos (5772 ciclos) foi de 85%. Isso mostra que a RNA apresentou bom nível de aprendizado e estava apta a reconhecer situações de ilhamento. Os 15% de erro obtido neste melhor cenário foi causado por ciclos iniciais de cenários com balanceamento entre a potência gerada e a consumida pelas cargas. Nestes a variação da tensão no barramento do GD após o ilhamento ocorre de forma sutil e sua classificação como ilhamento tornou-se difícil para a RNA. Os primeiros três ou quatro ciclos destes cenários sofriam alterações muito pequenas e não permitiram que a RNA os classificasse como ilhamento.

Cabe ressaltar que a validação de cada caso foi realizada com base na classificação de cada ciclo de tensão individualmente: cada ciclo era apresentado à RNA e esta o classificava como ilhamento ou não ilhamento, sendo em seguida comparada à resposta esperada. Cada ciclo de tensão apresentava uma amostragem de 64 amostras por ciclo, conforme taxa escolhida após o treinamento.

4.5 Considerações finais sobre o capítulo

Neste capítulo foi explanada a metodologia de treinamento das redes neurais candidatas a atuar na proteção do sistema elétrico em estudo. A arquitetura testada em todos os casos foi de quatro camadas, variando de 1 a 20 neurônios nas três primeiras camadas e mantido 1 neurônio na última camada em todas as simulações.

Após os treinamentos, duas topologias se sobressaíram, atingindo taxas de acerto semelhantes, acima de 99,5%. A diferença entre ambas estava na amostragem dos ciclos de tensão utilizada: 64 amostras por ciclo e 128 amostras por ciclo. Como o desempenho de ambas foi semelhante, foi escolhida a rede que utilizou 64 amostras por ciclo, pois trabalhar com esta taxa menor representa um menor esforço de processamento para o relé de proteção.

Após o treinamento e escolha da RNA com melhores características, foi realizado um teste de validação. Este consistiu em apresentar à melhor rede neural 5772 ciclos de tensão não utilizados no treinamento, representando 20% dos cenários simulados. O objetivo foi verificar se a rede neural estava apta em detectar ilhamentos conforme foi treinada.

As RNAs apresentaram bons resultado nestas validações, sendo que a melhor delas classificou corretamente 85% de todos os casos apresentados. Com isso confirmou-se de que a RNA recebeu treinamento correto e eficiente, estando em condições de ser utilizada na detecção de ilhamentos do sistema elétrico em estudo.

Capítulo 5

Resultados e Desempenho dos Sistemas de Proteção

Neste capítulo serão mostrados os comportamentos dos relés tradicionais utilizados no mercado na detecção de cenários de operação ilhada e não ilhada nas diversas situações de carga e potências do GDs descritas no Capítulo 4. Em seguida os mesmos cenários serão apresentados à RNA proposta neste estudo, permitindo ser realizada uma comparação direta entre os métodos.

5.1 Resultados das Simulações Considerando Métodos Tradicionais

Os cenários descritos na seção 4.3 foram apresentados a relés baseados em medidas de frequência (sub/sobrefrequência e ROCOF) e relés de tensão (sub/sobretensão) com o intuito de verificar o desempenho destes na classificação dos cenários simulados. Em todas as simulações os relés foram configurados para atuação instantânea no momento que seus parâmetros fossem atingidos dentro de uma janela de dados definida.

5.1.1 Deteção instantânea de frequência e tensão

Estes métodos de detecção se utilizam dos valores instantâneos da frequência e tensão medidos diretamente do barramento do gerador distribuído.

Os parâmetros de frequência utilizados no relé são mostrados em 5.1 e 5.2:

$$f_{\text{mínima}} = 57,0 \text{ Hz} \quad (5.1)$$

$$f_{\text{máxima}} = 60,5 \text{ Hz} \quad (5.2)$$

A frequência de cada ciclo de tensão foi comparada aos valores das equações 5.1 e 5.2, aqueles que apresentaram um valor menor que $f_{\text{mínima}}$ ou maior que $f_{\text{máxima}}$ eram classificados como “ciclo detectado”, senão permaneciam como “ciclo não detectado” indicando que o ciclo foi considerado como em operação normal (não ilhamento) do sistema elétrico.

Utilizou-se o critério de detecção de 6 ciclos descrito na seção 3.3.

Juntamente com o relé de frequência também estava presente no barramento do gerador síncrono o relé de tensão. Este verificava se o valor eficaz de cada ciclo de tensão encontrava-se dentro da faixa indicada pelas equações 5.3 e 5.4:

$$V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu} \quad (5.3)$$

$$V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu} \quad (5.4)$$

O critério de detecção de 6 ciclos também foi utilizado para o relé de tensão. Ocorrendo a violação dos parâmetros acima estabelecidos o tempo de detecção era registrado. Caso ambos os relés indicassem o ilhamento, o tempo de detecção oficial foi o menor tempo registrado entre o relé de tensão e o relé de frequência para o cenário.

A Figura 5.1 mostra a distribuição dos tempos de detecção dos casos de ilhamento utilizando o relé de frequência e o relé de tensão anteriormente explicados.

Figura 5.1– Distribuição no tempo dos cenários detectados pelo relé de tensão e frequência. Ajustes do relé de tensão estavam em $V_{\text{mínima}} = 0,50 \text{ pu}$ e $V_{\text{máxima}} = 1,20 \text{ pu}$. Ajustes do relé de frequência estavam em $f_{\text{mínima}} = 57,0 \text{ Hz}$ e $f_{\text{máxima}} = 60,5 \text{ Hz}$.

O tempo “0” representa o instante da ocorrência do ilhamento, ou seja, este instante inicial representa o momento da desconexão da subestação e, portanto, o sistema de detecção teria mais dois segundos para detectar o evento.

Para a Figura 5.1, os relés foram capazes de detectar corretamente 446 casos de ilhamento dos 483 casos possíveis, representando uma taxa de detecção de ilhamentos de 92,3%. No geral, considerando os 2403 casos de ilhamento e não ilhamento, este conjunto de relés tensão-frequência foi capaz de detectar corretamente 2366 casos corretamente, correspondendo a uma taxa de acerto de 98,5%. Cabe ressaltar que esta taxa de acertos corresponde aos casos de ilhamentos detectados dentro do tempo máximo de 2 segundos após a formação da ilha, bem como à não atuação nos demais casos apresentados: chaveamentos das cargas e desconexão do parque eólico.

Em seguida, para verificar como um aumento do valor de $f_{\text{máxima}}$ alteraria a qualidade da detecção foram utilizados no relé de frequência os novos ajustes indicados em 5.5 e 5.6:

$$f_{\text{mínima}} = 57,0 \text{ Hz} \quad (5.5)$$

$$f_{\text{máxima}} = 61,0 \text{ Hz} \quad (5.6)$$

Desse modo e mantendo os ajustes de 0,50/1,20 pu para o relé de tensão, a distribuição das detecções também se alterou, conforme mostrado na Figura 5.2. Foram classificados corretamente 345 casos de ilhamento, representando 71,4% de acerto para os casos de ilhamento. Portanto o aumento na faixa de frequências do relé influenciou negativamente na qualidade da detecção do sistema de proteção. Considerando-se todos os cenários, este conjunto de relés tensão-frequência foi capaz de detectar corretamente 2265 casos, correspondendo a 94,3% de acerto.

Figura 5.2 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e frequência instantânea. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50$ pu e $V_{\text{máxima}} = 1,20$ pu. Ajustes do relé de frequência: $f_{\text{mínima}} = 57,0$ Hz e $f_{\text{máxima}} = 61,0$ Hz.

Por fim verificou-se o comportamento deste sistema de proteção quando o valor de $f_{\text{mínima}}$ é alterado para 56,5 Hz. O novo ajuste é indicado nas equações 5.7 e 5.8:

$$f_{\text{mínima}} = 56,5 \text{ Hz} \quad (5.7)$$

$$f_{\text{máxima}} = 60,5 \text{ Hz} \quad (5.8)$$

A Figura 5.3 mostra a distribuição dos casos de ilhamento detectados corretamente com esta configuração do relé de frequência. O relé de tensão manteve-se com os limites 0,50/1,20 pu.

Figura 5.3 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e frequência instantânea. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50$ pu e $V_{\text{máxima}} = 1,20$ pu. Ajustes do relé de frequência: $f_{\text{mínima}} = 56,5$ Hz e $f_{\text{máxima}} = 60,5$ Hz.

Nesta situação foram classificados corretamente 446 casos de ilhamento e, no total, 2366 casos, os mesmos casos classificados quando os ajustes foram referentes às equações 5.1 e 5.2, inclusive com os mesmo tempos de detecção, mostrando que a qualidade da detecção é mais influenciada pelo ajuste de frequência máxima. Esta informação não significa que a frequência mínima deva ser negligenciada, ambas as extremidades da faixa de atuação do relé de frequência ajustes são muito importantes, mas a frequência máxima mostrou mais influência na precisão da detecção dos casos estudados. Por este motivo é que sempre deve haver um estudo prévio antes da instalação de qualquer proteção em um sistema elétrico.

A Tabela 1 resume os dados obtidos com cada ajuste dos relés de tensão (RT) e relés de frequência (RF) realizados:

Tabela 1 – Dados obtidos com a detecção instantânea dos relés de frequência e tensão

	RT: 0,50/ 1,20 pu RF: 56,5/ 60,5 Hz	RT: 0,50/ 1,20 pu RF: 57,0/ 60,5 Hz	RT: 0,50/ 1,20 pu RF: 57,0/ 61,0 Hz
Detecções corretas deilhamento	446	446	345
Indicações corretas de operação normal	1920	1920	1920
Falsas detecções	0	0	0
Falhas na detecção deilhamento	37	37	138
Tempo médio para detecções corretas	0,69 s	0,69 s	1,04 s

Dado que:

- Detecções corretas de ilhamento são as situações em que ocorreu um ilhamento e o sistema de proteção atuou corretamente, desconectando o GD dentro do tempo máximo de 2 segundos após a ocorrência deste evento. O valor total possível de casos de ilhamento é de 483 detecções;

- Indicações corretas de operação normal referem-se aos casos em que o ilhamento não ocorreu e o sistema de proteção não atuou, sendo capaz de reconhecer o chaveamento de cargas ou a desconexão do parque eólico. Nessas situações o sistema de geração distribuída se manteve conectado ao sistema. O total possível de casos de não ilhamento é de 1920;

- Falsas detecções (falsos positivos) diz respeito aos casos em que o sistema de proteção desconectou o GD mas não houve realmente um ilhamento. Nestes cenários o correto seria o GD permanecer conectado ao sistema;

- Falhas na detecção de ilhamento dizem respeito aos casos em que ocorreu um ilhamento e o sistema de proteção não foi capaz de detectá-lo, mantendo o GD conectado ao sistema elétrico.

- Tempo médio para detecções corretas apresenta o tempo médio decorrido entre a ocorrência do ilhamento e momento da detecção pelo sistema de proteção. Foram levados em consideração somente os casos de ilhamento corretamente detectados, dentro do tempo máximo de 2 segundos.

Da Tabela 1 observa-se que um aumento do ajuste de detecção para a sobrefrequência causa perda na qualidade da detecção, fazendo com o sistema de proteção perca sensibilidade na detecção dos casos de ilhamento, bem como causando um aumento da quantidade de detecções erradas e aumento do tempo médio das detecções. Ou seja, um

aumento de 0,5 Hz no valor máximo do relé de sobrefrequência aumenta a chance de o GD manter a ilha energizada em caso de desconexão da subestação.

Os casos de detecções erradas encontrados nos três ajustes ocorreram em cenários de ilhamento em que a potência total de geração distribuída estava entre 0,37 pu e 0,88 pu, com no máximo 0,50 pu da potência total de consumo conectada. O aumento da frequência máxima do relé de sobrefrequência em 0,5 Hz agravou o problema, causando uma elevação de quase quatro vezes dos casos detectados erroneamente.

5.1.2 Relé de Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) e relé de detecção instantânea da tensão

A fim de determinar o comportamento de um relé ROCOF no caso de ilhamentos foram testados três valores de ajuste: 0,80 Hz/s, 1,00 Hz/s e 1,20Hz/s. Em conjunto com o relé ROCOF manteve-se o relé de tensão instantânea já utilizado na seção anterior, com ajustes de 0,50 pu e 1,20 pu.

Nestas simulações, o relé de tensão e o ROCOF também utilizaram o critério de seis ciclos adotado anteriormente.

As figuras 5.4, 5.5 e 5.6 mostram a distribuição do tempo de detecção dos casos de ilhamento detectados dentro dos 2 segundos estabelecidos como tempo máximo permitido utilizando cada um dos ajustes comentados, lembrando que foram 483 casos de ilhamento apresentados.

Figura 5.4 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50$ pu e $V_{\text{máxima}} = 1,20$ pu. Ajuste do ROCOF: 0,8 Hz/s.

Figura 5.5 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50$ pu e $V_{\text{máxima}} = 1,20$ pu. Ajuste do ROCOF: 1,0 Hz/s.

Figura 5.6 – Distribuição no tempo dos cenários detectados pelos relés de tensão e ROCOF. Ajustes do relé de tensão: $V_{\text{mínima}} = 0,50$ pu e $V_{\text{máxima}} = 1,20$ pu. Ajuste do ROCOF: 1,2 Hz/s.

Considerando-se apenas os 483 casos de ilhamento, para o ajuste de 0,8 Hz/s, sua taxa de acerto foi de 94,2%, compreendendo 455 detecções. Para 1,0 Hz/s, a taxa de acerto foi de 89,9% para os casos de ilhamento (434 casos corretos) e para 1,2 Hz/s a taxa de acerto foi de 83,8% (405 casos corretos). Considerando todos os 2403 casos, as taxas de acerto foram: 0,8 Hz/s – 98,6%, 1,0Hz/s – 97,9% e 1,2 Hz/s – 96,7%.

A Tabela 2 resume os resultados gerais encontrados. Nesta foram considerados, além dos 483 casos de ilhamento, os casos nos quais não houve a ocorrência de ilhamento, ou seja, foram incluídos os 1920 casos em que ocorreram os chaveamentos de cargas ou do parque eólico, mas sempre com a concessionária ainda conectada ao sistema.

Tabela 2 – Dados obtidos com a detecção via taxa de variação de frequência (ROCOF) e relé de tensão (RT)

	RT: 0,50/ 1,20 pu ROCOF: 0,80 Hz/s	RT: 0,50/ 1,20 pu ROCOF: 1,0 Hz/s	RT: 0,50/ 1,20 pu ROCOF: 1,2 Hz/s
Detecções corretas de ilhamento	455	434	405
Indicações corretas de operação normal	1915	1919	1920
Falsas detecções	5	1	0
Falhas na detecção de ilhamento	28	49	78
Tempo médio para detecções corretas	0,46 s	0,57 s	0,68 s

Da Tabela 2, falsas detecções são os casos em que o sistema de proteção indicou a desconexão do GD devido a um ilhamento que não ocorreu de fato. Neste caso, o sistema de proteção interpretou uma variação nos parâmetros de tensão ou da taxa de variação de frequência como o momento da formação da ilha. Um evento que pode causar tais variações seria, por exemplo, a conexão ou desconexão de um bloco de cargas de potência significativa.

Também da Tabela 2, não detecções são situações de ilhamento que não sensibilizaram o sistema de proteção a ponto de desconectar o GD. Um exemplo disso são as situações em que houve balanceamento entre a potência do GD e a carga conectada ao sistema. Este balanceamento não causa grandes perturbações elétricas após o ilhamento, fato que causou a não detecção pelo sistema de proteção e o GD permaneceu conectado alimentando as cargas ilhadas.

Observa-se que o aumento da taxa de variação de frequência causa perda significativa da capacidade de detecção do sistema de proteção, aumento do tempo médio de detecção e aumento dos erros, representados pelas falsas detecções e não detecções. Por outro lado, utilizar valores de ajustes abaixo de 0,8 Hz/s torna o relé ROCOF muito sensível, fazendo que mesmo um chaveamento de cargas cause a desconexão do gerador distribuído.

Os casos de falsas detecções encontrados para os ajustes de 0,8 Hz/s e 1 Hz/s ocorreram nas situações de chaveamentos de cargas em que a potência chaveada estava com valor diferente da potência total dos GDs para aquele cenário. Nestes casos os efeitos sobre o sistema ilhado foram fortes o suficiente para que o sistema de proteção classificasse o ocorrido como um ilhamento.

As não detecções erradas ocorreram para cenários de ilhamentos em havia o balanceamento entre a potência total das cargas conectadas e a potência total dos GDs. Nestas situações, após a desconexão da subestação os GDs foram capazes de manter as cargas em seus valores nominais de potência e assim não houve variação nos parâmetros elétricos da tensão e da frequência suficientes para sensibilizarem o sistema de proteção. Desse modo os GDs permaneceram conectados e mantendo a ilha ativa fora do controle da concessionária.

5.2 Método Proposto Baseado em Redes Neurais Artificiais

A fim de determinar a sensibilidade do sistema de proteção munido com a RNA, os mesmos 2403 cenários foram apresentados e classificados pela rede neural.

Utilizaram-se janelas de detecção de 12 ciclos, 6 ciclos, 3 ciclos e 1 ciclo. Para cada uma delas variou-se o critério de detecção: a quantidade de ciclos dentro de cada janela, indicada na Tabela 3, que deveriam ser classificados como “detectado” para que o sistema de proteção indicasse a ocorrência de ilhamento e a desconexão do gerador. Iniciou-se pela janela de 12 ciclos, pois esta foi utilizada no trabalho de Merlin (2013) e mostrou-se eficaz na detecção de ilhamentos daquele sistema elétrico. As demais janelas foram consideradas a fim de ser verificado qual o impacto desta variação na qualidade da detecção.

A primeira janela de cada cenário que atendesse a estes critérios indicava a desconexão dos geradores distribuídos e este instante era armazenado como o tempo de detecção do ilhamento para aquela simulação. Para estas simulações somente a RNA estava presente no sistema realizando sua proteção.

A Tabela 3 mostra os diversos cenários testados. Verificou-se a influência do tamanho da janela e da quantidade de ciclos detectados necessários na indicação do ilhamento.

Tabela 3 – Resultados de detecção através da RNA

Tamanho da janela (ciclos)	Critério de detecção (ciclos)	Cenários corretamente classificados (total de 2403 cenários possíveis)
12	6	2399
	5	2399
	4	2401
	3	2402
	2	2403
	1	2403
6	2	2403
	1	2403
3	2	2403
	1	2403

Observa-se que independentemente do tamanho da janela apenas um ciclo seria necessário para a correta classificação de todos os 2403 casos estudados.

Em Merlin (2013) foi utilizada uma janela de 12 ciclos sendo que 6 ciclos detectados em cada janela era o valor mínimo necessário para a indicação do ilhamento. Conforme a Tabela 3, esta configuração não foi a mais eficiente nas situações estudadas neste trabalho, classificando corretamente 2399 casos. Apesar de não ser o melhor valor obtido este resultado também é considerado aceitável, pois está acima de todos os valores encontrados utilizando os métodos tradicionais de detecção. Esta diferença entre os resultados encontrados no trabalho de Merlin (2013) e na Tabela 3 pode ser explicada pelas características de carga e distintos sistemas elétricos de cada trabalho. Somente estes fatores já causariam alterações nas características elétricas e fariam com as redes neurais utilizadas em cada trabalho apresentassem diferenças na quantidade de neurônios em cada camada ou mesmo na topologia da RNA, mas há também a presença de um segundo sistema gerador. O parque eólico utiliza geradores de indução duplo alimentados, que apresentam características diferentes do gerador síncrono, mas também utiliza transistores IGBTs em seus conversores e isso insere ruídos de alta frequência no sistema, apesar de haver filtros em sua saída. Para melhor entendimento destes ruídos no sistema, as Figuras 5.7 e 5.8 mostram as duas situações:

Figura 5.7 – Sinal da tensão no barramento do gerador síncrono sem a presença de ruídos de alta frequência.

Figura 5.8 – Sinal da tensão no barramento do gerador síncrono com a presença de ruídos de alta frequência oriundos do parque eólico.

Na Figura 5.7 o sinal da tensão aparece de forma limpa, diferente da Figura 5.8, em que é possível observar a presença de ruídos degradando levemente sua qualidade. A diferença entre os sistemas elétricos geraram ambas as imagens é somente a presença do parque eólico fornecendo potência ao sistema em conjunto com o gerador síncrono. Dependendo dos ajustes do sistema de proteção, este ruído pode ser suficiente para causar problemas de detecção, como falsas detecções.

Com base nos resultados mostrados na Tabela 3, optou-se por utilizar uma janela de três ciclos com critério mínimo de que dois deles sejam classificados como ilhamento para que ocorra a desconexão do GD. A Figura 5.9 mostra a distribuição dos tempos de detecção de ilhamento utilizando-se esta janela escolhida.

Figura 5.9 – Distribuição no tempo dos cenários de ilhamento detectados pela RNA. Janela de 3 ciclos com critério mínimo de 2 ciclos detectados.

Observa-se que todos os 483 casos de ilhamento foram detectados dentro do tempo máximo de 2 segundos após a desconexão da subestação, representando 100% de detecções corretas. Também nota-se que a maior parte das detecções ocorreu em um tempo menor que 0,3 segundo após a ocorrência do ilhamento.

Na Tabela 4 são mostrados os resultados obtidos com o sistema de detecção operando com a RNA:

Tabela 4 – Dados obtidos com a detecção através de RNA

	RNA 13-7-10-1
Detecções corretas de ilhamento	483
Indicações corretas de operação normal	1920
Falsas detecções	0
Falhas na detecção de ilhamento	0
Tempo médio para detecções corretas	0,26 s

Na Tabela 4, observa-se que a RNA não apresentou casos errados de detecção, como falsas detecções ou não detecções erradas encontradas nos métodos tradicionais estudados nos subitens anteriores deste capítulo. O tempo médio de detecção para os casos de ilhamento foi de 0,26 segundo, tempo inferior que a média dos conjuntos ROCOF-0,8 Hz/s/ relé de tensão (0,46 segundo) e relé de frequência/ relé de tensão (0,69 segundo).

Apesar de apenas um ciclo ser o suficiente para a detecção do ilhamento, é mais sensata a utilização de dois ciclos como forma de garantir que haja um ciclo extra para a confirmação do evento. Quanto à janela, considerando que somente dois ciclos são necessários à classificação, é menor a probabilidade de erro em uma janela de três ciclos se comparada às probabilidades de erros em janelas de seis ou doze ciclos.

Considerando somente o tempo de detecção dos 483 casos de ilhamento possíveis, houve 49 casos detectados entre o tempo de 1 segundo e o tempo máximo de 2 segundos, 13 casos entre 0,5 segundo e 1,0 segundo e 422 casos entre 0,033 segundo (2 ciclos) e 0,5 segundo.

Influência dos dados de treinamento

Continuando com o intuito de verificar como a quantidade de dados utilizados nos treinamentos influencia nos resultados dos desempenhos nas detecções, o mesmo procedimento de detecção realizado na parte inicial da seção 5.2 foi repetida para as situações 1 e 2 utilizadas nos treinamentos:

- situação 1: 60% dos dados para treinamento e 40% dos dados para validação
- situação 2: 70% dos dados para treinamento e 30% dos dados para validação

Utilizando os mesmos critérios aprovados anteriormente, janela de três ciclos com dois ciclos indicando a ocorrência de ilhamento, os resultados obtidos mostram uma piora na qualidade do sistema de detecção:

- situação 1: 403 casos de ilhamento detectados;
- situação 2: 434 casos de ilhamento detectados.

No geral, considerando as situações de ilhamento e não ilhamento, a situação 1 foi capaz de classificar corretamente 96,7% dos casos e a situação 2 foi capaz de classificar corretamente 98% dos casos.

Desse modo comprova-se a importância da quantidade de dados utilizados no treinamento. Apesar dos bons resultados obtidos nas situações 1, 2 e 3, apenas a situação 3 (80% dos dados utilizados em treinamento) foi capaz de classificar corretamente todos os cenários apresentados a ela. Isso demonstra que, apesar dos resultados semelhantes após o processo de treinamento, as situações com 60% e 70% dos dados não foram capazes de treinar a RNA para todas as situações que o sistema de detecção precisa estar apto a reconhecer.

5.3 Comparação entre o Método Proposto e os Tradicionais

Utilizando-se dos métodos de detecção das simulações anteriores, o tempo máximo de detecção do ilhamento pôde ser variado com o intuito de se verificar como isso afetaria seus desempenhos. Os resultados podem ser vistos nas Tabelas 5, 6 e 7 para os tempos máximos de detecção de 2 segundos (resumo dos valores já mostrados), 1,5 segundos e 1 segundo. Nenhum outro parâmetro foi alterado, apenas o tempo máximo permitido para a detecção do ilhamento.

Os ajustes dos relés de frequência e ROCOF são descritos em cada coluna, já os ajustes dos relés de tensão não são mostrados, mas foram mantidos os mesmos em todas as situações: 0,5 a 1,20 pu. Nos cenários com a RNA, somente este sistema de proteção estava presente para a detecção dos ilhamentos.

Tabela 5 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 2 segundos.

Tempo máximo para detecção: 2s	Sistema de detecção						
	Instantâneo 56,5 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 61 Hz	ROCOF 0,8 Hz/s	ROCOF 1,0 Hz/s	ROCOF 1,2 Hz/s	RNA
Detecções corretas de ilhamento	446	446	345	455	434	405	483
Não detecções corretas	1920	1920	1920	1915	1919	1920	1920
Falsas detecções	0	0	0	5	1	0	0
Não detecções erradas	37	37	138	28	49	78	0
Tempo médio para detecções corretas	0,69 s	0,69 s	1,04 s	0,46 s	0,57 s	0,68 s	0,26 s

Tabela 6 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 1,5 segundos

Tempo máximo para detecção: 1,5s	Sistema de detecção						
	Instantâneo 56,5 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 61 Hz	ROCOF 0,8 Hz/s	ROCOF 1,0 Hz/s	ROCOF 1,2 Hz/s	RNA
Detecções corretas de ilhamento	429	429	298	435	410	372	459
Não detecções corretas	1920	1920	1920	1915	1919	1920	1920
Falsas detecções	0	0	0	5	1	0	0
Não detecções erradas	54	54	185	48	73	111	24
Tempo médio para detecções corretas	0,65 s	0,65 s	0,93 s	0,41 s	0,51 s	0,59 s	0,19 s

Tabela 7 – Comparação do tempo de detecção em função do tempo entre métodos tradicionais e a RNA para tempo máximo de detecção de 1 segundo

Tempo máximo para detecção: 1s	Sistema de detecção						
	Instantâneo 56,5 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 60,5 Hz	Instantâneo 57 - 61 Hz	ROCOF 0,8 Hz/s	ROCOF 1,0 Hz/s	ROCOF 1,2 Hz/s	RNA
Detecções corretas deilhamento	347	347	150	376	325	254	434
Não detecções corretas	1920	1920	1920	1915	1919	1920	1920
Falsas detecções	0	0	0	5	1	0	0
Não detecções erradas	136	136	333	107	158	229	49
Tempo médio para detecções corretas	0,52 s	0,52 s	0,66 s	0,28 s	0,32 s	0,30 s	0,13 s

Das Tabelas 5, 6 e 7 observa-se novamente que a rede neural apresentou melhores resultados em todas as detecções consideradas.

Observa-se que em nenhuma situação a RNA apresentou falsas detecções. Isso representa ganhos financeiros ao proprietário do GD, uma vez que este permanece mais tempo conectado ao sistema devido à confiabilidade do sistema de proteção proposto.

Com a diminuição dos tempos máximos de detecção ocorreram casos de não detecções com a RNA, ou seja, situações de ilhamento que não houve desconexão do GD. Nestes casos isso ocorreu devido ao maior número de ciclos que a RNA necessitaria para classificá-los corretamente como ilhados. Estes cenários apresentaram balanceamento entre geração e cargas, e por isso os parâmetros elétricos demoram mais tempo para variarem de forma significativa dentro o novo tempo máximo utilizado nas Tabelas 6 e 7.

5.4 Considerações finais sobre o capítulo

Neste capítulo verificaram-se os desempenhos dos métodos tradicionais de detecção de ilhamento juntamente com a RNA proposta neste trabalho frente aos mesmos 2403 cenários de operação de um sistema de distribuição.

Os métodos tradicionais, compostos por relés de frequência instantânea, ROCOF e relés de tensão que apresentaram seus melhores resultados foram:

- relé de tensão + relé de frequência instantânea: 98,5% de acerto
- relé de tensão + ROCOF com ajuste de 0,8Hz/s: 98,6% de acerto

Já a RNA apresentou 100% de corretas classificações para todos os 2403 casos apresentados sendo que os ilhamentos foram detectados dentro do tempo máximo estipulado de 2 segundos após sua ocorrência. Mesmo alterando o tempo máximo de detecção para 1,5 segundos e 1,0 segundo, seus resultados também foram superiores aos demais métodos, apresentando respectivamente as taxas de acerto de 99% e 98%. A rede neural utilizou uma janela de três ciclos de detecção, com o critério de que o cenário era classificado como “ilhado” se dois destes três ciclos fossem reconhecidos como tal.

Outro ponto refere-se aos resultados de detecção considerando os três grupos de treinamento. Os resultados mostraram que os tamanhos dos conjuntos de treinamentos são importantes e fortemente influentes nos resultados finais do sistema de detecção com RNA. Apesar de inicialmente os resultados dos treinamentos apresentarem resultados próximos, o desempenho do sistema de detecção com cada um destes grupos apresentou diferenças.

Capítulo 6

Conclusões

No estudo deste trabalho foi proposto um método inteligente para detecção de ilhamentos utilizando uma rede neural devidamente treinada para reconhecer tal situação e indicar a desconexão do gerador distribuído. A rede neural utilizada no estudo foi do tipo Perceptron multicamadas devido à sua capacidade reconhecida em generalizar padrões aos quais foi treinada.

Foram realizadas simulações em um sistema de distribuição contemplando situações de pequenos a grandes desbalanceamentos geração-cargas após a desconexão da subestação e também situações nas quais não houve a desconexão da subestação, somente entradas ou saídas de cargas, situações comuns de ocorrer no sistema elétrico e que o sistema de proteção não deve classificar como ilhamento.

Nestas simulações, foram testados os desempenhos de relés de sub e sobretensão, relés de sub e sobrefrequência e relés de taxa de variação de frequência na detecção dos ilhamentos, bem como na capacidade de ignorarem um simples chaveamento de cargas, mantendo os geradores conectados ao sistema. Os tempos de detecção e a quantidade de acertos de cada sistema de proteção foram comparados e os resultados obtidos comprovaram que há situações que mesmo com a ocorrência do ilhamento, os relés não são capazes de detectar o evento e desconectar os geradores. Ou seja, os geradores distribuídos continuariam a alimentar as cargas ilhadas por um tempo superior ao recomendado pela literatura técnica.

O mesmo exercício foi realizado com uma RNA treinada com os parâmetros deste sistema de distribuição e demonstrou-se que uma rede neural devidamente treinada é capaz de diferenciar situações de ilhamento e situações de não ilhamento mesmo em um sistema com geradores que apresentam características distintas, como é o caso dos geradores síncronos e assíncronos duplo-alimentados utilizados neste trabalho. Ressalta-se que essa sensibilidade da rede neural foi possível através de seu treinamento com situações normais de operação (chaveamento de cargas e do parque eólico) bem como com situações de ilhamento.

Os resultados obtidos com a RNA foram de detecção total dos ilhamentos no tempo máximo de 2 segundos após a ocorrência da desconexão bem como o reconhecimento correto das situações de não ilhamento, conforme a proposta inicial do trabalho.

Outro ponto que deve ser destacado foi que a velocidade média de detecção da RNA para os casos de ilhamento foi a menor entre todos os métodos testados. Isso se deve ao fato observado de que a RNA precisou de apenas dois ciclos de tensão para a classificação correta de todos os casos estudados. Este fato se mostrou uma vantagem com relação ao trabalho de Merlim (2013) pois utilizou-se uma janela de 12 ciclos com critério mínimo de 6 ciclos para indicação do ilhamento. Esta comparação mostra uma redução de velocidade de 66% mas cabe ressaltar que os tamanhos das janelas e dos critérios de detecção dependem das características dos sistemas elétricos que estão sendo estudados.

Como resultado deste trabalho evidenciou-se que uma RNA PMC devidamente treinada pode ser utilizada na detecção de ilhamentos em sistemas de distribuição com múltiplos geradores distribuídos, atendendo o tempo máximo de detecção estabelecido de 2 segundos.

Como proposta de extensão deste trabalho, pode-se estudar a utilização de mais fontes de geração distribuída conectadas ao sistema, como usinas fotovoltaicas e células de combustível. Para o sistema de detecção, é possível fazer uso de RNAs especialistas para cada problema do sistema (afundamentos, variações de frequência, ilhamentos etc) ou para cada conjunto de problemas de mesma natureza a fim de verificar configurações mais sensíveis ao crescimento da rede ou mesmo que possam atuar em menor número de ciclos de modo confiável.

Também é possível a utilização de outros parâmetros presentes na saída do gerador, como corrente e frequência para o treinamento da RNA. Existe a possibilidade que estes parâmetros também apresentem bons resultados na detecção de ilhamentos e que isoladamente ou em conjunto ajudem a diminuir o tempo de detecção médio do sistema de proteção. Nestes casos também pode ser considerada uma única RNA com entradas de tensão, frequência e/ou corrente ou, por outro lado, treinar RNAs exclusivas para cada um destes parâmetros e que suas saídas atuem juntas para a desconexão do gerador quando necessário.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, p.6, 2016.

AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**. 2003, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), University of Denmark.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão**. 125 p. 2011. (Norma técnica da concessionária). Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Documents/Norma_Acesso%20MT_Cemig_final_TDAT_p.pdf>. Acesso em: 02 Junho de 2016.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA (COPEL). **Acesso de geração distribuída ao sistema da Copel (com comercialização de energia) – NTC-905100**. 101 p. 2013. (Norma técnica da concessionária). Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf)>. Acesso em: 02 Junho de 2016.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL – GED-33**. 33 p. 2013. (Norma técnica da concessionária). Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-33.pdf>>. Acesso em: 02 Junho de 2016.

EL-ARROUDI, K.; JOOS, G; KAMWA, I.;McGILLIS, D. T. Intelligent-based approach to islanding detection in distributed generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Vol. 22, n. 2, p. 828 – 835, April 2007.

FREITAS, W.; XU, W. False Operation of Vector Surge Relays. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Vol. 19, n. 1, p. 436 - 438, January 2004.

HELMZADEH, A.; SADEH, J.; MUSAVI, O. A. Anti-Islanding Protection of Distributed Generation Resources Using Negative Sequence Component of Voltage. **In: Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on**. P. 440 – 443, April 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. IEEE Std. 1547, p. 1 – 27, June, 2003.

JANG, S-II; KIM, K-Ho. An Islanding Detection Method for Distributed Generations Using Voltage Unbalance and Total Harmonic Distortion of Current. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Vol. 19, n. 2, p. 745 – 752, April 2004.

JENKINS, N.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000. 292 p.

KAR, S.; SAMANTARAY, S. R. Data-mining-based intelligent anti-islanding protection relay for distributed generations. **Generation, Transmission & Distribution, IET**. Vol. 8, n. 4, p. 629 – 639, April 2014.

KATIRAEI, F; FOSS, A.; ABBEY, C; STREHLER, B. Dynamic analysis and field verification of an innovative anti-islanding protection scheme based on directional reactive power detection. **In: Electrical Power Conference, 2007. EPC 2007. IEEE Canada**. P. 183 – 188, October 2007.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. 1st ed., New York: McGraw-Hill, 1994.

LEÃO, J. C., AFFONSO, S. M., FREITAS, W.; SILVA, L. C. P. Impact of Dynamic Reactive Power Compensation on Induction Generator Islanding Detection. **In: Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE**. Vol. 1, p. 810 – 813, June 2004.

LIMA, R. L. **Análise de Requisitos Técnicos para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2013, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation. **In: Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on**. P. 2743 – 2748, April 2008.

MATHWORKS. Disponível em <<http://www.mathworks.com>>. Acesso em 22/02/2016.

MEIRA, P. C. M. **Análise da Proteção Antiilhamento de Geradores de Indução Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas.

MERLIN, V. L.; **Metodologia para a Definição de um Algoritmo Baseado em Redes Neurais Artificiais para Detecção de Ilhamento de Sistemas de Geração Distribuída**. 2013, Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade Federal do ABC, Santo André.

MOTTER, D; **Modelagem computacional de funções de proteção baseadas em medidas de frequência para detecção de ilhamento de geração distribuída**. 2014, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

OHNO, T.; YASUDA, T.; TAKAHASHI, O.; KAMINAGA, M. Islanding Protection System Based on Synchronized Phasor Measurements and its Operational Experiences. **In: Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. P. 1-5, July 2008.

PITOMBO, S. O. **Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2010, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

SALLES, N. J. de. **Modelagem e Análise Dinâmica de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Síncronos**. 2007, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas.

SAMANTARAY, S. R.; BABU, B. C.; DASH, P. K. Probabilistic Neural Network Based Islanding Detection in Distributed Generation. **Electric Power Components and Systems**. Vol .39, n. 3, p. 191 – 203, February 2011.

SAMANTARAY, S. R; EL-ARROUDI, K; JOOS, G.; KAMWA, I. A Fuzzy Rule-Based Approach for Islanding Detection in Distributed Generation. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Vol. 25, n. 3, p. 1427 - 1433, July 2010.

SAMANTARAY, S. R; PUJHARI, T. M.; SUBUDHI, B. D. A new approach to Islanding Detection in Distributed Generations. **In: Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on**. P. 1 – 6, December 2009.

SILVA, I. N.; SPATTI, D. H.; FLAUZINO, R. A. **Redes Neurais Artificiais para engenharia e ciências aplicadas**. São Paulo: Editora Artliber, 2010, 399 p.

VIEIRA, J. C. M.; CORREA, D. S.; FREITAS, W.; Characteristics of voltage relays for embedded synchronous generators protection. **Generation, Transmission & Distribution, IEE Proceedings on**. Vol. 1, n. 3, p. 484-491, 2007.

VIEIRA, J. C. M.; CORREA, D. S.; FREITAS, W.; XU, W. Performance Curves of Voltage Relays for Islanding Detection of Distributed Generators. **Power Systems, IEEE Transactions on**, Vol. 20, n. 3, p. 1660-1662, Aug. 2005.

VIEIRA, J. C. M; FREITAS, W; FRANÇA, A. L. M. Análise comparativa sobre a eficácia de relés baseados em medidas de frequência para detecção de ilhamento de geradores distribuídos. **Revista Controle & Automação**. Vol. 16, nº2, p. 251–261, 2005.

VIEIRA, J. C. M; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. An Investigation on the Nondetection Zones of Synchronous Distributed Generation Anti-Islanding Protection. **Power Delivery, IEEE Transactions on**. Vol. 23, n 2, p. 593 - 600, April 2008.

VIEIRA Jr., J. C. M. **Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2006, Tese

(Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação,
Universidade Estadual de Campinas.

Apêndice

Nesta seção serão apresentados os parâmetros dos componentes utilizados no sistema de distribuição utilizado neste trabalho. Há os parâmetros apresentados nos diagramas e também outros dados necessários à parametrização dos blocos utilizados nas simulações.

Dados dos componentes elétricos do sistema apresentado na Figura 3.18.

Tabela 8 – Dados elétricos da subestação

Tensão de fase (kV)	Potência de curto-circuito (MVA)	X/R	Conexão interna
138	500	5,672	Y aterrada

Tabela 9 – Dados elétricos dos transformadores

	Transf. da subestação	Transf. ger. síncrono	Transf. ger. eólico	Transf. da Carga 1	Transf. da Carga 3
Potência nominal (MVA)	25	15	15	0,125	0,250
Tensão primário (kV)	138	11,9	0,575	11,9	11,9
Tensão secundário (kV)	11,9	11,9	11,9	0,220	0,220
Resistência enrol. prim. (pu)	0	0	0	0	0
Indutância enrol. prim (pu)	0,07375	0,03	0,01625	0,01625	0,01625
Resistência enrol. sec. (pu)	0	0	0	0	0
Indutância enrol. sec (pu)	0,07375	0,03	0,01625	0,01625	0,01625
Resistência de magnetização (pu)	500	500	500	500	500
Indutância de magnetização (pu)	500	500	500	500	500
Conexão interna primário	Delta	Delta	Delta	Delta	Delta
Conexão interna secundário	Y aterrada	Y aterrada	Y aterrada	Y aterrada	Y aterrada

Tabela 10 – Dados das linhas de distribuição

Linha	Resistência (Ω)	Indutância (H)
Linha 1	0,6566	0,00375
Linha 2	0,2345	0,00134
Linha 3	0,0469	0,00027
Linha 4	0,1876	0,00107
Linha 5	0,1875	0,00107

Tabela 11– Dados do gerador síncrono

Dado	Valor
Tipo de rotor	Pólos salientes
Número de pares de pólos	2
Potência nominal	12 MVA
Tensão nominal	11900 V
Reatância X_d	2,393 pu
Reatância X_d'	0,305 pu
Reatância X_d''	0,216 pu
Reatância X_q	1,209 pu
Reatância X_q''	0,221 pu
Reatância de dispersão X_l	0,050 pu
Constante de tempo T_{do}'	7,19 s
Constante de tempo T_{do}''	0,052 s
Constante de tempo T_{qo}''	0,202 s
Resistência do estator R_s	0,0039 pu
Coeficiente de inércia $H(s)$	2
Fator de fricção	0

Tabela 12 – Dados da excitatriz do gerador síncrono

Dado	Valor
Constante de tempo t_r	0.005 s
Ganho do regulador k_a	200
Constante de tempo t_a	0,1 s
Constante de tempo t_b	0
Constante de tempo t_c	0
Ganho de excitação k_e	1
Const. de tempo de excitação t_e	0
Ganho de amortecimento k_f	0,048
Const. de tempo de amortecimento t_f	0,95 s
Limite inferior do regulador de saturação	-6 pu
Limite superior do regulador de saturação	6 pu
Ganho do regulador de saturação	0

Tabela 13 – Dados do regulador de velocidade da turbina a vapor

Ganho k_a	1/0,05
Ganho k_b	1
Constante k_c	0,001
Ganho k_d	1/0,005

Tabela 14 – Dados da turbina a vapor

Constante da entrada de vapor K_a	0,5
Constante do reaquecedor K_b	10
Constante do reaquecedor K_c	10
Constante do reaquecedor K_d	0,3
Velocidade limite mínima de abertura da válvula $vgmin$	-10 pu/s
Velocidade limite máxima de abertura da válvula $vgmax$	10 pu/s
Ganho mínimo de abertura da válvula $gmin$	0
Ganho máximo de abertura da válvula $gmax$	1 pu
Constante de tempo da turbina T2	0
Constante de tempo da turbina T3	0
Constante de tempo da turbina T4	0,3
Constante de tempo da turbina T5	0
Coeficiente de inércia da turbina H2	0,046 s
Coeficiente de inércia da turbina H3	1,430 s
Coeficiente de inércia da turbina H4	1,465 s
Coeficiente de inércia da turbina H5	0,192 s

Tabela 15 – Dados do parque eólico (valores por conjunto turbina eólica – gerador duplo alimentado)

Ganho do regulador de tensão do barramento CC K_p	8
Ganho do regulador de tensão do barramento CC K_i	400
Ganho do regulador de corrente do conversor do lado da rede K_p	0,83
Ganho do regulador de corrente do conversor do lado da rede K_i	5
Ganho do regulador de velocidade K_p	3
Ganho do regulador de velocidade K_i	0,6
Ganho do regulador de corrente do conversor do lado do rotor K_p	0,6
Ganho do regulador de corrente do conversor do lado do rotor K_i	8
Ganho do regulador de potência reativa K_{i_var}	0,05
Ganho do regulador de tensão K_{i_volt}	20
Ganho do controle de passo das pás	150
Ganho de compensação de passo K_p	3
Ganho de compensação de passo K_i	30
Frequência da portadora PWM do lado da rede	2700 Hz
Frequência da portadora PWM do lado do rotor	1620 Hz
Ângulo de passo máximo	27°
Máxima taxa de alteração do ângulo de passo	10°/s
Constante de inércia da turbina eólica H	4,32 s
Tensão nominal do barramento CC	1150 V
Capacitância do barramento CC	10 mF
Potência nominal do gerador	1,5 MVA
Tensão de linha do gerador	575 V
Resistência do estator R_s	0,023 pu
Indutância mútua do estator LI	0,18pu
Resistência do rotor R_r'	0,016 pu
Indutância mútua do rotor LI_r'	0,16 pu
Indutância de magnetização L_m	2,9 pu
Constante de inércia H	0,685 s
Fator de atrito F	0,01 pu
Número de pares de pólos	3