

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**GABRIEL ANDRES VALENCIA GUERRERO**

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE PARQUES  
EÓLICOS COM MÁQUINAS *SCIG* E *DFIG*.**

Porto Alegre  
2014

**GABRIEL ANDRES VALENCIA GUERRERO**

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE PARQUES  
EÓLICOS COM MÁQUINAS *SCIG* E *DFIG*.**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne.

Porto Alegre

2014

GABRIEL ANDRES VALENCIA GUERRERO

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE PARQUES  
EÓLICOS COM MÁQUINAS *SCIG* E *DFIG*.**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg,  
Suécia.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto, USP.

Doutor pela Universidade de São Paulo – São Paulo, Brasil.

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Santa Catarina, Brasil.

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS.

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University – Blacksburg,  
Estados Unidos.

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas.

Porto Alegre, Março 2014.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico o resultado deste trabalho especialmente aos meus pais, irmãos, amigos e à minha namorada, que com seus apoios emocionais, intelectuais e econômicos, fizeram possível sua culminação satisfatória.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Roberto Leborgne, por me dar a oportunidade de ser seu orientado e me acompanhar neste processo de formação.

Aos meus amigos do LASEP, Lucas Walantus, Roberto Cabral, Sergio Martinez, Cesar Orozco, Roger Zulpo, Mauren Pomalis e Daphne Schwanz, pelo seu grande apoio durante as disciplinas e o desenvolvimento do projeto, além dos bons momentos que me fizeram passar durante minha estadia no Brasil.

A CAPES pela bolsa outorgada.

## RESUMO

A geração de energia elétrica com fontes renováveis está em aumento e uma das que tem maior crescimento é a eólica. A instalação das máquinas que aproveitam este recurso pode trazer alguns problemas para a rede elétrica devido à intermitência da velocidade do vento. O presente trabalho tem por objetivo analisar o comportamento de dois tipos de aerogeradores que utilizam gerador de indução e sua interação com o sistema elétrico de potência. Os aerogeradores assíncronos analisados são o de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (*Doubly-Fed Induction Generator-DFIG*) e o de velocidade fixa com gerador de indução de rotor de gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator-SCIG*). O caso de estudo está baseado no parque eólico Jepirachi na Colômbia, o qual na atualidade tem aerogeradores de velocidade fixa. Para isto inicialmente foi feita a modelagem do parque eólico considerando alguns parâmetros dos aerogeradores comerciais de velocidade variável e velocidade fixa, junto com os principais componentes da rede elétrica da região para obter uma aproximação da mesma. Posteriormente realizaram-se simulações computacionais para obter o comportamento do sistema elétrico de potência alimentado por estes tipos de aerogeradores. Finalmente, foi realizada uma análise dos efeitos que produzem cada tipo de máquina, no fluxo de potência e no nível de tensão da rede elétrica funcionando em regime permanente, considerando os distúrbios ocasionados pelas mudanças da velocidade do vento.

**Palavras-chave: Energia Eólica, Gerador de Indução Duplamente Alimentado, Gerador de Indução de Gaiola de Esquilo, Fluxo de Potência.**

## **ABSTRACT**

The generation of electricity from renewable sources is increasing, one of the largest growth is the wind power. However the installation of the machines that leverage this resource could bring some problems to the grid due to the intermittency of the wind speed. This work analyzes the behavior of variable speed wind turbines with Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) and fixed-speed wind turbines with Squirrel Cage Induction Generator (SCIG). The case study is based in Jepirachi wind farm in Colombia, that at the present has fixed-speed wind turbines with Squirrel Cage Induction Generator (SCIG). To do this study, initially the modeling of the wind farm considering some parameters of commercial wind turbines with variable speed and fixed speed, also modeling the main components of the electric grid of the region to obtain an approximation of it, after computer simulations we made in order to obtain the behavior of the electric power system powered by these types of turbines. Finally the analysis of the effects produced by each type of machine, in the power flow and the voltage level of the grid operating in steady state, but considering the disturbances caused by changes in wind speed are made.

**Keywords: Wind Power, Doubly-Fed Induction Generator, Squirrel Cage Induction Generator, Power Flow.**

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>10</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>13</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	<b>14</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>1.1. Energia Eólica no Mundo</b> .....	<b>14</b>
1.1.1. Energia Eólica na Colômbia .....	16
<b>1.2. Motivação do trabalho</b> .....	<b>17</b>
<b>1.3. Objetivos</b> .....	<b>18</b>
<b>1.4. Estrutura do trabalho</b> .....	<b>18</b>
<b>2. CONCEITOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA</b> .....	<b>18</b>
<b>2.1. Energia do Vento</b> .....	<b>22</b>
<b>2.2. Controle de potência</b> .....	<b>24</b>
2.2.1. Controle por perda aerodinâmica nas pás ( <i>stall control</i> ).....	26
2.2.2. Controle por ângulo de passo ( <i>Pitch Control</i> ) .....	27
<b>2.3. Geradores</b> .....	<b>28</b>
2.3.1. Gerador síncrono .....	29
2.3.2. Gerador assíncrono .....	30
<b>2.4. Tipos de turbina</b> .....	<b>34</b>
2.4.1. Turbina de velocidade fixa .....	35
2.4.2. Turbina de velocidade variável.....	37
<b>2.5. Tecnologias dos aerogeradores</b> .....	<b>40</b>
<b>3. AEROGERADORES COM GERADOR DE INDUÇÃO</b> .....	<b>43</b>
<b>3.1. Aerogerador de indução de rotor de gaiola de esquilo</b> .....	<b>43</b>
3.1.1. Modelo do gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo.....	45
3.1.2. Controle do aerogerador de indução com rotor de gaiola de esquilo .....	48
<b>3.2. Aerogerador de indução duplamente alimentado</b> .....	<b>50</b>
3.2.1. Modelo do gerador de indução duplamente alimentado .....	53
3.2.2. Controle do aerogerador de indução duplamente alimentado .....	55
<b>3.3. Conexão de aerogeradores à rede elétrica</b> .....	<b>59</b>
<b>4. ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>60</b>

<b>4.1. Linhas Elétricas.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2. Transformadores.....</b>	<b>63</b>
<b>4.3. Cargas.....</b>	<b>64</b>
<b>4.4. Equipamentos de controle de potência Reativa e de tensão .....</b>	<b>66</b>
<b>4.5. Circuitos Equivalentes .....</b>	<b>68</b>
<b>4.6. Termoelétrica .....</b>	<b>69</b>
<b>4.7. Parque Eólico .....</b>	<b>69</b>
<b>5. SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>72</b>
<b>5.1. Análise comparativa dos aerogeradores .....</b>	<b>72</b>
<b>5.2. Caso 1: parque eólico com SCIG.....</b>	<b>78</b>
<b>5.3. Caso 2: parque eólico com DFIG.....</b>	<b>87</b>
<b>6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>97</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO A .....</b>	<b>102</b>
<b>ANEXO B .....</b>	<b>104</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Potência eólica no mundo. ....	15
Figura 2: Fontes de geração de energia elétrica na Colômbia. ....	16
Figura 3: Principais partes do aerogerador. ....	20
Figura 4: Vento atravessando o aerogerador.....	22
Figura 5: Potência disponível do vento. ....	23
Figura 6: Curva característica do aerogerador Gamesa G128 de 4,5 MW e 5 MW.....	24
Figura 7: Ângulo $\beta$ . ....	25
Figura 8: Perda aerodinâmica na pá.....	26
Figura 9: Curva característica com controle por perda aerodinâmica. ....	27
Figura 10: Ângulo de passo.....	27
Figura 11: Curva característica com controle por ângulo de passo.....	28
Figura 12: Gerador síncrono.....	29
Figura 13: Gerador assíncrono.....	30
Figura 14: Campo magnético giratório. ....	31
Figura 15: Características da máquina assíncrona. ....	33
Figura 16: Coeficiente típico de um aerogerador de velocidade fixa. ....	35
Figura 17: Potência do aerogerador de velocidade fixa. ....	36
Figura 18: Coeficiente típico de um aerogerador de velocidade variável.....	38
Figura 19: Potência do aerogerador de velocidade variável. ....	39
Figura 20: Típicas configurações dos aerogeradores para o controle de velocidade.....	40
Figura 21: Potência ativa e reativa do <i>SCIG</i> . ....	44

Figura 22: Circuito equivalente do <i>SCIG</i> . .....	46
Figura 23: Circuito equivalente dq do <i>SCIG</i> . .....	47
Figura 24: Controle do aerogerador com <i>SCIG</i> . .....	49
Figura 25: Conversores do gerador de indução duplamente alimentado. ....	51
Figura 26: Conversores do <i>DFIG</i> . .....	51
Figura 27: Potência ativa e reativa do <i>DFIG</i> . .....	52
Figura 28: Circuito equivalente do <i>DFIG</i> . .....	53
Figura 29: Circuito equivalente dq do filtro. ....	55
Figura 30: Controle do conversor do rotor. ....	56
Figura 31: Controle do conversor da rede. ....	57
Figura 32: Controle geral do aerogerador com <i>DFIG</i> . ....	58
Figura 33: Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado. ....	61
Figura 34: Circuito equivalente da linha elétrica com parâmetros distribuídos. ....	62
Figura 35: Circuito equivalente $\pi$ . .....	63
Figura 36: Modelo de Transformador. ....	64
Figura 37: Demanda anual de energia de um grupo de consumidores. ....	65
Figura 38: Demanda de energia em 3 minutos .....	66
Figura 39: Curva característica Q-V. ....	67
Figura 40: Circuitos equivalentes em redes elétricas. ....	68
Figura 41: Parque eólico de Jepirachi. ....	70
Figura 42: Funcionamento do <i>DFIG</i> e <i>SCIG</i> .....	73
Figura 43: Velocidade do vento com efeito de sombra. ....	76

Figura 44: Subestação do parque eólico .....	77
Figura 45: Fluxo de potência em Cuestecitas com <i>SCIG</i> .....	79
Figura 46: Barra Cuestecitas 110kV com <i>SCIG</i> .....	80
Figura 47: Barra Cuestecitas 220kV com <i>SCIG</i> . ....	81
Figura 48: Fluxo de potência no SEP com <i>SCIG</i> .....	82
Figura 49: Intercambio de potência com os circuitos equivalentes do SEP com <i>SCIG</i> .....	83
Figura 50: Níveis de tensão no SEP com <i>SCIG</i> .....	84
Figura 51: Níveis de tensão das barras próximas ao parque eólico com <i>SCIG</i> . ....	85
Figura 52: Níveis de tensão nas barras principais do SEP com <i>SCIG</i> . ....	86
Figura 53: Fluxo de potência em Cuestecitas com <i>DFIG</i> . ....	87
Figura 54: Barra Cuestecitas 110 kV com <i>DFIG</i> .....	89
Figura 55: Barra Cuestecitas 220 kV com <i>DFIG</i> .....	90
Figura 56: Fluxo de potência no SEP com <i>DFIG</i> . ....	91
Figura 57: Intercâmbio de potência com os circuitos equivalentes do SEP com <i>DFIG</i> .....	92
Figura 58: Níveis de tensão no SEP com <i>DFIG</i> . ....	93
Figura 59: Níveis de tensão das barras próximas ao parque eólico com <i>DFIG</i> .....	94
Figura 60: Níveis de tensão nas barras principais do SEP com <i>DFIG</i> .....	95
Figura A1: Representação trigonométrica da transformação .....	103

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Custos das energias renováveis no ano 2010.....	15
Tabela 2: Coeficientes das turbinas de velocidade fixa.....	35
Tabela 3: Coeficientes das turbinas de velocidade variável.....	37
Tabela 4: Principais tecnologias dos aerogeradores.....	42
Tabela B1: Potências das cargas.....	104
Tabela B2: Parâmetros das linhas.....	105
Tabela B3: Parâmetros dos transformadores.....	106
Tabela B4: Parâmetros construtivos dos transformadores.....	107
Tabela B5: Capacitores e reatores.....	107
Tabela B6: Correntes de curto circuito e relação X/R.....	107
Tabela B7: Parâmetros do parque Eólico.....	108
Tabela B8: Parâmetros dos cabos de ligação dos aerogeradores.....	108
Tabela B9: Parâmetros dos aerogeradores.....	108
Tabela B10: Outros parâmetros do <i>DFIG</i> .....	109
Tabela B11: Outros parâmetros do <i>SCIG</i> .....	109
Tabela B12: Parâmetros dos Conversores do <i>DFIG</i> .....	109
Tabela B13: Parâmetros do controle por perda aerodinâmica.....	109
Tabela B14: Parâmetros do controle por ângulo de passo.....	109
Tabela B15: Parâmetros da termoelétrica.....	110
Tabela B16: Parâmetros dos geradores.....	110

## LISTA DE ABREVIATURAS

<i>SCIG</i>	<i>Squirrel Cage Induction Generator.</i>
<i>DFIG</i>	<i>Doubly-Fed Induction Generator.</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência.

## 1. INTRODUÇÃO

Atualmente com o crescimento da população do mundo, muita energia elétrica é demandada para manter e garantir seu desenvolvimento devido à dependência por este recurso. No momento, são usados muitos meios de produção de energia, desde a utilização de combustíveis fósseis como gás natural, petróleo ou carvão, em usinas termoeletricas, até recursos hídricos como rios em usinas hidroelétricas; estes meios de geração de energia podem ser eficientes, mas têm um impacto negativo no ambiente, como por exemplo, as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que promovem o efeito estufa, a deterioração da flora e fauna de uma região devido às grandes inundações que geram as hidroelétricas. Para dar solução ao crescimento da demanda de energia e não ocasionar um maior impacto no meio ambiente, nos últimos anos observa-se um grande aumento na geração de energia com fontes renováveis do tipo geotérmico, solar e eólica (IEA, 2011), o que faz com que os países com grandes consumos energéticos gerem novos investimentos em pesquisa e desenvolvimento destas tecnologias. Atualmente a geração de energia eólica é o método que mais cresce no mundo devido a sua fonte ilimitada (vento), sua eficiência e sua relação custo/benefício (BP, 2012).

### 1.1. Energia Eólica no Mundo

O desenvolvimento da geração de energia eólica nos últimos 10 anos no mundo cresceu em média 25% ao ano, o que fez com que 24.836 MW de potência instalada no ano 2001 aumentasse para 239.485 MW no ano 2011, como observa-se na Figura 1. Ainda assim, esta geração só corresponde a 2% da geração de energia elétrica mundial (BP, 2012).

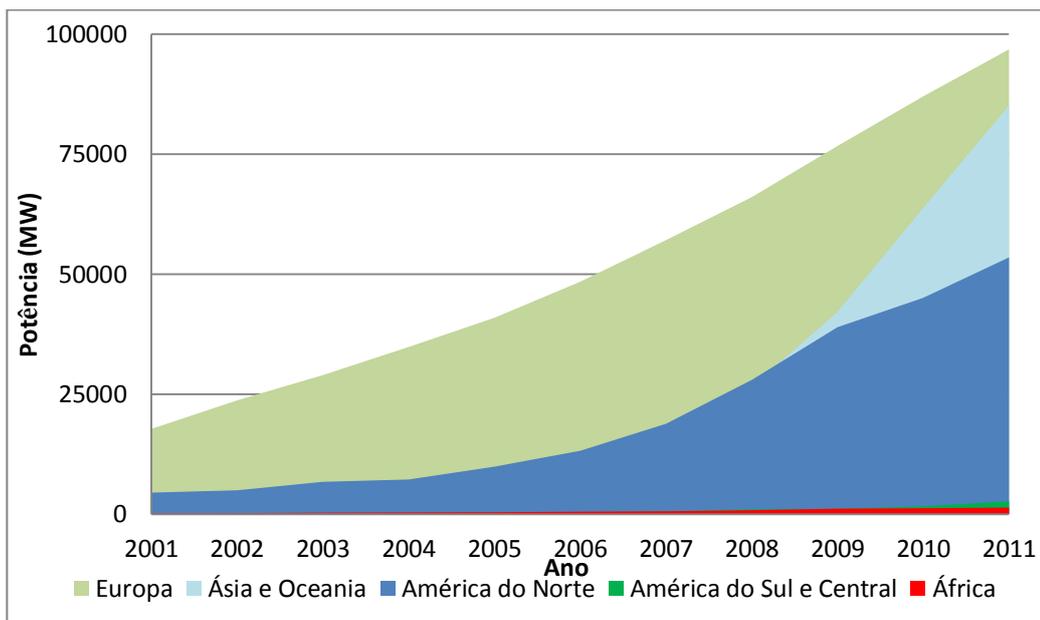


Figura 1: Potência eólica no mundo.

Hoje, o país que apresenta a maior produção de energia elétrica por aerogeradores é a China, com uma capacidade instalada de 62,4 GW, seguida pelos Estados Unidos (47,1 GW), Alemanha (29,1 GW) e Espanha (21,7 GW). Este grande crescimento na geração de energia eólica ocorre devido às novas tecnologias desenvolvidas em relação aos aerogeradores para aproveitar melhor a potência do vento e aos baixos custos dos equipamentos, o que ocasionou uma redução nos preços da energia elétrica (CAEAT, 2012) como observa-se na Tabela 1.

Tabela 1: Custos das energias renováveis no ano 2010.

Tipo de Geração	Classificação	Custo típico da energia (US\$/MWh)
Hidroelétrica	Grandes (10 MW - 18.000 MW)	30 - 50
	Pequenas (1 MW - 10 MW)	50 - 120
	Mini (100 kW - 1 MW)	50 - 120
Solar	Sistema sobre solo	138 - 688
	Sistema sobre telhados	113 - 486
Eólica	Sistema sobre terra	40 - 160
	Sistema sobre mar	100 - 200
Geotérmicas	Alta temperatura	50 - 80
	Baixa temperatura	200

Na Tabela 1, pode-se ver que a geração de energia elétrica usando usinas hidroelétricas é mais viável, mas somente as grandes hidroelétricas são comercialmente

competitivas. No entanto, o impacto ambiental causado pela barragem é muito grande e as emissões de gás metano, produto da decomposição da vegetação submersa na água, produz um potencial de aquecimento 50 vezes maior que o CO<sub>2</sub> (MMA do Brasil, 2013).

Considerando que para o ano 2010, um aerogerador tinha em média, um preço de US\$ 1.350 por kW e dependendo do preço da turbina, custos financeiros e das condições do local de instalação, a energia eólica pode oferecer uma relação custo-energia de US\$ 40 até US\$ 160 por mega-watt-hora (CAEAT, 2012) o que faz com que países desenvolvam este tipo de geração de energia para satisfazer suas necessidades energéticas sem ter um grande impacto no meio ambiente.

### 1.1.1. Energia Eólica na Colômbia

A energia elétrica na Colômbia é gerada principalmente por usinas hidroelétricas e termoeletricas a gás, como observa-se na Figura 2, na qual se apresentam as fontes utilizadas para a produção de energia elétrica no país.

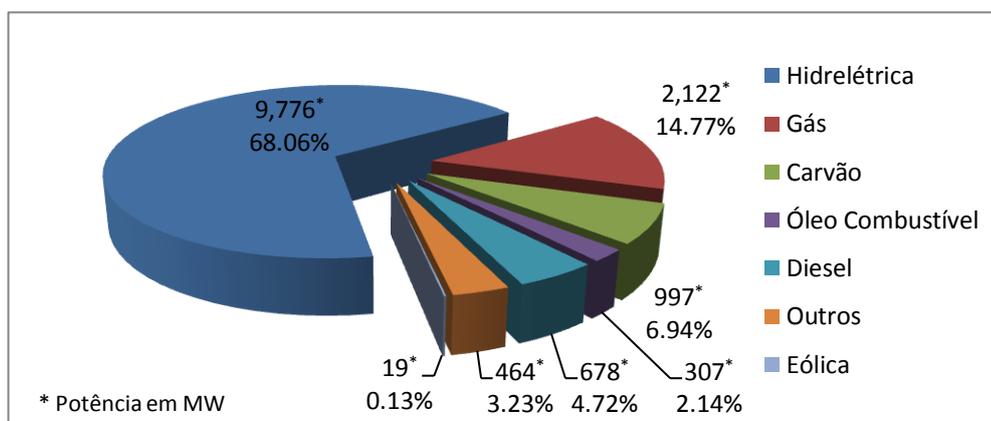


Figura 2: Fontes de geração de energia elétrica na Colômbia.

O sistema elétrico na Colômbia tinha uma potência instalada no ano 2012 de 14.361 MW da qual 9.776 MW (68,06 %) da potência correspondia a hidrelétricas devido ao grande recurso hídrico do país (XM, 2012), mas desde o ano 1999, o governo nacional em conjunto com as Empresas Públicas de Medellín fizeram um acordo para construir o primeiro parque eólico da Colômbia, o qual começou sua geração no ano 2004, unindo-se aos demais países da América do Sul que estão desenvolvendo este sistema de geração elétrica (EPM, 2006).

Na América do Sul, o país que apresenta maior produção de energia elétrica por aerogeradores é o Brasil com uma potência instalada de 2.044 MW (ANEEL, 2013), A Colômbia está no sexto lugar, com uma capacidade de 19,5 MW de potência nominal, correspondente ao parque eólico de Jepirachi, o qual conta com 15 Aerogeradores Nordex n60 de 1,3 MW (EPM, 2006).

## 1.2. **Motivação do trabalho**

Na energia eólica existem diferentes máquinas capazes de converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Estas máquinas, chamadas aerogeradores, podem ser classificadas segundo sua velocidade de operação e seu controle de potência, tendo como resultado os aerogeradores de velocidade fixa e aerogeradores de velocidade variável, para os quais existem técnicas de controle de potência passivas e ativas.

A capacidade de converter a energia do vento em energia elétrica pelos aerogeradores de velocidade fixa com gerador de indução de rotor de gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator-SCIG*) não é a melhor, devido a ter que depender da frequência da rede elétrica para definir sua velocidade de funcionamento, tornando esta fixa e tendo perdas na eficiência da turbina em baixas velocidades do vento. Além disto, controlar passivamente a potência da máquina usando a perda aerodinâmica de sustentação da pá (*stall control*) faz com que todas as flutuações na velocidade do vento sejam transmitidas ao gerador, ocasionando variações do nível nominal de potência e tensão, além dos grandes consumos de energia reativa para a magnetização, fazendo-se necessária a instalação de bancos de capacitores.

Por outro lado, os aerogeradores de velocidade variável apresentam uma melhor eficiência do sistema de geração, mudando a velocidade de rotação da máquina com relação à velocidade do vento fazendo que esta opere mais eficientemente quando o vento não é muito forte. Este tipo de aerogerador tem um controle de potência ativo usando a variação do ângulo de passo das pás (*pitch control*), isto diminui o esforço mecânico da turbina quando o vento é muito forte. No caso de geradores de indução duplamente alimentados (*doubly-fed induction generator-DFIG*), a velocidade de rotação da máquina pode ser controlada mediante a variação da corrente de excitação do rotor, além de permitir o controle da potência ativa e reativa independentemente.

Os fabricantes de aerogeradores de grande potência consideram a tecnologia de velocidade fixa como obsoleta, o que faz com que não se continue fabricando, dando como resultado, que quando há necessidade de se substituir alguma máquina ou aumentar a capacidade de geração, é preciso instalar aerogeradores de velocidade variável.

Por tanto, o principal motivo da pesquisa é analisar o comportamento deste tipo de máquinas e o impacto na tensão e no fluxo de potência no sistema elétrico onde o parque eólico está instalado.

### 1.3. Objetivos

A presente dissertação de mestrado possui os seguintes objetivos:

- Realizar um estudo e posteriormente uma modelagem dos parâmetros sobressalientes do aerogerador duplamente alimentado e do aerogerador com rotor de gaiola de esquilo, usando o *software Simulink-Matlab*.
- Apresentar o funcionamento do aerogerador nestas condições elétricas e como eles se comportam mediante a variação da velocidade do vento.
- Analisar o fluxo de potência gerada pelos aerogeradores e o impacto ocasionado no nível de tensão das barras da rede elétrica onde se localiza o parque eólico.

### 1.4. Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 se analisará como é a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica usando os aerogeradores, considerando principalmente a velocidade de funcionamento e o controle de potência destas máquinas.

No Capítulo 3 será estudado os tipos de aerogeradores, sobretudo os que usam máquinas de indução duplamente alimentada e com rotor de gaiola de esquilo, fazendo ênfase no impacto que eles ocasionam no fluxo de potência e no nível de tensão da rede elétrica onde são ligados.

No Capítulo 4 será apresentado o estudo de caso baseado no parque eólico Jeripachi na Colômbia. As principais características do sistema elétrico onde o parque esta inserido são descritas e modeladas.

No Capítulo 5 apresentam-se os resultados da avaliação de cada tipo de aerogerador como fonte de geração de energia elétrica do sistema interligado da Colômbia.

No Capítulo 6 serão apresentadas as principais conclusões deste trabalho e são propostas as ideias de trabalhos futuros a serem realizados.

## 2. CONCEITOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

A geração de energia eólica, como seu nome diz, é a capacidade de usar e/ou transformar a energia cinética do vento em energia elétrica. Para isto, é necessário o uso de aerogeradores, os quais são compostos por vários sistemas mecânicos e elétricos para fazer esta transformação. As suas principais partes são ilustradas na Figura 3.

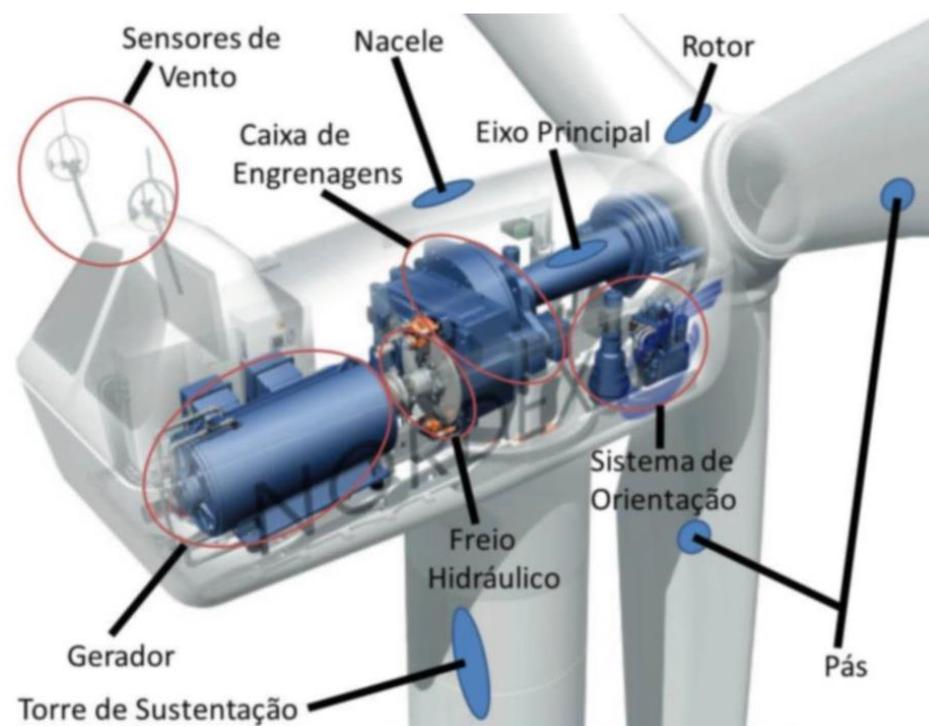


Figura 3: Principais partes do aerogerador.

- Rotor: é composto por um conjunto de pás que o fazem girar pelo efeito do vento transformando a energia cinética deste em energia mecânica; o rotor pode ser de dois tipos, de eixo vertical ou eixo horizontal sendo este último o mais utilizado, pelo seu rendimento aerodinâmico.

- Pás: estes elementos são projetados com uma forma aerodinâmica para capturar a energia cinética do vento e fazer girar o rotor. As pás podem ser projetadas para ter um controle passivo ou ativo, como se explicará na seção 2.2, para melhorar o desempenho do aerogerador e de grande tamanho para aumentar a quantidade de energia capturada do ar.
- Gerador: é o sistema eletro-mecânico que transforma a energia mecânica em energia elétrica. Podem ser de dois tipos, síncronos ou assíncronos, os quais podem ser ligados em diferentes formas com outros elementos mecânicos ou eletrônicos para melhorar sua eficiência, como se explicará na seção 2.5.
- Caixa de engrenagens: este elemento multiplica a velocidade de rotação do rotor, que é baixa, a altas revoluções por minuto que precisam as máquinas assíncronas para gerar energia elétrica. Este elemento é opcional no caso de geradores síncronos com múltiplos, devido que pela grande quantidade de pólos, precisa de baixas velocidades para gerar energia elétrica.
- Nacele: é a estrutura onde estão hospedados os elementos mecânicos e elétricos do aerogerador (caixa de engrenagens, gerador, controles eletrônicos, servomecanismos).
- Sistema de orientação: é composto por uma série de motores elétricos e são capazes de girar a nacele para que o rotor enfrente as correntes de ar da melhor forma.
- Sensores de vento: os sensores de vento são compostos pelo sistema de orientação e o anemômetro. O sistema de orientação toma a direção do vento e faz o controle sobre o servomecanismo para virar o rotor na posição adequada (direção do vento perpendicular ao rotor) para capturar a maior potência do vento. O anemômetro é o sistema de medição da velocidade do vento para efetuar diferentes controles no aerogerador entre os quais estão o controle de potência e conexão da máquina.
- Torre de sustentação: é a estrutura onde está sustentada a nacele para que fique numa maior altura, onde os ventos são mais intensos e mais uniformes.

As pás estão unidas em um ponto em comum formando o rotor, o qual está montado sobre o eixo principal transferindo a potência mecânica do rotor até a caixa de engrenagens que vai aumentar a velocidade de rotação proveniente do rotor da turbina. Esta potência mecânica é transferida ao rotor do gerador, o qual vai começar girar até que se alcance uma velocidade suficiente para gerar eletricidade e ser conectado à rede elétrica. A caixa de

engrenagens é um elemento mecânico opcional em certos tipos de aerogeradores que contém geradores de baixa velocidade, os quais podem ser conectados diretamente com o rotor e produzir energia elétrica.

## 2.1. Energia do Vento

Desde um ponto físico, a potência do vento é dada pela quantidade de ar que se desloca com uma velocidade uniforme e constante na área varrida pelas pás da turbina (ACKERMANN, 2005), como se pode ver na Figura 4.

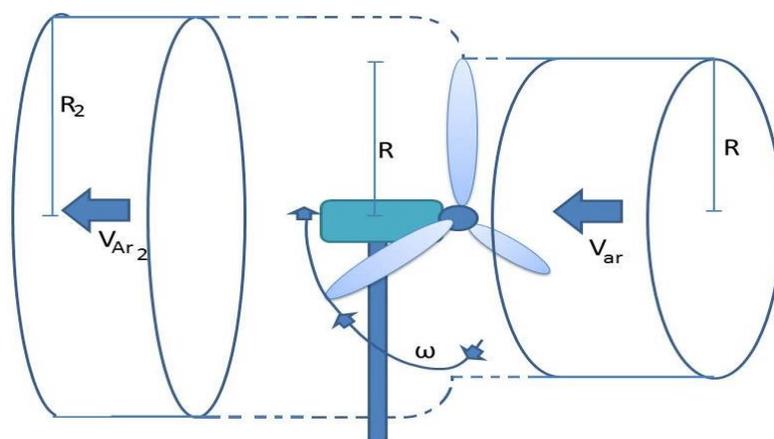


Figura 4: Vento atravessando o aerogerador.

Na Figura 4, pode-se ver que uma porção de ar com uma densidade e uma velocidade uniforme atravessando a turbina do aerogerador, faz com que o rotor gire a uma velocidade ( $\omega$ ), por meio da aerodinâmica das pás. Isto quer dizer que esta porção de ar terá uma potência disponível que é representada matematicamente pela seguinte Equação 3.1.

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_{ar}^3 \quad 3.1$$

Onde: “ $\rho$ ” é a densidade do ar, “ $r$ ” o raio da área de varrido do rotor e  $v_{ar}$  é a velocidade do vento. Colocando em prática a Equação 3.1, e assumindo que se tem um raio de varredura entre 35m e 40m com uma densidade do ar de 1,2254 kg/m<sup>3</sup> (densidade do ar no nível do mar) e 1,0076 kg/m<sup>3</sup> (2.000 metros sobre o nível do mar - nas montanhas), a potência disponível é mostrada na Figura 5.

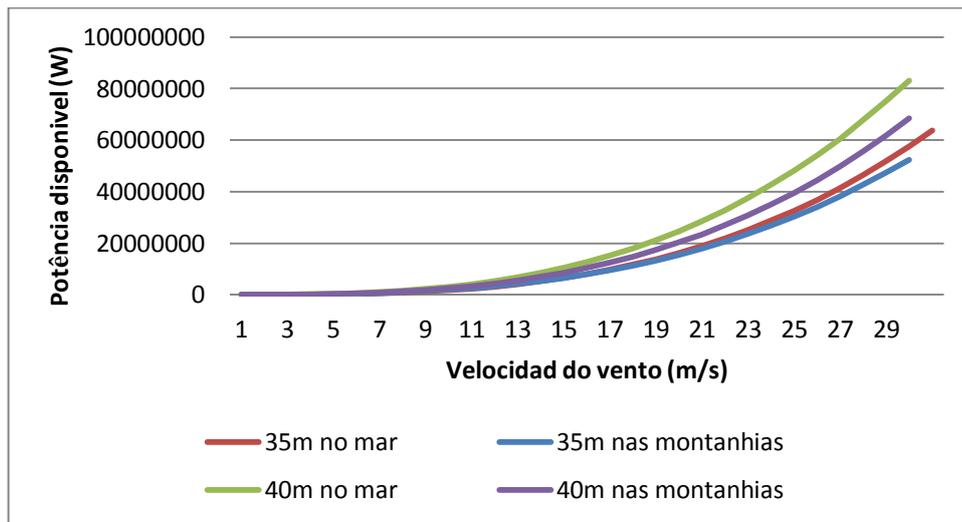


Figura 5: Potência disponível do vento.

A potência disponível é proporcional ao cubo da velocidade do vento, mas também depende da área de varredura das pás e do lugar onde o aerogerador está localizado (no nível do mar ou montanhas) devido à mudança da densidade do ar.

No entanto, esta potência disponível não pode ser totalmente capturada pelas pás do aerogerador devido ao ar ter que atravessar as pás da turbina e sair com uma velocidade ( $v_{ar2}$ ) diferente de zero (condições de um sistema físico em estado estacionário) para manter um fluxo de ar atravessando o aerogerador (ACKERMANN, 2005). A quantidade de potência que se pode transformar em potência mecânica é dada pelo limite de Betz, o qual diz que:

$$C_p = \frac{P_{mecânica}}{P_{disponível}} < \frac{16}{27} \approx 0,59 \quad 3.2$$

Em condições ideais, aproximadamente até 59% da potência do vento pode ser transformada em potência mecânica. Esta porcentagem é chamada coeficiente de potência ( $C_p$ ) e varia dependendo do projeto aerodinâmico das pás e do tipo de aerogerador, caso seja de velocidade fixa ou variável, o que significa que a potência mecânica do aerogerador vai ser:

$$P_{mecânica} = C_p \cdot P_{disponível} = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v_{ar}^3 C_p \quad 3.3$$

Com a Equação 3.3, pode-se dizer que o coeficiente de potência  $C_p$  é um dos fatores determinantes da potência que um aerogerador pode fornecer, além de dar a possibilidade de fazer o controle da potência mudando este componente, seja para melhorar a eficiência da captura de energia do vento ou como proteção do sistema mecânico e/ou elétrico. Conhecendo

a potência mecânica, pode-se calcular o torque desenvolvido pela ação do vento sobre o rotor com a Equação 3.4.

$$P_{mecânica} = T_m \cdot \omega_{turbina} \Rightarrow T_{mecânico} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi r^2 v_{ar}^3 C_p}{\omega_{turbina}} \quad 3.4$$

Onde  $\omega_{turbina}$  é a velocidade angular da turbina.

## 2.2. Controle de potência

Os aerogeradores modernos estão projetados para operar numa faixa de velocidades de vento de 3 até 25 m/s (Vestas, Enercon, Nordex e Gamesa), sendo 3 m/s a velocidade de conexão na qual o aerogerador vai começar a geração de energia elétrica. À medida que a velocidade do vento aumenta, a potência injetada na rede aumenta até atingir o seu limite máximo para o qual é projetado o aerogerador. Este vai continuar operando até que os ventos atinjam uma velocidade de 25 m/s, que é a velocidade de corte, na qual a turbina vai parar para proteger o seu sistema mecânico e/ou elétrico, conforme observa-se na Figura 6.

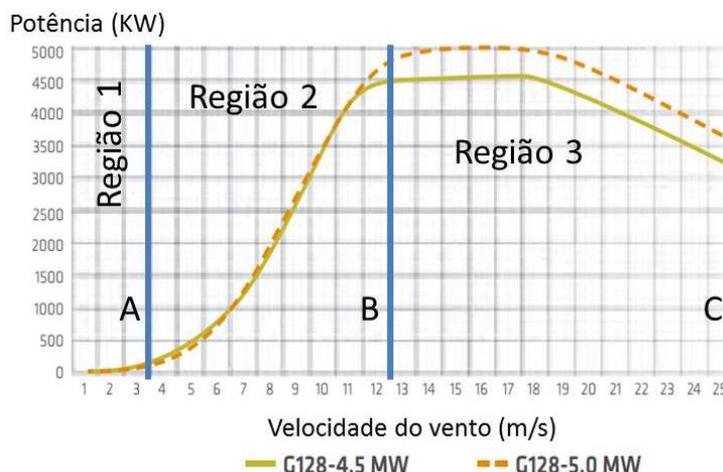


Figura 6: Curva característica do aerogerador Gamesa G128 de 4,5 MW e 5 MW.

Na Figura 6 pode-se ver como é o comportamento de 2 tipos de aerogeradores com respeito a diferentes velocidades do vento; na velocidade (A) é onde se liga o aerogerador, depois desta, diferentes tipos de controles mecânicos e eletrônicos vão fazer com que se tenha uma ótima eficiência na geração de energia nesta faixa de velocidades do vento posto que o aerogerador não gira com a sua velocidade nominal. Quando os ventos ultrapassam a

velocidade (B), o aerogerador vai começar girar com a sua velocidade nominal e gerando sua máxima potência. Ao aumentar a velocidade do vento, a potência vai ser controlada para não superar seu limite máximo até atingir a velocidade do vento (C) onde o aerogerador é desligado por segurança.

O controle de potência basicamente se faz quando o rotor atinge a sua velocidade nominal, nesse momento o aerogerador está fornecendo sua máxima potência para a rede elétrica. Com o aumento da velocidade do vento, o rotor gira mais rápido, o que provocaria uma sobrecarga do sistema ocasionando danos mecânicos e/ou elétricos. Para evitar este problema se usa algum controle sobre o fluxo de ar nas pás, o qual pode ser por perda aerodinâmica (*stall control*) ou por mudança do ângulo de passo da pá (*pitch control*), que mudam drasticamente o coeficiente de potência da turbina e em consequência a potência absorvida do vento.

Com os argumentos anteriores, pode-se concluir que o coeficiente de potência depende da velocidade do giro da turbina e do ângulo de incidência da pá com respeito à direção do vento, conforme as Equações 3.5 e 3.6.

$$C_p = f_{C_p}(\lambda, \beta) \quad 3.5$$

$$\lambda = \frac{\omega_{turbina} R}{V_{vento}} \quad 3.6$$

Onde  $\lambda$  é a relação entre a velocidade de rotação na ponta da pá da turbina (velocidade angular vezes o comprimento da pá) e a velocidade do vento, como se pode ver na Equação 3.6, e  $\beta$  é o ângulo de ataque da pá mostrado na Figura 7.

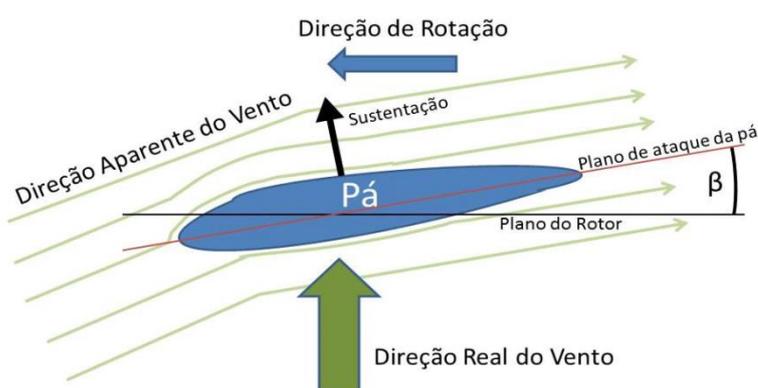


Figura 7: Ângulo  $\beta$ .

A Figura 7 mostra a formação do ângulo  $\beta$  que é a amplitude de giro que tem a frente da pá com relação ao plano formado pelo rotor o qual pode ser variável ou fixo dependendo do controle que se tem nas pás, *pitch control* ou *stall control*, respectivamente.

### 2.2.1. Controle por perda aerodinâmica nas pás (*stall control*)

Neste tipo de controle de potência, a turbina é projetada para que ocorra uma perda aerodinâmica quando a velocidade do vento é muito grande, pois as pás estão fixadas no rotor com um plano de ataque da pá fixo ( $\beta$  constante), este comportamento aerodinâmico gera uma turbulência na parte de trás da pá, ver Figura 8, e em consequência esta perde gradualmente sua sustentabilidade com relação ao aumento da velocidade do vento, mantendo o giro do rotor constante (ABAD. Et al., 2011)

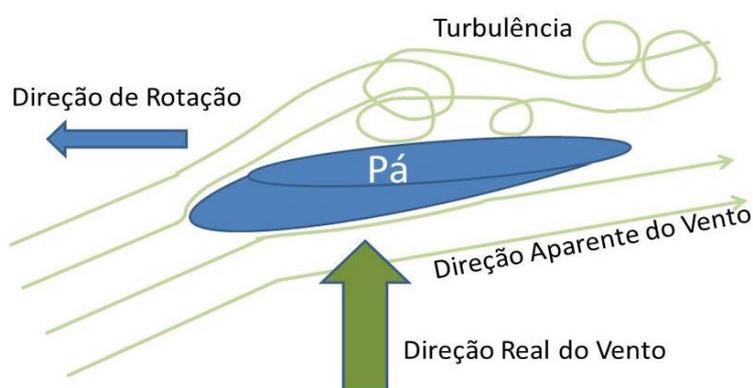


Figura 8: Perda aerodinâmica na pá.

A maior vantagem de usar a perda aerodinâmica é o fato de não precisar partes mecânicas no rotor, além de considerar um esquema de controle de potência mais simples. Isto é devido ao fato de que as pás ficam com um ângulo de ataque fixo diminuindo as possibilidades de problemas nos sistemas mecânicos ou elétricos. Por outro lado, a principal desvantagem é o projeto aerodinâmico mais complexo da pá (ABAD. Et al., 2011), além dos problemas ocasionados pelas variações bruscas na velocidade do vento que são transmitidas ao gerador, causando distúrbios elétricos na rede, e os problemas de vibrações estruturais quando trabalha-se com grandes velocidades do vento (ACKERMANN, 2005).

Outro inconveniente é o comportamento que tem a geração de energia, isto se pode ver na curva de potência que gera este tipo de controle, pois é dada principalmente pelo projeto da pá fazendo que a potência de saída tenha variações quando as pás entram em perda aerodinâmica (ABAD. Et al., 2011), como apresenta a Figura 9.

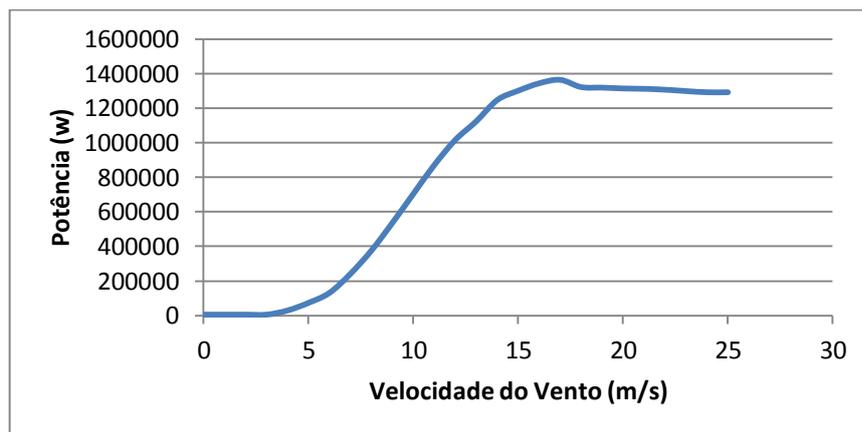


Figura 9: Curva característica com controle por perda aerodinâmica.

Na Figura 9, pode-se ver a potência gerada em função da velocidade do vento para aerogerador Nordex n60 de 1300 kW, o qual é controlado por perda aerodinâmica. A potência gerada por esta máquina tem flutuações não desejadas após passar a velocidade do vento nominal, que segundo o fabricante é de 15 m/s e onde começa atuar o controle aerodinâmico, isto pode ocasionar variações bruscas no nível de tensão e nos consumos de potência reativa pela máquina.

### 2.2.2. Controle por ângulo de passo (*Pitch Control*)

O controle por ângulo de passo é um sistema ativo que muda o ângulo do plano de ataque da pá com o aumento da velocidade do vento, isto faz com que o fluxo de ar que atravessa a pá, não tenha muita resistência, diminuindo a sustentabilidade dela (ACKERMANN, 2005), como se pode ver na Figura 10.

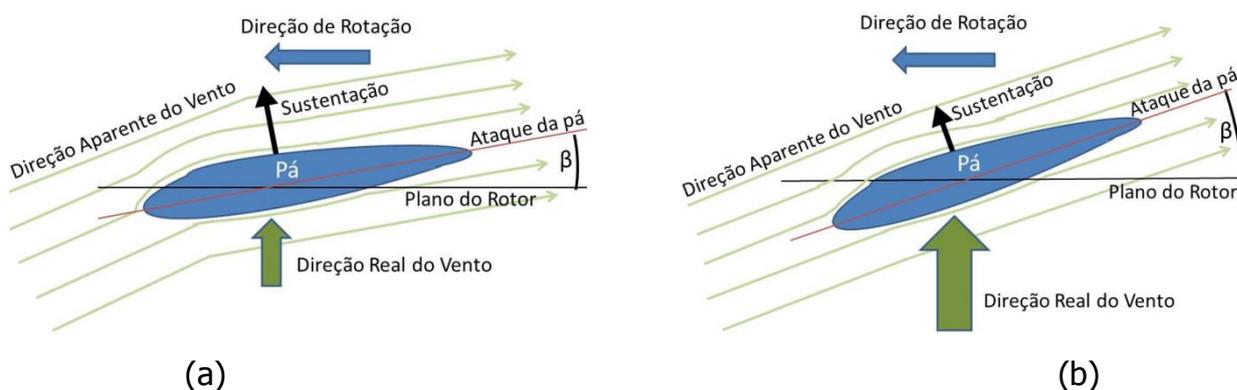


Figura 10: Ângulo de passo, (a) baixa velocidade, (b) alta velocidade.

A Figura 10 apresenta o comportamento da pá com o aumento da velocidade do vento, na qual, quando a velocidade do vento é baixa, o aerogerador precisa capturar a maior quantidade de potência do vento possível, o que faz com que a pá esteja localizada da melhor

forma para aumentar a sustentabilidade da mesma, geralmente com um ângulo de ataque de  $0^\circ$ , quando a velocidade do vento é muito forte e o gerador ultrapassa sua potência nominal representando um perigo para o sistema. Os controladores do aerogerador podem girar a pá em torno de seu eixo longitudinal numa faixa até  $90^\circ$  com uma velocidade aproximada de  $5^\circ$  por segundo (ACKERMANN, 2005), mudando o ângulo do plano de ataque da pá e diminuindo sua sustentabilidade. Em consequência a potência do gerador diminui dando a possibilidade de se ter uma melhor regulação da potência e mantendo-a no limite permitido (ABAD. Et al., 2011) e melhorando a eficiência da turbina em diferentes velocidades do vento, tal como o representa sua curva de potência na Figura 11.

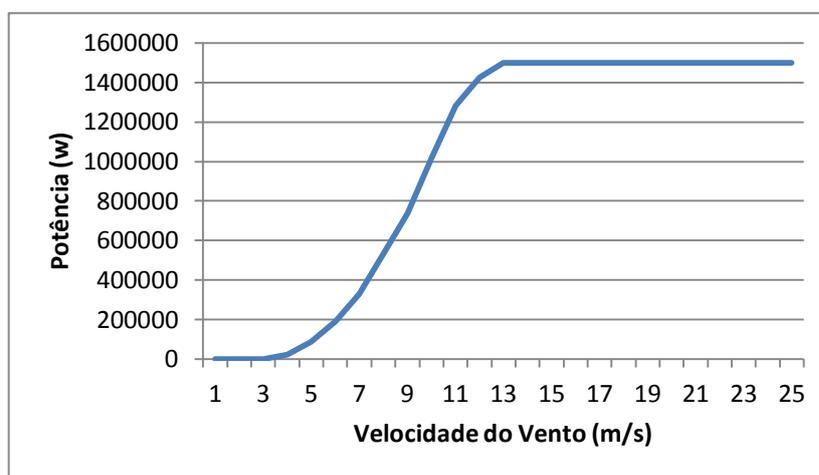


Figura 11: Curva característica com controle por ângulo de passo.

A Figura 11 representa a curva de potência do aerogerador Nordex s70 de 1500 kW. Nela se pode observar que a regulação de potência depois de ultrapassada a nominal, é mais precisa e estável devido à atuação do controle ativo sobre a pá. Outra característica deste tipo de controle é a possibilidade de usar este sistema para a frenagem do rotor (ACKERMANN, 2005), fazendo girar a pá até tal ponto que esta não ofereça resistência contra o vento.

Por outro lado, sua maior desvantagem é a complexidade que tem este controle, pois utiliza servomecanismos dentro da área do rotor, além disso, apresenta flutuações na potência gerada com velocidades do vento muito altas (ACKERMANN, 2005).

### 2.3. Geradores

Os geradores são dispositivos capazes de manter uma diferença de potencial elétrico entre dois dos seus pontos, chamados pólos ou terminais, transformando energia mecânica do

rotor em energia elétrica. Esta transformação se consegue pela ação de um campo magnético variante no tempo, gerado pela rotação do rotor sob os condutores elétricos do estator, induzindo uma tensão nos seus terminais, proporcional à velocidade deste campo magnético segundo a lei de Faraday (WILDI, 2007).

Mecanicamente, os geradores estão compostos principalmente pelo estator e o rotor, com os quais se podem fazer diferentes configurações, dando a oportunidade de ter comumente dois tipos diferentes de gerador, síncronos e assíncronos, que vão operar baseados nas mesmas leis eletromagnéticas, mas adotam características mecânicas e elétricas diferentes com relação ao funcionamento do rotor.

### 2.3.1. Gerador síncrono

Em um gerador síncrono se aplica uma corrente contínua nos enrolamentos do rotor para se produzir um campo magnético, para que quando se comece a girar por meio da força da turbina do aerogerador, este produza um campo magnético rotacional dentro da máquina, o qual vai induzir uma força eletromotriz nos enrolamentos do estator do gerador (CHAPMAN, 2005), como mostra a Figura 12.

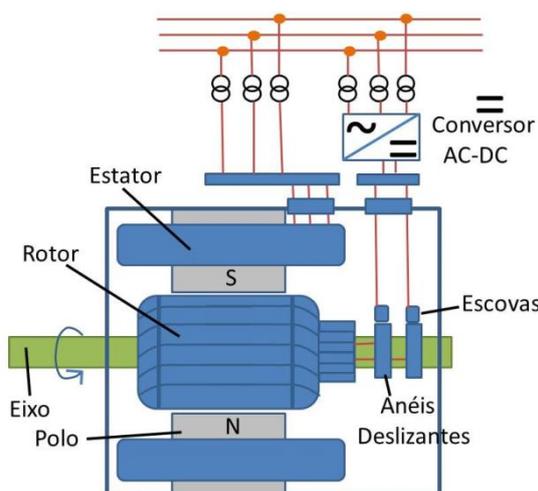


Figura 12: Gerador síncrono.

Como se pode ver na Figura 12, os enrolamentos do estator estão ligados diretamente à rede elétrica e para criar o campo magnético no rotor é usado um conversor AC-DC entre esta mesma rede e o rotor. Este vai gerar a corrente contínua e transferirá até o rotor por meio de escovas. O problema destes geradores é que a sua mecânica é mais complexa, em consequência seu custo mais alto do que o gerador assíncrono, mas a maior vantagem deste tipo de máquina é que não se necessita de corrente reativa para sua magnetização, e a

possibilidade de operar sem caixa de engrenagens nos aerogeradores, usando geradores multipólos que vão girar na mesma velocidade da turbina (ACKERMANN, 2005).

A velocidade de rotação deste tipo de gerador é fixada pela frequência da rede de fornecimento e do número de pólos da máquina, segundo a Equação 3.7.

$$\omega_m(\text{rpm}) = \frac{120 * f_s}{P} \quad 3.7$$

A Equação 3.7, apresenta a velocidade do rotor, ou também a chamada velocidade de sincronismo, que está em função do número de pólos ( $P$ ) e da frequência da rede ( $f_s$ ), fazendo com que o aerogerador tenha que trabalhar com uma velocidade de rotação constante de tal maneira que se verifique esta equação de sincronismo entre a frequência gerada pela rotação do gerador e a frequência da rede elétrica (WILDI, 2007). Para permitir que o gerador funcione com velocidade variável, se conectam conversores AC-DC-AC entre o estator e a rede elétrica para ajustar a frequência gerada pelo rotor, porém, ocorre o aumento do custo do sistema devido à necessidade de conversores de grande potência (ACKERMANN, 2005).

### 2.3.2. Gerador assíncrono

Os geradores assíncronos ou de indução conseguem gerar energia de uma forma diferente. O motor assíncrono é constituído por um estator e um rotor, sendo este último de dois tipos diferentes, rotor de gaiola de esquilo e rotor bobinado.

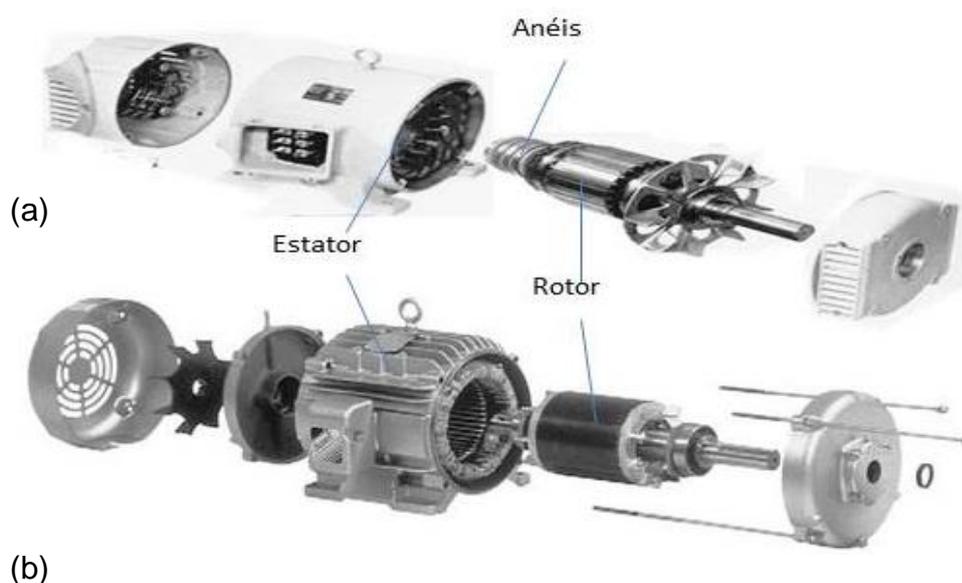


Figura 13: Gerador assíncrono, (a) rotor bobinado, (b) rotor gaiola de esquilo. (WILDI, 2007)

Na Figura 13 se podem ver principalmente os dois tipos diferentes de rotor, o rotor bobinado tem um grupo de bobinas iguais às do estator, as quais são trifásicas e usualmente ligadas em “Y” em um dos seus extremos, o outro extremo está ligado a uma série de anéis sobre o eixo do rotor que permitem, por meio de escovas, adaptarem diferentes dispositivos (resistências variáveis ou fontes AC) e fazer o controle direto das correntes que circulam pelas bobinas do rotor (CHAPMAN, 2005). Por outro lado, o rotor de gaiola de esquilo é mais simples, pois consiste apenas de uma série de barras condutoras curto-circuitadas em cada extremo por meio de um anel (CHAPMAN, 2005).

No estator do motor assíncrono estão as bobinas indutoras que geram um campo magnético rotacional quando são conectadas a um sistema trifásico equilibrado de tensões senoidais (CHAPMAN, 2005) como se pode ver na Figura 14.

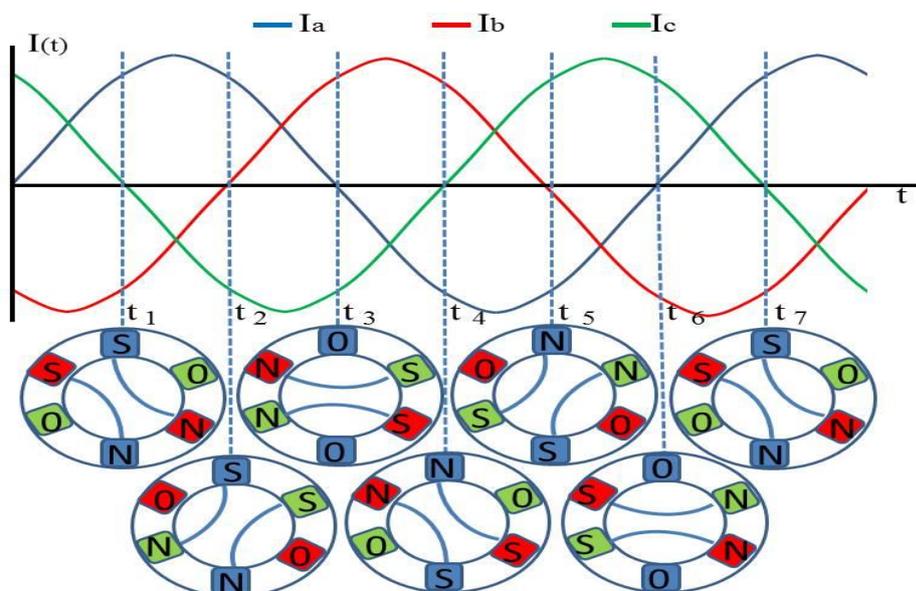


Figura 14: Campo magnético giratório.

Como mostra a Figura 14, dependendo da magnitude da corrente em cada enrolamento, tem-se a força e direção do campo magnético gerado por cada bobina. Assim, um sistema de três correntes defasadas  $120^\circ$  percorrendo um grupo de bobinas que também estão defasadas  $120^\circ$  no espaço gera um campo magnético giratório.

Este campo magnético rotacional passa sobre as barras ou bobinas do rotor e induzem uma tensão neles, segundo a Lei da Indução de Faraday. A tensão induzida faz com que um fluxo de corrente percorra os condutores do rotor gerando um campo magnético, por efeito da indutância no rotor. Esta tensão e corrente tem uma defasagem com respeito às que circulam pelo estator, fazendo com que os dois campos magnéticos estejam defasados. Ao ocorrer a

interação entre os campos, produz-se um torque eletromecânico no rotor, fazendo o mesmo girar (CHAPMAN, 2005).

Como o campo do estator gira constantemente e o campo do rotor não consegue alinhar-se com ele, o eixo do rotor é movimentado de tal forma que os pólos do estator e rotor tentem se alinhar (WILDI, 2007) e por esta razão são consideradas máquinas assíncronas, porque o rotor não vai girar na velocidade correspondente à frequência síncrona do estator. Esta diferença de velocidade é chamada de escorregamento e é representada pela Equação 3.8.

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} * 100 \% \quad 3.8$$

$$\omega_m = (1 - s)\omega_s \quad 3.9$$

Onde  $\omega_m$  é a velocidade do rotor e  $\omega_s$  é a velocidade de sincronismo que é dada pela frequência da rede elétrica de fornecimento e o número de pólos do estator, segundo a Equação 3.10.

$$\omega_s = \frac{120 * f}{P} \quad 3.10$$

A Equação 3.10, mostra que o escorregamento ( $s$ ) é a diferença entre a velocidade de sincronismo e a velocidade do rotor (ambas as velocidades em revoluções por minuto). Note-se, que se o motor está em estado estacionário, “ $s$ ” será um, mas quando começa a indução de tensão no rotor, este acelera e na medida em que a velocidade aumenta os condutores do rotor já não são atravessados pelo campo magnético giratório com a mesma rapidez, fazendo com que a magnitude da tensão e a frequência induzida diminuam proporcionalmente, resultando na perda de torque da máquina, como mostra a Figura 15 (WILDI, 2007). A velocidade do rotor vai aumentando, mas esta nunca vai ser igual à do campo girante, se fosse assim, não se teria fluxo magnético atravessando os condutores do rotor, a tensão induzida seria nula e o rotor desaceleraria.

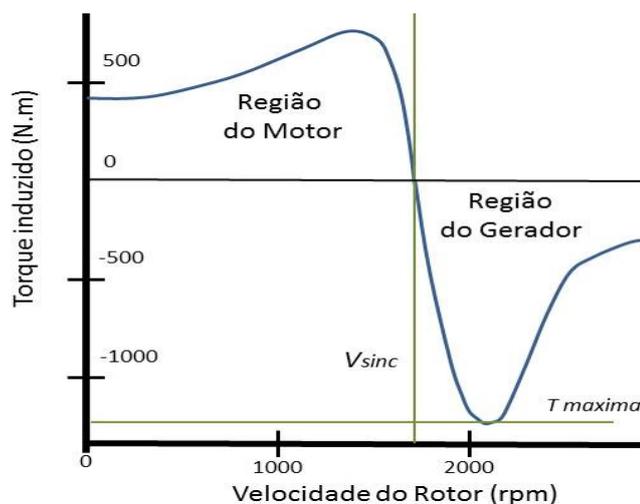


Figura 15: Características da máquina assíncrona.

A Figura 15 mostra uma curva típica do funcionamento da máquina assíncrona, nela pode-se ver que quando a velocidade do rotor vai-se aproximando da velocidade de sincronismo, este perde torque. Caso se consiga superar a velocidade de sincronismo, impulsando o rotor por outra máquina, a máquina assíncrona começa a trabalhar como gerador.

Quando o rotor supera a velocidade de sincronismo, os pólos do rotor se deslocam um pouco para frente com relação aos pólos do estator. Nestas condições, o escorregamento se torna negativo e a direção do fluxo de potência muda e a máquina começa a fornecer energia ativa à rede (WILDI, 2007). O gerador assíncrono tem uma grande limitação, devido à incapacidade de fornecer potência reativa, fazendo com que se tenha que ligar fontes externas de potência reativa, como capacitores, para conseguir manter o campo magnético no estator (CHAPMAN, 2005).

Para os aerogeradores, este é o tipo de gerador mais utilizado. Ao usar geradores de indução com rotor de gaiola de esquilo, se tem a vantagem da sua simplicidade mecânica, alta eficiência e baixos custos de manutenção. Por outro lado, o rotor bobinado é usado para se ter uma melhor eficiência do gerador, pois dá a possibilidade de se fazer o controle da corrente rotórica e escolher o escorregamento ideal, resultando em menores flutuações no torque de transmissão e em consequência na produção de energia elétrica, mas aumentando a complexidade e o custo do sistema (ACKERMANN, 2005).

O controle que se pode fazer nos geradores de indução para manter o balanço na equação 3.8 e evitar distúrbios na rede elétrica e/ou danos no sistema elétrico-mecânico pode ser de dois tipos, por inversores de frequência ou resistências variáveis. O gerador de indução

controlado por inversores de frequência AC-DC-AC consiste em ligar os enrolamentos do rotor e/ou estator à rede elétrica por meio destes dispositivos, os quais devem ser bidirecionais para permitir os fluxos de potência de magnetização e de potência gerada. Estes conversores vão compensar e/ou ajustar as diferenças entre a frequência mecânica (frequência de rotação da turbina) e a frequência elétrica (frequência da rede elétrica de fornecimento) para evitar distúrbios na geração de energia (ACKERMANN, 2005).

Por outro lado, o gerador de indução controlado com resistências, tem conectado aos enrolamentos do rotor resistências variáveis, com o objetivo de modificar o escorregamento do gerador alterando a resistência do rotor (ACKERMANN, 2005).

#### 2.4. Tipos de turbina

Até o momento foi apresentado o controle de potência nas turbinas eólicas usando a aerodinâmica da pá ou mudando o ângulo de ataque desta e os tipos de geradores utilizados, mas não foi apresentado o comportamento que tem o aerogerador com relação à captura da energia do vento. Para isto é necessário lembrar que a potência extraível do vento está dada pela Equação 3.3, que tem como componente o coeficiente de potência de cada aerogerador e que varia dependendo a velocidade de giro da turbina e do ângulo de ataque da pá segundo a Equação 3.4.

Para fazer uma melhor análise da turbina e da potência que esta pode gerar, é necessária a modelagem desta para estudar o comportamento do coeficiente de potência mediante diferentes velocidades do vento. Pode-se ter uma aproximação matemática do coeficiente de potência, usando as equações 3.11 e 3.12 (ACKERMANN, 2005):

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6 \right) e^{\left( \frac{-C_7}{\lambda_i} \right)} \quad 3.11$$

$$\lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda + C_8\beta} \right) - \left( \frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad 3.12$$

A Equação 3.11 mostra que o coeficiente de potência é representado por meio de coeficientes (C1-C9) que depende do tipo de turbina, caso seja de velocidade fixa ou velocidade variável, e deixando a função em termos do ângulo de ataque da pá e da velocidade do rotor.

### 2.4.1. Turbina de velocidade fixa

As turbinas de velocidade fixa são projetadas de tal forma que as mudanças na velocidade do vento, não alterem a velocidade de giro do gerador, mantendo-a fixa, sendo determinada pela frequência da rede elétrica (Equações 3.7 e 3.9), pela relação da caixa de engrenagens e pela aerodinâmica da turbina (ACKERMANN, 2005). Este conceito de operação da turbina é chamado também conceito dinamarquês, desenvolvido no final dos anos 70 na Dinamarca e principalmente utilizado entre os anos 1980 até 1990 a tal ponto que aproximadamente 70% dos aerogeradores instalados na época eram com esta tecnologia (ABAD. Et al., 2011).

O comportamento deste tipo de turbina pode-se ver substituindo os valores da Tabela 2, correspondentes aos coeficientes  $C_1$ - $C_9$ , (ACKERMANN, 2005) nas equações 3.11 e 3.12, aplicando-se os mesmos em um gerador controlado por perda aerodinâmica ( $\beta$  constante e igual zero), dando como resultado a Figura 16.

Tabela 2: Coeficientes das turbinas de velocidade fixa.

$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$
0,44	125	0	0	0	6,94	16,5	0	-0,002

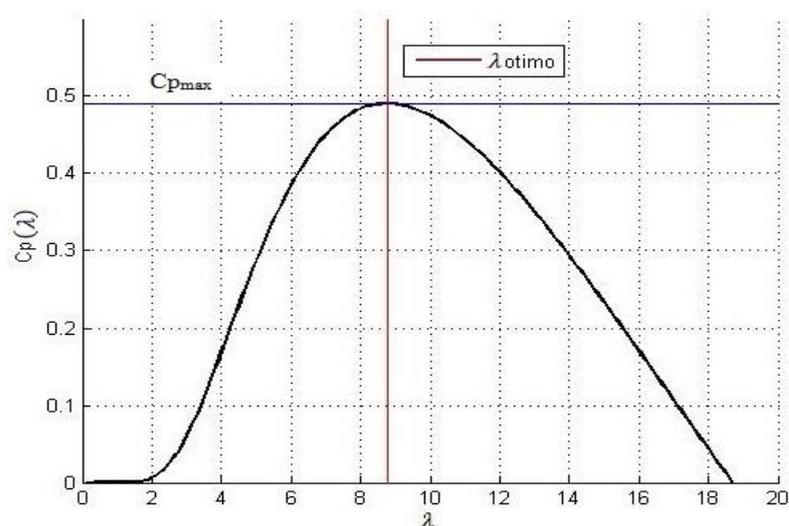


Figura 16: Coeficiente típico de um aerogerador de velocidade fixa.

A Figura 16 apresenta a curva típica de uma turbina de velocidade fixa controlada por perda aerodinâmica. Neste caso, assumindo uma velocidade de vento constante, a relação da velocidade específica de rotação,  $\lambda$  (*Tip-Speed Ratio-TSR*), variará proporcionalmente à

velocidade de rotação do rotor (Equação 3.6). Com este conceito, pode-se observar que o  $C_p$  é dependente de  $\lambda$  e que este obtém seu valor máximo quando a velocidade  $\lambda = \lambda_{\text{otimo}}$ , posteriormente a esta velocidade, a aerodinâmica da pá vai começar a afetar a captura da potência do vento, diminuindo-a. Aplicando ao aerogerador Nordex n60, que tem velocidade fixa e segundo o fabricante seu máximo coeficiente de potência se obtém quando a velocidade do vento é de 8m/s, pode-se ter o comportamento aproximado da potência gerada em diferentes velocidades do vento para a sua velocidade de rotação nominal, como mostra a Figura 17.

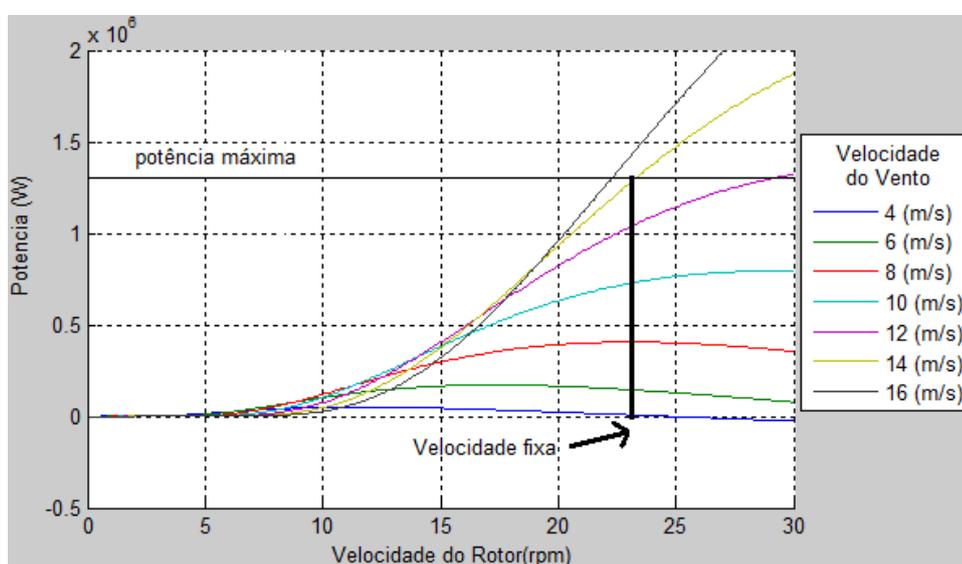


Figura 17: Potência do aerogerador de velocidade fixa.

A Figura 17 apresenta que a turbina só tem um ponto de operação onde a potência absorvida do vento é a máxima e devido a que a velocidade do rotor é constante, para cada velocidade do vento se tem uma perda de eficiência do aerogerador. Alguns fabricantes para aumentar a eficiência destes tipos de turbina sem perder parte da sua simplicidade, usam geradores de duas velocidades, o qual muda seu número de pólos em plena operação. Por exemplo, para baixas velocidades do vento o gerador tem uma configuração de 6 pólos, atingindo um ponto de operação onde o coeficiente de potência da turbina seja o máximo, mas quando a velocidade do vento aumenta, este número de pólos muda para 4, fazendo com que a velocidade de rotação do gerador aumente, abordando desta forma dois pontos de operação onde se extrai a máxima potência do vento (MULJADI, 1996)(ACKERMANN, 2005).

As vantagens de usar este tipo de aerogerador é a sua simplicidade tanto do sistema como do controle que precisa, fazendo com que tenham um menor preço e boa confiabilidade

e eficiência. Por outro lado, suas principais desvantagens são o grande consumo de potência reativa e pelo fato de operar a uma velocidade fixa, todas as flutuações na velocidade do vento são transmitidas ao gerador, fazendo com que a energia produzida tenha flutuações (ACKERMANN, 2005).

#### 2.4.2. Turbina de velocidade variável

As turbinas de velocidade variável fazem referência ao ajuste da velocidade de rotação da turbina numa ampla faixa de velocidades do vento com o objetivo de manter a velocidade  $\lambda$ , próxima ao  $\lambda_{\text{ótimo}}$  e extrair a máxima potência do vento em qualquer momento (ACKERMANN, 2005). Desta maneira o coeficiente de potência ( $C_p$ ) alcança seu máximo valor em qualquer velocidade do vento e em consequência a potência gerada pelo aerogerador será maior do que uma turbina de velocidade fixa com similares características.

Este funcionamento de velocidade variável pode ser obtido de diferentes formas para manter o balanço apresentado nas Equações 3.7 e 3.9. Uma destas é o uso de conversores de frequência entre o gerador e a rede elétrica com o objetivo de desacoplar a velocidade de giro do rotor da frequência da rede elétrica. Isto faz com que o conversor de frequência controle a velocidade do gerador fazendo com que as variações na velocidade do vento sejam absorvidas pela velocidade do rotor (ACKERMANN, 2005) (BURTON, 2001), outra forma de controlar a velocidade do aerogerador, é usar o controle ativo por ângulo de passo (*pitch control*) para ajustar o plano de ataque da pá diminuindo a velocidade de giro quando o rotor supera sua velocidade de rotação nominal (BURTON, 2001).

Considerando que os aerogeradores de velocidade variável utilizam o controle de potência por variação do ângulo de passo ( $\beta$ ) (ACKERMANN, 2005), o modelo representativo do coeficiente de potência vai ser também dependente desse valor do ângulo (equações 3.11 e 3.12) e sua aproximação matemática em termos dos coeficientes  $C_1$ - $C_9$  se ajustam à aerodinâmica que tem este tipo de rotor, usando os valores da Tabela 3 (ACKERMANN, 2005) e dando como resultado a Figura 18.

Tabela 3: Coeficientes das turbinas de velocidade variável.

$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$
0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

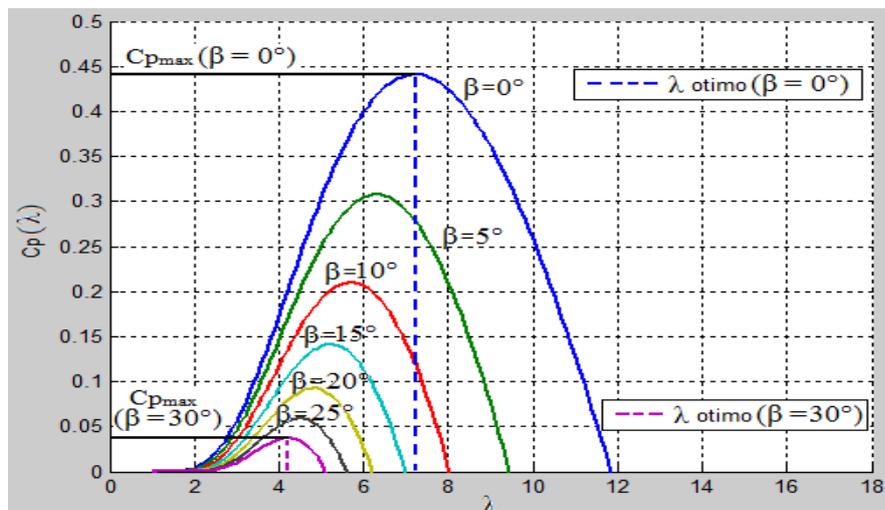


Figura 18: Coeficiente típico de um aerogerador de velocidade variável.

Na Figura 18 pode-se ver o funcionamento típico de uma turbina de velocidade variável, nela se apresenta como é o comportamento do coeficiente de potência em função da velocidade específica de rotação ( $\lambda$ ) e do ângulo de ataque da pá ( $\beta$ ). Considerando que  $\lambda$  é dependente da velocidade de rotação do rotor, se o vento possui velocidade constante, pode-se ter uma aproximação do coeficiente de potência para uma velocidade do vento qualquer. Mas em um sistema com controle por ângulo de passo, o  $C_p$  dependerá do ângulo de ataque da pá, fazendo com que ao mudar as condições aerodinâmicas do rotor o  $C_{pmax}$  diminua ao igual que a velocidade de rotação necessária para se obter esta eficiência máxima. Isto é necessário sobretudo em condições nas quais a velocidade do vento faz com que o aerogerador ultrapasse sua potência nominal.

Numa turbina de velocidade variável, principalmente se tem um controle constante na região 2, ver Figura 6, sendo a velocidade do vento não muito alta, a turbina não está girando à velocidade nominal e/ou o gerador não atingiu a sua máxima potência, sendo necessário uma maior eficiência na extração da potência do vento (LI, 2009). Neste momento se aplicam diferentes configurações elétricas para aumentar a captura de energia mediante a variação da velocidade de rotação da turbina em relação à velocidade do vento, de modo que a turbina sempre opere numa  $\lambda_{otimo}$  (BURTON, 2001), dando como resultado um comportamento similar ao que mostra a Figura 19.

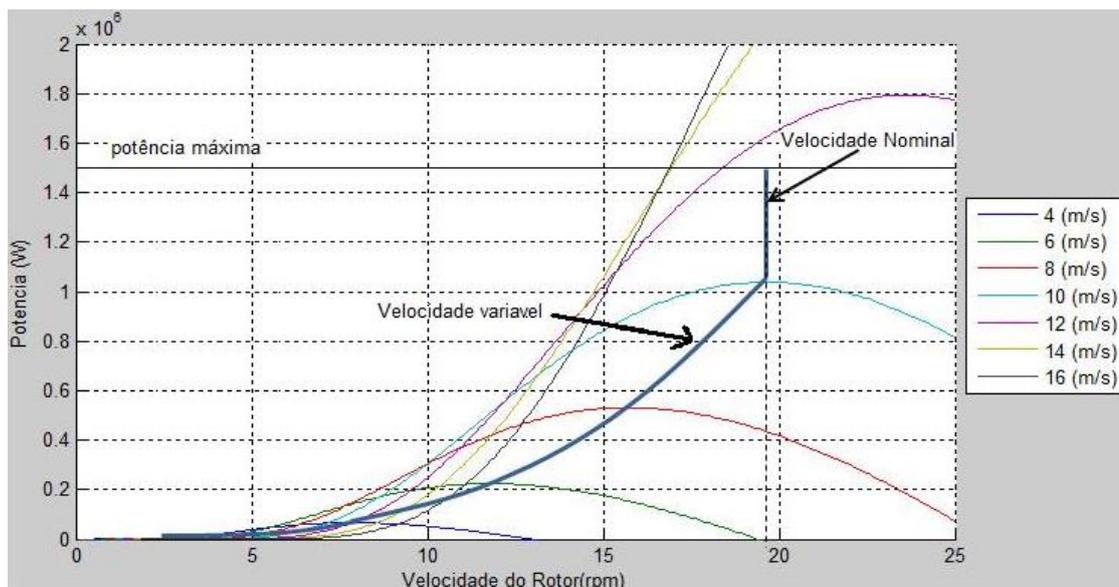


Figura 19: Potência do aerogerador de velocidade variável.

Na Figura 19 pode-se ver uma aproximação do comportamento do aerogerador de velocidade variável para diferentes velocidades do vento tendo como referência os parâmetros do aerogerador Nordex s70 de 1500 kW. Em velocidades do vento baixas, as quais não conseguem levar o gerador a sua velocidade nominal, o sistema de controle do aerogerador vai mudar os parâmetros de funcionamento deste para uma máxima extração da potência do vento, fazendo uma otimização constante na velocidade de rotação do gerador de acordo com a variação da velocidade do vento, até se atingir a sua velocidade nominal e gerar sua máxima potência.

Segundo a Figura 18, o maior coeficiente de potência da turbina se obtém quando o ângulo das pás é  $0^\circ$ , o que quer dizer que na região 2, conforme a Figura 6, o ângulo de ataque das pás vão ter esta posição para ter melhor eficiência do processo de conversão de energia e será feito o controle sobre a velocidade de rotação utilizando-se eletrônica de potência (resistência variável ou conversores de frequência), mas quando a velocidade do vento aumenta e o rotor atinge sua velocidade nominal e a potência do gerador é a máxima, precisa-se um controle da potência gerada, mudando o ângulo de ataque das pás e diminuindo desta forma sua eficiência (LI, 2009). Nestas circunstâncias, o aerogerador já está trabalhando na região 3 e a velocidade do rotor e em consequência a potência gerada, está sendo controlada por meio do ângulo de passo, dado que se o controle de velocidade fosse realizado pela eletrônica de potência, poderia ocorrer sobrecarga do gerador e/ou os conversores de frequência pela potência elétrica que devem controlar (SLOOTWEG, 2003).

Algumas vantagens dos aerogeradores de velocidade variável são a maior captura da energia do vento e a redução da tensão mecânica na turbina, porém para obter este desempenho, precisa-se de maior complexidade dos sistemas de controle (ACKERMANN, 2005). Também, é evidente o custo significativo do equipamento em especial os conversores de frequência e a geração de harmônicos que eles causam (BURTON, 2001).

## 2.5. Tecnologias dos aerogeradores

Um fato interessante dos aerogeradores utilizados no mundo é a variabilidade de tecnologias que são empregadas e suas diferentes configurações, as quais comumente se classificam por sua capacidade de controle da velocidade e pelo tipo de controle de potência que utilizam. Existem 4 tipos dominantes de aerogeradores (ACKERMANN, 2005), mostrados na Figura 20.

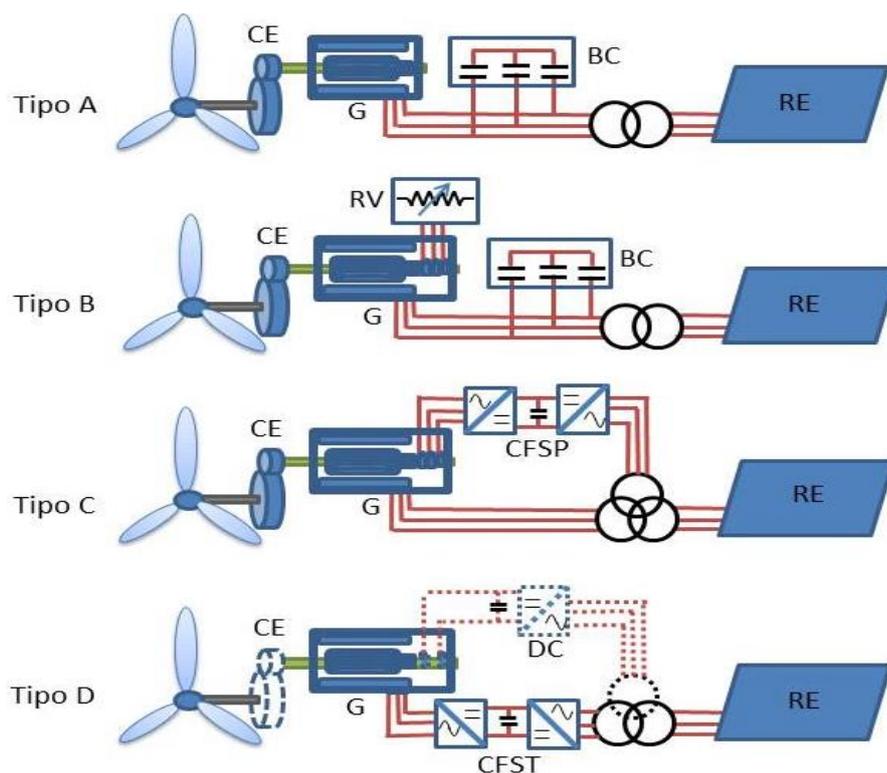


Figura 20: Típicas configurações dos aerogeradores para o controle de velocidade.

CE= caixa de engrenagens, G=gerador, RV= resistência variável, BC= banco de capacitores, CFSP= conversor de frequência de escala parcial, CFST= conversor de frequência de escala total, RE= rede elétrica.

A Figura 20 apresenta os diferentes tipos de configuração que podem ter os aerogeradores. O tipo A é uma turbina de velocidade fixa com um gerador de indução de

gaiola de esquilo ligado diretamente à rede elétrica. Como se explicou na seção 2.4.1, a velocidade de rotação vai ser determinada pela frequência da rede elétrica, o número de pares de pólos e a relação da caixa de engrenagens que vai transformar a energia da turbina que tem uma velocidade baixa à faixa de altas velocidades do gerador. Como o gerador de indução precisa de potência reativa, é necessário usar bancos de capacitores para proporcionar esta potência sem alterar os parâmetros da rede elétrica. O transformador vai elevar a tensão presente nos terminais do gerador e ajustá-la aos níveis da rede elétrica a qual está ligado o aerogerador (ACKERMANN, 2005).

O aerogerador tipo B funciona com um gerador de indução com rotor bobinado o qual está ligado a uma resistência variável, que muda sua magnitude para controlar a corrente no rotor até tal ponto que possa regular a velocidade do rotor numa faixa até 10% da velocidade síncrona (ACKERMANN, 2005). O banco de capacitores, a caixa de engrenagens e o transformador, têm as mesmas funções que o aerogerador tipo A.

O tipo C é mais conhecido como gerador de indução duplamente alimentado (*DFIG*). Este tipo de aerogerador é de velocidade variável com um gerador assíncrono de rotor bobinado e ligado por meio de escovas a um conversor de frequência AC-DC-AC. Se diz que o conversor é de escala parcial devido ao fato de que ele só vai trabalhar potência de até o 30% da potência nominal do gerador, além de regular a compensação de energia reativa e a ligação à rede elétrica de uma forma mais adequada (ACKERMANN, 2005)(BURTON, 2001), como se explicará na seção 3.2.

O aerogerador tipo D, faz referência à utilização de um conversor AC-DC-AC entre o gerador e a rede elétrica para desacoplar as frequências dos dois e dar a possibilidade de que o aerogerador possa ter uma velocidade variável. Este conversor deve ser de grande potência pois por ele passa toda a potência gerada pelo aerogerador. Esta configuração também permite usar geradores assíncronos de gaiola de esquilo ou síncronos (magnetização do rotor DC pontilhado na Figura 20). Quando o gerador síncrono possui grande número de pólos, é possível simplificar o sistema mecânico retirando a caixa de engrenagens, devido ao gerador já não operar a altas velocidades de rotação (ACKERMANN, 2005) (BURTON, 2001).

A classificação dos aerogeradores também se faz pela metodologia que se usa para controlar a potência, resultando a Tabela 4.

Tabela 4: Principais tecnologias dos aerogeradores.

Controle de Velocidade		Controle de Potência	
		Perda aerodinâmica	Ângulo de passo
Fixa	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1
	Tipo B	-----	Tipo B1
Variável	Tipo C	-----	Tipo C1
	Tipo D	-----	Tipo D1

A Tabela 4 mostra as principais tecnologias existentes que se aplicam aos aerogeradores (ACKERMANN, 2005), as quais vão ter suas vantagens e desvantagens elétrico-mecânicas e de custos de fabricação e manutenção dependendo do tipo de controle de velocidade e do controle de potência utilizado. Para o desenvolvimento deste trabalho, serão utilizados o aerogerador de tipo “A0”, que é uma máquina assíncrona com rotor de gaiola de esquilo e velocidade de funcionamento fixa além de ter um controle de potência por perda aerodinâmica, e o aerogerador de tipo “C1”, correspondente a um aerogerador de velocidade variável com gerador assíncrono duplamente alimentado e controlado por ângulo de passo, os quais serão descritos na seção 3.

### 3. AEROGERADORES COM GERADOR DE INDUÇÃO

Os geradores de indução são os tipos de máquinas mais usadas nos aerogeradores devido a sua robustez e simplicidade mecânica, além do seu baixo preço. Contudo, a instalação deste tipo de aerogerador na rede elétrica traz a desvantagem de que o gerador não tem ímãs permanentes e não é magnetizado por separado, isto conduz ao consumo de potência reativa da rede elétrica além de gerar distúrbios no nível de tensão. Este problema fez com que se projetassem diferentes configurações deste tipo de gerador para conseguir controlar tanto a potência ativa, como a potência reativa (ABAD. Et al., 2011).

#### 3.1. Aerogerador de indução de rotor de gaiola de esquilo

Este tipo de aerogerador geralmente tem seu estator ligado diretamente na rede elétrica de fornecimento, tornando a velocidade de funcionamento fixa, como se explicou nas seções 2.3.2 e 2.4.1. O controle de potência destas máquinas pode ser por perda aerodinâmica ou por ângulo de passo.

Os aerogeradores que funcionam sob esta modalidade, têm que esperar até que a velocidade do vento seja o suficientemente forte para impulsar a turbina numa velocidade maior que a velocidade de sincronismo da máquina e fazer esta operar como gerador. Posteriormente esta é ligada gradualmente à rede elétrica por meio de mecanismos que vão regular as correntes de magnetização com o objetivo de evitar a instabilidade de tensão (ACKERMANN, 2005).

O funcionamento deste tipo de aerogerador se pode ver na Figura 21, na qual se considera um aerogeradores de velocidade fixa com dois geradores, o gerador principal e o gerador auxiliar, sendo este último de maior número de pólos e de menor potência, que vai operar quando a velocidade do vento é baixa. Além disso, o escorregamento do *SCIG* normalmente é menor que 5%, dando a possibilidade de uma margem pequena de velocidade variável, desde que se supere a velocidade de sincronismo (escorregamento=0), até obter a

velocidade onde o escorregamento é o máximo permitido pela máquina, (MULJADI, 1996) (ACKERMANN, 2005).

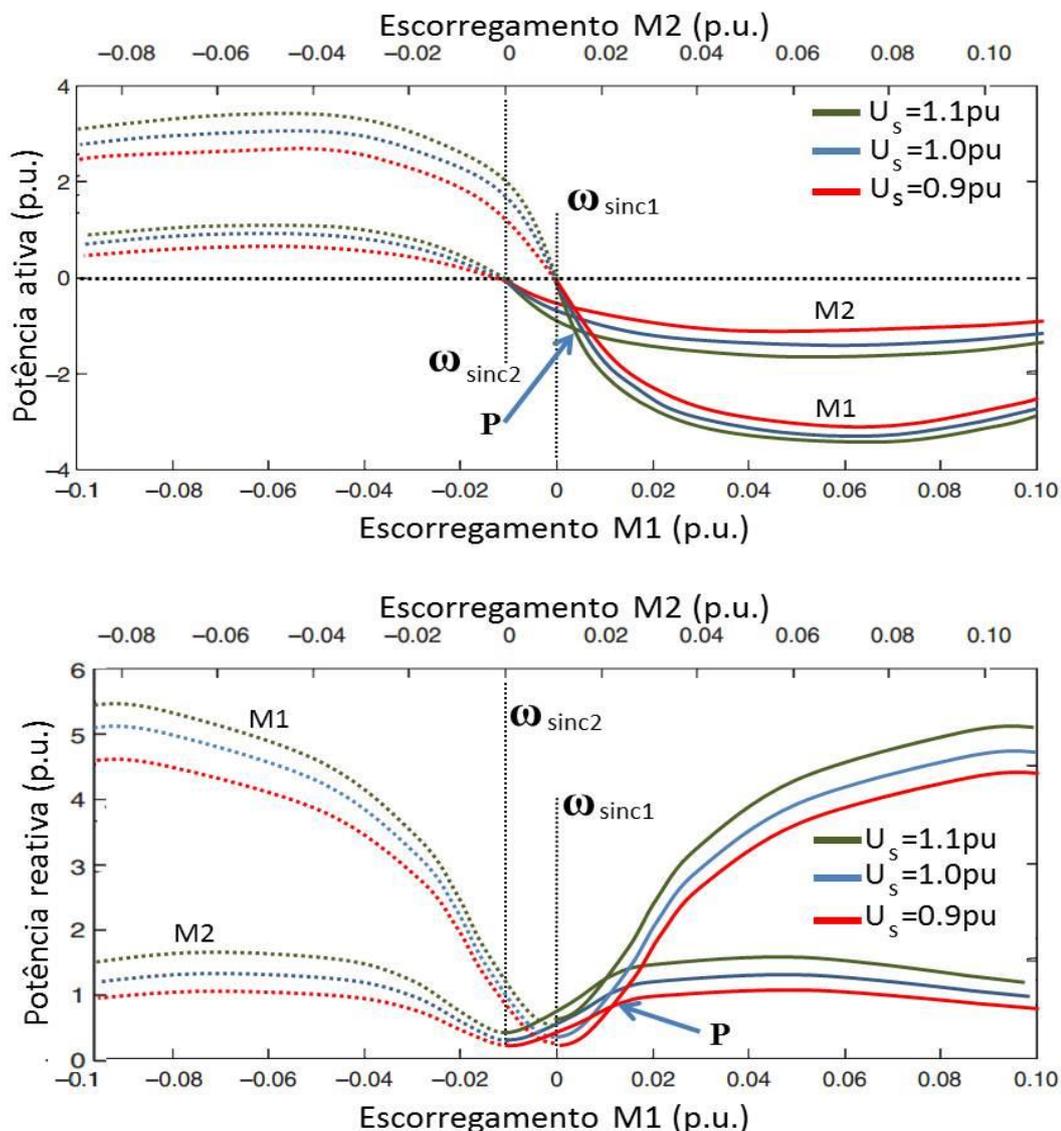


Figura 21: Potência ativa e reativa do SCIG (MULJADI, 1996), (ACKERMANN, 2005).

A Figura 21 mostra o comportamento de dois geradores de uma turbina de velocidade fixa, nela se pode ver que nos geradores de indução com rotor de gaiola de esquilo existe uma relação entre o nível de tensão no estator, a velocidade do rotor, a potência ativa gerada e o consumo de potência reativa. Quanto maior o nível de tensão no estator, considerando os limites de operação, maior será a capacidade de gerar potência ativa, contudo a máquina consumirá mais potência reativa.

Os aerogeradores com esta configuração, de duas máquinas diferentes, vão iniciar sua operação com o gerador auxiliar (M2- linha contínua) o qual tem uma velocidade de sincronismo menor devido ao número de pólos maior. Na medida em que a turbina vira e o torque aumenta, o aerogerador vai fornecer potência ativa e consumir potência reativa, dependendo das características de M2 até que se chegue ao ponto “P”, onde a turbina já tem o torque suficiente para fazer chegar a máquina principal (M1) ao regime de gerador e sua potência gerada igual à de M2. Neste momento desliga-se M2 e liga-se M1 para que o aerogerador comece a funcionar com sua máquina principal.

A principal dificuldade que tem este tipo de máquina é o consumo de potência reativa para a magnetização do estator, o qual é uma desvantagem em aerogeradores de grande potência e/ou redes elétricas fracas que não possam fornecer muita potência reativa, ocasionando afundamentos de tensão nas barras próximas ao parque eólico. Para melhorar este problema os parques eólicos que operam com esta tecnologia têm que instalar bancos de capacitores para compensar a potência reativa usada na magnetização do estator (ACKERMANN, 2005).

### 3.1.1. Modelo do gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo

Para a modelagem da máquina de indução é mais comum usar modelos dinâmicos, pois é possível conhecer o comportamento no tempo das variáveis da máquina, como o torque, as correntes e os fluxos magnéticos sob certas condições de fornecimento de tensão, isto permite detectar comportamentos como instabilidade, altas correntes transitórias e oscilações do torque e corrente. Desta maneira se planeja um modelo de quinta ordem o qual tem como variáveis, a velocidade do rotor e os fluxos do rotor e o estator, com os quais é possível monitorar a máquina em todo tempo e fazer o controle quando esta necessite (PERDANA, 2008), (ABAD. Et al., 2011).

Para elaborar o modelo dinâmico do gerador de indução, se tem inicialmente um modelo no sistema de referência estacionário abc e posteriormente, usando a transformada de Park, transforma-se ao sistema de referência rotacional dq (eixo direto-eixo de quadratura) que gira numa velocidade arbitrária ( $\omega$ ), como mostra o anexo A. Para poder fazer este modelagem deve se considerar que (KRAUSE, 2002):

- Os enrolamentos do estator são iguais e perfeitamente distribuídos.
- O entreferro é considerado constante.

- Não existe saturação do circuito magnético.
- Distribuição senoidal do campo magnético no entreferro.
- Não são consideradas as perdas magnéticas e mecânicas.
- Para o *SCIG*, só é usado o gerador principal.

Com as anteriores considerações, o modelo do gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo é o mostrado na Figura 22.

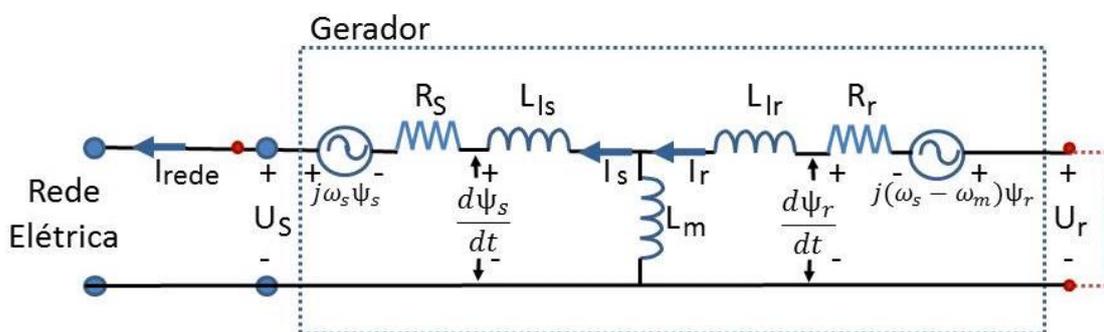


Figura 22: Circuito equivalente do *SCIG*.

A Figura 22 apresenta o modelo elétrico do gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo, onde:

$R_s$ = Resistência do estator.

$R_r$ = Resistência do rotor.

$L_{ls}$ = Indutância do estator.

$L_{lr}$ = Indutância do rotor.

$\Psi_s$ = Fluxo do estator.

$\Psi_r$ = Fluxo do rotor.

$U_s$ = Tensão de fase do estator.

$U_r$ = Tensão de fase do rotor.

$\omega_s$ = Velocidade de sincronismo.

$\omega_m$ = Velocidade do rotor.

$I_s$ = Corrente no estator.

$I_r$ = Corrente no rotor.

$L_m$ = Indutância mútua.

$I_{rede}$ = Corrente do gerador.

Com os anteriores dados, pode ser calculada a magnitude da tensão nos terminais do estator ( $U_s$ ) e no rotor ( $U_r$ ), mediante as Equações 4.1 e 4.2.

$$\vec{U}_s = R_s \vec{I}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s \quad 4.1$$

$$\vec{U}_r = R_r \vec{I}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_m)\vec{\psi}_r = 0 \quad 4.2$$

Onde os vetores dos fluxos do rotor ( $\psi_r$ ) e estator ( $\psi_s$ ) são dados por:

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{I}_s + L_m \vec{I}_r \quad 4.3$$

$$\vec{\psi}_r = L_r \vec{I}_r + L_m \vec{I}_s \quad 4.4$$

$$L_s = L_{I_s} + L_m \quad 4.5$$

$$L_r = L_{I_r} + L_m \quad 4.6$$

O modelo do circuito equivalente dq do SCIG em um sistema referencial que gira na velocidade de sincronismo é mostrado na Figura 23 (ACKERMANN, 2005) (ABAD. Et al., 2011).

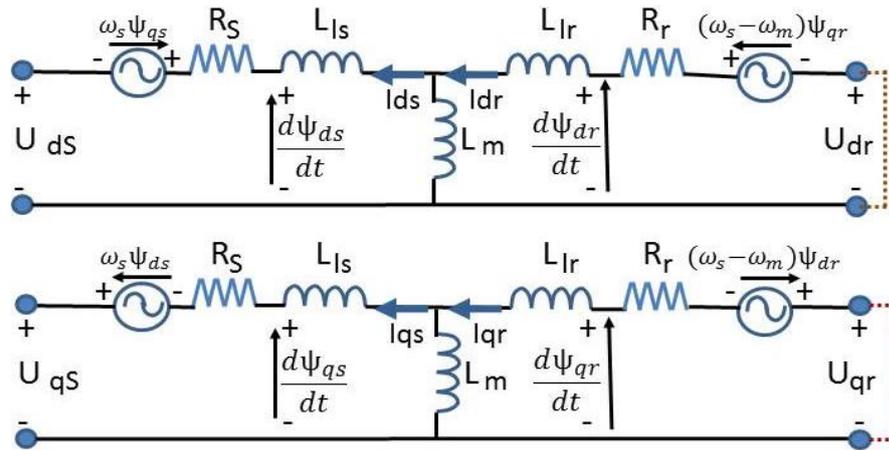


Figura 23: Circuito equivalente dq do SCIG.

Do circuito da Figura 23, encontra-se que as tensões e fluxos estão dados por:

$$U_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \quad 4.7$$

$$U_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \quad 4.8$$

$$U_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega_m) \psi_{qr} = 0 \quad 4.9$$

$$U_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega_m) \psi_{dr} = 0 \quad 4.10$$

$$\psi_{ds} = (L_{I_s} + L_m) I_{ds} + L_m I_{dr} \quad 4.11$$

$$\psi_{qs} = (L_{Is} + L_m)I_{qs} + L_m I_{qr} \quad 4.12$$

$$\psi_{dr} = (L_{Ir} + L_m)I_{dr} + L_m I_{ds} \quad 4.13$$

$$\psi_{qr} = (L_{Ir} + L_m)I_{qr} + L_m I_{qs} \quad 4.14$$

Onde  $R_s$ ,  $R_r$ , são as resistências do estator e do rotor respectivamente,  $L_{Is}$  e  $L_{Ir}$  as suas indutâncias, e o  $L_m$  é a indutância mútua. Dado que as amplitudes em termos vetoriais são adotadas com o valor de pico (ABAD. Et al., 2011), a potência ativa e a potência reativa totais do gerador são calculadas com as Equações 4.15 e 4.16.

$$P_{abc} = \frac{3}{2} Re \{ \vec{U}_s \cdot \vec{I}_s^* \} \implies P_{dq} = \frac{3}{2} (U_{ds} I_{ds} + U_{qs} I_{qs}) \quad 4.15$$

$$Q_{abc} = \frac{3}{2} Im \{ \vec{U}_s \cdot \vec{I}_s^* \} \implies Q_{dq} = \frac{3}{2} (U_{qs} I_{ds} - U_{ds} I_{qs}) \quad 4.16$$

O torque eletromagnético produzido pelo gerador pode se calculado com o produto vetorial do fluxo e a corrente:

$$T_{em(abc)} = \vec{\psi}_s \times \vec{I}_s \quad 4.17$$

Isto é equivalente a:

$$T_{em(abc)} = \frac{3}{2} P \frac{L_m}{L_s} Im \{ \vec{\psi}_s^* \cdot \vec{I}_s \} \implies T_{em(dq)} = \frac{3}{2} P \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} I_{ds} - \psi_{ds} I_{qs}) \quad 4.18$$

Onde “P” é o números de pares de pólos da máquina.

### 3.1.2. Controle do aerogerador de indução com rotor de gaiola de esquilo

Os aerogeradores de velocidade fixa com gerador de indução de rotor de gaiola de esquilo controlados por perda aerodinâmica são a topologia de aerogeradores mais simples, isto implica que seu esquema de controle não seja complexo (PERDANA, 2008). O controle deste tipo de aerogerador pode ser visto na Figura 24 (NORDEX, 2003), (PERDANA, 2008) (MULJADI, 1996), na qual se considera uma turbina eólica ligada a dois geradores por meio da caixa de engrenagens.

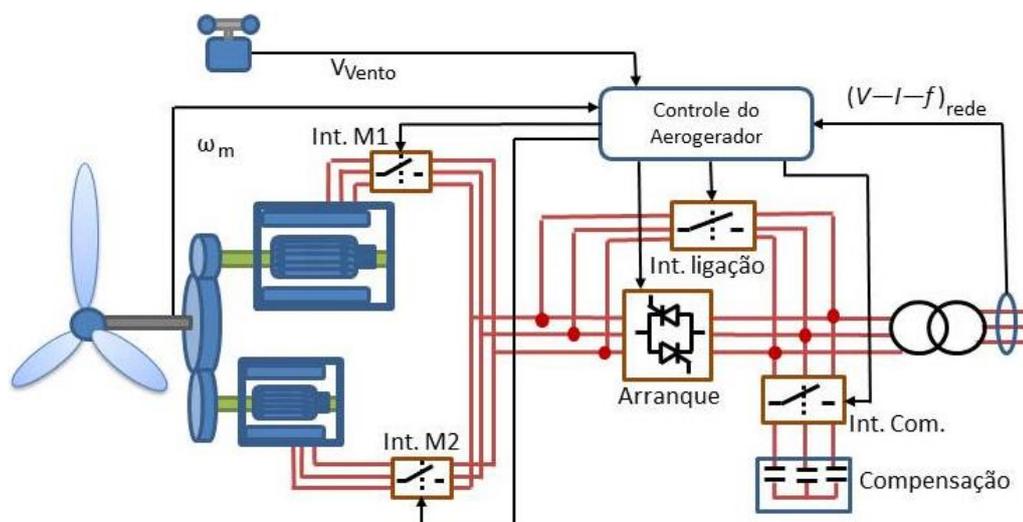


Figura 24: Controle do aerogerador com SCIG.

O controle dos aerogeradores com SCIG de velocidade fixa mede a velocidade do vento, velocidade da turbina e os parâmetros da rede elétrica (tensão, corrente e frequência). Quando o aerogerador entra em operação, o controle do mesmo liga primeiro o gerador auxiliar (M2) o qual tem uma potência e velocidade de funcionamento menor que a do gerador principal (M1). Inicialmente neste caso, o interruptor de ligação está aberto e o arranque, o qual é formado por dois Tiristores ligados em antiparalelo por cada fase, está ligado. A ligação suave do gerador à rede elétrica é feita controlando o ângulo de disparo de cada Tiristor, aumentando a condução do mesmo e fazendo com que a corrente de magnetização do gerador se incremente desde zero até a nominal, onde o interruptor de ligação é fechado e o arranque desligado (QUINONEZ. Et al. 2008) (ACKERMANN, 2005).

Com o aumento do torque mecânico da turbina, se faz necessário a ligação do gerador principal. Neste caso, desliga-se M2 e liga-se M1 usando a mesma metodologia de partida, mas com os parâmetros de correntes nominais da máquina principal (QUINONEZ. Et al. 2008) (MULJADI, 1996).

Estes tipos de aerogeradores podem ter uma compensação de potência reativa dinâmica, onde por meio de um interruptor se pode ligar e desligar uma quantidade de capacitores em forma contínua em função da demanda de potência reativa do gerador (ACKERMANN, 2005).

### 3.2. Aerogerador de indução duplamente alimentado

Como se explicou na secção 2.5, o aerogerador de indução duplamente alimentado é de velocidade variável com controle de potência por ângulo de passo e com um gerador assíncrono de rotor bobinado, com o estator e o rotor ligados à rede elétrica. O estator é ligado diretamente enquanto que o rotor liga-se por meio de um conversor de frequência com o objetivo de desacoplar a frequência elétrica da frequência mecânica do rotor. A modificação da frequência das tensões do rotor faz com que se consiga controlar a velocidade de rotação deste, com o objetivo de que o aerogerador trabalhe no máximo ponto de operação quando a velocidade do vento mude.

Este modo de operação dos geradores assíncronos é possível, devido à frequência que percorre o bobinado do rotor ( $f_{rotor}$ ) estar em função do escorregamento da máquina e da frequência da rede elétrica de fornecimento ( $f_{estator}$ ).

$$f_{rotor} = s f_{estator} \Rightarrow s = \frac{f_{rotor}}{f_{estator}} \quad 4.19$$

A Equação 4.19 quer dizer, que ao controlar a frequência da corrente no rotor, se pode ter um controle do escorregamento e em consequência da velocidade de rotação da máquina. Este comportamento se pode ver substituindo a Equação 4.19 na Equação 3.8, se tem que:

$$\omega_m = \left(1 - \frac{f_{rotor}}{f_{estator}}\right) \omega_s = \frac{120}{P} (f_{estator} - f_{rotor}) \quad 4.20$$

Em termos de frequência angular:

$$\omega_m = \omega_s - \omega_r \quad 4.21$$

Conhecendo o número de pólos do estator ( $P$ ) e a frequência da rede elétrica ( $f_{estator}$ ), as quais são constantes, a velocidade da máquina ( $\omega_m$ ) fica em função da frequência da tensão no rotor ( $f_{rotor}$ ) a qual pode ser mudada usando os conversores de frequência.

Para fazer o controle da frequência no rotor, usam-se dois conversores bidirecionais acoplados por um capacitor, como se apresenta na Figura 25, e controlados independentemente. O conversor da rede tem como objetivo de manter o nível de tensão DC constante, como também evitar a troca de potência reativa com a rede elétrica de fornecimento. Por outro lado, o conversor de frequência do rotor tem como função fazer o

controle da potência de saída do aerogerador, regulando a magnitude da tensão e a frequência do rotor (ABAD. Et al., 2011), (LI, 2008).

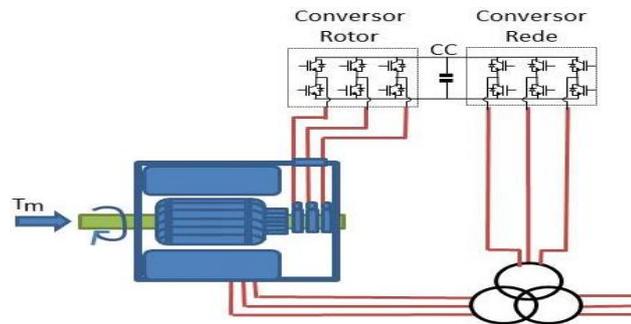


Figura 25: Conversores do gerador de indução duplamente alimentado.

Com este modo de operação dos aerogeradores com gerador duplamente alimentado, se reduz a complexidade do conversor de frequência e em consequência seu custo, devido a capacidade destes dispositivos estar limitada no máximo a 30% da potência nominal do gerador (ABAD. Et al., 2011).

Outra característica deste gerador de indução é que permite variar a velocidade do gerador na faixa de -40% a +30% da velocidade de sincronismo nominal, dando a possibilidade de que o gerador opere numa velocidade sub-síncrona e super-síncrona (ACKERMANN, 2005).

Quando a operação do gerador está em regime de velocidade sub-síncrona, a velocidade de rotação do rotor ( $\omega_m$ ) é inferior à velocidade síncrona ( $\omega_s$ ), neste caso a frequência da corrente injetada no rotor deve compensar esta diferença o que ocasiona que enquanto o estator está gerando potência ( $P_s$ ) à rede elétrica, o rotor está absorvendo potência ( $P_r$ ) (ABAD. Et al., 2011), como se pode ver na Figura 26.a.

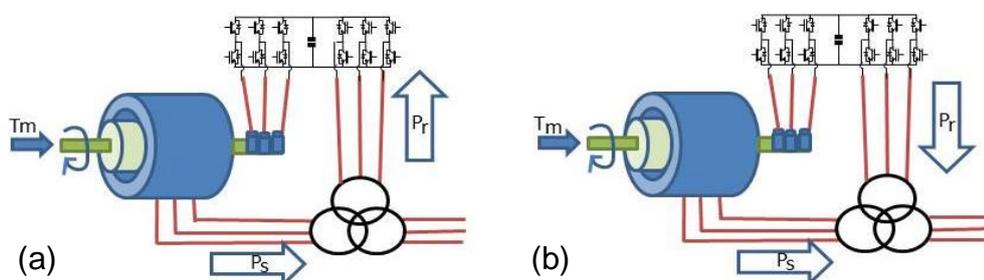


Figura 26: Conversores do *DFIG*, (a) sub-síncrono, (b) super-síncrono.

Por outro lado, o modo de operação super-síncrono é quando a velocidade de rotação da turbina é maior que a velocidade síncrona. Nesse momento a máquina está em pleno funcionamento como gerador, como foi apresentado na Figura 15 e o rotor começa a gerar

potência, desta forma a rede elétrica recebe energia do circuito do estator e do rotor, como pode ser visto na Figura 26.b. Por este motivo os conversores de frequência devem ser bidirecionais, para dar a possibilidade de operar como inversor ou como retificador, dependendo da direção do fluxo de potência (ABAD. Et al., 2011).

Este funcionamento do gerador duplamente alimentado pode ser observado melhor na Figura 27, na qual se tem o comportamento característico de um aerogerador de 2400 kW com controle de potência por meio de ângulo de passo e uma velocidade nominal do gerador de 1800 rpm.

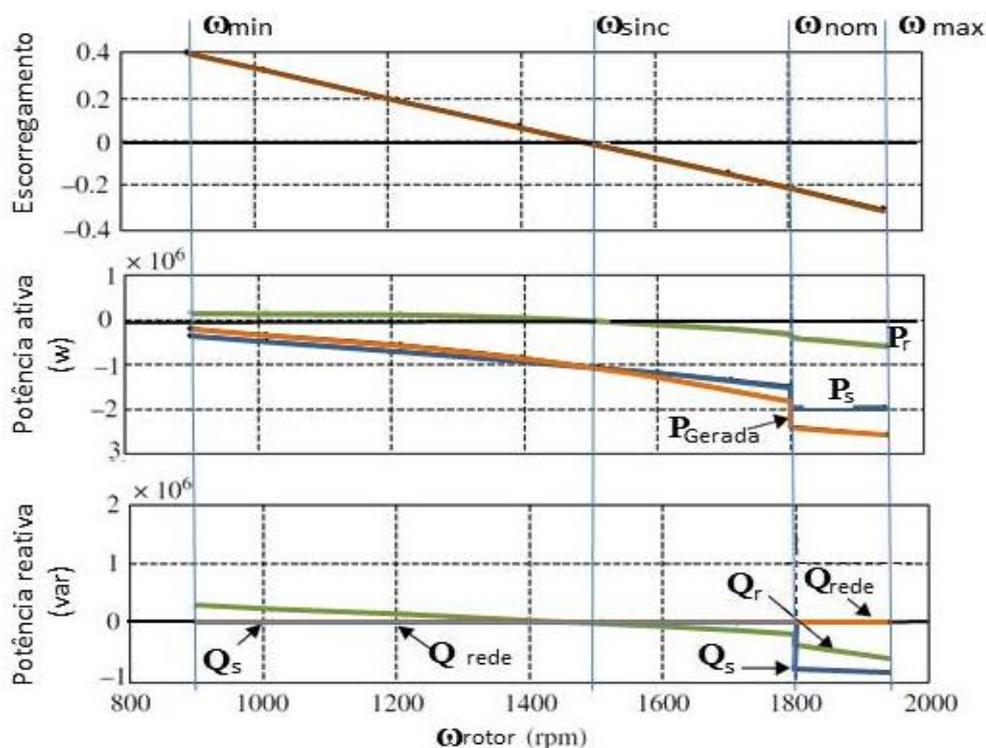


Figura 27: Potência ativa e reativa do *DFIG* (ABAD. Et al., 2011).

A Figura 27 apresenta o caso de uma máquina cuja velocidade síncrona é de 1500 rpm, o que dá a possibilidade de gerar energia entre velocidades de 900 rpm (-40% da velocidade síncrona) até 1800 rpm (+20% da velocidade síncrona), deixando uma faixa de até os 1950 rpm (30%) como excesso de velocidade para atingir a resposta lenta do controle de potência pelo ângulo de passo (ABAD. Et al., 2011). A Figura 23 também mostra que o estator sempre está gerando potência ativa, mas quando a máquina funciona em velocidade sub-síncrona, o rotor consome parte desta potência além de precisar potência reativa para

magnetizar o gerador, contudo, esta é tomada do capacitor instalado sem alterar em nenhum momento a potência reativa na rede elétrica de fornecimento (ABAD. Et al., 2011).

Ao ultrapassar a velocidade de sincronismo, o rotor começa gerar potência ativa e retornar a potência reativa (ABAD. Et al., 2011), desta forma o gerador entregará à rede elétrica potência gerada do rotor e do estator. Como se vê na Figura 27, o aerogerador fornece sua potência nominal quando este gira na sua velocidade nominal, mas as mudanças do vento podem fazer com que aumente esta velocidade e o controle da potência não consiga ser atingido rapidamente, dando como resultado um aumento tanto da potência ativa gerada no circuito do rotor, como da potência reativa fornecida pelo estator com o objetivo de melhorar o fator de potência da máquina por este curto momento (ABAD. Et al., 2011).

Os aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado tem este tipo de comportamento devido aos conversores de frequência instalados entre o circuito do rotor e a rede elétrica, os quais são controlados independentemente aplicando-se diferentes técnicas, uma destas é o controle vetorial, com o qual se pode desacoplar o controle de fluxo magnético (excitação - potência reativa) e o torque eletromagnético da máquina (potência ativa), melhorando a resposta dinâmica do gerador (LI, 2008).

### 3.2.1. Modelo do gerador de indução duplamente alimentado

O modelo dinâmico do gerador de indução duplamente alimentado de quinta ordem, a igual do *SCIG*, se inicia do modelo no sistema de referência estacionária abc e posteriormente, usando a transformada de Park, transformando-se ao sistema de referência rotacional dq. Para elaborar este modelo, se têm as considerações vistas na secção 3.1.1, dando como resultado o circuito equivalente do gerador de indução duplamente alimentado representado na Figura 28 (PETERSSON, 2005) (ABAD. Et al., 2011).

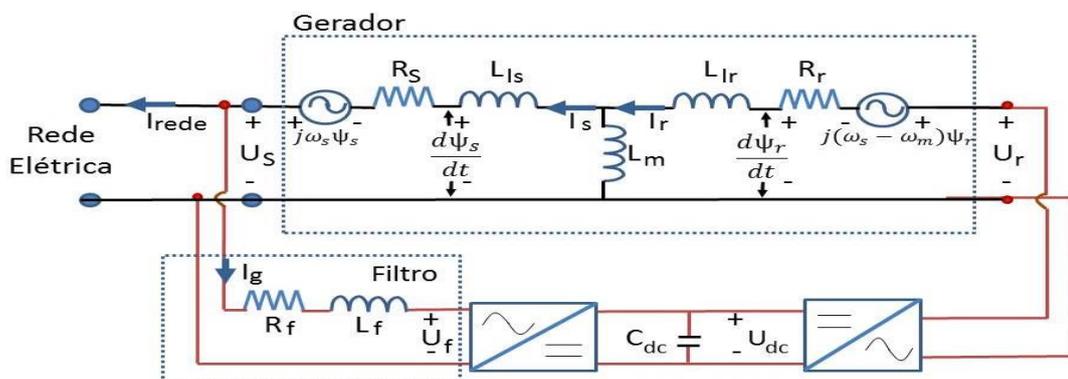


Figura 28: Circuito equivalente do DFIG.

A Figura 28 apresenta o modelo elétrico do gerador de indução duplamente alimentado, no qual se vê que este já não tem o rotor curto circuitado como o *SCIG*, mas o tem ligado aos conversores de frequência e onde:

$R_f$  = Resistência parasita do filtro.

$L_f$  = Indutância do filtro.

$U_f$  = Tensão de fase da rede filtrada.

$I_g$  = Corrente da rede filtrada.

$U_{dc}$  = Tensão DC.

$C_{dc}$  = Capacitor.

$\omega_s - \omega_m = \omega_r$  = Velocidade angular das correntes e tensões no rotor.

Os modelos dos geradores *SCIG* e *DFIG*, são semelhantes devido ao fato de serem máquinas assíncronas, só que o segundo vai considerar as tensões vistas no rotor geradas pelo elo entre este e a rede elétrica, o que dá como resultado que as Equações (4.1) a (4.6) sejam as mesmas, mas considerando que:

$$\vec{U}_r = R_r \vec{I}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_m)\vec{\psi}_r \quad 4.22$$

Da mesma forma acontece com o modelo do circuito equivalente dq do *DFIG* em um sistema referencial que gira na velocidade síncrona, onde se tem o mesmo modelo mostrado na Figura 23 e se considera:

$$U_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \quad 4.23$$

$$U_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \quad 4.24$$

Considerando que o *DFIG* fornece potência pelos circuitos do estator e rotor, a potência ativa e a potência reativa do gerador são calculadas através das equações 4.25 a 4.28.

$$P_{s(abc)} = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \vec{U}_s \cdot \vec{I}_s^* \right\} \implies P_{s(dq)} = \frac{3}{2} (U_{ds} I_{ds} + U_{qs} I_{qs}) \quad 4.25$$

$$P_{r(abc)} = \frac{3}{2} \text{Re} \left\{ \vec{U}_r \cdot \vec{I}_r^* \right\} \implies P_{r(dq)} = \frac{3}{2} (U_{dr} I_{dr} + U_{qr} I_{qr}) \quad 4.26$$

$$Q_{s(abc)} = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \vec{U}_s \cdot \vec{I}_s^* \right\} \implies Q_{s(dq)} = \frac{3}{2} (U_{qs} I_{ds} - U_{ds} I_{qs}) \quad 4.27$$

$$Q_{r(abc)} = \frac{3}{2} \text{Im} \left\{ \vec{U}_r \cdot \vec{I}_r^* \right\} \implies Q_{r(dq)} = \frac{3}{2} (U_{qr} I_{dr} - U_{dr} I_{qr}) \quad 4.28$$

O torque eletromagnético pode ser calculado usando a equação 3.29.

$$T_{em} = \frac{3}{2} P \frac{L_m}{L_s} \text{Im} \{ \vec{\psi}_s \cdot \vec{I}_r^* \} \implies \frac{3}{2} P \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} I_{dr} - \psi_{ds} I_{qr}) \quad 3.29$$

A potência ativa e reativa da máquina fica em função das variáveis tensão (U) e corrente (I) no sistema referencial dq, que depende da velocidade de rotação do gerador, como é mostrado no anexo A, o qual explica como é a transformação do sistema referencial de fase abc ao sistema de referência dq, dando a oportunidade de fazer o controle de potência do aerogerador ao modificar estas variáveis.

Para mitigar os efeitos não desejados na medição da corrente de referência e garantir assim o funcionamento adequado do conversor do lado da rede, é usando o filtro mostrado na Figura 28 (ABAD. Et al., 2011). A modelagem do filtro é mostrada na Figura 29.

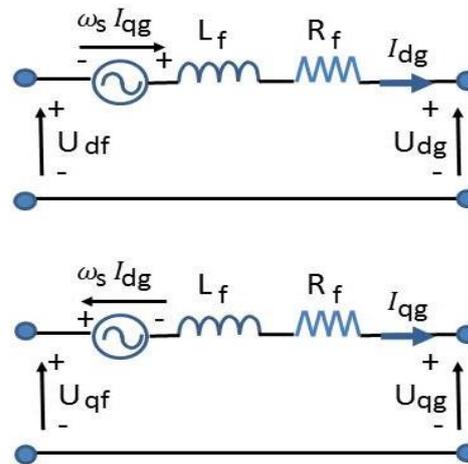


Figura 29: Circuito equivalente dq do filtro.

O circuito equivalente dq do filtro, onde  $U_{dg}$  e  $U_{qg}$  são as tensões na rede elétrica de fornecimento e  $U_{df}$  e  $U_{qf}$  são as tensões no inversor do lado da rede, as quais podem ser calculadas através das Equações 3.30 e 3.31.

$$U_{df} = R_f I_{dg} + L_f \frac{dI_{dg}}{dt} + U_{dg} - \omega_s L_f I_{qg} \quad 3.30$$

$$U_{qf} = R_f I_{qg} + L_f \frac{dI_{qg}}{dt} + U_{qg} + \omega_s L_f I_{dg} \quad 3.31$$

### 3.2.2. Controle do aerogerador de indução duplamente alimentado

Como se explicou na seção 3.2, o gerador de indução duplamente alimentado, tem dois conversores de frequência os quais são controlados independentemente por modulação por

largura de pulso (*Pulse Width Modulation –PWM*) e ligados por meio de uma corrente contínua.

O uso do PWM para controlar o conversor de frequência do rotor, permite variar a magnitude e a frequência das correntes no rotor com o objetivo de manter a máquina girando na sua velocidade de rotação ótima, dando como resultado o controle da potência desta. Segundo S. LI (2008) e PETERSSON (2005) a metodologia mais usada para controlar as correntes do rotor, aplicando técnicas de controle vetorial, é orientar o sistema de referência das correntes do rotor com o fluxo do estator. Ao aplicar esta metodologia se tem o controle independente da potência ativa e reativa da máquina, sendo que a variável  $I_{qr}$  controlará a potência ativa e a variável  $I_{dr}$  a potência reativa, como é apresentado na Figura 30.

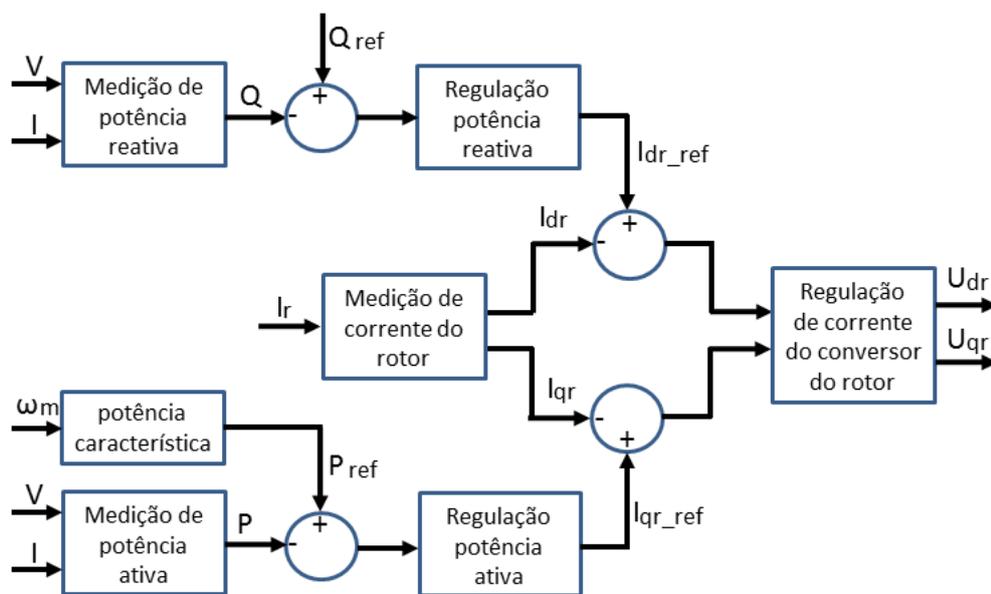


Figura 30: Controle do conversor do rotor.

O sinal final de controle  $U_{dqr}$ , se faz mediante a comparação das correntes dq de referência, com as correntes dq atuais. Por exemplo, no caso do controle de potência ativa, se faz uma comparação da potência gerada pelo *DFIG* com a potência que deveria estar gerando, dada pela curva característica da máquina mostrada na Figura 19. Caso tal não seja a esperada este erro de potência vai ter a corrente de referência com a qual o controlador vai fazer o ajuste da magnitude e frequência da tensão no rotor de tal forma que o gerador entregue a potência que deveria. Por outro lado, a potência reativa deve ser nula, para lograr isto, o controlador faz a comparação de uma potência reativa de referência ( $Q_{ref}=0$ ), com a potência reativa no ponto de conexão do aerogerador e a rede elétrica.

O conversor da rede deve manter a tensão  $U_{DC}$  constante ante algum distúrbio elétrico, além de controlar o fluxo de potência reativa entre o gerador e a rede elétrica de fornecimento. Neste caso, o controle vetorial aplica-se para orientar o sistema de referência das correntes contínuas com a tensão da rede elétrica de fornecimento filtrada (LI, 2008), (PETERSSON, 2005). Para fazer isto, usa-se a corrente  $I_{dg}$ , para controlar o nível da tensão  $U_{dc}$  e a corrente  $I_{qg}$ , para o controle da potência reativa (LI, 2008), como é apresentado na Figura 31.

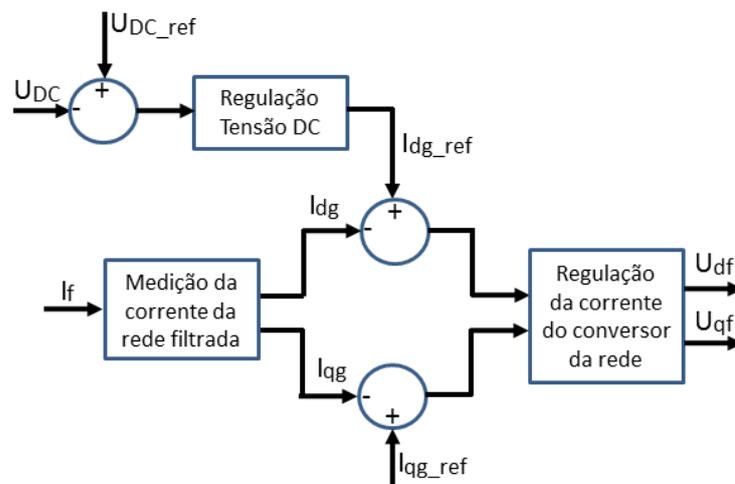


Figura 31: Controle do conversor da rede.

Dadas as considerações desta seção, para fazer o controle aos aerogeradores com *DFIG*, se devem medir algumas variáveis de todo o sistema de geração eólica com o objetivo de ter a melhor eficiência possível. Segundo (LI, 2008) e (ABAD. Et al, 2011) o controle do aerogerador pode-se dividir em três níveis diferentes, como mostra a Figura 32.

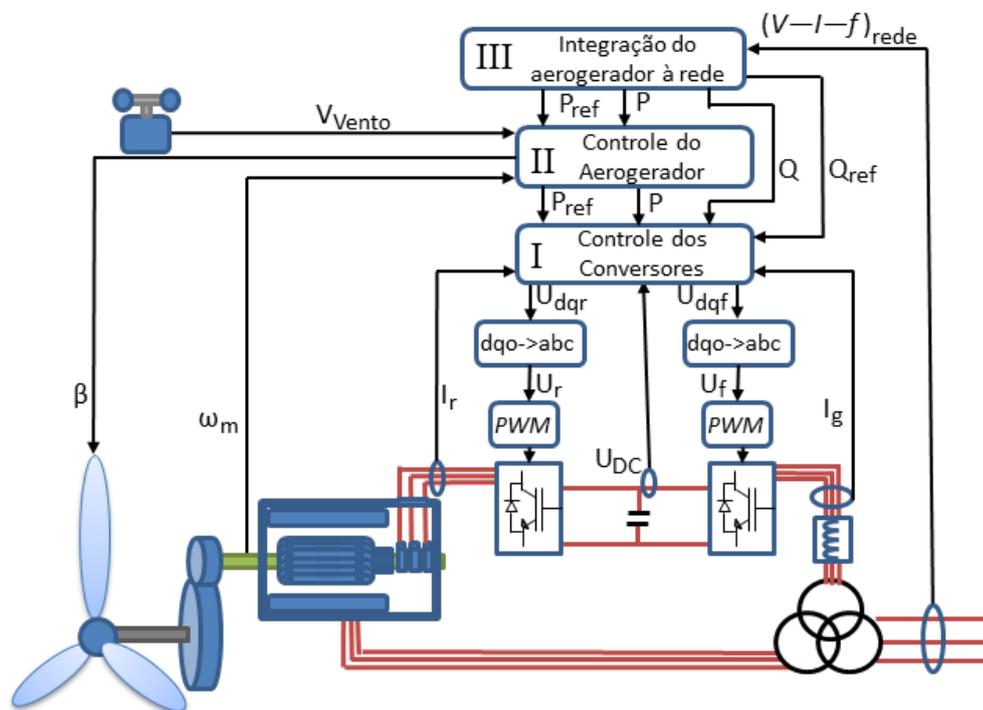


Figura 32: Controle geral do aerogerador com DFIG.

No nível I se tem o controle dos conversores de frequência os quais vão regular o fluxo de potência entre a rede elétrica de fornecimento e o gerador de indução, dando como resultado uma máxima extração da energia eólica e uma integração efetiva com a rede elétrica, aplicando as técnicas de controle apresentadas neste capítulo (ABAD. Et al., 2011).

O nível II é o responsável pela conversão de energia eólica em energia mecânica, contendo o controle de velocidade e o controle de limitação de potência do gerador. Em baixas velocidades do vento, este controlador faz o cálculo da potência que se pode extrair nessa velocidade do vento e envia o sinal correspondente ao nível I, o qual vai mudar a velocidade de rotação da máquina usando o conversor de frequência do rotor para que o aerogerador tenha o comportamento mostrado na seção 2.4.2 (LI, 2008). Por outro lado em velocidade de vento alta, este nível exerce controle sobre o ângulo de passo da pá, regulando a potência do aerogerador.

O controle do nível III possui a função de integrar o aerogerador com a rede elétrica. Este sistema de controle envia as referências da potência em função da necessidade da rede elétrica (LI, 2008), além de proporcionar serviços auxiliares como o controle do nível de tensão e frequência (ABAD. Et al., 2011).

### 3.3. Conexão de aerogeradores à rede elétrica

Os aerogeradores devem ser projetados para se ajustar aos requerimentos que tenha a rede elétrica onde são instalados e aos problemas que possam estar sujeitados (ABAD. Et al., 2011). Alguns dos requisitos técnicos mais importantes são:

- Programação horária.
- Capacidade do controle de tensão e frequência.
- Controle da potência ativa e reativa.
- Operação do sistema de geração sob faltas elétricas.
- Estabilidade de tensão.
- Caráter aleatório da velocidade do vento.

O funcionamento do aerogerador deve estar na faixa de tolerância e resposta que tem o sistema elétrico de potência do local onde operará esta máquina para não ter um impacto negativo na rede elétrica. O maior problema derivado da instalação destas máquinas na rede elétrica é devido às variações na velocidade do vento, fazendo que a potência mecânica da máquina flutue, produzindo instabilidade na onda de tensão e variações na potência injetada, além dos grandes consumos de potência reativa dos *SCIG* que podem provocar afundamentos de tensão nas barras perto do parque eólico. Contudo, a geração de energia eólica é integrada em sistemas elétricos fornecendo só uma pequena parte da demanda total de energia, onde a maior parte é representada por geração termoeletrica e hidrelétrica, os quais são os responsáveis de manter as tensões e frequências nas barras da rede elétrica dentro dos limites permitidos (ABAD. Et al., 2011) (GALVAN, 2002) (ACKERMANN, 2005).

Na geração de energia eólica, também se faz diferença com outras tecnologias com respeito a provocar aumentos significativos no nível de curto circuito no ponto de conexão, devido ao fato de usar máquinas assíncronas de baixa potência. Além disso, estas máquinas tem um nível de tensão de geração baixo (ex. 690 V), o que faz necessário implementar estações de transformação de tensão de baixa/meia e de meia/alta, ocasionando que a impedância do parque eólico, vista pela rede elétrica seja muito alta (GALVAN, 2002).

#### 4. ESTUDO DE CASO

A análise da variação do fluxo de potência é feita com programas de simulação computacional de sistemas elétricos, devido estes sistemas serem muito complexos fisicamente além de ter uma grande quantidade de equações matemáticas que os representam. Neste caso o programa usado é o *Simulink-Matlab*, o qual conta com as bibliotecas para fazer a modelagem do parque eólico e da rede elétrica além de permitir a análise em regime permanente e estacionário. Estas simulações são feitas de modo fasorial, o qual toma os sinais senoidais de tensão e corrente e os substitui por fasores, assumindo que todo o sistema elétrico de potência está em regime permanente com uma frequência nominal de 60 hertz.

No presente estudo foi avaliado o sistema elétrico localizado na parte norte da Colômbia, onde se encontra o parque eólico de Jepirachi com 19,5 MW de potência instalada. Neste sistema se tem planejado a construção de mais parques eólicos pois a velocidade média do vento é de 9,8 m/s, o que faz necessário um estudo do impacto que tem a energia eólica na rede elétrica da região.

Na atualidade esta rede elétrica conta com um total de 24 barras e é alimentado por uma linha de 220 kV e uma de 500 kV, além disso tem a geração do parque eólico e uma termoelétrica. O diagrama unifilar da rede elétrica pode ser visto na Figura 33.

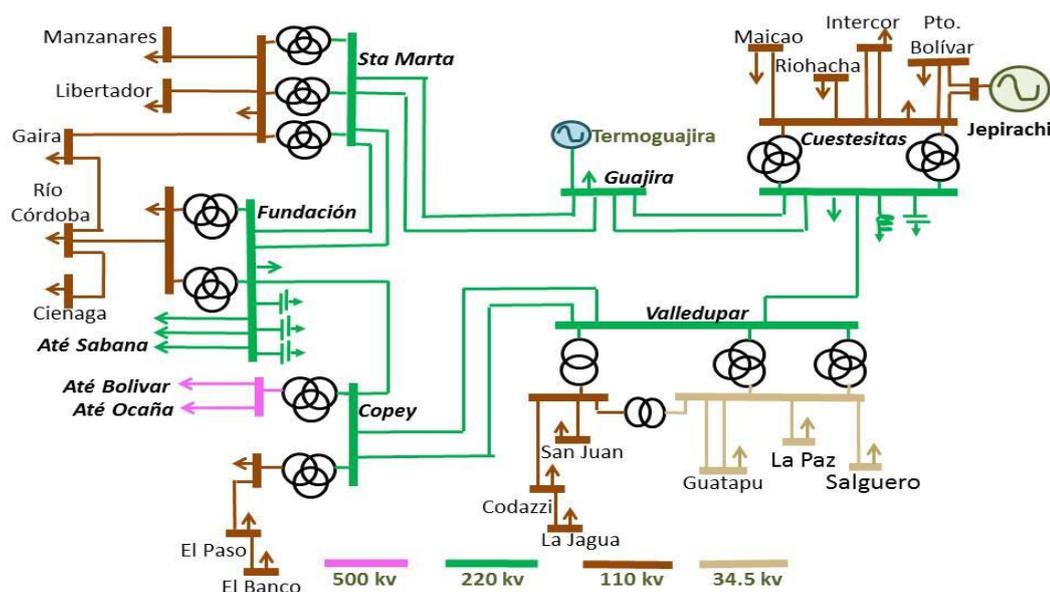


Figura 33: Diagrama unifilar do sistema elétrico analisado.

A Figura 33 mostra o sistema elétrico em estudo, do qual os parâmetros de comprimento de linhas, especificações de transformadores, cargas, equipes de controle de reativa (capacitores e reatores), potências de curto circuito e parâmetros das fontes geradoras, se podem ver no anexo B. Segundo XM (2012), esta região do país tem um consumo médio de potência de 415 MW, os quais são fornecidos por Termoguajira (290 MW), pela conexão nas barras de Copey e Fundación e pelo parque eólico de Jepirachi (19,5 MW). Na atualidade este parque eólico tem instalados aerogeradores *SCIG* de velocidade fixa e controlados por perda aerodinâmica, mas o fato de que esta tecnologia tenha uma geração não constante, faz com que aumentem os fluxos de potência desde os circuitos de Fundación e Copey para fornecer energia às cargas, aumentando a dinâmica da rede elétrica (XM, 2012).

Para fazer o estudo do fluxo de potência e do impacto que se tem no sistema elétrico de potência pela intermitência da geração eólica, assim como para avaliar quanto podem ser mitigados alguns problemas usando diferentes tipos de aerogeradores, modela-se em *Simulink* os parâmetros da rede elétrica mostrados na sequência.

#### 4.1. Linhas Eléctricas

A energia elétrica gerada nas usinas é transportada até os consumidores por circuitos tais como linhas de transmissão elevadas ou cabos subterrâneos. As linhas elétricas são construídas para o transporte tanto de potência ativa como de reativa, mas esta última tem que ser em pequenas quantidades para não afetar a eficiência da rede elétrica. O principal impacto

que tem esta componente no sistema elétrico é que a impedância que apresentam os cabos, a qual aumenta com o comprimento da linha, faz com que se tenha que aumentar os níveis de tensão para diminuir as perdas (WILDI, 2007) (MACHOWSKI, et al. 2008).

De acordo com o exposto, as linhas elétricas podem ter diferentes tipos de características, que vão desde quantidade de potência que transporta, nível de tensão, comprimento e sua localização (aérea ou subterrânea), mas possuem propriedades similares, como resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva. Estas impedâncias estão distribuídas uniformemente ao longo da linha elétrica e podem ser representadas em cada fase como mostra a Figura 34 (MACHOWSKI, et al. 2008).

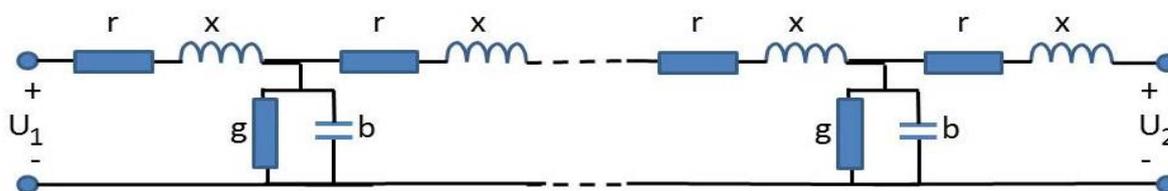


Figura 34: Circuito equivalente da linha elétrica com parâmetros distribuídos.

$r$   $\Rightarrow$  Resistência série por comprimento da linha ( $\Omega/\text{km}$ ).

$x = \omega_f L \Rightarrow$  Reatância série por comprimento da linha ( $\Omega/\text{km}$ ).

$g$   $\Rightarrow$  Condutância shunt por comprimento da linha ( $\text{S}/\text{km}$ ).

$b = \omega_f C \Rightarrow$  Susceptância shunt por comprimento da linha ( $\text{S}/\text{km}$ ).

$L$   $\Rightarrow$  Indutância série ( $\text{H}/\text{km}$ ).

$C$   $\Rightarrow$  Capacitância shunt ( $\text{F}/\text{km}$ ).

$\omega_f = 2\pi f \Rightarrow$  Frequência angular da rede elétrica.

Neste modelo, a resistência ( $r$ ) representa as perdas por efeito joule (aquecimento) devido ao fluxo de corrente. A indutância ( $L$ ) depende dos fluxos dentro do mesmo condutor e dos fluxos gerados pelos condutores próximos. A condutância shunt ( $g$ ) representa as perdas pelo efeito corona e as correntes de fuga dos isoladores. Finalmente a capacitância shunt ( $C$ ) é considerada devido ao fato de existir uma diferença de potencial entre os condutores (MACHOWSKI, et al. 2008).

Para a análise em regime permanente, usa-se uma simplificação do modelo da linha elétrica chamado modelo  $\pi$ , como mostra a Figura 35. Este modelo concentra as resistências

individuais e as reatâncias indutivas, para obter uma impedância total ( $Z_L$ ) que representa todo o comprimento da linha ( $l$ ), o qual se pode calcular com a Equação 5.1. Da mesma maneira se faz com a condutância shunt e a susceptância shunt, o que dá origem a uma admitância ( $Y_L$ ) dada pela Equação 5.2, mas considerando que esta é composta por duas partes alocadas em cada terminal da linha (WILDI, 2007) (MACHOWSKI et al. 2008).

$$Z_L = (r + jx)l \quad 5.1$$

$$Y_L = (g + jb)l \quad 5.2$$

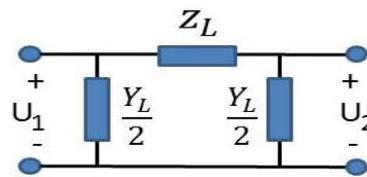


Figura 35: Circuito equivalente  $\pi$ .

Neste modelo se pode aplicar um fator de correção, o qual considera uma pequena constante de propagação (MACHOWSKI et al. 2008), dando como resultado:

$$Z_L = (r + jx)l * \left( \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \right) \quad 5.3$$

$$Y_L = (g + jb)l * \left( \frac{\tanh(\gamma l/2)}{\gamma l/2} \right) \quad 5.4$$

Segundo (MACHOWSKI et al, 2008), a modelagem de linhas de comprimento meio ( $80 \text{ km} < l < 200 \text{ km}$ ) consideram este fator de correção, mas para as linhas de comprimento curto ( $l < 80 \text{ km}$ ), é omitido no caso do cálculo da admitância, devido este fator tornando-se unitário quando diminui-se o comprimento da linha elétrica. No presente estudo, considera-se o modelo do circuito equivalente em  $\pi$  com o fator de correção, aplicando os parâmetros das linhas elétricas que se encontram no anexo B.

#### 4.2. Transformadores

Os transformadores são os encarregados de unir as diferentes seções dos sistemas elétricos de potência (geração, transmissão e distribuição), aumentando ou diminuindo o nível de tensão com o objetivo de reduzir as perdas causadas pelas impedâncias das linhas, além de fazer um controle do nível de tensão em transformadores com variação do *taps* (WILDI,

2007). O modelo por fase dos transformadores de potência pode ser visto na Figura 36 (FITZGERALD, 2002).

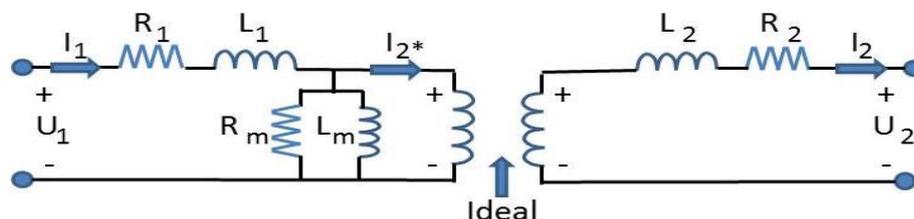


Figura 36: Modelo de Transformador.

Onde os valores  $R_1$  e  $L_1$  são a resistência e indutância do enrolamento primário do transformador e  $R_2$  e  $L_2$  do enrolamento secundário.  $R_m$  e  $L_m$  representam a resistência e a reatância de magnetização, respectivamente. Como mostra a Figura 36, o transformador é um circuito indutivo e sua impedância faz com que ao aumentar ou diminuir o nível de tensão, se apresentem algumas perdas na potência transmitida. As perdas de potência ativa no transformador, segundo (Schneider Electric España, 2008), estão sujeitas ao aspeto construtivo do transformador, à carga ligada nele e à temperatura de operação. As perdas de potência reativa vão estar numa faixa de 5-10 % da potência ativa transmitida.

Para a modelagem do transformador, consideram-se os valores das resistências e indutâncias no anexo B (WILDI, 2007), os quais variam em razão da potência nominal do transformador. Além disso, consideram-se conexões tipo  $\Delta$ -Y para aumentar a tensão e Y- $\Delta$  para diminuí-la, as quais são configurações típicas nos sistemas elétricos de potência, com o objetivo de eliminar os efeitos do terceiro harmônico na onda de tensão e corrente produzidos pelos geradores e/ou pelas cargas, evitando que estes se dispersem por toda a rede elétrica (Schneider Electric España, 2008).

#### 4.3. Cargas

Para estudos de fluxos de potência, usa-se o modelo de carga que demanda uma potência ativa e reativa constantes, mas é de considerar que nos sistemas elétricos de potência, a demanda de potência elétrica dificilmente tem este comportamento pois muda continuamente ao longo do dia.

As mudanças nos consumos de energia de um só consumidor podem ser rápidas e frequentes. Contudo, a demanda de energia de um grande grupo de consumidores, pode

alterar drasticamente os fluxos de potência de toda a rede elétrica, mas estas alterações são lentas e até podem ser previsíveis, pois o consumo de energia elétrica esta em fator da hora do dia, época do ano, clima, e inclusive do estilo de vida dos consumidores (MACHOWSKI, et al. 2008). O comportamento do consumo de energia de um grupo de consumidores ao longo do ano pode ser visto na Figura 37.

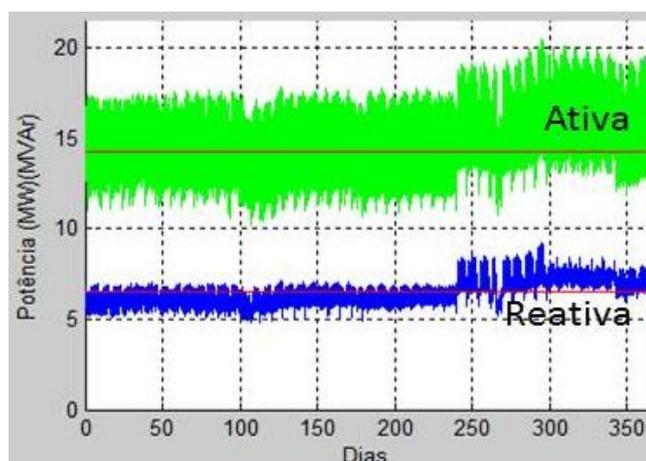


Figura 37: Demanda anual de energia de um grupo de consumidores.

Como mostra a Figura 37, a demanda de potência ativa (verde) e de potência reativa (azul) de um grupo de consumidores, varia ao longo do ano. Neste caso, é tomado como exemplo, a demanda de energia da carga na barra de Copey, a qual teve uma faixa de consumo desde 10,10 MW até 20,47 MW de potência ativa durante o período de 1 de julho de 2012 até 30 de junho de 2013, cuja média anual é de 14,23 MW. A demanda de potência reativa no mesmo período varia de 4,8 MVA até 9,16 MVA, com uma média de 6,5 MVA.

Para o estudo feito, consideram-se as demandas de potência de todas as barras no mesmo tempo e calcula-se a média do consumo de energia que teve cada uma delas. Isto com o objetivo de considerar um modelo de carga PQ, a qual é constante em todo momento para o estudo em regime permanente do SEP. Isto foi considerado, devido que para o período de simulação, o comportamento que têm as cargas não varia rapidamente, como se pode observar na Figura 38, a qual mostra o consumo de energia da barra Copey em dois momentos diferentes do ano.

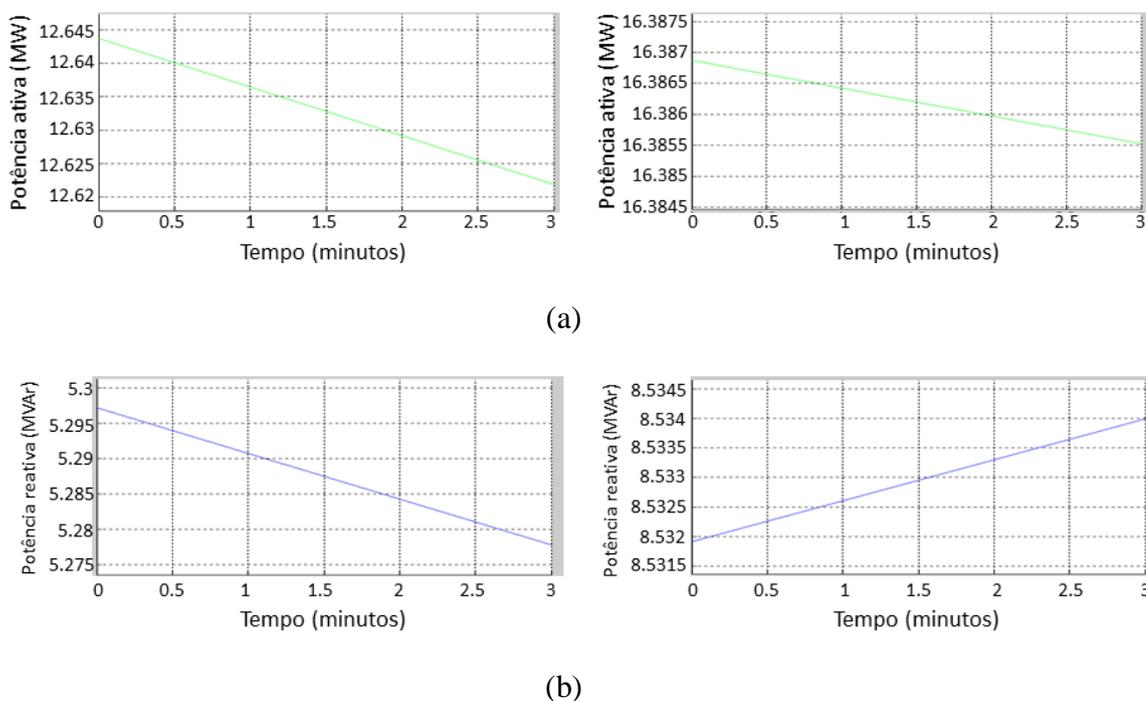


Figura 38: Demanda de energia em 3 minutos (a) potência ativa, (b) potência reativa.

Como se pode ver na Figura 38, ao longo de um período de 3 minutos, o consumo de energia de uma carga não varia bruscamente. No caso da potência ativa se tem uma variação de aproximadamente de 25 kW e 1.5 kW em dois épocas diferentes do ano. Por outro lado, o comportamento da potência reativa tem variações de 20 kVAr e 2 kVAr no mesmo período da potência ativa. Considerando que todas as cargas podem ter um comportamento constante ao longo de 3 minutos, os valores de potência ativa e potência reativa consumida por elas, são apresentados no anexo B.

#### 4.4. Equipamentos de controle de potência Reativa e de tensão

Existem diversas maneiras por meio das quais as concessionárias regulam o nível de tensão, como por exemplo, mudando-se os *taps* do transformador e incluindo uma carga capacitiva ou indutiva à rede elétrica, a qual vai fornecer ou consumir potência reativa, melhorando a capacidade de transporte de energia elétrica através das linhas de transmissão (WILDI, 2007). Isto quer dizer que ao incluir, por exemplo, um banco de capacitores perto

das cargas, que forneça uma potência reativa igual ou maior do que a demandada pela carga, não haverá fluxo de correntes reativas pelas linhas de transmissão a montantes do banco de capacitores, o que melhora o fator de potência das linhas, permitindo a transmissão de maior potência ativa até as cargas, fazendo com que se aumente o nível de tensão do barramento onde estão ligadas (Schneider Electric España, 2008).

Por outro lado, as cargas indutivas, neste caso reatores, são utilizadas quando a demanda de energia elétrica é baixa. Isto é devido a que ao diminuir o número de cargas indutivas dos consumidores, a potência reativa produzida pela parte capacitiva das linhas de transmissão, pode ser maior do que a consumida pela parte indutiva e a demandada pelas cargas, fazendo com que as linhas elétricas se comportem como fonte de potência reativa (MACHOWSKI et al. 2008). Isto leva a que se tenham altos níveis de tensão, fazendo necessário ligar algumas cargas indutivas e baixar o nível de tensão.

Controlar o nível de tensão para mantê-lo dentro da sua faixa de correta operação é um problema difícil de resolver, devido à dinâmica que tem as cargas ligadas à rede elétrica e a dificuldade que apresenta o transporte de potência reativa, a qual não pode ser transmitida a longas distancias, o que faz com que os equipamentos para o controle da potência reativa fiquem dispersos por todo o sistema elétrico de potência (KUNDUR,1994) (MACHOWSKI et al. 2008). A quantidade de potência reativa que devem compensar estes equipamentos em um setor do sistema elétrico, esta em função da potência demandada pelas cargas da região, da localização da carga e do impacto que tenha no nível de tensão do lugar (KUNDUR,1994). Um exemplo típico da relação do nível de tensão e a potência reativa, considerando a quantidade de potência transmitida com fator de potência unitário, se mostra a Figura 39.

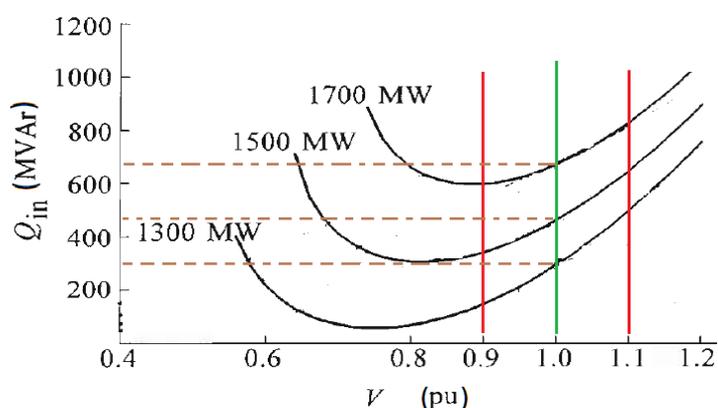


Figura 39: Curva característica Q-V.

A Figura 39 mostra que dependendo da potência ativa que demanda um lugar da rede elétrica, por exemplo, 1300 MW, se tem que alocar um banco de capacitores que forneça a potência reativa necessária (300 MVar), com o objetivo de manter o nível de tensão na sua faixa correta (0,9-1,1 p.u.), no caso em que o sistema de transmissão não consiga fazer chegar a quantidade suficiente deste tipo de potência às cargas. No caso da Colômbia, é permitida uma faixa no nível de tensão de  $\pm 10\%$ , se seu valor nominal é de 220 V, 690 V, 6,9 kV, 13,8 kV, 34,5 kV, 110 kV, 220 kV; e de  $-10\%$  até  $+5\%$  para níveis de tensão de 500 kV (XM, 2012). Para ajudar a controlar estes níveis de tensão, o sistema elétrico tem integrado nesta região os equipamentos descritos no anexo B, mas para efeitos das simulações, se considera os bancos de capacitores em seu máximo potencial e o reator desligado.

#### 4.5. Circuitos Equivalentes

Geralmente as análises dos sistemas elétricos de potência, se fazem somente a uma parte específica da rede elétrica, o que implica que se deve calcular um circuito equivalente da parte não desejada, o qual vai manter os níveis de tensão, ângulos de fase e fluxos de potência o mais próximo possível aos que se podem obter considerando todo o sistema elétrico de potência. O circuito equivalente representa a máxima potência que pode contribuir esta parte do sistema à rede elétrica de estudo, além de considerar a impedância que pode ser vista desde a rede analisada com relação a todo o sistema elétrico, como se pode ver na Figura 40.

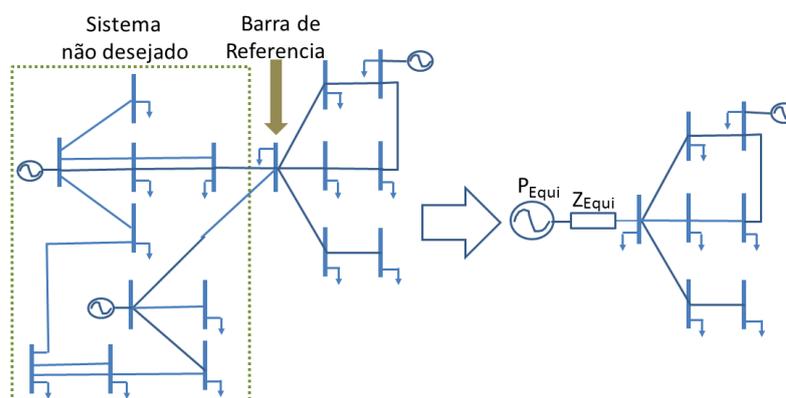


Figura 40: Circuitos equivalentes em redes elétricas.

Como mostra a Figura 40, a partir de uma barra de referência, toda a potência gerada no sistema elétrico não desejado é representada por uma única fonte e as impedâncias das linhas e das cargas, por uma impedância equivalente. No caso de estudo, é necessário fazer

dois circuitos equivalentes, vistos desde as barras de Copey e Fundación. Para isto usam-se os dados de potência de curto circuito em cada uma das barras para representar a potência máxima da fonte equivalente. A impedância vista desde estas barras a montante à rede elétrica de estudo, é representada pela relação entre a parte reativa e a parte resistiva ( $X/R$ ) dessa parte do sistema elétrico, as quais foram fornecidas pelas concessionárias da região e podem ser vistas no anexo B.

#### 4.6. Termoelétrica

A usina termoelétrica é uma fonte de geração de energia elétrica constante e sua capacidade depende das reservas de carvão, petróleo ou gás. No caso de estudo, Termoguajira usa estas três fontes de combustão, cuja potência é de 290 MW, com a possibilidade de gerar ou consumir 40 MVar. A termoelétrica contém duas máquinas assíncronas de 145 MW com um nível de tensão de 13,8 kV, que posteriormente é elevada até 220 kV por meio de dois transformadores de 200 MVA, na subestação que liga à termoelétrica com o sistema interligado. Para a consideração desta termoelétrica dentro da rede elétrica modelada em *Simulink*, é implementado o módulo de geração térmica com o total de potência gerada pela usina, considerando os parâmetros descritos no anexo B.

#### 4.7. Parque Eólico

O parque eólico de Jepirachi contém 15 aerogeradores do tipo A0 (*SCIG* e *Stall Control*) de 1,3 MW, para um total de potência instalada de 19,5 MW. Cada uma destas máquinas gera energia com um nível de tensão de 690 V, os quais são aumentados a 13,8 kV por meio de um transformador de 1,5 MVA. A potência é transportada até a subestação Jepirachi, onde passa por um transformador de 25 MVA, o qual aumenta seu nível de tensão a 110 kV além de ligar o parque eólico com o sistema interligado nacional. O esquema unifilar do parque pode ser visto na Figura 41 (EPM, 2013).

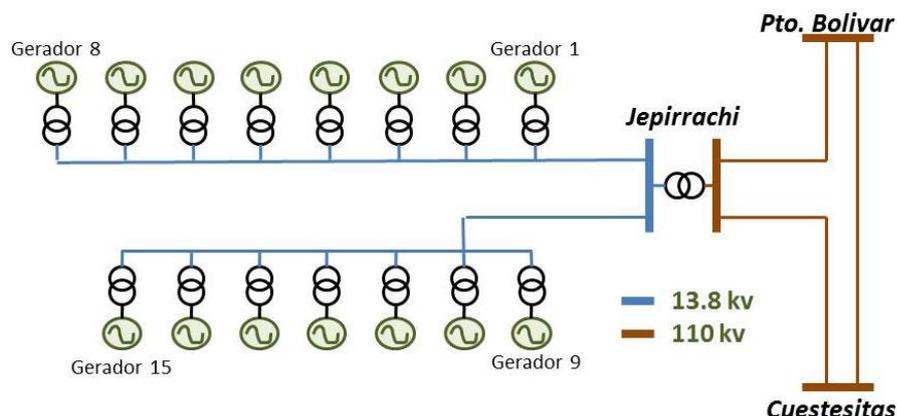


Figura 41: Parque eólico de Jepirachi.

O parque eólico ao utilizar máquinas assíncronas, tem que compensar a potência reativa que estas precisam. Para isto, cada aerogerador usa cinco módulos de compensação, cada um composto por um banco de capacitores de 100 kVAr e 690 V (EPM, 2013). Para efeitos do caso de estudo e da carga computacional que pode ter a modelagem do parque eólico, usam-se duas máquinas equivalentes ao total da potência de cada uma das linhas dos aerogeradores, é dizer, a linha de oito aerogeradores, vai ser substituída por uma máquina de 10,4 MW. A linha de sete por uma de 9,1 MW. Desta forma se diminui a carga computacional das simulações e se podem considerar os efeitos que tem os aerogeradores quando não operam sob a mesma velocidade do vento assim como o impacto que gera na rede elétrica.

A modelagem do parque eólico é feita por meio das bibliotecas do *Simulink* para aplicações em geração eólica (*Wind Generation Library*). Estas bibliotecas incluem máquinas *SCIG* e *DFIG*, as quais tiveram que ser modificadas para considerar:

- As equações e coeficientes para a modelagem das turbinas de velocidade fixa e velocidade variável, vistas na seção 2.4.
- O aerogerador de velocidade fixa com duas velocidades de operação, dada por duas máquinas diferentes, como mostra a seção 3.1, Além de considerar o controle de potência por perda aerodinâmica.
- Para a simulação do controle de potência por perda aerodinâmica, considerasse um modelo de controle por ângulo de passo cujos ganhos do controlador PID, geram distúrbios no sistema de controle, tendo assim uma aproximação do comportamento do controle por perda aerodinâmica (PERDANA, 2008).

- O aerogerador *DFIG* aplica a técnica de controle a qual a máquina tenta manter o consumo de potência reativa em zero, obtendo um fator de potência unitário, segundo o esquema de controle da seção 3.2.2.

Considerando o anterior e aplicando os parâmetros do parque eólico, das máquinas e dos controladores, que se mostram no anexo B, se fazem as simulações correspondentes para estudar o comportamento destes tipos de aerogeradores funcionando em regime permanente e para analisar o impacto que ocasionam no sistema elétrico de potência, neste caso o correspondente à zona norte da Colômbia, como será mostrado no Capítulo 5.

## 5. SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O estudo de regime permanente dos aerogeradores tipo *DFIG* e *SCIG* são mostrados nesta seção. Inicialmente será analisado o comportamento de cada aerogerador, mostrando as diferenças que tem com respeito ao controle do nível de tensão, potência ativa gerada e à potência reativa consumida. Posteriormente será feita a análise do sistema elétrico de potência modelado, considerando dois casos diferentes de funcionamento do parque eólico, o primeiro com máquinas *SCIG* e o segundo com máquinas *DFIG*.

### 5.1. Análise comparativa dos aerogeradores

As simulações feitas para a análise comparativa dos dois tipos de aerogeradores consideram um período de simulação de 180 segundos, nos quais a velocidade do vento varia considerando uma média de 9,8 m/s, com componente de rampa, turbulência e rajada (ACKERMANN, 2005). Os resultados obtidos da potência ativa fornecida à rede elétrica, a potência reativa consumida para a magnetização da máquina e do nível de tensão nos terminais do gerador de 1.3 MW, em função da velocidade do vento, se podem observar na Figura 42.

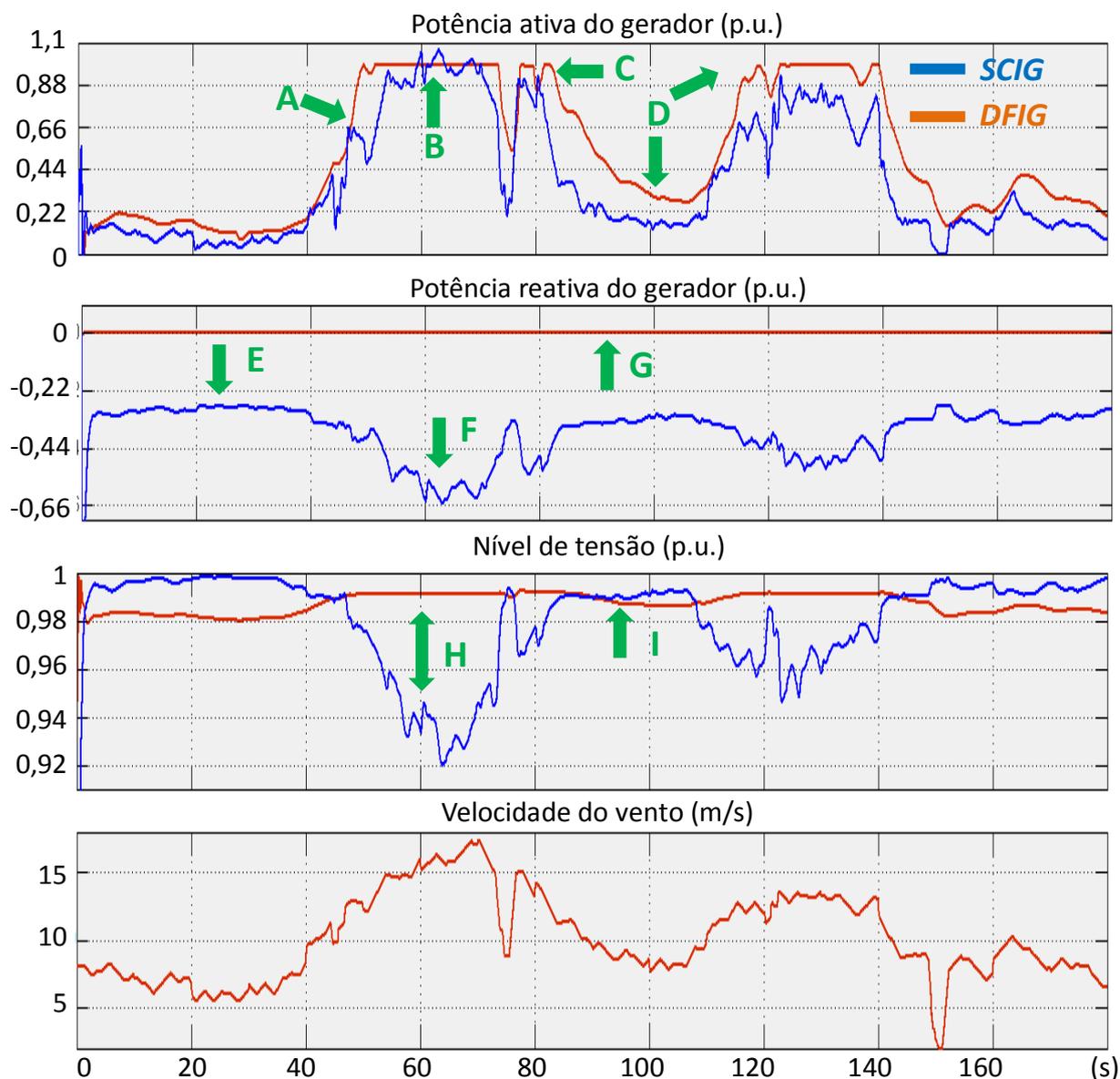


Figura 42: Funcionamento do *DFIG* e *SCIG*. a) Potência ativa, b) Potência reativa, c) Nível de tensão, d) Velocidade do vento.

A Figura 42 mostra o funcionamento dos aerogeradores *SCIG* e *DFIG*, com relação à potência ativa gerada, a potência reativa consumida e o nível de tensão nos terminais do gerador, em função da velocidade do vento. No ponto “A”, se pode observar que quando a velocidade do vento começa a aumentar, os geradores de indução duplamente alimentados têm maior geração de potência ativa do que os geradores de indução com rotor de gaiola ligado diretamente à rede, a tal ponto que pode ter uma diferença de 0,05 p.u. de potência ativa gerada. Isto ocorre porque o *DFIG* otimiza constantemente sua velocidade de rotação. Isto tem como resultado que ao variar a velocidade do vento de 6 m/s a 15 m/s, a

turbina gira de tal forma que capture o máximo potencial da energia do vento a qual será transformada em energia elétrica. Além disso, pelo fato de que a turbina sempre está operando no seu ponto ótimo, ela consegue gerar o torque suficiente para que o gerador chegue a sua potência nominal de uma maneira mais fácil e rápida. Isto tem por resultado que com 12 m/s de velocidade do vento o aerogerador *DFIG* funcione na sua máxima potência.

Por outro lado, o *SCIG* funciona com duas velocidades de rotação, o que quer dizer que só há dois pontos onde a turbina captura o máximo potencial do vento, resultando numa menor geração de energia elétrica conforme varia a velocidade do vento, além de precisar uma velocidade do vento de 15 m/s para gerar sua máxima potência.

Nas simulações feitas, também se pode ver que pelo fato do *SCIG* estar ligado diretamente à rede elétrica, todas as variações bruscas da velocidade do vento, são transmitidas ao sistema elétrico, gerando distorções nas curvas de potência e tensão. Este problema não se apresenta no *DFIG*, posto que as variações repentinas do torque mecânico são absorvidas pelo sistema de controle de velocidade, o que faz com que a curva de potência ativa e nível de tensão sejam mais suaves.

Quando o aerogerador fornece sua máxima potência, esta deve manter-se dentro dos limites de segurança do gerador. No ponto “**B**” se pode ver o impacto que se gera na rede elétrica, em relação aos controles de potência por perda aerodinâmica e por controle de ângulo de passo. O *SCIG* entra em perda aerodinâmica limitando a potência do aerogerador, o qual gera uma turbulência na parte posterior das pás, as quais perdem sustentabilidade, mas gerando distúrbios devido às vibrações. Estas vibrações são transferidas ao gerador conforme aumenta a velocidade do vento fazendo com que a potência gerada oscile numa faixa de 0,04 da sua potência nominal. O *DFIG* controla sua potência por meio do ângulo de ataque da pá, diminuindo a resistência da turbina frente ao fluxo do vento, o que resulta numa regulação da potência ativa do gerador mais suave e controlada e fazendo com que se mantenha em 1 p.u.

Ao diminuir a velocidade do vento, o aerogerador injeta menos potência à rede elétrica, mas considerando uma máquina *DFIG*, esta perda de potência gerada se dá com faixas menores de velocidade do vento do que o *SCIG*. Isto pode ser visto no ponto “**C**”, onde a máquina de velocidade fixa é mais propensa às mudanças da velocidade do vento e quando esta diminui rapidamente, passando de 18 m/s para 9 m/s, a geração de potência ativa por parte do gerador também diminui devido à perda de torque mecânico da turbina. Por outro

lado, quando o sistema de controle do aerogerador *DFIG* detecta que a máquina possivelmente vai sair da sua potência nominal devido à baixa velocidade do vento, o sistema de controle de velocidade funciona da mesma maneira do que no ponto “A”, otimizando a velocidade de rotação da máquina para capturar o máximo potencial da energia do vento, com o objetivo de manter o torque mecânico gerado pela turbina o mais alto possível.

Como se mencionou anteriormente, o *DFIG* tem uma maior capacidade de geração de energia elétrica com baixa velocidade de vento do que o *SCIG*. Isto se observa no ponto “D”, onde a geração de potência do *DFIG* pode ser melhorada otimizando sua velocidade de rotação em função da velocidade do vento, dando como resultado uma maior injeção de potência ativa à rede elétrica com relação ao *SCIG*, o qual precisa de maiores velocidades do vento para ter o torque suficiente para gerar a mesma quantidade de potência, e inclusive lograr chegar a sua potência nominal e mantê-la.

Os geradores de indução precisam de potência reativa para sua magnetização. O ponto “E” mostra que o *SCIG* toma esta potência diretamente da rede elétrica a qual aumenta conforme aumenta a geração de potência ativa, passando de consumir 0,28 p.u. para 0,6 p.u. Isto é devido a que as variações de torque mecânico causadas pela variação da velocidade do vento, provocam uma variação do escorregamento do gerador o que implica uma rápida variação do consumo de potência reativa, como é mostrado no ponto “F”. Ao consumir potência reativa diretamente da rede elétrica, ocasiona que a máquina tenha um baixo fator de potência medido nos seus terminais; neste caso se observou um fator entre 0,47 e 0,86, o que faz com que seja necessário usar uma compensação capacitiva para melhorar o fator de potência na saída do parque eólico.

Por outro lado o *DFIG* não consome potência reativa da rede elétrica, como mostra o ponto “G”, isto é devido a que sua magnetização é feita pelo rotor usando o capacitor da conexão CC, além de considerar uma técnica de controle de potência reativa que mantém o fator de potência unitário, o que causa que a medição de potência reativa nos terminais do gerador seja nula.

Ao longo do tempo de operação dos aerogeradores, encontra-se que a máquina *SCIG* tem um grande impacto no nível de tensão visto nos seus terminais, o qual é maior do que o da máquina *DFIG*. Isto pode ser visto no ponto “H”, onde se mostra que a faixa de oscilação do nível de tensão depende do tipo de máquina. No *DFIG*, pelo fato de não consumir potência reativa junto com a injeção de potência ativa à rede elétrica, o nível de tensão aumenta

aproximadamente 0,05 p.u; isto não acontece no *SCIG*, no qual o impacto que ocasiona o grande consumo de potência reativa é maior do que a potência ativa injetada, o que dá como resultado uma queda no nível de tensão de 0,08 p.u.

A variação constante da velocidade do vento causa flutuações na curva de tensão, como se observa no ponto “I”. Estas flutuações são maiores quando são usadas máquinas *SCIG*, principalmente pelo consumo de potência reativa, o que pode ocasionar *flicker* ou até afundamentos de tensão ao não ter um bom controle sobre o aerogerador.

Como foi dito anteriormente, para o estudo do parque eólico considera-se a implementação de duas máquinas equivalentes ao total da potência instalada do parque, com o objetivo de fazer a análise dos efeitos de sombra dos aerogeradores na velocidade do vento. Isto ocasiona que as velocidades do vento que atravessam as turbinas sejam diferentes, como mostra a Figura 43.

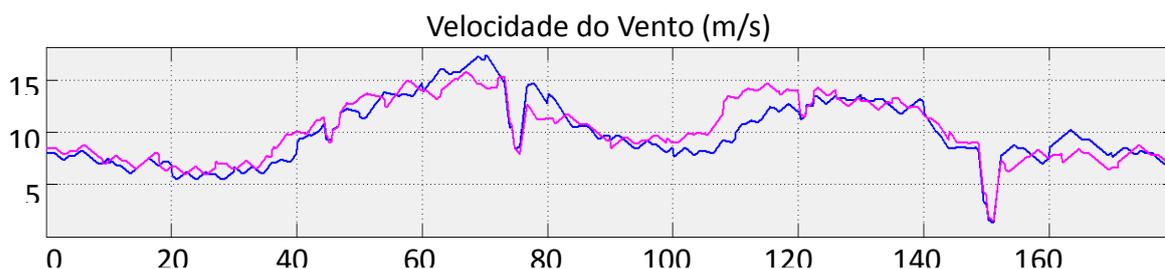


Figura 43: Velocidade do vento com efeito de sombra.

Considerando o comportamento da velocidade do vento, mostrado na Figura 43, se obtiveram os resultados apresentados na Figura 44, correspondentes ao nível de tensão, potência ativa e potência reativa na saída do parque eólico.

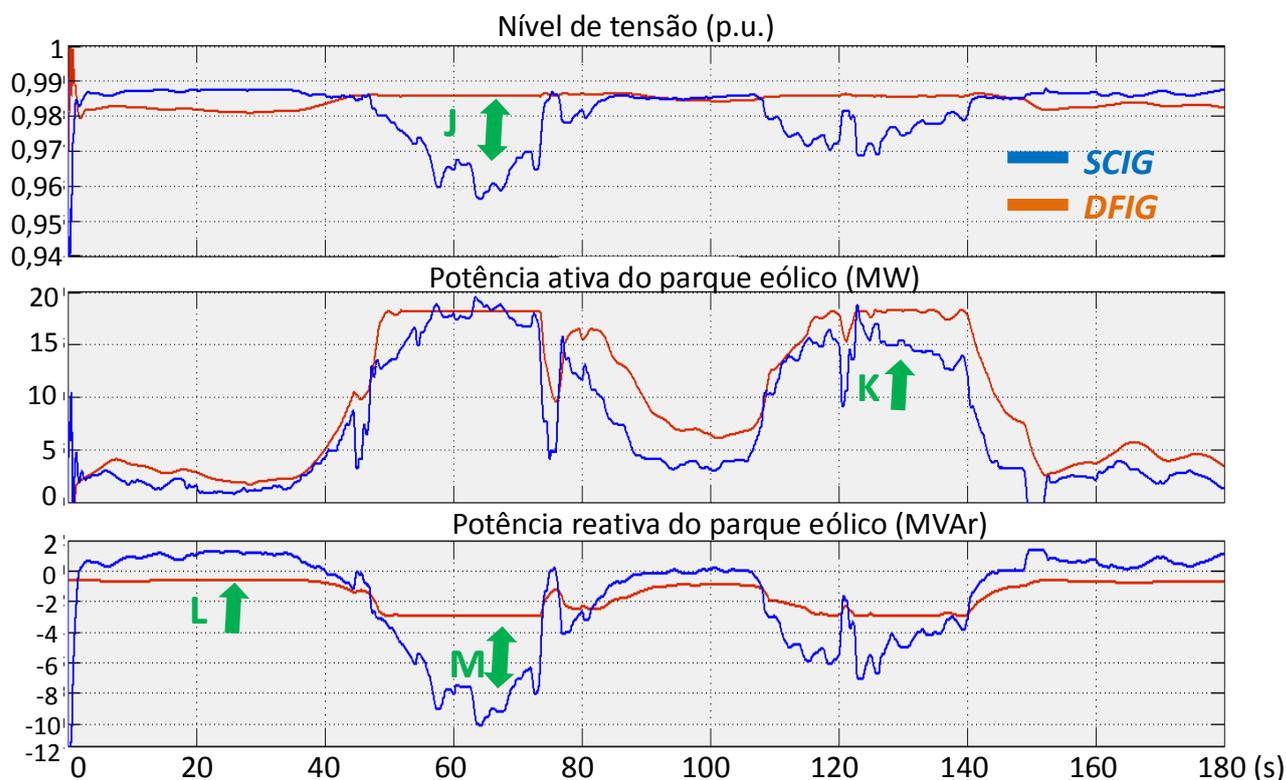


Figura 44: Subestação do parque eólico. a) Tensão, b) Potência ativa e c) Potência reativa.

Os resultados obtidos na subestação do parque eólico mostraram que com a instalação do banco de capacitores, para fornecer a potência reativa necessária pelas máquinas *SCIG*, o impacto no nível de tensão é reduzido, diminuindo as variações geradas pela intermitência na velocidade do vento, até o ponto que o afundamento de tensão de 0,92 p.u., visto no ponto “H”, passou para 0,96 p.u., como se pode observar no ponto “J”. Por outro lado, os aerogeradores *DFIG*, ao não consumir potência reativa, a curva de tensão gerada por eles apresenta uma variação menor devido à injeção de potência ativa à rede elétrica, a qual oscila entre 0,981 p.u. e 0,986 p.u.

Foi encontrado que com a integração de um maior número de aerogeradores na rede elétrica, se reduz o impacto que geram as mudanças bruscas da velocidade do vento, pois estas não atravessam todos os aerogeradores ao mesmo tempo, como se pode observar no ponto “K”. As simulações feitas, considerando só duas máquinas equivalentes, apresentam na saída do parque eólico uma curva de tensão e uma de potência ativa mais suave, isto é visto principalmente nos aerogeradores *SCIG*, os quais são mais afetados pelas mudanças repentinas da velocidade do vento afetando constantemente o torque mecânico e posteriormente o gerador.

O consumo de potência reativa do parque eólico, segundo as simulações, não só depende dos aerogeradores, mas também dos transformadores. Este consumo se pode ver no ponto “L” do comportamento do *DFIG*, no qual pelo fato de que não consumir potência reativa da rede elétrica para sua magnetização, o consumo do parque eólico é dado por parte dos transformadores. Este consumo de potência reativa se dá inclusive quando o transformador opera em vazio e vai aumentar conforme é injetada potência ativa à rede elétrica, dando como resulta consumos de até 3 MVar por parte dos transformadores do parque eólico. Neste caso se apresentam consumos dos transformadores de baixa/meia tensão de cada aerogerador e do transformador de meia/alta tensão da subestação do parque eólico.

Considerando que o banco de capacitores usado no *SCIG* está sempre operando, se tem que a velocidade de vento baixa, esta compensação capacitiva fornece a potência reativa aos geradores, transformadores e também à rede elétrica, como mostra o ponto “L”, melhorando o fator de potência do parque eólico, além de elevar o nível de tensão na subestação de interconexão pelo fato de fornecer até 1 MVar à rede elétrica.

Quando o parque eólico está na sua potência nominal, o consumo de potência reativa é máximo, como mostra o ponto “M”. No caso do *SCIG*, este consome não só potência reativa fornecida pelo banco de capacitores, mas também 7,8 MVar da rede elétrica, o que ocasiona que o fator de potência do parque eólico seja de 0,925. Pelo contrário, o parque eólico com *DFIG*, só tem consumo de potência reativa gerada pelos transformadores, o qual a rede elétrica compensa, dando como resultado que o fator de potência do parque eólico não seja o mesmo dos aerogeradores, este baixa e se mantém na faixa entre 0,984 e 0,988.

## 5.2. Caso 1: parque eólico com *SCIG*

Inicialmente, na análise feita do sistema elétrico de potência (SEP) em estudo, considera-se o parque eólico funcionando com aerogeradores *SCIG*, com os quais se vai analisar o comportamento do fluxo de potência da rede elétrica e o impacto gerado no nível de tensão. Para os resultados mostrados nesta seção, se tem que considerar o seguinte:

- Para um funcionamento do parque eólico com baixa velocidade do vento (6 m/s), os valores das potências e tensão estão localizados na parte superior,

enquanto com altas velocidades do vento (18 m/s), os valores estão localizados na parte inferior.

- Para a análise do fluxo de potência, se considera uma direção do fluxo dado por uma seta, e em função desta, o signo dos valores indica para onde se dirige o fluxo, sendo o positivo igual à seta e o negativo em contra desta.

Considerando o anterior, se faz a análise do fluxo de potência gerado pelo parque eólico, o qual é de esperar que seja consumido pelas cargas próximas a ele, como se pode ver na Figura 45.

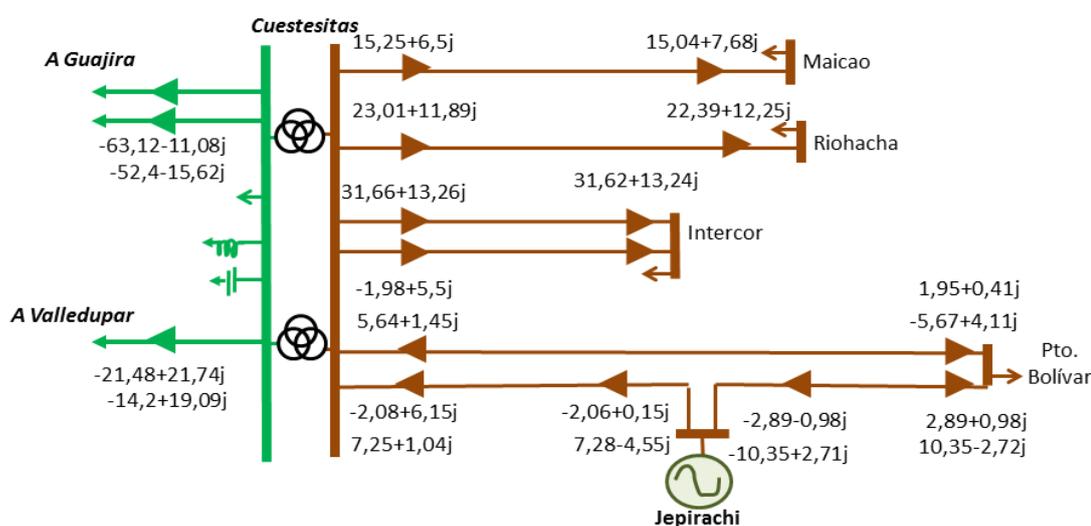


Figura 45: Fluxo de potência em Cuestecitas com SCIG.

A Figura 45 mostra o comportamento do fluxo de potência na barra Cuestecitas. Como foi dito, a potência gerada pelo parque eólico é fornecida principalmente às cargas diretamente ligadas à barra Cuestecitas, isto pode ser visto na potência que é transmitida desde a linha da Guajira e de Valledupar, que passam de transmitir 63,12 MW e 21,48 MW, respetivamente, a transmitir 52,4 MW e 14,2 MW quando o parque eólico gera sua máxima potência. Por outro lado o fluxo de potência reativa varia nestas duas linhas em função da potência gerada pelo parque eólico; em baixas velocidades do vento, a entrada de potência reativa pela linha da Guajira é de 11,08 MVar e a saída de reativa pela linha de Valledupar é de 21,74 MVar, mas com o aumento da velocidade do vento, os aerogeradores SCIG consomem mais potência reativa para sua magnetização, o que faz com que a entrada de potência reativa pela linha da Guajira aumente para 15,62 MVar e a saída na linha de Valledupar diminua para 19,04 MVar.

Outro aspecto que pode ser notado é o comportamento das linhas que ligam o parque eólico à barra Cuestecitas. Segundo os resultados obtidos nas simulações, encontra-se que a potência ativa gerada e a potência reativa fornecida ou consumida pelo parque eólico podem ser transmitidas pelas duas linhas, o que quer dizer que se têm mudanças na direção do fluxo de potência na barra de Pto. Bolívar em função do regime em que se encontra funcionando o parque eólico. Além disto, se observa que pelas componentes capacitivas das linhas e seu comprimento (Cuestecitas-Jepirachi de 137,8 km e Cuestecitas-Pto. Bolívar de 142 km) se tem geração de potência reativa por parte delas, ajudando ao fornecimento desta potência ao parque eólico para a magnetização das máquinas quando estas funcionam na sua máxima potência. Este comportamento da potência ativa e reativa ocasionados pelo parque eólico nestas duas linhas pode ser visto na figura 46.

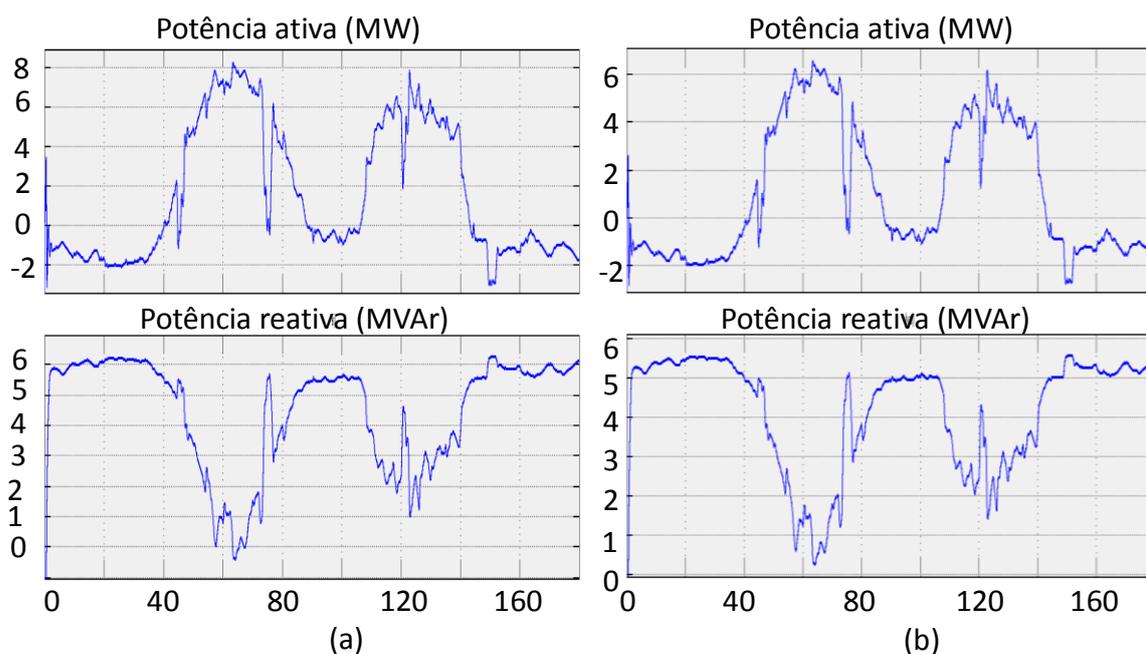


Figura 46: Barra Cuestecitas 110 kV com SCIG (a) linha a Jepirachi (b) linha a Pto. Bolívar.

A Figura 46 mostra o comportamento das linhas que vão desde Cuestecitas até o parque eólico e Pto. Bolívar, considerando que os aerogeradores do parque eólico estão impulsados pela velocidade do vento vista na Figura 43. Isto faz com que a medição de potência ativa mude de sinal, o que quer dizer que a potência nessa linha da rede elétrica mudou de sentido.

Esta variação no fluxo de potência pelo parque eólico é ocasionada pela intermitência e turbulência da velocidade do vento, a qual afeta diretamente o gerador *SCIG* fazendo com que tenha mudanças bruscas na potência ativa gerada e a potência reativa consumida, causando desta forma mudanças na entrada e/ou saída de potência nas barras que estão ligadas ao parque eólico, neste caso a barra de Cuestecitas, como foi dito anteriormente e como pode ser visto na Figura 47.

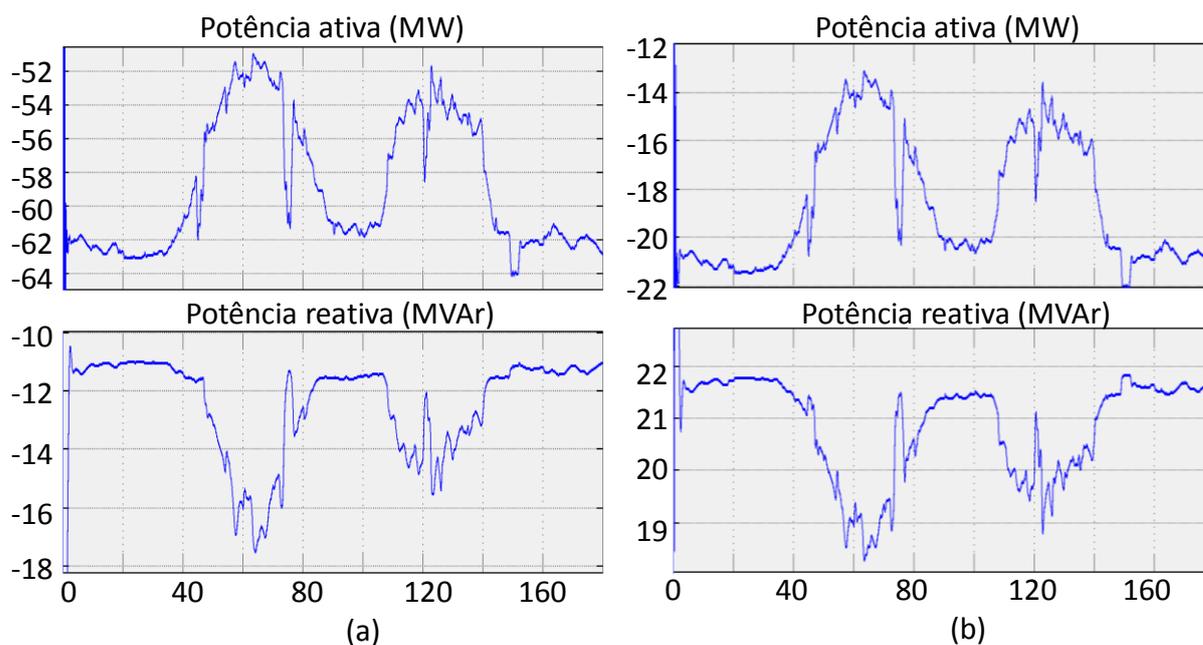


Figura 47: Barra Cuestecitas 220 kV com *SCIG* (a) linha a Guajira (b) linha a Valledupar.

Como mostra a Figura 47, a curva de potência ativa que entra pela linha de Guajira e de Valledupar é afetada pela intermitência da velocidade do vento. No caso da potência ativa, esta é negativa indicando que se tem um consumo, mas quando o parque começa a gerar, esta vai se tornando menor (menos negativa) o que quer dizer que já não se precisa transmitir a mesma potência, pois o parque eólico está fornecendo potência às cargas. Devido a este comportamento é de esperar que o fluxo de potência por parte do SEP em estudo tenha algumas variações, como se mostra na Figura 48.

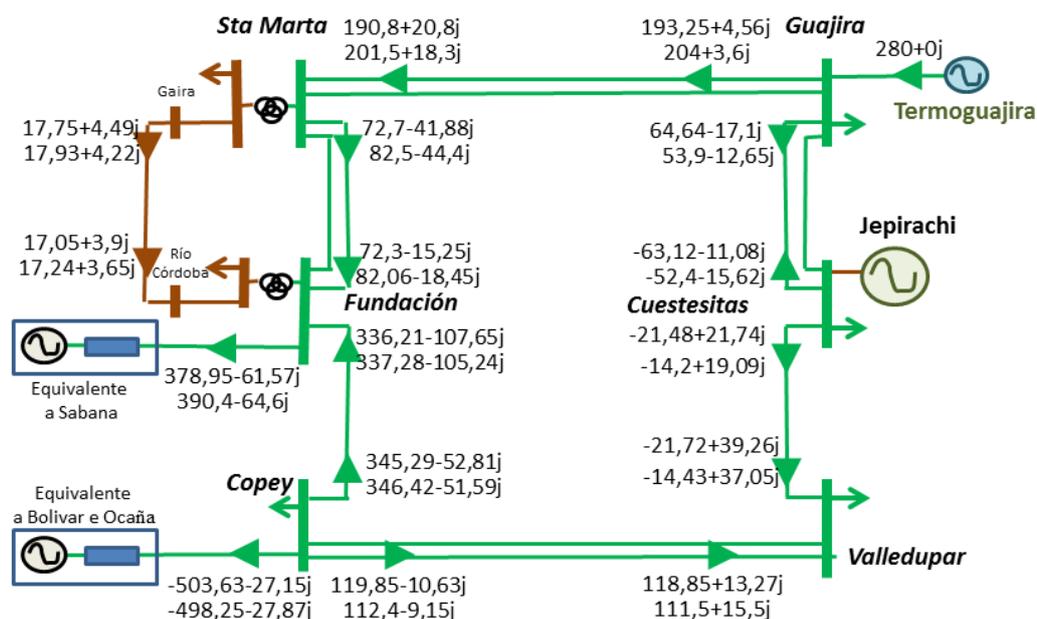


Figura 48: Fluxo de potência no SEP com SCIG.

A Figura 48 mostra o fluxo de potência no anel formado pelas barras de 220 kV, além do elo de 110 kV entre Santa Marta e Fundación. Na figura pode ser vista a variação do fluxo de potência quando o parque está funcionando com baixa potência e com sua máxima potência. A barra Cuestecitas recebe potência ativa por parte de Termoguajira e do circuito equivalente de Copey, passando por Valledupar. Quando o parque eólico gera sua máxima potência, Termoguajira já não precisa fornecer a mesma quantidade de potência para Cuestecitas, passando de 64,64 MW para 53,9 MW, o que dá como resultado que a potência transmitida para Santa Marta e posteriormente para o circuito equivalente de Fundación, passe de 193,25 MW para 204 MW, o que representa um aumento da potência que esta termoelétrica fornece ao sistema elétrico geral de aproximadamente 10 MW (considerando o elo Santa Marta-Fundación de 220 kV e 110 kV).

De igual forma acontece com o fornecimento de potência ativa por parte do circuito equivalente de Copey, que passou de fornecer 119,85 MW a fornecer 112,4 MW devido ao incremento da potência injetada pelo parque eólico. Em relação ao fluxo de potência reativa, encontra-se que a maioria de linhas do SEP são capacitivas, excluindo a linha Fundación-Copey de 49 km e o elo de 110 kV entre Santa Marta-Fundación de 23 km; este comportamento pode gerar excessos de potência reativa, ocasionando aumento do nível de tensão nas barras. Ao ocorrer isto, se faz necessário a regulação da potência reativa dos bancos de capacitores localizados na barra Cuestecitas ou a ligação do reator, com o objetivo

de consumir o excesso desta potência e manter o nível de tensão dentro da sua faixa correspondente, para assim obter o correto funcionamento do SEP considerando as cargas com uma potência média.

Como foi mostrado anteriormente, o principal problema da geração eólica é a intermitência da velocidade do vento, isto é refletido no fluxo de potência que percorre o anel das linhas de 220 kV e posteriormente no intercâmbio de potência que se tem com os circuitos equivalentes, como se pode ver na Figura 49.

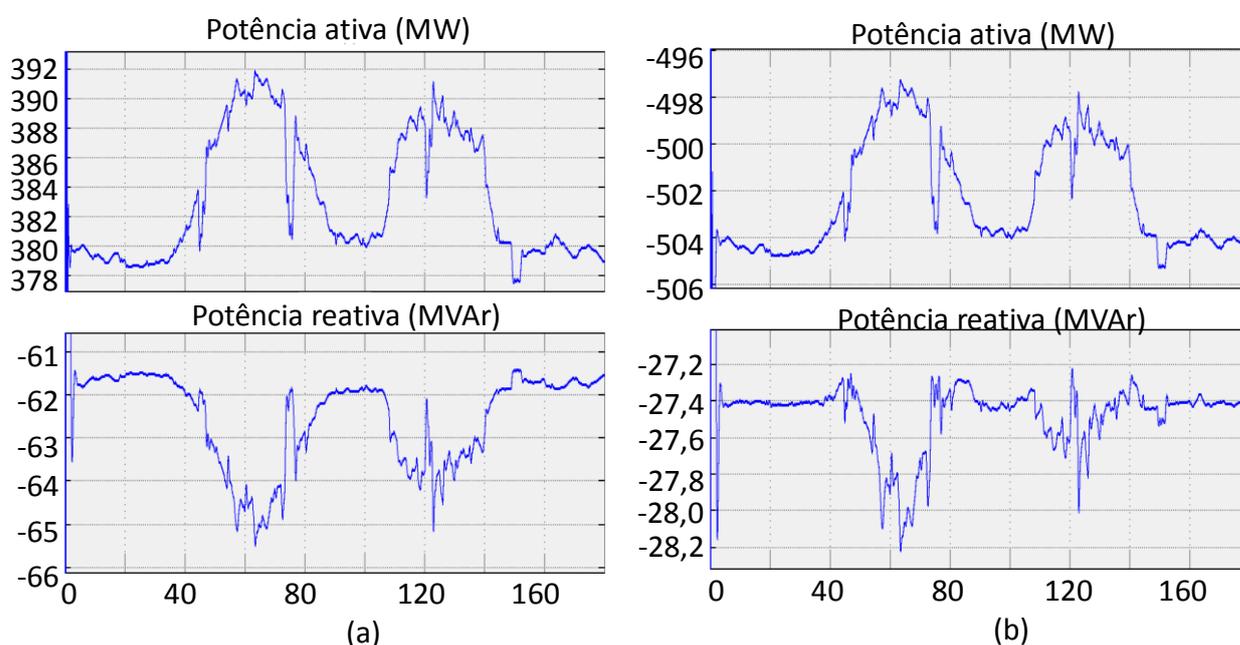


Figura 49: Intercambio de potência com os circuitos equivalentes do SEP com SCIG (a) Fundación, (b) Copey.

Como mostra a Figura 49, o circuito equivalente de Fundación, consome mais potência com o aumento da potência gerada no parque eólico, isto é devido a que Termoguajira já não terá que enviar a mesma quantidade de potência para a barra Cuestecitas, pois Jepirachi vai fornecer parte da potência consumida pelas cargas ligadas nesta barra, o que dá como resultado que a potência gerada por Termoguajira seja transferida para Fundación fazendo um intercâmbio de mais de 11,45 MW. Da mesma maneira pode ser visto o comportamento da potência reativa que é trocada pelo circuito equivalente, a qual vai ficar em função do parque eólico, devido ao fluxo de potência reativa que este precisa para a magnetização das máquinas dos aerogeradores, o qual se propaga por todas as linhas de transmissão até chegar a este ponto do circuito.

O circuito equivalente de Copey faz intercâmbio de potência em função do parque eólico, principalmente pelo elo que se tem por Valledupar; mas o ponto mais relevante é o nível de sobrecarga no qual se encontra o transformador de Copey 500 kV / 220 kV de 450 MVA, o qual está em 111,94 % para um funcionamento do parque eólico em baixa potência e de 110,89% para alta potência, o que implica que podem ocorrer problemas na transferência de potência considerando uma máxima carga ao não aumentar a potência de transformação, ou incluir outra fonte de geração na região que diminua a necessidade transmissão de energia por este transformador.

Outro problema encontrado foi a quantidade de potência transmitida pela linha Copey-Fundación e as perdas por esta transmissão. O nível de potência que transmite a barra de Copey varia entre 345,29 MW e 346,42 MW, em função do parque eólico, com perdas de até 10,3 MW; o que se recomendaria instalar uma segunda linha para a transmissão desta potência e diminuir as perdas  $I^2R$ .

Como foi visto o fluxo de potência é muito dinâmico, com o que se poderia dizer que o nível de tensão aumenta com a injeção de potência ativa e diminui com o consumo de potência reativa, esta variação do nível de tensão no SEP de estudo pode ser vista na Figura 50.

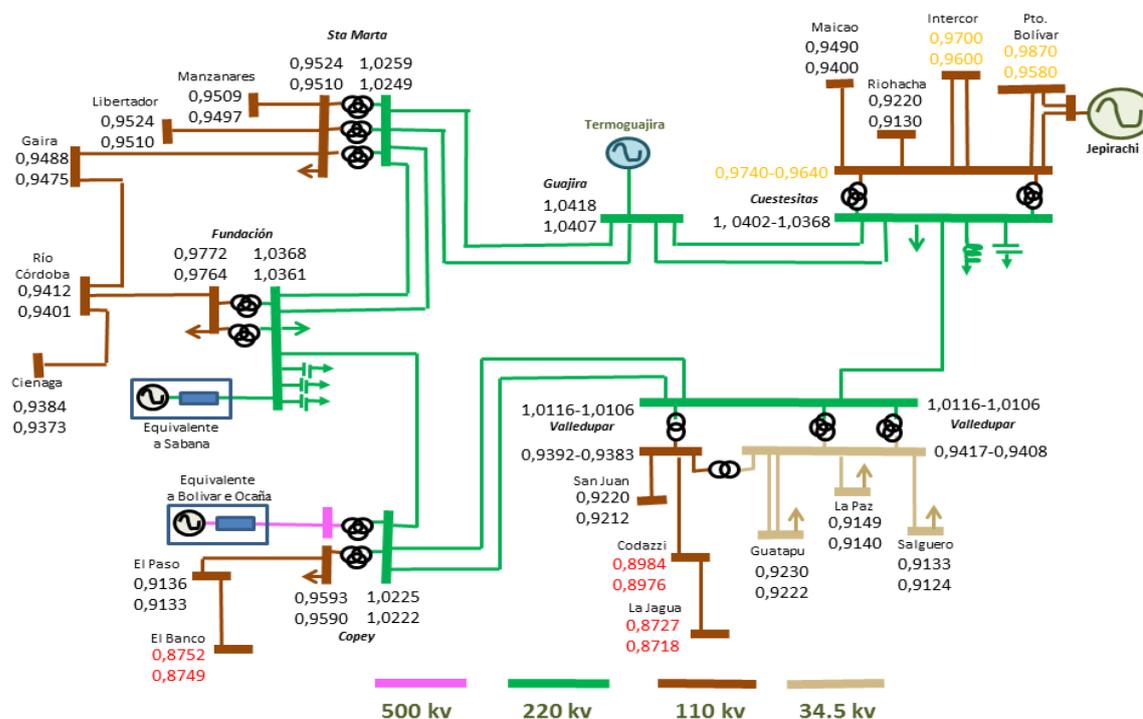


Figura 50: Níveis de tensão no SEP com SCIG.

A Figura 50 mostra que a grande capacitância das linhas que forma o anel de 220 kV, faz com que o nível de tensão se mantenha sobre este valor, além de ter pequenas variações devidas ao funcionamento do parque eólico e o impacto que tem este no fluxo de potência. O nível de tensão é afetado nas barras próximas ao parque eólico, neste caso se observam variações maiores ou iguais a 0,01 p.u. nas barras de Pto. Bolívar, Cuestecitas 110 kV e Intercor. Esta variação no nível de tensão pode ser vista na Figura 51.

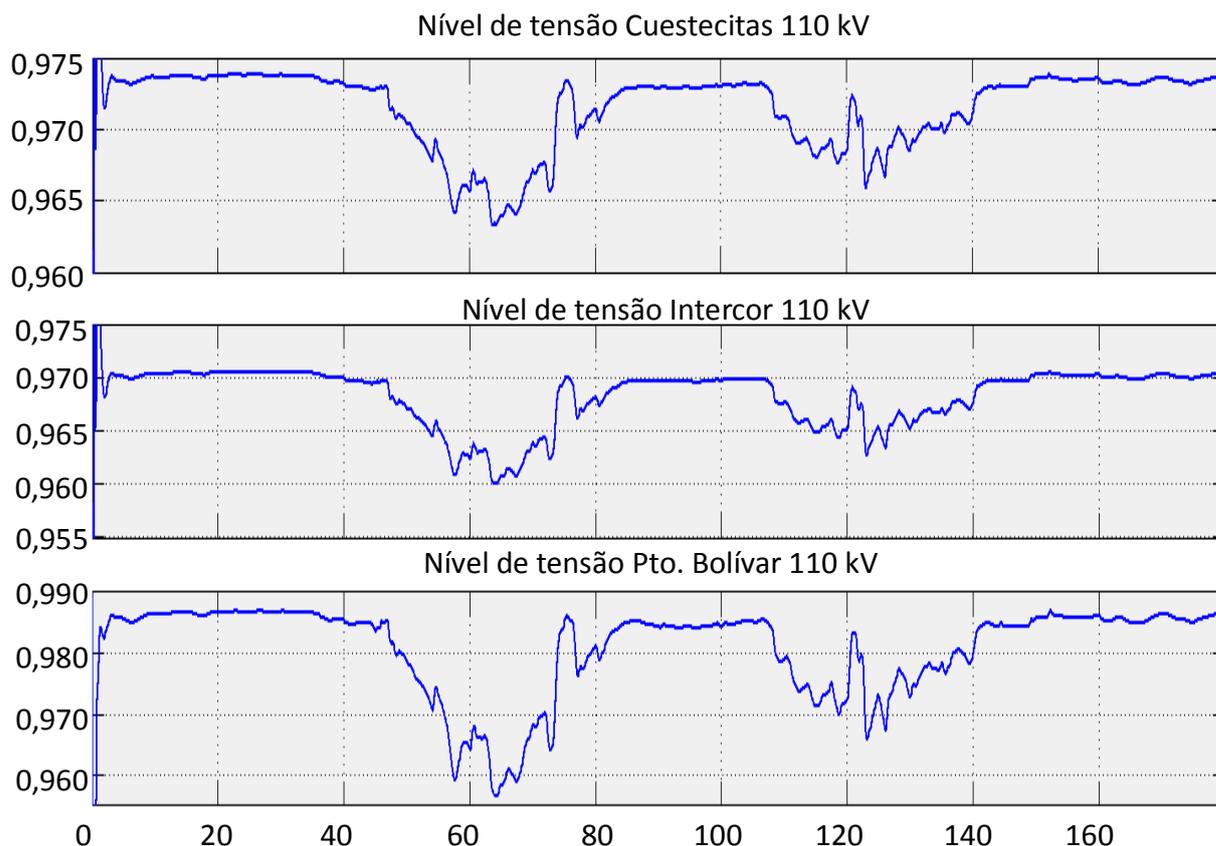


Figura 51: Níveis de tensão das barras próximas ao parque eólico com SCIG.

Como se pode ver na Figura 51, o nível de tensão na barra de Pto. Bolívar é o mais afetado, ocasionando um afundamento de tensão de aproximadamente 0,096 p.u. devido a sua cercania ao parque eólico (8,8 km). Como se mostrou nas Figuras 45 e 46, o fluxo de potência por esta barra varia constantemente, inclusive muda de direção, devido à injeção de potência ativa e ao consumo ou fornecimento de potência reativa por parte do parque eólico, fazendo que o nível de tensão oscile bruscamente em função dele.

O nível de tensão nas barras de Cuestecitas 110 kV também é afetado com oscilações de 0,01 p.u. pois a variação no fluxo de potência chega até essa barra, ao igual que a barra

Intercor que está a só 7,7 km de Cuestecitas, o que faz com que não tenha a suficiente impedância para amortecer a variação do nível de tensão.

Com o aumento da distância desde uma barra do SEP ao parque eólico, aumenta-se a impedância, o que faz com que as variações do nível de tensão ocasionadas pelas mudanças no fluxo de potência sejam amortecidas, isto é devido que o nível de tensão vai estar predominado por outras fontes de geração perto das cargas, como é o caso da termoelétrica e dos circuitos equivalentes. Esta variação nas barras distantes ao parque eólico se pode ver na Figura 52.

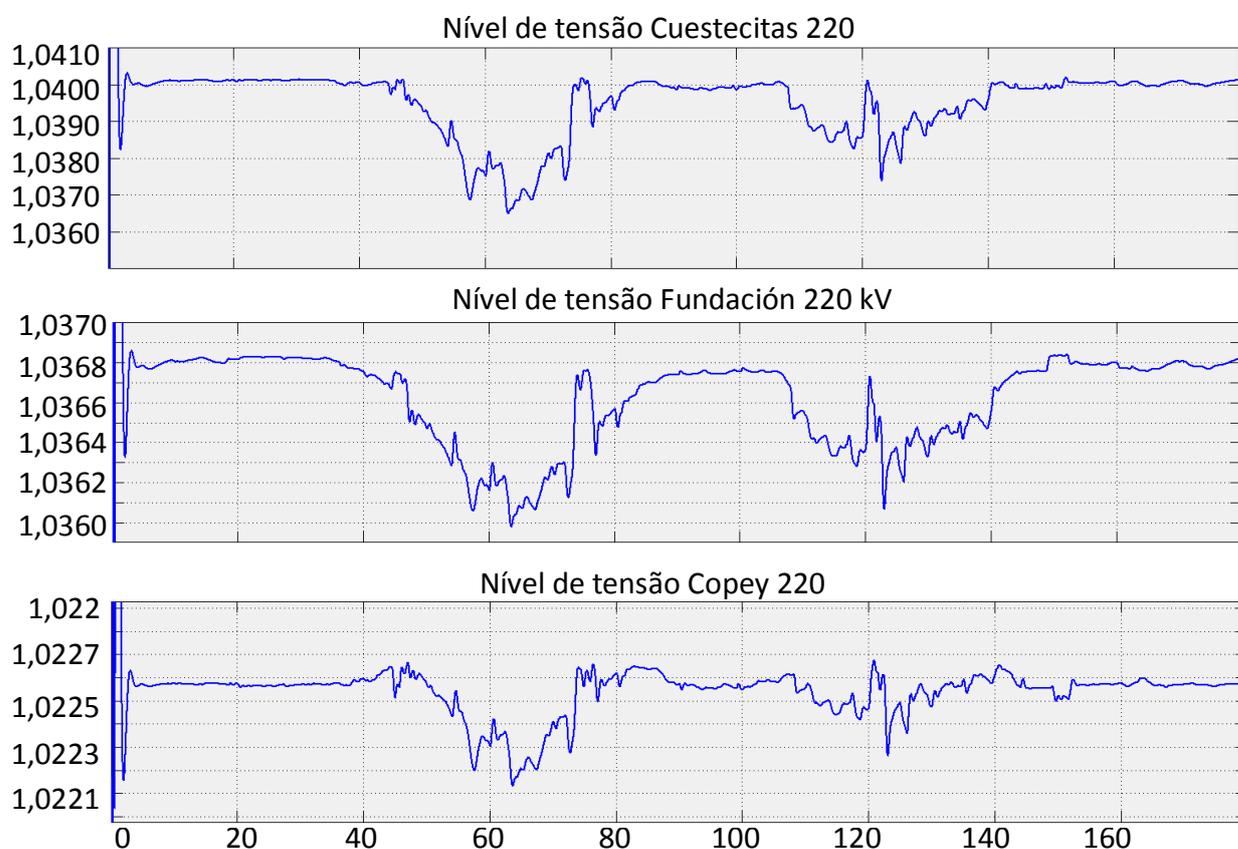


Figura 52: Níveis de tensão nas barras principais do SEP com SCIG.

A Figura 52 mostra que as variações do nível de tensão na barra Cuestecitas 220 kV, estão na faixa de 0,0034 p.u., as quais tem uma grande diferença com relação à medida na barra de 110 kV, isto é ocasionado pela impedância do transformador. Esta oscilação do nível de tensão se faz ainda menor com o aumento da impedância das linhas. No caso das barras Copey e Fundación, a variação é menor pois o nível de tensão é dado principalmente pelo circuito equivalente, o qual apresenta uma impedância entre o ponto de medição e a fonte de

geração menor do que a impedância presente até o parque eólico, ocasionando um menor impacto no nível de tensão devido à variação do fluxo de potência.

Outro ponto para analisar é o nível de tensão no sistema radial presente nas barras Copey 110 kV e Valledupar 110 kV, os quais vão decrescendo até o ponto de sair da faixa do correto funcionamento (0,9 p.u.) o que faz necessário que se localizem nessas barras compensadores de potência reativa para obter um aumento no nível de tensão.

### 5.3. Caso 2: parque eólico com *DFIG*

A análise feita ao SEP quando Jepirachi funciona com máquinas *DFIG*, está baseada na comparação com o caso visto na seção anterior, visando avaliar como é o impacto do fluxo de potência, considerando a maior eficiência que tem este tipo de aerogerador e o fato de não consumir potência reativa, além de observar como afeta isto ao nível de tensão nas barras do SEP. Considerando o anterior, o fluxo de potência nas barras próximas ao parque eólico, pode ser visto na Figura 53.

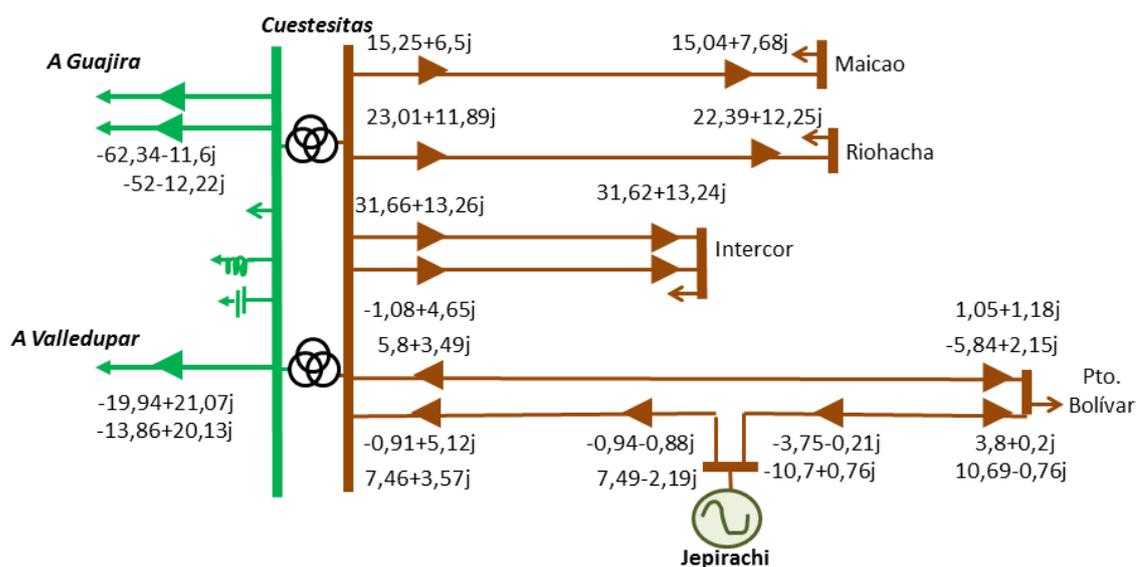


Figura 53: Fluxo de potência em Cuestecitas com *DFIG*.

A Figura 53 mostra o comportamento do fluxo de potência na barra Cuestecitas. A potência gerada pelo parque eólico é consumida pelas cargas próximas; usando máquinas *DFIG*, encontra-se que pelo fato de ser mais eficientes em baixas velocidades do vento, a potência transmitida até a barra de Cuestecitas 220 kV é menor neste regime de

funcionamento. Neste caso a linha Cuestecitas-Guajira e Cuestecitas-Valledupar, transmitem 62,34 MW e 19,94 MW, respectivamente, ou seja, 2,32 MW menos do que ao usar *SCIG*, isto indica que o *DFIG* injeta mais potência à rede elétrica quando a velocidade do vento é baixa, fazendo com que se tenha que transmitir uma menor quantidade de potência até Cuestecitas, o que significa que seria possível enviar uma maior quantidade de potência até outros lugares do SEP.

Com altas velocidades do vento se tem a mesma situação anterior, devido ao fato do *DFIG* controlar a sua potência por ângulo de passo, a qual é mais estável; por outro lado, a perda aerodinâmica do *SCIG* faz com que ele perde eficiência bruscamente em quanto maior seja a velocidade do vento. O anterior faz com que ao usar aerogeradores *DFIG*, em regime de altas velocidade do vento, a barra Cuestecitas tenha que importar 52 MW e 13,86 MW pelas linhas da Guajira e Valledupar, respectivamente, ou seja 0,74 MW menos do que se o parque eólico opera-se com aerogeradores *SCIG*.

A potência reativa consumida pelo *DFIG* é nula, só é considerada a consumida pelos transformadores do parque eólico. Isto se pode observa no fluxo de potência reativa que vai tanto para a barra Cuestecitas 220 kV, como para o parque eólico, em altas velocidades do vento. Observa-se que ao utilizar *DFIG*, os bancos de capacitores localizados na barra Cuestecitas podem fornecer uma maior quantidade de potência reativa à linha a Valledupar, 1,04 MVar mais do que ao usar *SCIG*; ao mesmo tempo se observa uma diminuição na importação de potência reativa pela linha a Guajira de 3,4 MVar; este comportamento sugere que é possível manter um nível de tensão um pouco maior em situações com elevado número de cargas no SEP, devido ao fato de que o parque eólico com *DFIG* consome menos potência reativa do que com *SCIG*.

Por outro lado, considerando que em baixa velocidade do vento o banco de capacitores usado no parque eólico fornece potência reativa também à rede elétrica, se observa que com o uso de aerogeradores *DFIG* esta situação não é possível por não precisar de compensação de reativa. Neste regime, a barra Cuestecitas 220 kV importa uma maior quantidade de potência reativa pela linha da Guajira, além de conseguir enviar menor potência reativa para a linha a Valledupar que se o parque eólico usa-se máquinas *SCIG*. O anterior faz com que se tenha um comportamento diferente nos dois casos, parque eólico com *SCIG* e com *DFIG*, principalmente nas linhas que vão desde Cuestecitas até Jepirachi e até Pto. Bolívar, como se mostra na Figura 54.

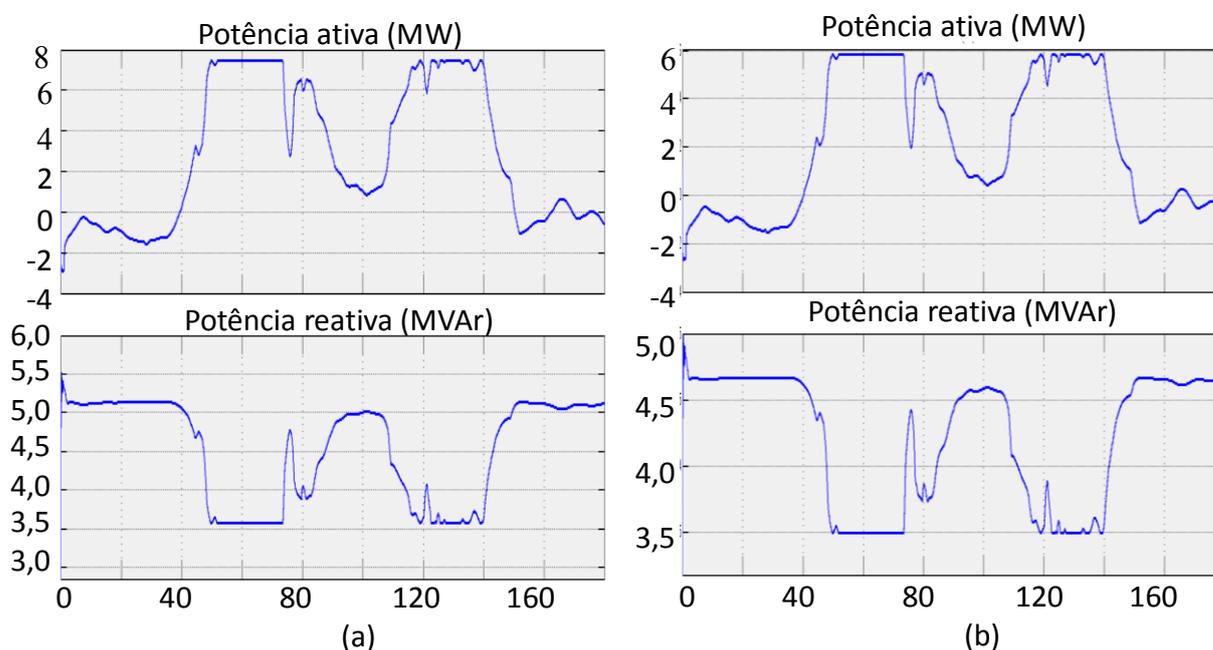


Figura 54: Barra Cuestecitas 110 kV com *DFIG* (a) linha a Jepirachi (b) linha a Pto. Bolívar.

A Figura 54 mostra que para velocidade do vento muito baixa, precisa-se enviar potência ativa até a carga de Pto. Bolívar, pois o parque eólico não consegue fornecer o total demandado, mas esta transmissão de potência é menor do que se estiver usando *SCIG*, 2,07 MW considerando as duas linhas, isto devido que em este regime o *DFIG* injeta mais potência ativa à rede elétrica. Posteriormente com o aumento na velocidade do vento, observa-se a mudança da direção do fluxo de potência ativa, com o qual o parque eólico, fornece potência tanto à linha de Pto. Bolívar como para o SEP.

Em baixas velocidades do vento e considerando a grande capacitância das linhas, também se pode observar um fluxo de potência reativa que entra na barra Cuestecitas 110 kV pela linha a Pto. Bolívar e a Jepirachi, de 4,65 MVar e 5,12 MVar respectivamente; neste caso este ingresso de potência reativa é menor do que se o parque eólico opera-se com aerogeradores *SCIG*, isto é devido a que os aerogeradores *DFIG* não precisam de capacitores que forneceriam também potência reativa à rede elétrica. Isto dá como resultado que o parque eólico em todo momento consuma potência reativa devido aos transformadores, contudo, em altas velocidades do vento o parque eólico com aerogeradores *DFIG* consome uma menor quantidade de potência reativa do que com *SCIG*.

Outro ponto a ser analisado é a suavidade da curva de potência injetada à rede elétrica, devida a que as mudanças bruscas de velocidade do vento que são absorvidos pela variação de

velocidade de rotação do aerogerador e cuja vantagem se propaga pelo SEP estudado como mostra a Figura 55.

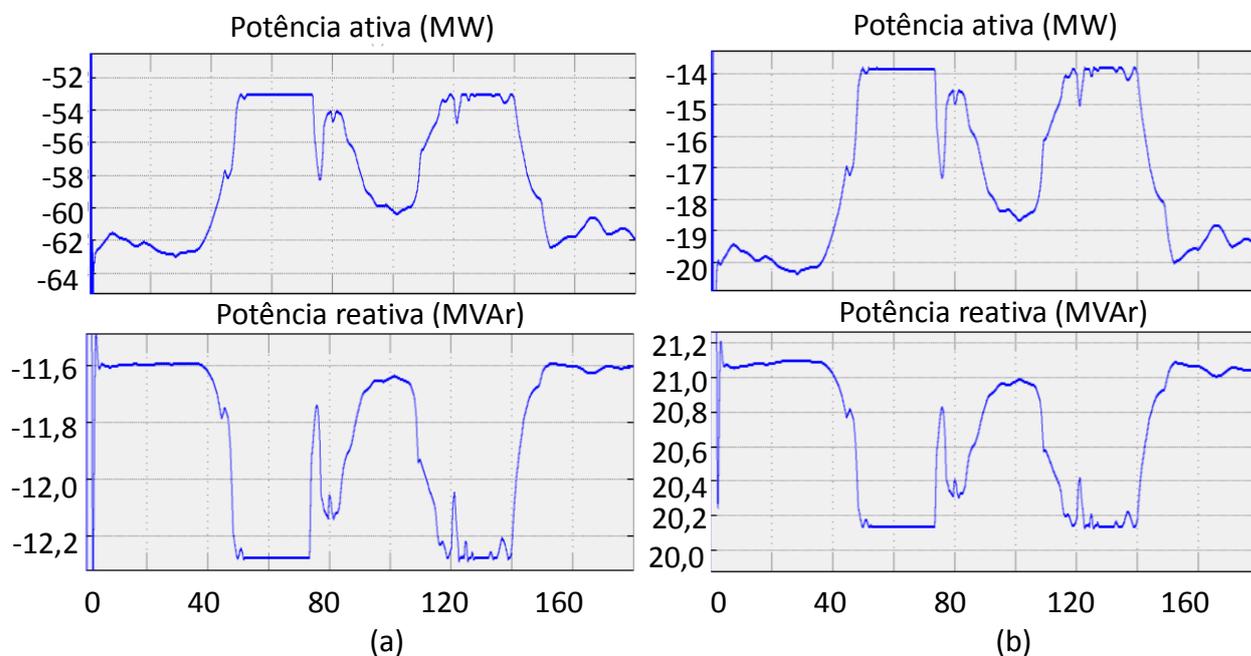


Figura 55: Barra Cuestecitas 220 kV com *DFIG* (a) linha a Guajira (b) linha a Valledupar.

A Figura 55 mostra como é a propagação da potência injetada na rede elétrica, nas linhas que vão para Guajira e Valledupar, observadas desde a barra Cuestecitas 220 kV. Na Figura 55 se mostra que os aerogeradores *DFIG* são afetados pela intermitência da velocidade do vento, ao igual que os aerogeradores com *SCIG*, mas as mudanças bruscas podem ser controladas, proporcionando uma maior estabilidade e eficiência na geração de energia, o que faz com que se afete menos o fluxo de potência do SEP quando comparado com o uso do *SCIG* como fonte geradora, como mostra a Figura 56.

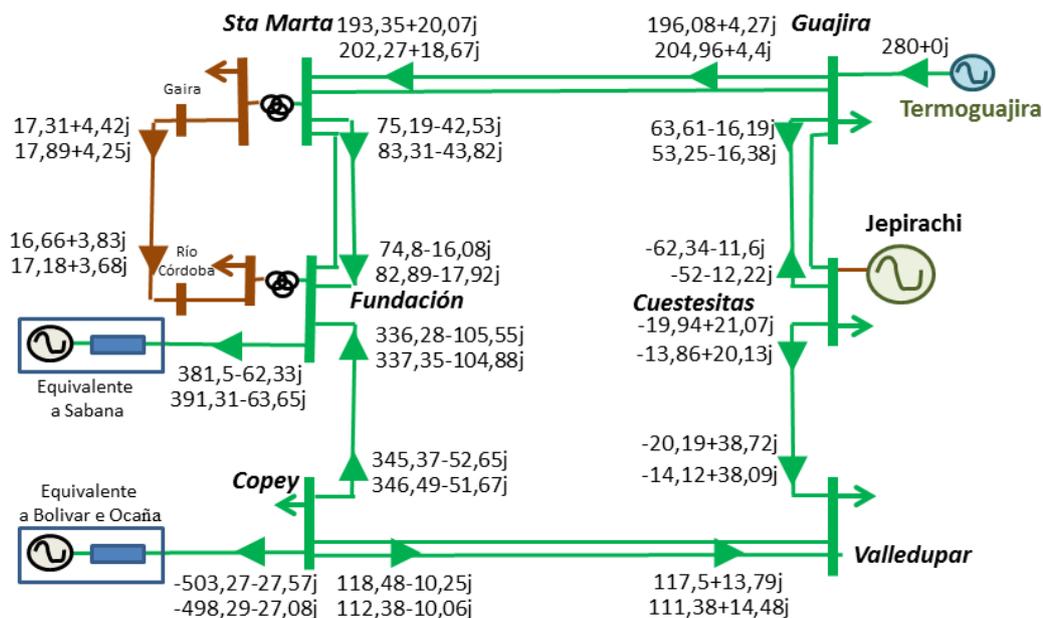


Figura 56: Fluxo de potência no SEP com DFIG.

Na Figura 56 se pode ver a variação no fluxo de potência do SEP usando máquinas *DFIG*; a rede elétrica tem aproximadamente o mesmo comportamento mostrado na seção 5.2, mas neste caso, devido à eficiência dos aerogeradores *DFIG* observa-se que Termoguajira diminui a quantidade de potência transmitida para Cuestecitas, pois se mantém numa faixa entre 63,61 MW e 53,25 MW em função da velocidade do vento em Jepirachi, o que implica entre 1,03 MW e 0,65 MW menos de potência ativa que se tem que transmitir até esta barra considerando um funcionamento do parque eólico com *SCIG*. Isto dá a possibilidade de que Termoguajira envie uma maior quantidade de potência ativa para o circuito de Fundación, principalmente no regime onde os aerogeradores operam em baixa velocidade do vento.

Por outro lado, usando aerogeradores *DFIG*, o circuito de Copey não precisa transmitir a mesma quantidade de potência para Cuestecitas pelo elo de Valledupar, pois passa de manter-se numa faixa entre 119,85 MW e 112,4 MW, com aerogeradores *SCIG*, para 118,48 MW e 112,38 MW ao usar *DFIG*, vendo-se uma redução de 1,37 MW de potência transmitida para Cuestecitas em regime de baixa velocidade onde este tipo de aerogerador é mais eficiente.

Analisando o fluxo de potência reativa, se observam diferenças neste fluxo entre utilizar máquinas *SCIG* ou *DFIG*. Em regime de velocidade baixa, se vê que o parque eólico com *DFIG*, a importação por parte da barra Cuestecitas é maior do que se o parque eólico teve-se aerogeradores *SCIG*, devido ao consumo de potência reativa. Isto é causado pelo o banco de capacitores que usa o *SCIG* para compensar a potência reativa, pois em este regime,

além de fazer a magnetização das máquinas, fornecem potência reativa à rede, implicando que o fluxo desta potência até Cuestecitas 220 kV seja menor da observada quando o parque eólico utiliza *DFIG*.

Com velocidades de vento altas, se observa a vantagem que tem o controle de potência reativa por parte do *DFIG*, pois isto faz com que o fluxo desta potência seja menor do que o apresentado pelas máquinas *SCIG*, onde neste regime de funcionamento, o banco de capacitores não consegue fornecer a quantidade necessária para a magnetização, tornando-se necessária obtê-la da rede elétrica, alterando assim o comportamento do SEP como foi visto na seção 5.2. Esta variação de potência ativa e reativa no SEP, afeta o intercâmbio de potência nos circuitos equivalentes de Copey e Fundación, como mostra a Figura 57.

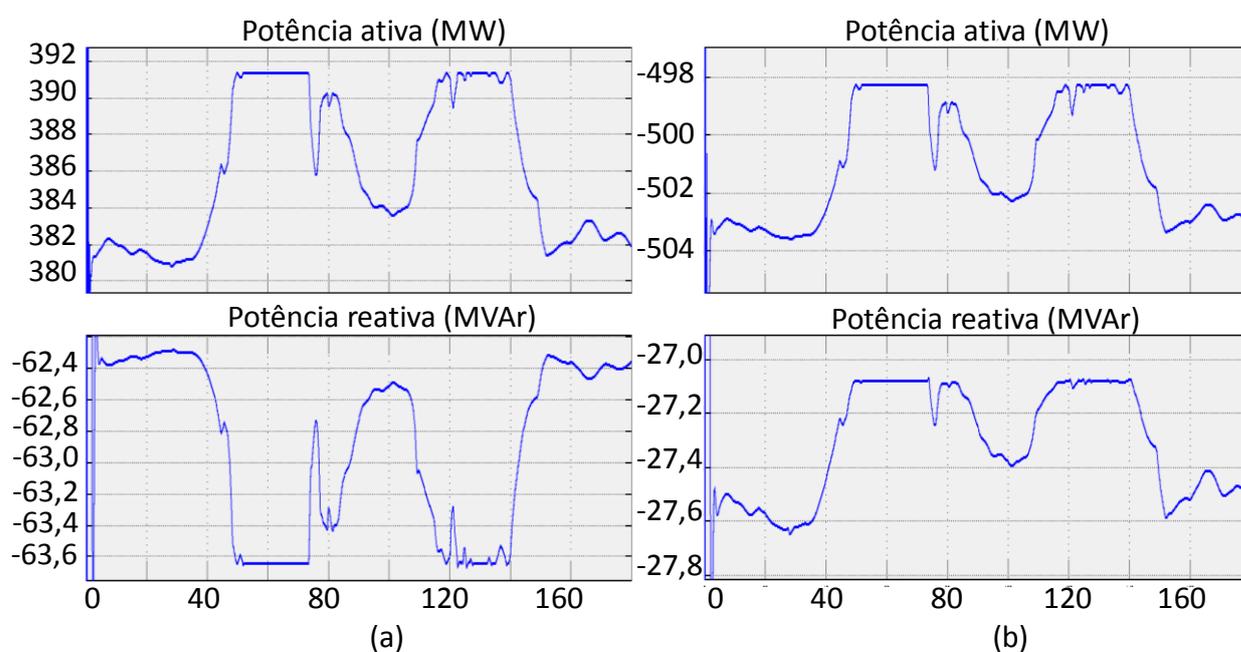


Figura 57: Intercâmbio de potência com os circuitos equivalentes do SEP com *DFIG* (a) Fundación, (b) Copey.

A Figura 57 mostra a variação da potência ativa importada pelos circuitos de Copey e Fundación. Nela se observa que o circuito de Fundación oscila entre a faixa de 381,5 MW e 391,31 MW usando aerogeradores *DFIG*, em relação aos 378,95 MW e 390,4 MW dos *SCIG*. Isto implica que exista uma maior transferência de potência ativa até a rede elétrica equivalente devido à maior eficiência dos *DFIG*, o que faz com que Termoguajira consiga transferir uma maior quantidade de potência para esta barra de uma forma mais suave e

controlada. Também foi observado que ao usar aerogeradores *DFIG*, em regime de baixa velocidade, se tem uma maior importação de potência reativa que ao usar aerogeradores *SCIG* pelo fato de ter banco de capacitores. Por outro lado, com velocidades de vento altas, o circuito tem que fornecer menor potência reativa à rede elétrica de estudo porque o parque eólico com *DFIG* consome uma menor quantidade de reativa do que com *SCIG*.

Ao analisar o circuito de Copey, encontra-se que não há uma diferença significativa na quantidade de potência transferida, só que ao usar *DFIG*, não se apresentam as oscilações bruscas na curva de potência causadas pelas rápidas mudanças na velocidade do vento.

Como foi analisado até agora, a principal vantagem do aerogerador, é a eficiência em baixas velocidades do vento, além do controle da potência gerada. Isto dá como resultado um nível de tensão menos variável devido à intermitência e as mudanças bruscas na velocidade do vento, como mostra a Figura 58.

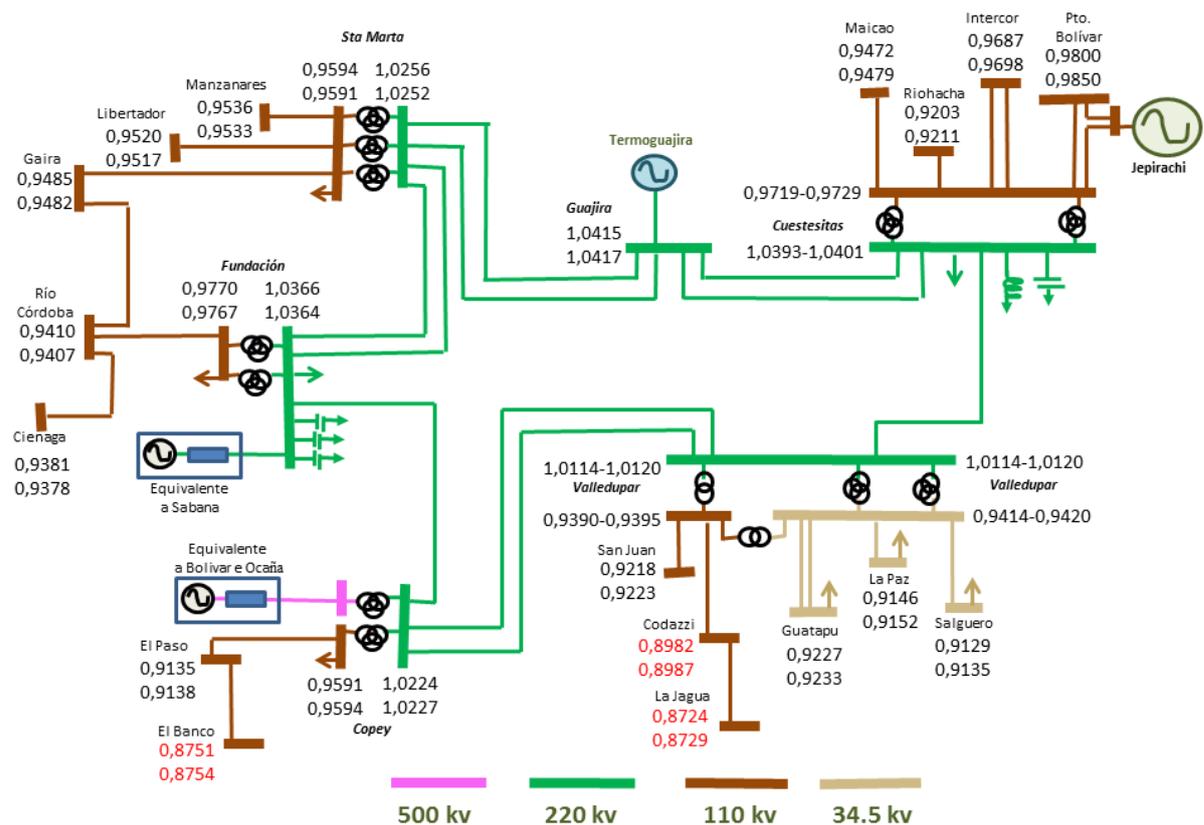


Figura 58: Níveis de tensão no SEP com *DFIG*.

Os níveis de tensão na Figura 58 mostram que o SEP funcionando com o número de cargas considerado, as linhas de transmissão que forma o anel de 220 kV tem uma grande capacitância que aumenta os níveis de tensão; mas o aspecto mais significativo é a variação

no nível de tensão que gera a intermitência na injeção de potência do parque eólico. Observa-se que ao utilizar aerogeradores *DFIG*, as oscilações na curva de tensão são menores do que ao usar *SCIG*, principalmente pelo fato de que não se alteram bruscamente os fluxos de potência reativa da rede elétrica causando afundamentos de tensão. Este comportamento pode ser visto principalmente nas barras próximas ao parque eólico, como mostra a Figura 59, as quais foram as mais afetadas ao usar *SCIG*.

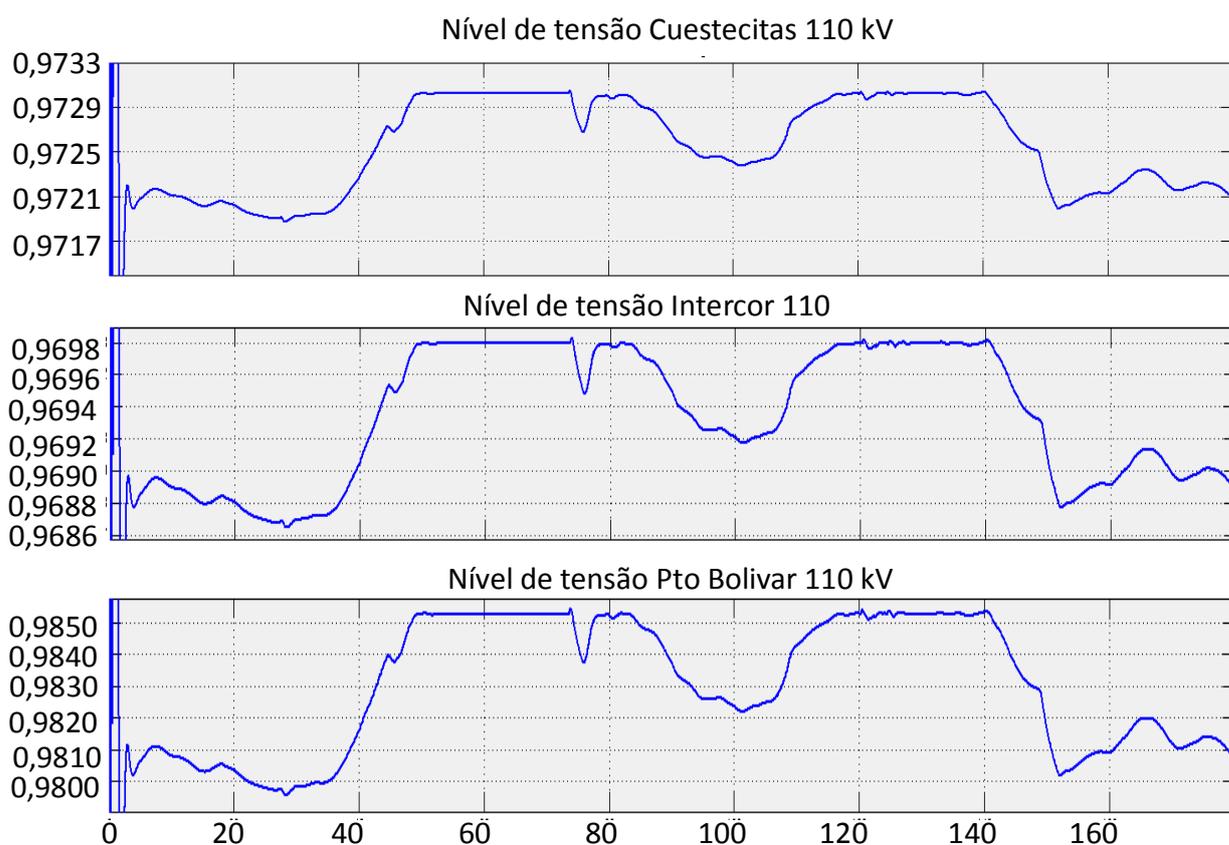


Figura 59: Níveis de tensão das barras próximas ao parque eólico com *DFIG*.

A Figura 59, mostra que o parque eólico ao funcionar com *DFIG*, não gera afundamentos nas barras de Cuestecitas 110 kV, Intercor e Pto. Bolívar, da mesma amplitude do que ao usar *SCIG*. No caso da barra de Pto. Bolívar, a qual foi a mais afetada pelos afundamentos da curva de tensão ao usar *SCIG*, é possível ver que com o *DFIG* estes afundamentos desaparecem, ficando apenas pequenas variações na curva de 0,005 p.u.; é de esperar que com o aumento da impedância entre o parque eólico e alguma outra barra, estas variações desapareçam, isto pode ser visto nas barras de Cuestecitas 110 kV e Intercor, onde as variações da tensão estão em torno de 0,0011 p.u. devido à impedância presente nas linhas de transmissão.

Por outro lado, o fluxo de potência reativa influencia o comportamento da tensão nas barras de Fundación, Santa Marta e a rede radial de Copey, sendo que estas são mais afetadas pelo consumo de potência reativa por parte do parque eólico do que com a injeção de potência ativa à rede elétrica, ocasionando que o nível de tensão baixe quando os aerogeradores operam em potência nominal.

Ao usar aerogeradores *DFIG*, a forma da curva de tensão não apresenta os distúrbios gerados pelo parque eólico quando muda bruscamente a velocidade do vento, o que dá como resultado uma curva mais suave e definida, isto é devido que estes distúrbios são absorvidos pelos inversores dos aerogeradores, cuja faculdade se reflete na rede elétrica de estudo como mostra a Figura 60.

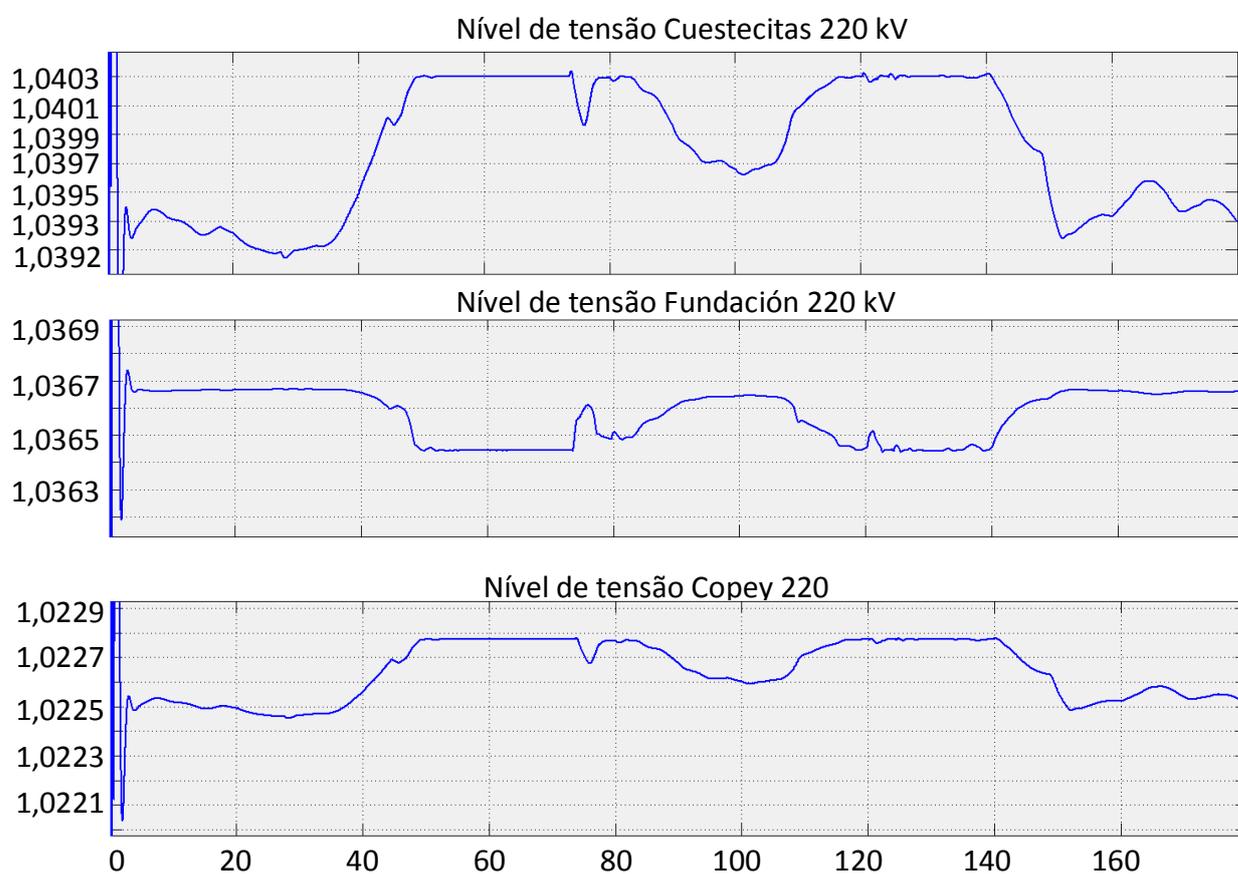


Figura 60: Níveis de tensão nas barras principais do SEP com *DFIG*.

A Figura 60 mostra principalmente que a faixa de oscilação da tensão diminui com o aumento da impedância entre o parque eólico e a barra medida, pois predomina o funcionamento e as variações provocadas por outras fontes de geração. No caso de Cuestecitas 220 kV, se observa este comportamento com inserção do transformador, o qual faz com que aumente a impedância entre a barra e o parque eólico, enquanto diminui a

impedância com a barra de Termoguajira, causando que a faixa de oscilação de tensão baixe para 0,0008 p.u.

No caso das barras Copey e Fundación, esta variação é dificilmente percebida, pois a tensão varia em torno de 0,0002 p.u; o que quer dizer que no circuito de Copey, que tem um nível de tensão de 500 kV, o parque eólico terá um impacto na variação do nível de tensão de 100 V. Por outro lado, no circuito de Fundación se observa principalmente o comportamento da curva de tensão, onde o fluxo de potência reativa ocasionado pelos transformadores do parque eólico, afeta o nível de tensão ocasionando que a tensão medida baixe em proporção ao aumento da potência ativa injetada pelo parque eólico.

## 6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Com a pesquisa feita em geração de energia eólica, estudos dos aerogeradores *SCIG* e *DFIG* e a modelagem aproximada de um sistema elétrico de potência que inclui um parque eólico, encontram-se as seguintes conclusões das análises feitas neste trabalho:

- O aerogerador *DFIG* demonstrou uma maior eficiência na geração de energia em relação ao *SCIG*, sobretudo quando a velocidade do vento é baixa. Isto é devido que o *DFIG* é de velocidade variável, o que implica que os seus sistemas de controle façam mudar sua velocidade de rotação para conseguir obter o máximo potencial da energia do vento.
- As variações de tensão e de potência injetada pelos aerogeradores *DFIG* são mais suaves do que as causadas pelos aerogeradores *SCIG*. Isto é causado porque os inversores de frequência usados para controlar a velocidade de rotação do *DFIG*, que atuam como amortecedores das mudanças bruscas da velocidade do vento, evitando que estas sejam transmitidas à rede elétrica.
- As variações no nível de tensão causadas pela variação da velocidade do vento são mais bruscas ao usar aerogeradores *SCIG*, chegando a 4%, isto principalmente pelos elevados consumos de potência reativa necessária para a magnetização da máquina assíncrona quando esta opera em sua potência nominal, o que ocasiona que o nível de tensão diminua bruscamente ao não ter uma compensação capacitiva, controlada e proporcional à quantidade de potência reativa necessária pelos aerogeradores.
- O controle de potência do aerogerador por meio de ângulo de passo, demonstrou ser uma maneira mais estável, além de não gerar distúrbios à rede elétrica pela causa da turbulência da velocidade do vento. Neste caso a variação da tensão foi menor a 1 %. Em relação à perda aerodinâmica, geram-se muitas

perturbações na curva de tensão e potência, além da perda de eficiência do gerador conforme se aumenta a velocidade do vento.

- Com o aumento do potencial de geração eólica na região, se poderia obter uma curva de tensão mais suave e estável, sobretudo ao usar aerogeradores *DFIG*. Isto é causado pelo fato de que para um maior número de máquinas os distúrbios causados pelas mudanças da velocidade do vento são amortecidos, devido que estas mudanças não afetam ao mesmo tempo todos os aerogeradores.
- Com a pouca inserção de energia eólica do SEP estudado, ao usar aerogeradores *DFIG*, não teria impactos notáveis no nível de tensão das barras próximas ao parque eólico, isto devido que este tipo de máquina além de ser mais eficiente, tem técnicas de controle para que não consoma potência reativa, conseguindo que o nível de tensão se mantenha entre uma faixa de variação menor do que ao usar aerogeradores *SCIG*.
- Encontraram-se alguns problemas na rede elétrica, independentes da inserção de energia eólica, como o caso de sub tensão das barras Copey e Valledupar e sobrecarga do transformador Copey 500 kV / 220 kV de 450 MVA. Isto faz necessário com que as concessionárias de energia elétrica da região, reestruturem algumas linhas de transmissão, aumentem a capacidade de transformação, incluam alguns equipamentos para o controle de potência reativa e/ou aumentem a capacidade de geração de energia elétrica na região.

Como proposta para trabalhos futuros se propõe:

- Aumentar a quantidade de aerogeradores modelados para obter uma melhor análise dos efeitos que causa o amortecimento dos distúrbios na curva de tensão e potência pela causa de operar sob diferentes velocidades do vento.
- Variar as cargas, considerando um nível de carga mínima e máxima, ou também uma carga dinâmica em função do tempo de simulação.
- Considerar um controle ativo dos equipamentos para o fornecimento e consumo de potência reativa.
- Aumento da inserção de energia eólica na região.

## REFERÊNCIAS

ABAD, G. et al. **Doubly Fed Induction Machine, Modeling and Control for Wind Energy Generation**. New Jersey: John Wiley & Sons. 2011.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. Stockholm: Jhon Wiley & Sons. 2005.

ADMINISTRADOR DO SISTEMA INTERLIGADO DA COLÔMBIA (XM). **Informe de Operacion del SIN y Administracion del Mercado: Capacidad efectiva neta: relatório técnico**. Bogota, 2012

ADMINISTRADOR DO SISTEMA INTERLIGADO DA COLÔMBIA (XM). **Coordinacion de la Operación: Plan de Restablecimiento Area Guajira-Cesar-Magdalena: relatório técnico**. Bogota, 2012.

ADMINISTRADOR DO SISTEMA INTERLIGADO DA COLÔMBIA (XM). **Informe de parametros tecnicos del SIN Colombiano**. Bogota, 2013. Disponível em: <<https://sv01.xm.com.co/ParatecInt/Paginas/parametros.asp>>. Acesso em: 15 jul. 2013.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Usinas do tipo eólico em operação**. Brasilia. 2013.

BP. **BP Statistical Review of World Energy: Renewable Energy section**. London, 2012.

BP. **BP Statistical Review of World Energy: Wind Capacity**. London, 2012.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons. 2001.

CONSELHO DE ALTOS ESTUDOS E AVALIAÇÃO TECNOLÓGICA DA CÂMARA DOS DEPUTADOS (CAEAT). **Energias Renováveis: Riqueza sustentável ao alcance da sociedade**. In: \_\_\_\_\_. **Principais Fontes de Energia Renovável no Mundo**. Brasilia, 2012. p. 51-74.

CHAPMAN, S. **Maquinas Electricas**. Cidade de Mexico: Mcgraw-Hill, 2005.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EPM). **Plantas de Energia: Parque eólico de Jepirachi**. Medellin, Colômbia. 2013. Disponível em:

<<https://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>> Acesso em: 5 jan. 2013.

FITZGERALD, A. E. **Electric Machinery**. 6th. ed. New York: McGraw-Hill, 2002.

GALVAN, D. et al. **Análisis de Generación Eólica en Sistemas Eléctricos de PotenciaI**: relatório técnico. Valencia: ABB Transmission and Distribution Systems, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **IEA energy statics**: Energy Production World. France. 2011. Disponível em: < [http://www.iea.org/stats/pdf\\_graphs/29PROD.pdf](http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29PROD.pdf)>. Acesso em: 15 mai. 2013.

KRAUSE, P. C. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 2nd. ed. New York: John Wiley & Sons. 2002.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: Mcgraw-Hill, 1994.

LI, S. et al. Power Generation Characteristic Study of Integrated DFIG and Its Frequency Converter. **IEEE, Power and energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, Pittsburgh, p. 1-9, July 2008.

LI, S. et al. Energy Capture, Conversion, and Control Study of DFIG Wind Turbine under Weibull Wind Distribution. **IEEE, Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, p. 1-9, July 2009.

LI, S. et al. Control of DFIG Wind Turbine with Direct-Current Vector Control Configuration. **IEEE, Sustainable Energy**, New York, v. 3, n. 1, p. 1-11. Jan. 2012.

MACHOWSKI, J. et al. **Power System Dynamics: Stability and Control**. 2nd. ed. Chichester: John Wiley & Sons. 2008.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE DO BRASIL (MMA do Brasil). **Energia Renováveis: Energia Eólica**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>>. Acesso em: 10 mai. 2013.

MULJADI, E. **Dual-Speed Wind Turbine Generation**: relatório técnico. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 1996.

NORDEX. **Single-line Diagram Nordex N60/N62, LV Switch-gear with by-pass and Compensation Unit**: relatório técnico. Medellín: Nordex, 2003.

PERDANA, A. **Dynamic Models of Wind Turbines**. 2008. 195 p. Tese (Doutorado em electric power engineering) - Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008.

PETERSSON, A. **Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines**. 2005. 165 p. Tese (Doutorado em electric power engineering) - Chalmers University of Technology. Göteborg, 2005.

QUINONEZ, G. Et al. Modelling and Validation of a Squirrel Cage Induction Generator Wind Turbine During Connection to the Local Grid. **IET Generation, Transmission & Distribution, Glasgow**, [s.l.]. v. 2, n. 2, p. 301-309, Mar. 2008.

SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA. **Guia de Diseño de Instalaciones Electricas**. 2nd. ed. Madrid: Schneider Electric, 2008.

SLOOTWEG, J. G. et al. General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Kansas, v. 18, p. 144-151. Feb. 2003.

WILDI, T. **Maquinas Electricas y Sistemas de Potencia**. 6th. ed. Cidade de Mexico: Pearson Educacion, 2007.

## ANEXO A

O modelo do gerador de indução duplamente alimentado pode ser transformado do sistema referencial abc ao sistema referencial dq, usando as Equações A.1-A.7 (KRAUSE, 2002).

- Estator

$$\begin{bmatrix} f_{ds} \\ f_{qs} \\ f_{0s} \end{bmatrix} = K_s \begin{bmatrix} f_{as} \\ f_{bs} \\ f_{cs} \end{bmatrix} \quad A.1$$

Onde “ $f$ ” faz referência neste caso às variáveis tensão (U) ou corrente (I) no estator e “ $K_s$ ” está dado por:

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}\theta & \text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad A.2$$

Onde  $\theta$  é o ângulo de deslocamento no sistema de referencia rotacional com respeito ao sistema de referencia estacionário, como mostra a Figura A1.a, e dado pela equação A.3.

$$\theta = \int \omega dt \quad A.3$$

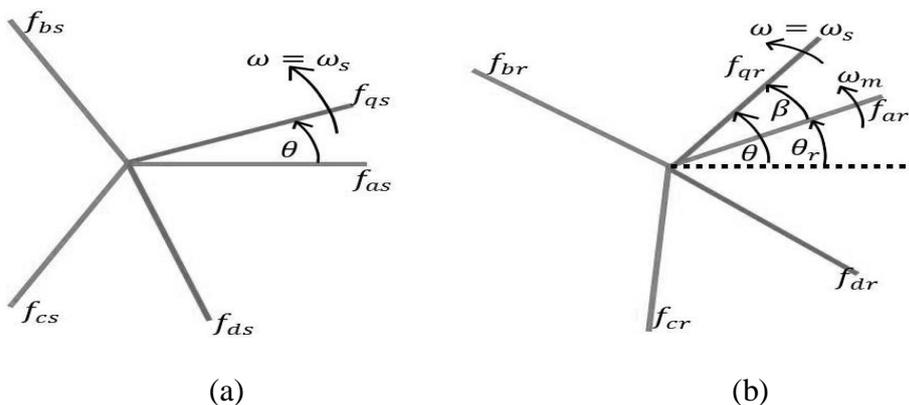


Figura A1: Representação trigonométrica da transformação, (a) estator, (b) rotor.

- Rotor

$$\begin{bmatrix} f_{dr} \\ f_{qr} \\ f_{0r} \end{bmatrix} = K_r \begin{bmatrix} f_{ar} \\ f_{br} \\ f_{cr} \end{bmatrix} \quad A.4$$

Onde “ $f$ ” faz referencia neste caso às variáveis tensão (U) ou corrente (I) no rotor e “ $K_r$ ” está dado por:

$$K_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\beta & \cos\left(\beta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}\beta & \text{sen}\left(\beta - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\beta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad A.5$$

Onde  $\beta$  é a diferença entre o ângulo de deslocamento no sistema de referência rotacional e o sistema de referência estacionário o qual está girando, como mostra a Figura A1.b, o que quer dizer que:

$$\beta = \theta - \theta_r \quad A.6$$

$$\theta_r = \int \omega_m dt \quad A.7$$

- Filtro

Para fazer a mudança do sistema referência abc ao sistema referencial dq, o filtro vai ter a mesma constante do estator  $K_s$ .

## ANEXO B

- Potências médias consumida pelas cargas entre 1 julho de 2012 e 30 de junho do 2013 (XM, 2013):

Tabela B1: Potências das cargas.

Barra	Pot. ativa (MW)	Pot. reativa (MVar)
Cuestecitas (220 kV)	1,1891	0,2521
Cuestecitas (110 kV)	8,1642	3,5264
Maicao	14,9903	7,6429
Rio Hacha	22,4373	12,65
Intercor	31,2129	12,8236
Pto Bolivar	4,8323	1,3682
Guajira	2,2083	0,9161
Sta. Marta	25,9185	11,6562
Manzanares	30,4405	13,4492
Libertador	33,1339	14,4865
Gaira	22,0368	10,8401
Fundacion	19,5888	8,4829
Rio Cordoba	13,8531	6,0243
Cienaga	18,7342	9,4796
Copey	13,678	6,0609
El Paso	14,7192	7,1285
El Banco	15,9318	7,4292
Valledupar (34,5 kV)	5,4734	2,4842
Valledupar (31,8 kV)	21,2806	9,7167
San Juan	14,0023	6,9712
Codazzi	12,3309	6,0232
La Jagua	15,4845	8,3754
Guatapuri	23,6959	10,0531
La Paz	4,9372	1,0811
Salguero	17,4658	8,1125

- Parâmetros das linhas (XM, 2013):

Tabela B2: Parâmetros das linhas.

Tensão (kV)	Nome do Circuito		Comprimento (km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	B1 (uS/km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	B0 (uS/km)
500	Copey	Bolivar	166,68	0,0237	0,3342	4,914	0,394	0,978	3,021
500	Copey	Ocaña	240,98	0,016	0,356	4,914	0,354	1,217	3,021
220	Santa Marta	Guajira 1	93	0,016	0,356	4,914	0,354	1,217	3,021
220	Santa Marta	Guajira 2	91,51	0,0748	0,4887	3,32	0,381	1,195	1,954
220	Santa Marta	Fundacion 1	84,2	0,0748	0,4887	3,32	0,381	1,195	1,887
220	Santa Marta	Fundacion 2	84,2	0,0748	0,4887	3,32	0,381	1,195	1,887
220	Copey	Valledupar 1	90,8	0,0776	0,5198	3,191	0,454	1,255	2,35
220	Copey	Valledupar 2	96,13	0,073	0,497	3,303	0,311	1,297	1,866
220	Copey	Fundacion	49,41	0,0776	0,5198	3,191	0,454	1,255	2,35
220	Cuestecitas	Valledupar	116,37	0,0776	0,5198	3,191	0,454	1,255	2,35
220	Cuestecitas	Guajira 1	95,45	0,0889	0,4896	3,405	0,359	1,264	2,143
220	Cuestecitas	Guajira 2	95,45	0,0889	0,4896	3,405	0,359	1,264	2,143
220	Fundacion	Sabanalarga 1	93,5	0,0776	0,5245	3,162	0,43	1,272	2,261
220	Fundacion	Sabanalarga 2	91,15	0,0685	0,4795	3,543	0,343	1,054	2,54
220	Fundacion	Sabanalarga 3	91,2	0,0551	0,4812	3,543	0,23	1,106	2,54
110	Santa Marta	Manzanares	2,8	0,1191	0,4694	3,5606	0,3545	1,6397	2,0306
110	Santa Marta	Libertador	4,5	0,1182	0,4535	3,6906	0,3536	1,6747	1,9706
110	Santa Marta	Gaira	7,82	0,119	0,478	3,489	0,351	1,624	2,026
110	Rio Cordoba	Gaira	23,5	0,119	0,4832	3,4483	0,3518	1,6141	1,9969
110	Fundacion	Rio Cordoba	68,5	0,12	0,476	3,531	0,563	1,369	2,531
110	Rio Cordoba	Cienaga	5,2	0,119	0,4857	3,4306	0,3523	1,6087	2,0106
110	Copey	El paso	55,4	0,1661	0,4988	3,3706	0,6021	1,363	2,5306
110	El paso	El Banco	90,7	0,166	0,4987	3,3706	0,6026	1,3625	2,5406
110	Cuestecitas	Maicao	47	0,1702	0,5013	3,3606	0,6066	1,3644	2,6306
110	Cuestecitas	Rio hacha	59,7	0,1701	0,5022	3,3506	0,6058	1,363	2,5306
110	Cuestecitas	Intercor 1	7,7	0,1226	0,4771	3,499	0,43	1,526	2,211
110	Cuestecitas	Intercor 2	7,7	0,1226	0,4771	3,499	0,43	1,526	2,211
110	Cuestecitas	Pto Bolivar	142	0,1282	0,5092	3,449	0,646	2,118	2,272
110	Cuestecitas	Jepirachi	137,8	0,1197	0,45	3,7172	0,4546	1,4238	2,1707
110	Jepirachi	Pto Bolivar	8,8	0,1197	0,45	3,7172	0,4546	1,4238	2,1707
110	Valledupar	San Juan	40	0,1659	0,4986	3,3706	0,6032	1,6318	2,5406
110	Valledupar	Codazzi	51	0,1657	0,4957	3,3706	0,5993	1,3651	2,5106
110	Codazzi	La Jagua	54,85	0,1687	0,4988	3,3406	0,4031	1,6204	2,0906
34.5	Valledupar	Guatapuri 1	34,5	0,2306	0,4126	3,9849	0,4085	1,8363	1,6478
34.5	Valledupar	Guatapuri 2	34,5	0,2306	0,4126	3,9849	0,4085	1,8363	1,6478
34.5	Valledupar	La paz	18	0,2888	0,4624	3,734	0,6871	1,9455	1,4936
34.5	Valledupar	Salguero	5,4	0,1653	0,371	3,1117	0,7126	1,8563	1,2707

- Parâmetros dos Transformadores (XM, 2013) (WILDI, 2007):

Tabela B3: Parâmetros dos transformadores.

Barra	Nome	Potência (MVA)	Tensão (kV)
Cuestesitas	Cuestecitas 1	100	220/110/13,8
	Cuestecitas 2	60	220/110/13,8
	Cuestecitas 3	25	110/34,5
Maicao	Maicao 1	25	110/13,8
Intercor	Intercor 1	45	110/13,8
Pto. Bolivar	Pto. Bolivar 1	25	110/13,8
RioHacha	RioHacha 1	30	110/34,5/13,2
	RioHacha 2	15	110/13,2
Guajira	Guajira 3	40	110/34,5/6,9
	Guajira 4	40	110/34,5/6,9
Sta Marta	Sta Marta 1	100	220/110/34,5
	Sta Marta 2	100	220/110/34,5
	Sta Marta 9	100	220/110/34,5
Manzanares	Manzanares 1	30	110/13,8
	Manzanares 2	30	110/13,8
Libertador	Libertador 1	30	110/13,8
	Libertador 2	30	110/13,8
Gaira	Gaira 1	60	110/34,5/13,8
Fundacion	Fundacion 1	55	220/110/13,8
	fundacion 6	100	220/110
	Fundacion 2	42	110/34,5/13,8
Rio Cordoba	Rio Cordoba 1	33	110/34,5/13,8
Cienaga	Cienaga 1	30	110/13,8
Copey	Copey 1	450	500/220/34,5
	Copey 1	100	220/110/34,5
El paso	El paso 1	50	110/34,5/13,8
El banco	El banco 1	45	110/34,5/13,8
Valledupar	Valledupar 1	60	220/34,5/31,8
	Valledupar 2	100	220/110
	Valledupar 3	60	220/34,5/13,8
	Valledupar 9	42	100/34,5/13,8
San juan	San juan 1	20	110/34,5/13,2
La jagua	La Jagua 1	30	110/34,5/13,8
Codazzi	Codazzi 1	25	110/13,8

Tabela B4: Parâmetros construtivos dos transformadores.

Potência (MW)	R1 (p.u.)	X1 (p.u.)	R2 (p.u.)	X2 (p.u.)	Rm (p.u.)	Lm (p.u.)
1,5	0,004955	0,03045	0,004955	0,03045	106	52,25
15	0,00455	0,0345	0,00455	0,0345	160	72,5
20	0,0044	0,036	0,0044	0,036	180	80
25	0,00425	0,0375	0,00425	0,0375	200	87,5
30	0,0041	0,039	0,0041	0,039	220	95
33	0,00401	0,039	0,00401	0,039	232	99,5
40	0,0038	0,042	0,0038	0,042	260	110
42	0,00374	0,0426	0,00374	0,0426	268	113
45	0,00365	0,0435	0,00365	0,0435	280	117,5
50	0,0035	0,045	0,0035	0,045	300	125
55	0,00335	0,0465	0,00335	0,0465	320	132,5
60	0,0032	0,048	0,0032	0,048	340	140
100	0,002	0,06	0,002	0,06	500	200
200	0,001574	0,0603	0,001574	0,0603	554,78	452,78
450	0,00071	0,061	0,00071	0,061	666	966

- Equipamentos de controle de potência reativa (XM, 2013):

Tabela B5: Capacitores e reatores

Barra	Nome	Capacidade (MVar)	Ligação
Cuestecitas	Cuestecitas Reator	20	Paralelo
	Cuestecitas Capacitor	40,7	Paralelo
Fundación	Fundación Capacitor 01	39,5	Paralelo
	Fundación Capacitor 02	20	Paralelo
	Fundación Capacitor 03	20	Paralelo

- Parâmetros das barras de Copey e Fundacion (XM, 2013):

Tabela B6: Correntes de curto circuito e relação X/R.

Barra	Tensão (kV)	Capacidade de curto circuito (kA)	Nível de curto circuito				Relação X/R			
			2010		2012		2010		2012	
			3F (kA)	1F (kA)	3F (kA)	1F (kA)	3F	1F	3F	1F
Copey	500	40	4,8	4,4	4,9	4,5	16,3	12,7	16,4	12,7
Fundacion	220	40	10,8	9,3	11,8	10	7,4	5,4	7,4	5,4

- Parâmetros do parque eólico de Jeparachi e das máquinas *SCIG* e *DFIG* (XM, 2013) (ACKERMANN, 2005) (EPM, 2013) (PERDANA, 2008) (LI, 2012):

Tabela B7: Parâmetros do parque Eólico.

	Quantidade	Potência (MW)	Tensão (kV)
Aerogeradores	15	1,3	0,6
Transformador Baixa/Meia	15	1,5	0,6/13,8
Transformador Meia/Alta	1	25	13,8/110

Tabela B8: Parâmetros dos cabos de ligação dos aerogeradores.

Linha de 8		Linha de 7		Parâmetros dos cabos	
	Comprimento (m)		Comprimento (m)	R1 (ohm/km)	R0 (ohm/km)
Barra-G1	813,4	Barra-G10	184	0,0889	0,359
G1-G2	173,8	G9-G10	223,1	X1 (ohm/km)	X0 (ohm/km)
G2-G3	168,2	G10-G11	208,12	0,4896	1,264
G3-G4	172,3	G11-G12	213,5	B1 (uS/km)	B0 (uS/km)
G4-G5	183,1	G12-G13	185,9	3,405	2,143
G5-G6	182,7	G13-14	199,5		
G6-G7	196,8	G14-15	188,4		
G7-G8	174,1				

Tabela B9: Parâmetros dos aerogeradores.

	<i>SCIG</i>	<i>DFIG</i>
Potência (MW)	1,3/0,25	1,3
Tensão (V)	690	690
Pólos	4/6	4
Indutância Estator (Ls)(p.u.)	0,0906	0,0809
Resistencia Estator (Rs)(p.u.)	0,0053	0,0043
Indutância Rotor (Lr)(p.u.)	0,1007	0,0048
Resistencia Rotor (Rs)(p.u.)	0,0076	0,0871
Indutância de Magnetização (Lm) (p.u.)	3,3106	3,459
Momento de Inercia (s)	0,5327	0,5

Tabela B10: Outros parâmetros do *DFIG*.

Elementos	Valor
Capacitor (F)	16000e-6
Resistencia Filtro (Rf)(p.u.)	0,15
Indutância Filtro (Lf)(p.u.)	0,0015

Tabela B11: Outros parâmetros do *SCIG*.

	Quantidade	Potência (kW)	Tensão (kV)
Capacitores	10	50	690

- Parâmetros dos Controladores.

Os parâmetros mostrados na tabela B12 correspondem aos ganhos dos controladores PID dos reguladores vistos nas Figuras 30 e 31.

Tabela B12: Parâmetros dos Conversores do *DFIG*.

	Controlador	
	Proporcional	Integral
Regulação de potência reativa	0.05	50
Regulação de potência ativa	1	100
Regulação da corrente do conversor do rotor	0.3	8
Regulação tensão DC	0.002	0.05
Regulação da corrente do conversor da rede	1	100

Tabela B13: Parâmetros do controle por perda aerodinâmica.

Ganhos do controle do ângulo de passo (Kp Ki)	3 35
Máximo ângulo de passo (Graus)	45
Velocidade da variação do ângulo (Graus/Seg)	1

Tabela B14: Parâmetros do controle por ângulo de passo.

Ganhos do controle do ângulo de passo (Kp)	500
Máximo ângulo de passo (Graus)	90
Velocidade da variação do ângulo (Graus/Seg)	5

- Parâmetros da termoeétrica e das máquinas (XM, 2013):

Tabela B15: Parâmetros da termoeétrica.

	Quantidade	Potência (MW)	Tensão (kV)
Máquinas	2	145	13,8
Transformador Meia/Alta	2	200	13,8/220

Tabela B16: Parâmetros dos geradores.

Parâmetro	Valor
Tipo de Máquina	Síncrona-pólos salientes
Potência (MW)	145
Tensão (kV)	13,8
pólos	4
Reatância de sincronismo d-q ( $X_d-X_q$ )(p.u.)	1,8-1,8
Reatância Transitória d ( $X'_d$ )(p.u.)	0,23
Reatância Subtransitória d-q ( $X''_d-X''_q$ )(p.u.)	0,16-0,16
Reatância de Dispersão ( $X_l$ )(p.u.)	0,07
Resistência estator (p.u.)	0,003
Momento de Inércia (s)	0,16
Constante de tempo transitório em curto circuito eixo d ( $T'_d$ )(s)	0,7
Constante de tempo subtransitória em curto circuito eixo d ( $T''_d$ )(s)	0,02
Constante de tempo subtransitória em circuito aberto eixo q ( $T''_{q0}$ )(s)	0,058