

**ADRIANA YINETH MONTERO CRUZ**

**GERADORES EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL  
CONECTADOS A SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO ELÉTRICA**

**SÃO PAULO  
2024**

**ADRIANA YINETH MONTERO CRUZ**

**GERADORES EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL  
CONECTADOS A SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO ELÉTRICA**

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politecnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
título de Doutora em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Professor Dr José Aquiles Baesso  
Grimoni

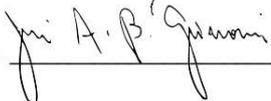
**SÃO PAULO  
2024**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 10 de junho de 2024

Assinatura do autor: 

Assinatura do orientador: 

#### Catologação-na-publicação

Cruz, Adriana Yineth Montero

Geradores eólicos de velocidade variável conectados a sistemas de subtransmissão elétrica / A. Y. M. Cruz -- versão corr. -- São Paulo, 2024. 89 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Geração distribuída 2.Energia eólica 3.Integração de energia eólica 4.PMSG 5.Sistemas de subtransmissão elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

## RESUMO

CRUZ, Adriana Yineth Montero. **Geradores eólicos de velocidade variável conectados a sistemas de subtransmissão elétrica**. 2024. Tese de doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

Através de coleta e levantamento de informações técnicas referentes a sistemas de subtransmissão de estados do nordeste brasileiro, no nível 69 kV, definiu-se uma modelagem elétrica para um sistema de subtransmissão de teste, composto por uma rede de subtransmissão de teste e uma fazenda eólica de teste ( $S \leq 30$  MVA). A análise estatística do levantamento de informação técnica permitiu a caracterização da topologia, dos equipamentos e a definição de três níveis de carregamento da rede de subtransmissão de teste. Igualmente, permitiu a identificação do equipamento base que compõem a fazenda eólica de teste, o aerogerador base de teste, com a particularidade de ser composto pelo gerador síncrono de ímã permanente de múltiplos polos. Duas (15 MVA e 30 MVA) das três potências de inserção (1.5 MVA, 15 MVA e 30 MVA), da geração distribuída representada pela fazenda eólica de teste, demandaram a definição de uma abordagem para a modelagem do agregado, baseando-se no escalonamento de parâmetros mecânicos, magnéticos e elétricos do aerogerador base de teste. De igual forma, uma abordagem específica foi definida para a validação do modelo resultante do agregado, utilizando-se dos resultados obtidos (valores por unidade) para o modelo do aerogerador base de teste, como parâmetro de verificação. Os cenários de simulação foram cuidadosamente definidos para identificar a operação do sistema de subtransmissão de teste, em particular para o caso, no qual a geração distribuída (fazenda eólica de teste) é inserida na barra que apresenta o maior comprometimento da confiabilidade da rede de subtransmissão de teste, isto perante pequenas perturbações advindas de variações na velocidade do vento e do nível de carregamento da rede.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Eólica, Integração de Energia Eólica, PMSG, Sistemas de subtransmissão elétrica.

## ABSTRACT

CRUZ, Adriana Yineth Montero. **Variable speed wind generators connected to electrical subtransmission systems**. 2024. Tese de doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2024.

Through collecting and surveying technical information regarding subtransmission systems in northeastern Brazilian states, at the 69 kV level, an electrical modeling was defined for a subtransmission test system, consisting of subtransmission test network and wind test farm ( $S \leq 30$  MVA). The statistical analysis of the technical information survey allowed the characterization of the topology, equipment and the definition of three load levels of subtransmission test network. It also allowed the identification of base equipment that makes up the wind test farm, the base test aerogenerator, with the particularity of being composed of multi-pole permanent magnet synchronous generator. Two (15 MVA and 30 MVA) of three insertion powers (1.5 MVA, 15 MVA and 30 MVA), of the distributed generation represented by the wind test farm, required the definition of an approach for modeling the aggregate, based on the scaling of mechanical, magnetic and electrical parameters of the base test aerogenerator. In addition, a specific approach was defined for the validation of model resulting from the aggregate, using the results obtained (values per unit) for the base test aerogenerator model, as a verification parameter. The simulation scenarios were carefully defined to identify the operation of the subtransmission test system; in particular for the case in which the distributed generation (wind test farm) is inserted in the bus that presents the greatest compromise in the reliability of the subtransmission test network, face of small disturbances arising from variations in wind speed and network load level.

Keywords: Distributed Generation, Wind Energy, Wind Energy Integration, PMSG, Electrical Subtransmission Systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	- Estrutura do sistema de distribuição.	3
Figura 1.2	- Estrutura do sistema de subtransmissão de teste	4
Figura 2.1	- Rede de subtransmissão em anel	19
Figura 2.2	- Estrutura da rede de subtransmissão	20
Figura 2.3	- Estruturas de suporte utilizadas em redes de subtransmissão	31
Figura 2.4	- Rede de subtransmissão de teste.	32
Figura 2.5	- Fluxograma da metodologia	37
Figura 2.6	- Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga leve.	40
Figura 2.7	- Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga média.	40
Figura 2.8	- Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga pesada.	40
Figura 3.1	- Aerogerador base de teste (1.5 MVA)	45
Figura 3.2	- Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono em coordenadas dq0	49
Figura 3.3	- Lógica de controle do controlador do lado do gerador	51
Figura 3.4	- Lógica de controle do controlador do lado da rede	53
Figura 3.5	- Modelo do vento 1	55
Figura 3.6	- Velocidade do rotor e potência mecânica do aerogerador base de teste (1.5 MVA).	56
Figura 3.7	- Torque e potência elétrica do aerogerador base de teste (1.5 MVA)	56
Figura 3.8	- Tensão no barramento CC do aerogerador base de teste (1.5 MVA)	56
Figura 3.9	- Tensão e corrente do aerogerador base de teste (1.5 MVA)	56
Figura 3.10	- Diagrama da fazenda eólica	58
Figura 3.11	- Agregado do vento	59
Figura 3.12	- Agregado do grupo de aerogeradores base de teste	59
Figura 3.13	- Modelo do agregado da fazenda eólica de teste	60
Figura 3.14	- Metodológica utilizada para verificar a validade do modelo do agregado da fazenda eólica de teste	61
Figura 3.15	- Velocidade do rotor e potência mecânica da fazenda eólica (1.5, 15 e 30 MVA)	63
Figura 3.16	- Potência elétrica da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)	63
Figura 3.17	- Tensão da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)	63
Figura 3.18	- Corrente da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)	63
Figura 3.19	- Modelo do vento 2	65
Figura 3.20	- Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do aerogerador base de teste (1.5 MVA)	65
Figura 3.21	- Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA)	66
Figura 3.22	- Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do agregado da fazenda eólica de teste (30 MVA)	66
Figura 4.1	- Sistema de subtransmissão de teste	69
Figura 4.2	- Modelo do vento 3	70
Figura 4.3	- Potência elétrica da fazenda eólica (1.5 MVA)	71
Figura 4.4	- Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 1.5 MVA)	73
Figura 4.5	- Potência elétrica da fazenda eólica de teste (15 MVA)	77
Figura 4.6	- Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 15 MVA)	78
Figura 4.7	- Potência elétrica da fazenda eólica de teste (30 MVA)	82

Figura 4.8 - Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, media e pesada – 30 MVA)

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	- Geração distribuída segundo o nível de tensão no sistema de distribuição	2
Tabela 2.1	- Distribuição de barras da rede de primeira ordem	21
Tabela 2.2	- Distribuição do total de barras que compõem o anel primário	21
Tabela 2.3	- Distribuição do comprimento das linhas que compõem o anel primário	21
Tabela 2.4	- Distribuição do total de barras que compõem as linhas radiais primárias	22
Tabela 2.5	- Distribuição do comprimento das linhas que compõem as linhas radiais primárias	22
Tabela 2.6	- Distribuição de condutores elétricos utilizados na rede de primeira ordem	23
Tabela 2.7	- Distribuição de potência e do fator de potência das cargas conectadas na rede de primeira ordem	23
Tabela 2.8	- Distribuição do porte da subestação de distribuição conectada à rede de primeira ordem	24
Tabela 2.9	- Distribuição de barras da rede de segunda ordem	24
Tabela 2.10	- Distribuição do total de barras que compõem o anel secundário	25
Tabela 2.11	- Distribuição do comprimento das linhas que compõem o anel secundário	25
Tabela 2.12	- Distribuição do total de barras que compõem as linhas radiais secundárias	25
Tabela 2.13	- Distribuição do comprimento das linhas que compõem as linhas radiais secundárias	26
Tabela 2.14	- Distribuição de condutores elétricos utilizados na rede de segunda ordem	26
Tabela 2.15	- Distribuição de potência e do fator de potência das cargas conectadas na rede de segunda ordem	27
Tabela 2.16	- Distribuição do porte da subestação de distribuição conectada à rede de segunda ordem	27
Tabela 2.17	- Características construtivas dos condutores elétricos utilizados nos sistemas de subtransmissão 69 kV	28
Tabela 2.18	- Corrente nominal dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV	28
Tabela 2.19	- Resistência elétrica dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV	29
Tabela 2.20	- Reatância indutiva dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV	29
Tabela 2.21	- Parâmetros elétricos (valor estatístico) dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV	30
Tabela 2.21	- Característica das subestações de distribuição nos sistemas de subtransmissão 69 kV	31
Tabela 2.23	- Parâmetros elétricos das linhas da rede de subtransmissão de teste	33
Tabela 2.24	- Potência elétrica dos três níveis de carregamento da rede de subtransmissão de teste	33
Tabela 2.25	- Tensões da rede de subtransmissão de teste	34
Tabela 2.26	- Correntes de carga da rede de subtransmissão de teste	35
Tabela 2.27	- Classificação das barras da rede de subtransmissão de teste segundo o nível de tensão de atendimento	36
Tabela 2.28	- Redução de carga total para uma falha na linha 4-5	41
Tabela 4.1	- Tensão e variação de tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 1.5 MVA)	74
Tabela 4.2	- Classificação da tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 1.5 MVA)	75

Tabela 4.3	- Corrente e variação da corrente de carga das linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 1.5 MVA)	76
Tabela 4.4	- Tensão e variação de tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 15 MVA)	79
Tabela 4.5	- Classificação da tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 15 MVA)	80
Tabela 4.6	- Corrente e variação de corrente de carga das linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 15 MVA)	81
Tabela 4.7	- Tensão e variação de tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 30 MVA)	84
Tabela 4.8	- Classificação da tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 30 MVA)	85
Tabela 4.9	- Corrente e variação de corrente de carga das linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 30 MVA)	86

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Revisão bibliográfica	6
1.2	Objetivos	11
1.3	Metodologia	12
1.4	Justificativa	13
1.5	Estrutura da tese	17
<b>2.</b>	<b>REDE DE SUBTRANSMISSÃO DE TESTE</b>	<b>18</b>
2.1	Rede de subtransmissão	18
2.2	Análise do levantamento de informação	19
2.2.1	Topologia	20
2.2.1.1	Rede ou redes de primeira ordem	20
2.2.1.2	Rede ou redes de segunda ordem	24
2.2.2	Características elétricas	28
2.2.2.1	Condutores elétricos.	28
2.2.2.2	Subestações elétricas e transformadores de potência	30
2.2.3	Estruturas de suporte.	31
2.3	Rede de subtransmissão de teste.	32
2.4	Análise da operação da rede de subtransmissão de teste	33
2.4.1	Fluxo de potência: nível de carregamento leve, médio e pesado	34
2.4.2	Fluxo de potência ótimo	36
2.5	Contribuições	42
<b>3.</b>	<b>FAZENDA EÓLICA DE TESTE</b>	<b>44</b>
3.1	Aerogerador base de teste	45
3.1.1	Turbina eólica	46
3.1.2	Gerador síncrono de imã permanente	48
3.1.3	Conversores e lógica de controle	50
3.1.3.1	Lógica do controle do controlador do lado do gerador	51
3.1.3.2	Lógica de controle do controlador do lado da rede	53
3.1.4	Resultados e análise	54
3.1.4.1	Modelo do vento 1	54
3.1.4.2	Análise da operação do aerogerador base de teste	55
3.2	Fazenda eólica de teste	57
3.2.1	Modelo do equivalente elétrico ou agregado da fazenda eólica de teste	58
3.2.2	Metodologia utilizada para verificar a validade do modelo do agregado da fazenda eólica de teste	61
3.2.3	Resultados e análise	62
3.2.3.1	Validação do modelo do agregado da fazendas eólica de teste (15 e 30 MVA)	62
3.2.3.2	Modelo do vento 2	64
3.2.3.3	Análise da operação do modelo do aerogerador base de teste (1.5 MVA) e do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA) perante pequenas perturbações	65
3.3.	Contribuições	67

<b>4.</b>	<b>SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO DE TESTE</b>	<b>69</b>
4.1	Modelo do vento 3	70
4.2	Resultados e análise	70
4.2.1	Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (1.5 MVA)	71
4.2.2	Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (1.5 MVA)	77
4.2.3	Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (1.5 MVA)	81
4.3	Contribuições	87
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>88</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	
	<b>APENDICE A</b>	

“I am sending you out like sheep among wolves...  
.... But when they arrest you, do not worry about what to say or how to say it. At that time you  
will be given what to say, 20 for it will not be you speaking, but the  
Spirit of your Father speaking through you.”

“Eis que eu vos envio como ovelhas para o meio de lobos.  
...E, quando vos entregarem, não cuideis em como ou o que haveis de falar, porque, naquela  
hora, vos será concedido o que haveis de dizer, visto que não sois vós os que falais, mas o  
Espírito de vosso Pai é quem fala em vós.”

**Mateus 10:16-20**

אני לא לבד

“Don't be dismayed, for I am your God. I will strengthen you. Yes, I will help you. Yes, I will  
uphold you with the right hand of my righteousness.”

“Por isso não tema, pois estou com você; não tenha medo, pois sou o seu Deus. Eu o  
fortalecerei e o ajudarei; eu o segurarei com a minha mão direita vitoriosa.”

**Isaías 41: 10**

## 1. INTRODUÇÃO

O planejamento energético, tanto no Brasil, como no mundo, faz ênfase no fomento ao investimento em geração de energia a partir de fontes renováveis. Perante esse contexto, nas últimas décadas, viu-se o amplo desenvolvimento do conceito de geração de energia distribuída renovável. (DUGAN et al., 2010; EURELECTRIC, 2011; IEA, 2022; WWF, 2011).

Dentro desse panorama, a geração distribuída renovável visa a promoção da geração de pequenos blocos de energia, de forma a capilarizar a geração e o fornecimento do serviço, como reduzir a geração de grandes blocos de energia. Soma-se a isso, o fato de que essa geração distribuída procura explorar o potencial de geração de energia local ou regional especialmente a partir de fonte renovável. Em seu princípio, essa geração distribuída foi uma resposta para regiões territorialmente isoladas do sistema elétrico, mas décadas atrás começou a ser amplamente inserida em sistemas de distribuição com abrangência urbana e rural. (ACKERMANN, 2001; BORGES et al., 2003; KLING, 1999; L'ABBATE, et al, 2007).

No que tange ao caso brasileiro, levando em consideração a natureza renovável da matriz energética e a grande dimensão territorial do país, a geração distribuída renovável tornou-se uma aposta social e técnica com grande acolhida no planejamento energético nacional. Por conseguinte, cumpre-se uma responsabilidade social ao auxiliar na universalização do fornecimento de energia elétrica; como também se efetiva uma responsabilidade técnica, em um setor estratégico da sociedade a geração de energia, ao viabilizar a expansão, diversificação e descentralização da oferta, fazendo uso do enorme potencial energético renovável (ARRITT et al., 2011; EPE, 2020a; EPE, 2020b; EPE, 2020c).

Mesmo perante a positiva experiência internacional, o grande, diverso e disperso potencial nacional de geração de energia renovável e o considerável grau de maturidade das tecnologias envolvidas, ainda assim, foram necessárias políticas públicas e de financiamento como incentivos fiscais, entre outros, para criar a conjuntura necessária, que pudesse alavancar o desenvolvimento da geração de energia distribuída renovável no país).

Partindo desse pressuposto, a formulação de políticas públicas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) pelo Governo Federal; a

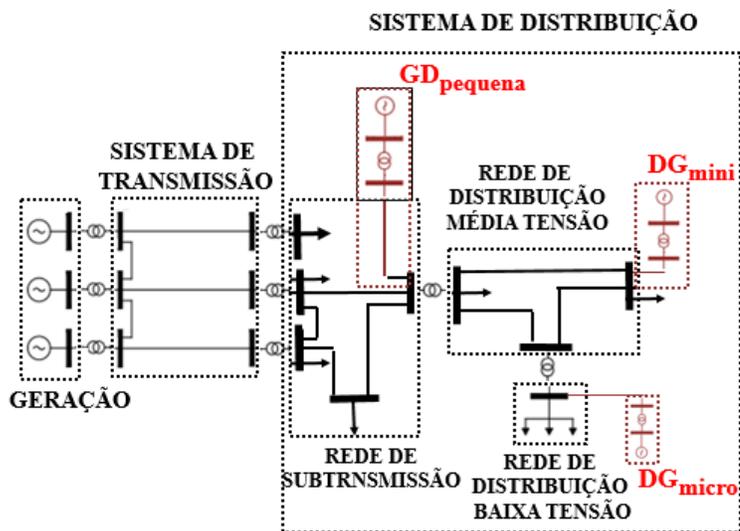
adoção de políticas de financiamento de projetos de geração através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); a implantação de subsídios na tarifa de utilização da rede elétrica, tanto no nível transmissão (TUST), como no nível distribuição (TUSD), para potência menor ou iguais a 30 MW, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); a criação do ambiente de contratação através do leilão de fontes alternativas para fonte incentivada (pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica, solar) pela Câmara Comercializadora de Energia (CCE); entre outros, foram essenciais para viabilizar o fomento da geração distribuída a partir de fontes renováveis no mercado energético nacional. (MELO, 2019).

Durante esta etapa de fomento viu-se que a energia distribuída especialmente a energia eólica, era a grande aposta de concessionárias, autogeradores e empresas de energia. Tendência que foi consolidada ao longo do tempo através dos diferentes leilões de fontes alternativas. (BRASIL, 2019; EPE, 2019c)

Perante este cenário institucional e econômico nacional, define-se naturalmente o cenário elétrico: o sistema de distribuição, onde estariam inseridos os projetos de energia contratados nos leilões de fontes alternativas, especialmente aqueles a partir de fonte eólica. A rigor, como visto na figura 1.1, segundo ANEEL (2022), os sistemas de distribuição de energia elétrica estão estruturados em três níveis: o sistema de distribuição de alta tensão ( $230 \text{ kV} > V \geq 69 \text{ kV}$ ) ou sistema de subtransmissão que coleta a geração distribuída de porte pequeno ou pequena geração. O sistema de distribuição de média tensão ou sistema de distribuição primário ( $69 \text{ kV} > V \geq 2.3 \text{ kV}$ ), que coleta a geração distribuída de porte mini ou minigeração. Por fim, o sistema de distribuição de baixa tensão ou sistema de distribuição secundário ( $V < 2.3 \text{ kV}$ ), que coleta a geração distribuída de porte micro ou microgeração.

No que tange este cenário elétrico, evidencia-se que o sistema de subtransmissão poderia ser concebido como um sistema de transição entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição de média e baixa tensão; além de ser concebido, também, como um sistema de trânsito de energia, sendo que administra a energia advinda do sistema de transmissão e a energia distribuída conectada a ele, ao sistema de distribuição de média e baixa tensão como às cargas livres.

Figura 1.1 - Estrutura do sistema de distribuição



Fonte Elaboração própria.

Concomitantemente a cada um destes três níveis do sistema de distribuição, encontram-se os níveis de geração distribuída capazes de ser absorvidos por cada nível do sistema. Como pode ser visto na tabela 1.1, segundo ANEEL (2021) cada nível de geração distribuída (micro, mini e pequena geração) está atrelado a uma potência máxima e a uma tensão elétrica de conexão.

Tabela 1.1 - Geração distribuída segundo o nível de tensão no sistema de distribuição

Nível de geração distribuída	Potência [MW]	Nível da tensão do sistema de distribuição	Tensão [kV]
Microgeração	$P \leq 0,075$	Baixa tensão / Media tensão	0,220 – 0,127
			0,380 – 0,220
			13.8 - 34.5
Minigerção	$0,075 < P \leq 3$	Media tensão / Alta tensão	13.8- 34.5 / 69 - 138
Pequena-geração	$3 < P \leq 30$	Alta tensão	69 - 138

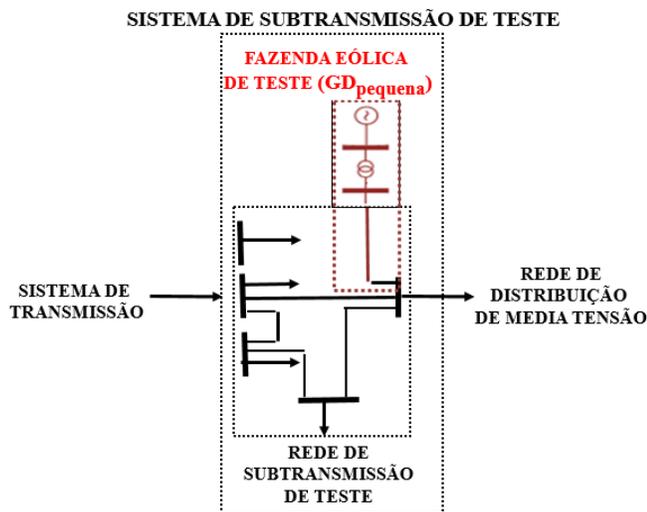
Fonte Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2021).

Como visto até agora, a geração distribuída de energia a partir de fonte renovável precisou de uma forte conjuntura nacional no âmbito institucional, financeiro, fiscal, entre outros, além da conjuntura preestabelecida internacionalmente, para afirmar-se no mercado energético

nacional. Após este afinamento, identificou-se uma tendência muito clara na preferência de contratação nos leilões de fontes alternativas: a geração distribuída (pequena geração,  $P \leq 30$  MVA) a partir fonte eólica. Este nível de geração distribuída, a pequena geração, apresentou grande adesão devido especialmente às condições de financiamento e ao incentivo fiscal (subsídios nas TUST e TUSD), este cenário mostrou-se viável pelo grande potencial eólico nacional. Dada a esmagadora contratação deste tipo de geração distribuída, desde 2010, tornou-se importante identificar o cenário elétrico, no qual estaria inserida: o sistema de distribuição de alta tensão ou sistema de subtransmissão. Identificado o cenário elétrico e as principais características elétricas de conexão (potência limite, tensão), emerge-se a necessidade de um maior conhecimento deste tipo de sistemas de subtransmissão e sua operação perante a geração distribuída contratada. Este, a grandes traços, é o contexto em cima do qual é formulada a pesquisa desenvolvida e apresentada nesta tese.

Baseada no contexto anteriormente detalhado é apresentado o escopo da pesquisa: elaborar a modelagem elétrica de um sistema de subtransmissão de teste, como o mostrado na figura 3, composto por uma rede de subtransmissão de teste e uma fazenda eólica de teste. Pretende-se que a disposição destas modelagens auxilie no estudo e análise da operação deste tipo de sistemas, e consequentemente contribuam na conexão e disponibilidade desta energia especialmente na área coberta pelo sistema de subtransmissão, entre outros.

Figura 1.2 - Estrutura do sistema de subtransmissão de teste



Fonte Elaboração própria.

Sendo que a fazenda eólica de teste representa a geração distribuída de pequena escala, é importante notar que essa modelagem está fundamentada na modelagem do aerogerador base de teste, que é o equipamento base para a modelagem de qualquer fazenda eólica. Segundo a informação disponível sobre a estrutura física destas fazendas eólicas, sabe-se que os aerogeradores instalados utilizam o gerador síncrono de imã permanente de múltiplos polos ( $P < 2$  MVA). A escolha desse tipo de gerador é uma característica altamente representativa destas fazendas eólicas, visto que esse gerador dispõe de uma tecnologia relativamente recente no mercado. Dada as informações apresentadas, pode-se constatar que o escopo da pesquisa a torna pertinente perante o momento em que estão acontecendo os fatos, pois é inerente no que se refere a experiência da tecnologia de geração utilizada no mercado, entre muitos outros.

Com vista no cumprimento do escopo apresentado, torna-se essencial a caracterização de redes de subtransmissão no nível 69 kV da região nordeste do Brasil. Assim sendo, faz-se importante o levantamento pormenorizado de informação dessas redes, mas dada a natureza privada das concessionárias de energia, o acesso a esta informação é muito restrito. Embora exista essa dificuldade ao acesso, é imperativa a procura dessa informação técnica, dado que os resultados da pesquisa permitirão contribuir com informação estatística técnica importante, no que se refere a estrutura e composição de redes de subtransmissão no nível 69 kV. A caracterização técnica atrelada às estatísticas das principais estruturas elétricas e topológicas da rede, permitirão a elaboração de modelagens representativas de redes de subtransmissão de teste (ATHANASIADIS, 2022; BERNSTEIN, 2017).

O meio corporativo impõe certo grau de restringência e privacidade à informação técnica, o que resulta não apenas em um acervo restrito, mas também, apresentam-se preocupações com relação à elaboração e avaliação de desempenho das modelagens elétricas a serem adotadas. Portanto, faz-se necessária a elaboração de abordagem que permitam obter modelagens equivalentes focadas, como acontece com a fazenda eólica, onde é essencial obter o agregado da fazenda para o cenário elétrico em que está inserida. Após a obtenção do agregado ou modelagem equivalente da fazenda eólica, será essencial verificar a pertinência dessa modelagem. Isto poderá ser verificado através da definição de casos de simulação tanto para o agregado da fazenda, como para o sistema de subtransmissão total, que é composto pela rede de subtransmissão e o agregado da fazenda eólica. Os casos de simulação permitirão verificar a validade dos modelos resultantes das modelagens desenvolvidas, mesmo perante pequenas

perturbações causadas pelos níveis de carga da rede e variações da velocidade do vento, para condições específicas de avaliação do sistema.

### **1.1 Revisão bibliográfica**

A fim de contextualizar a pesquisa desenvolvida e apresentada nesta tese, acerca dos trabalhos que discorrem sobre modelos de teste de fazendas eólicas inseridas em redes de subtransmissão e, compostas por geradores síncronos de ímã permanente, expõe-se a seguinte revisão bibliográfica:

Durante a primeira parte da revisão bibliográfica, pesquisas sobre redes de subtransmissão de testes, nos principais motores de busca científica (Scopus, IEEE Xplore, Academic Google, etc.), não identificaram redes de distribuição de alta tensão de teste e redes de teste nível 69 kV e tensões semelhantes, como tampouco um pronunciamento científico em redes de teste, nesse nível de tensão, como existe para outros níveis de tensão.

A modo de referência, é importante notar que o Subcomitê em Análises de Sistema de Distribuição do Grupo de Trabalho IEEE em Alimentadores de Teste, apresentou as quatro redes de teste IEEE originais, conforme (KERSTING, 1991). Essas redes de teste tornaram-se referência para testes de softwares e métodos numéricos, dada a sua abrangência em uma ampla diversidade de projetos. As quatro redes de teste IEEE são:

- Rede IEEE de teste de 34 barras (24,9 kV).
- Rede IEEE de teste de 37 barras (4.8 kV).
- Rede IEEE de teste de 123 barras (4.16 kV).
- Rede IEEE de teste de 13 barras (4,16 kV).

Durante os anos de 1992, 2010, 2011, 2014 e 2015, o mesmo grupo de trabalho dedicado em alimentadores de teste, adicionou casos para os as quatro alimentadores de teste IEEE originais, junto a casos provenientes de alimentadores de teste não IEEE disponíveis no site da IEEE PES (IEEE PES, 2023).

No que concerne aos casos de alimentadores de teste não IEEE, em Schneider (2009), encontramos 24 alimentadores radiais reais, representativos de cinco regiões climáticas nos Estados Unidos, cujo o objetivo é apresentar a taxonomia de alimentadores prototípicos não IEEE.

Para preencher essa lacuna desta falta de informação de redes de teste em outros níveis de tensão, no artigo de Schneider (SCHNEIDER, 2018), o Grupo de trabalho em alimentadores de teste, publica as condições analíticas e bases de projeto (parâmetros) necessárias para alimentadores de teste IEEE.

Ao todo, como podemos observar, o nível de tensão dos alimentadores de teste disponibilizados pelo IEEE, abrange o nível de distribuição primário ( $69 \text{ kV} > V \geq 2.3 \text{ kV}$ ) e secundário ( $V \leq 2.3 \text{ kV}$ ). Não há referências no que tange a alimentadores ou redes de teste no nível de subtransmissão.

Isto ocorreu porque as preocupações com a divulgação em torno da revelação de detalhes críticos da infraestrutura e da privacidade do cliente limitaram severamente a quantidade de redes reais publicadas e disponíveis para teste. Portanto, há uma escassez de sistemas de teste realistas que estejam publicamente disponíveis para desenvolvimento, teste, e avaliação de software, lógicas de controle e reorganização da rede, geração, cargas, etc., especialmente perante o desenvolvimento das redes inteligentes.

Assim, é evidente que há carência de uma literatura científica relacionada às redes de subtransmissão, nível 69 kV, e de informações descritivas desse tipo de redes, que permita a definição de redes de teste a serem utilizadas nos diferentes estudos atrelados a estes sistemas elétricos. Portanto, com toda essa insuficiência de informação, foi identificado um espaço de pesquisa amplamente significativo para o cenário brasileiro descrito e destacado na introdução.

Para finalizar, dada esta realidade, tomam-se os parâmetros elétricos e mecânicos, que foram tidos em conta na definição dos alimentadores de teste emitidos pelo IEEE PES, como referência a ser aplicada na análise estatística realizada ao levantamento de informação realizado de redes de subtransmissão 69 kV.

Com relação ao levantamento de informação da modelagem de fazendas eólicas através de agregados ou modelagens simplificadas, os estudos publicados não são totalmente claros e abertos com relação aos cálculos e análises utilizados para obtenção do agregado.

Considerando os vários graus de agregação que devem ser realizados nos diferentes equipamentos que compõem a fazenda eólica, e dependendo do objetivo da pesquisa e do nível de redução do modelo, cada autor adapta a abordagem da agregação (AKHMATOV et al., 2002). Tradicionalmente era realizada a agregação da fazenda eólica composta por gerador de indução duplamente alimentado e o gerador de indução de gaiola de esquilo, mas o enfoque mudou com o advento do gerador síncrono especialmente o gerador síncrono de imã permanente de múltiplos polos.

Em Muhammad et al (2011) e Mercado et al (2015), são apresentados modelos, e variantes, utilizados na obtenção do agregação para a fazenda eólica. Em todos eles é encontrada uma estrutura comum: a agregação do vento, a agregação do torque mecânico (turbina eólica) e a agregação da potência gerada (gerador).

O primeiro método de agregação, o mais simples e mais utilizado, baseia-se na agregação de todas as turbinas eólicas em uma só cuja potência total é escalonada.

- Todas as turbinas eólicas estão recebendo o mesmo vento, portanto, todos os geradores estão produzindo a mesma energia elétrica. Os parâmetros mecânicos do agregado da turbina eólica são escalonados. A potência nominal deste agregado é igual à soma da potência nominal de cada turbina eólica (AKHMATOV et al., 2002; AKHMATOV et al., 2004), O torque equivalente é aplicado ao agregado do sistema elétrico.
- O modelo do agregado é de menor ordem, comparado com o modelo real, portanto, o tempo de simulação e a complexidade do modelo são menores; mas, a variação da velocidade do vento devido ao layout da fazenda eólica não são considerados, portanto, o resultado não é suficientemente preciso. (MUHAMMAD et al, 2011).

Respondendo às desvantagens apresentadas no primeiro modelo, surge a primeira variação:

- Turbinas eólicas com velocidades de vento de entrada semelhantes são agrupadas e modeladas através de uma turbina equivalente. Portanto, o modelo do agregado da turbina eólica estará composto por grupos de agregados de turbinas eólicas com

condições de vento idênticas (AKHMATOV et al, 2002). O torque equivalente é aplicado ao agregado do sistema elétrico

- Os resultados são mais próximos à realidade, mas há um aumento considerável da complexidade do modelo e do tempo de simulação. (MUHAMMAD et al, 2011).

Respondendo às desvantagens apresentadas anteriormente, surge a segunda variação:

- Todas as turbinas eólicas são reduzidas a uma turbina equivalente e essa turbina recebe um vento de entrada equivalente, que é derivado da curva de potência e do vento experimentado por cada turbina. (FERNÁNDEZ et al, 2009). O torque equivalente é aplicado ao agregado do sistema elétrico
- Redução da ordem equivalente do modelo, mas caso, as turbinas eólicas forem diferentes, elas não poderiam ser agregadas porque a curva de potência equivalente do sistema não poderia ser estimada.

Respondendo às desvantagens apresentadas anteriormente, surge a terceira variação:

- O sistema mecânico das turbinas eólicas é agregado. A turbina equivalente recebe o agregado do vento que é resultante da somatória do vento que recebe cada turbina (GARCÍA, CA, 2008). O torque equivalente é aplicado ao agregado do sistema elétrico
- Os resultados são confiáveis e há uma redução na complexidade do agregado.

O segundo método principal de agregação baseia-se na modelagem do sistema mecânico de cada turbina eólica, considerando as diferentes tecnologias e as diferentes condições de vento (GARCÍA, 2008; PÖLLER et al., 2003).

- Cada turbina eólica é modelada através de um modelo dinâmico simplificado, usado para aproximar seus pontos de operação de acordo com o vento que a impacta. Em seguida, o torque mecânico individual é agregado e o torque equivalente é aplicado ao agregado do sistema elétrico (FERNÁNDEZ et al., 2008).
- Os resultados obtidos com este método de agregação são mais precisos que os obtidos com uma máquina equivalente única ou suas variações; mas, alguns autores consideram que o número de equações diferenciais necessárias para o modelo dinâmico simplificado da turbina eólica é razoavelmente grande (MUHAMMAD, A et al, 2011).

Como podemos observar a partir dos diferentes métodos e suas variações para a obtenção do agregado da fazenda eólica, estes métodos baseiam-se na elaboração de um agregado para o vento, um agregado para a turbina eólica e um agregado para o gerador. Como mencionado anteriormente, cada autor estabelece uma abordagem própria para sua modelagem, segundo o escopo de sua pesquisa e a complexidade requerida. Essas abordagens distintas refletem a importância de uma modelagem personalizada para a análise de fazendas eólicas.

Levando em consideração as vantagens e desvantagens apresentadas para cada método e suas variantes, além do escopo da pesquisa e o nível de complexidade requerido, definiu-se que a modelagem desenvolvida está composta pelo modelo do agregado do vento e pelo modelo do agregado para o aerogerador. O aerogerador, por sua vez, está composto pelo grupo turbina eólica, gerador síncrono, conversores, além do filtro e transformador elevador, que o conecta ao barramento coletor.

Além do mais, considerando o escopo da pesquisa, sabemos que é fundamental que o modelo seja confiável para estudos dinâmicos, em regime permanente. A pesquisa não tem por finalidade refletir com alta fidelidade a dinâmica do vento, nem a simulação realística da geração de energia. O foco se concentra na modelagem de velocidade realística do vento, que induza condições de estresse no gerador, de forma a identificar impactos significativos e representativos desses ventos na rede de subtransmissão.

Portanto, os cenários de simulação são definidos para identificar a influência de regime de condições de ventos desafiadores, na rede de subtransmissão, perante três diferentes níveis de carregamento, dada a inserção da geração distribuída eólica no ponto de maior sensibilidade da rede.

Para finalizar, a revisão bibliográfica aponta que a gestão dos parques geradores de energia eólica, representa um grande desafio para o operador da rede, considerando que locais com boas condições de vento geralmente, são locais remotos e, localizados longe de cargas elétricas. Esta realidade resulta muitas vezes na ligação de centrais eólicas a redes fracas (OLAV. et al, 2020), onde as relações de curto-circuito no ponto de acoplamento comum da fazenda eólica podem ser inferiores a 3, em muitos casos, e até inferiores a 2 em casos extremos. (ZHOU et al, 2014). A operação de geradores eólicos de alta potência com redes enfraquecidas tem sido

historicamente difícil devido a problemas de estabilidade e qualidade de energia (LUND et al, 2020; STRACHAN et al, 2010).

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral desta tese é

Através do levantamento de informações referentes a sistemas de subtransmissão, no nível 69 kV, definir uma modelagem elétrica, para um sistema de subtransmissão de teste (conforme o item c) composto por uma rede de subtransmissão de teste (conforme o item a) e uma fazenda eólica de teste ( $S \leq 30$  MVA, conforme o item b), representativo em estudos de conexão de geração distribuída a partir de fonte eólica.

Este objetivo geral é desenvolvido através da série de objetivos específicos apresentados a seguir:

a. Rede subtransmissão de teste:

- Auferir o acesso a informação técnica confiável de sistemas de subtransmissão, no nível 69 kV, que auxilie na caracterização representativa das principais estruturas elétricas e topológicas, através de pesquisa bibliográfica pormenorizada, contato com profissionais da área e empresas atuantes no setor energético;
- Com base na caracterização e parametrização obtida, definir uma modelagem elétrica para uma rede de subtransmissão de teste;
- Simular, analisar a operação e avaliar o desempenho da rede de subtransmissão de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações;

b. Fazenda eólica de teste:

- Auferir o acesso a informação técnica confiável de fazendas eólicas ( $S \leq 30$  MVA), a serem conectadas no nível 69 kV, com o intuito de definir uma modelagem elétrica para um aerogerador base (1.5 MVA), através da pesquisa bibliográfica detalhada, contato com profissionais da área e empresas atuantes no setor energético;
- Com base na modelagem elétrica obtida para o aerogerador base, definir uma modelagem do equivalente elétrico ou agregado da fazenda eólica de teste para duas potências de conexão, 15 MVA E 30 MVA;

- Simular, analisar a operação e avaliar o desempenho da fazenda eólica de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações;
- c. Sistema de subtransmissão de teste:
- Implementar a modelagem elétrica do sistema de subtransmissão de teste composto por: a rede de subtransmissão de teste e a fazenda eólica de teste;
  - Simular, analisar a operação e avaliar o desempenho do sistema de subtransmissão, em regime permanente, perante pequenas perturbações;

### 1.3 Metodologia

Sendo que o escopo deste trabalho abrange grandes áreas da engenharia elétrica (geração, distribuição, controle, modelagem de máquinas elétricas, definição de métodos e modelos, simulação de sistemas elétricos, etc.), envolvidas no desenvolvimento desta tese, viu-se a necessidade de definir uma metodologia específica segundo o conjunto de objetivos a serem alcançados, como mostra-se a seguir:

Capítulo 2: Rede de subtransmissão de teste.

- Levantamento de informação técnica de sistemas de subtransmissão (69 kV);
- Identificação dos valores base utilizados na transformação por unidade aplicada à informação técnica;
- Transformação da informação técnica de valores por unidade a valores reais;
- Depuração e filtragem da informação técnica transformada;
- Definição das características elétricas e parâmetros topológicos a serem estudados;
- Elaboração das estatísticas atreladas às características elétricas e parâmetros topológicos;
- Revisão e aferição das estatísticas obtidas;
- Definição da rede de subtransmissão de teste, e seus três níveis de carga (leve, média e pesada), segundo as estatísticas realizadas;
- Implementação da modelagem elétrica da rede de subtransmissão de teste na plataforma Simulink do software Matlab;
- Simulação da rede de subtransmissão de teste, em regime permanente, perante três níveis de carga (leve, média e pesada), na plataforma Simulink do software Matlab;

- Elaboração do fluxo ótimo de carga para a rede de subtransmissão de teste através de parceria com o Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD) do Instituto do Porto.

### Capítulo 3: Fazenda eólica de teste.

Para o aerogerador base de teste (1.5 MVA), temos:

- Levantamento de informação técnica referente a fazendas eólicas (69 kV,  $S \leq 30$  MVA).
- Definição da modelagem elétrica para um aerogerador base (1,5 MVA), formado pelo grupo turbina, gerador e conversores, segundo a informação técnica revisada.
- Definição da modelagem do vento 1, definido para determinar a curva de potência do aerogerador, segundo a informação técnica revisada
- Implementação da modelagem elétrica do aerogerador de teste e a modelagem do vento 1 na plataforma Simulink do software Matlab.
- Simulação do aerogerador base de teste, em regime permanente, perante a modelagem do vento 1, na plataforma Simulink do software Matlab.
- Aferição dos resultados obtidos de forma a conferir a representatividade da modelagem desenvolvida, segundo a operação resultante, tanto do aerogerador base de teste, quanto do vento 1.

Para o agregado da fazenda eólica de teste e suas duas potências de conexão (15 MVA e 30 MVA), temos:

- Definição da abordagem a ser utilizado na obtenção da modelagem equivalente elétrica ou agregado da fazenda eólica de teste, para duas potências de conexão (15 MVA e 30 MVA), tomando como referência estrutural o aerogerador base (1.5 MVA).
- Implementação do agregado da fazenda eólica de teste, e da modelagem do vento 1, na plataforma Simulink do software Matlab.
- Simulação do agregado da fazenda eólica de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações devidas às variações na velocidade do vento (vento 1), na plataforma Simulink do software Matlab.
- Aferição dos resultados obtidos de forma a conferir a representatividade da modelagem desenvolvida, segundo a operação resultante, tanto do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA), quanto do vento 1.
- Definição da modelagem do vento 2, segundo a informação técnica revisada.

- Implementação do agregado da fazenda eólica de teste e a modelagem do vento 2 na plataforma Simulink do software Matlab.
- Simulação do agregado da fazenda eólica de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações devidas às variações na velocidade do vento (vento 2), na plataforma Simulink do software Matlab.
- Aferição dos resultados obtidos de forma a conferir a representatividade da modelagem desenvolvida, segundo a operação resultante, tanto do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA), quanto do vento (vento 2).

#### Capítulo 4: Sistema de subtransmissão de teste.

- Definição da modelagem do vento 3, segundo a informação técnica revisada.
- Implementação da modelagem da rede de subtransmissão de teste junto com o agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA), e da modelagem do vento 3, na plataforma Simulink do software Matlab.
- Simulação da modelagem do sistema de subtransmissão de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações devidas às variações na velocidade do vento (vento 3) e aos três níveis de carga da rede de subtransmissão de teste, na plataforma Simulink do software Matlab.
- Aferição dos resultados obtidos de forma a conferir a representatividade da modelagem desenvolvida, segundo a operação resultante, tanto da modelagem do sistema de subtransmissão de teste, quanto do vento (vento 3).

### 1.4 Justificativa

Em conformidade com a revisão bibliográfica, grande quantidade das pesquisas que envolvem sistemas de subtransmissão e geração distribuída a partir de fonte eólica estão orientadas a encontrar as melhores formas de integração dessa geração à rede elétrica. Essas pesquisas costumam analisar diferentes aspectos da operação, qualidade de potência e energia, entre outros, só algumas dessas pesquisas estudam a estrutura de conexão: a rede de subtransmissão. A caracterização e análise destas estruturas de conexão é fundamental, para estabelecer as melhores condições nominais de operação, como identificar o desempenho correto do sistema, onde serão inseridos os novos componentes (geração distribuída).

Nessas pesquisas são utilizadas as tradicionais redes de teste IEEE, que dependendo das características do sistema em estudo, muitas vezes não refletem a realidade do cenário elétrico de pesquisa. Muitos são os casos em que os planejamentos teóricos e as configurações elétricas, degeneraram em redes direcionadas pelas condições geográficas e demandas energéticas próprias da região. Este é o panorama de países com grandes territórios e economias em desenvolvimento como o Brasil, onde a utilização das tradicionais redes de teste IEEE, muitas vezes, devido às degenerescências supracitadas, não refletem às suas realidades.

A grande dificuldade de acesso à informação referente as redes de subtransmissão dificulta a realização desta pesquisa, pois não há estudos específicos dessa natureza que forneçam dados relevantes. Entretanto, nesta tese, é realizado o levantamento de informação, que permite determinar as características das redes de subtransmissão em estudo, de forma a apresentar uma rede de subtransmissão de teste, que reflita e corrobore com a realidade.

Várias das tecnologias empregadas em geração distribuída são relativamente recentes e, portanto, há um vasto campo de explorações e estudos a serem realizados, para desenvolver modelos completos dos sistemas. É de suma importância determinar o impacto de forma íntegra, considerando diferentes níveis e condições de operação nos equipamentos e na rede.

Como mencionado anteriormente, o intuito da geração distribuída é o aproveitamento do potencial energético inerente à área ou região de geração, portanto presume-se que a energia gerada seja conectada, distribuída e consumida no sistema elétrico a ela atrelado. No entanto, a realidade diverge dessa perspectiva, já que a grande maioria da energia distribuída eólica gerada é atualmente fornecida ao sistema de transmissão nacional. Esse é um denominador comum tanto na experiência nacional, quanto na experiência internacional. Essa é uma consequência referente à inadequação técnica dos sistemas de distribuição para inserção da energia distribuída gerada, uma vez que a obsolescências desses sistemas é um fator crítico, pois foram originalmente projetados, dimensionados e configurados para distribuir energia de forma unidirecional.

Os trabalhos publicados, em sua maioria, apresentam individualmente um simulado para cada um dos componentes do sistema de subtransmissão, seja a rede elétrica ou a geração distribuída a partir de fonte eólica; procurando avaliar seus impactos na estabilidade de tensão, transitória, etc., ou desenvolver alguma técnica de controle. Entretanto, são poucas as pesquisas

que integram a operação de todos os componentes em uma única simulação, especialmente quando definida com características elétricas e condições de geração e carga específicas do sistema ou região de estudo.

Geralmente as simulações encontradas ou disponíveis na literatura são limitadas no que tange às variáveis envolvidas e, conseqüentemente, sujeito a resultados adversos. Portanto, esta tese pretende, através da consideração dos níveis de carga ou carregamento da rede elétrica, como a velocidade do vento, definir, com primazia, simulações de alta qualidade que permitam analisar a operação do sistema de subtransmissão de uma forma mais completa e abrangente.

### **1.5 Estrutura do trabalho**

Esta tese apresenta a pesquisa desenvolvida através dos seguintes capítulos, assim:

O capítulo 1 mostra de forma geral, na introdução, o contexto sobre o qual a pesquisa é formulada e desenvolvida, junto com os objetivos, a metodologia e a justificativa.

O capítulo 2 apresenta a descrição do levantamento de informação, as estatísticas das principais estruturas elétricas e topológicas que caracterizam uma rede de subtransmissão, no nível 69 kV. A seguir é definida a modelagem elétrica da rede de subtransmissão de teste e seus níveis de carga, com base na caracterização da rede e nas estatísticas resultantes. Continuando são apresentados os casos de simulação, que foram estabelecidos para analisar a operação e avaliar o desempenho da rede em regime permanente. Complementarmente são apresentados os resultados obtidos para o fluxo ótimo de carga, que define o ponto de conexão da fazenda eólica de teste a ser conectada à rede de subtransmissão de teste no capítulo 4.

O capítulo 3 apresenta a modelagem do aerogerador base de teste e do agregado da fazenda eólica de teste para as duas potências de conexão (15MVA e 30 MVA) junto com modelos do vento 1 e 2. Em primeiro é desenvolvida a modelagem para o aerogerador base de teste composto pelo grupo turbina-gerador-conversores e as lógicas de controle utilizadas pelos controladores. Posteriormente são mostrados os resultados da simulação definida para avaliar a operação do aerogerador base de teste perante o modelo do vento 1. Em segundo é definido uma abordagem para obter o agregado da fazenda eólica de teste (15MVA e 30 MVA) e continuamente, são mostrados os resultados das simulações definidas para verificar a validade

do agregado da fazenda e sua operação em regime permanente perante pequenas perturbações advindas da variação da velocidade do vento (vento 2).

O capítulo 4 apresenta o sistema de subtransmissão de teste composto pela rede de subtransmissão de teste, definida e analisada no capítulo 2, e pela fazenda eólica de teste (15MVA e 30 MVA) definida e analisada no capítulo 3. Igualmente, são apresentados os resultados das simulações estabelecidas para analisar a operação do sistema de subtransmissão de teste, em regime permanente perante pequenas perturbações advindas dos níveis de carga da rede de subtransmissão de teste e das variações de velocidade do vento (vento 3).

O capítulo 5 apresenta as conclusões resultantes e os trabalhos futuros sugeridos.

## 2. REDE DE SUBTRANSMISSÃO DE TESTE

Neste capítulo é apresentada a análise estatística do levantamento de informação técnica de redes de distribuição de alta tensão ou redes de subtransmissão, no nível 69 kV, de estados do nordeste brasileiro. A identificação de padrões topológicos, quantidade e elementos comuns integrantes como seus próprios parâmetros elétricos comuns, permitiu a definição de uma rede de subtransmissão de teste. A rede definida é uma rede representativa do cenário apresentado no decorrer do capítulo 1 e, por conseguinte, será utilizada como rede de teste do sistema de subtransmissão de teste tratado no capítulo 4.

Em concordância com os objetivos elencados no capítulo 1, a identificação de padrões topológicos, distâncias e características elétricas de sistemas de subtransmissão, no nível 69 kV, permitem a definição de redes de subtransmissão de teste. A rede de teste definida está estipulada com três níveis de carregamento: leve, médio e pesado, tais arquiteturas auxiliarão na simulação de pequenas perturbações.

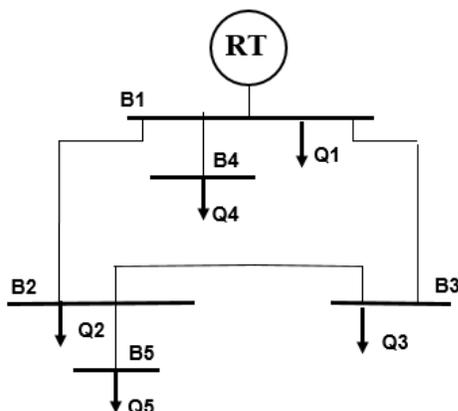
Complementarmente é necessário identificar a barra em que será conectada a fazenda eólica, no capítulo 4, portanto é realizado um fluxo ótimo de carga para identificar a barra que trará o maior benefício dessa conexão, com o intuito de melhorar a confiabilidade da rede de teste.

### 2.1 Rede de subtransmissão

Redes de subtransmissão, ou redes de distribuição de alta tensão (69 kV e 138 kV), distribuem energia para redes de distribuição primárias (34.5 kV) e secundárias (13.8 kV), além de cargas diretamente conectadas. Tradicionalmente a rede de subtransmissão recebia energia da rede de transmissão, RT, ( $V \geq 230$  kV) fornecendo energia às redes de distribuição de média (rede distribuição primária) e baixa tensão ((rede distribuição secundária), entretanto com a advinda da geração distribuída, é possível defrontar centrais de pequena geração ( $S \leq 30$  MVA) inseridas nestas redes. Com esta mudança de paradigma, hoje a rede de subtransmissão pode ser concebida como uma rede de transição ou trânsito de energia bidirecional, com a rede de transmissão e a rede de distribuição primária e secundária (rede de distribuição de média e baixa tensão). (ANEEL, 2021).

A topologia preferencialmente adotada pelas concessionárias de energia e, com base na qual foram projetadas e construídas as redes de subtransmissão, é a topologia em anel, ou seja, subestações e linhas interligadas em série, formando uma malha (B1B2B3), como mostra a Figura 2.1.

Figura 2.1 - Rede de subtransmissão em anel



Fonte Elaboração própria.

Mas esta topologia teórica em anel, não foi preservada. A degeneração desta topologia terminou sendo uma função do grau de dispersão da carga e da topografia da área abrangida pela rede. Esta topologia terminou degenerando em topologias híbridas, composta ou não por um anel principal, do qual podem derivar uma ou várias linhas radiais, como veremos a seguir.

## 2.2 Análise do levantamento de informação

Em virtude do acesso limitado, disponível nas concessionárias de energia, no que tange à informação técnica de redes e sistemas de subtransmissão no nível 69 kV, a coleta desta informação técnica quase inviabilizou, em determinado ponto, o desenvolvimento da pesquisa, protelando em muito seu progresso, contudo após múltiplas procuras bibliográficas e interação com profissionais da área, proporcionou a coleta e levantamento de uma miscelânea de informação representativa de dois estados com maior inserção de geração distribuída eólica no país.

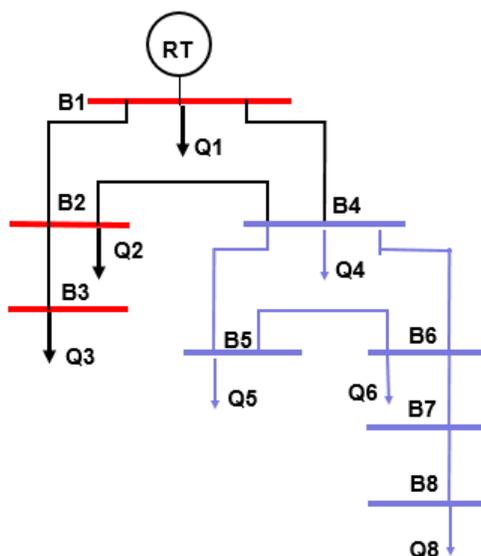
Dada a natureza privada da detentora da rede, a concessionária de energia, que reserva os detalhes técnicos em prol de si, só são apresentados os resultados das estatísticas relacionadas

aos objetivos desta pesquisa. A seguir são apresentadas as estatísticas resultantes com relação à topologia, às características elétricas e às distâncias elétricas atreladas as estruturas de suporte.

### 2.2.1 Topologia

A topologia encontrada durante a análise do levantamento de informação mostra redes de subtransmissão com topologia radial e em anel. A topologia radial está caracterizada pela conexão em série de linhas de subtransmissão. Como mostra a figura 2.2, a topologia, quando na existência de um anel, está representada através de uma estrutura básica (rede de primeira ordem) ou uma estrutura complexa (rede de segunda ordem), a qual pode ser ou não replicada na área abrangida pela rede.

Figura 2.2 - Estrutura da rede de subtransmissão



Fonte Elaboração própria.

#### 2.2.1.1 Rede ou redes de primeira ordem

A rede de primeira ordem, mostrada na figura 2.2, é alimentada diretamente pela rede de transmissão (RT) e está formada por um anel primário (B1 B2 B4), linhas radiais primárias (B2B3) e cargas primárias (Q1, Q2, Q3).

Primeiramente, da análise da informação, encontrou-se, como mostrado na tabela 2.1, que do total de barras, que formam as redes de primeira ordem dos sistemas de subtransmissão analisados, há maior presença de barras formando as linhas radiais primárias (52%), que formando os anéis primários (48%). Dada a representativa presença de redes de primeira ordem, nesses sistemas, a distribuição de barras apresentada na tabela 2.1, reflete a probabilidade da presença de linhas radiais em cada uma das barras que formam o anel.

Tabela 2.1 - Distribuição de barras da rede de primeira ordem

	<b>Barras que formam o anel primário [%]</b>	<b>Barras que formam as linhas radiais primárias [%]</b>
<b>Rede primeira ordem</b>	48,00	52,00

Fonte Elaboração própria.

Também foi possível extrair, como mostra a tabela 2.2, que na rede de primeira ordem, podem ser encontrados anéis primários formados por 2, 3, 4 ou 5 barras. Nota-se uma maior porcentagem do anel primário formado por 3 barras e em uma porcentagem menor de encontrar anéis primários formados por 2 e 4 barras.

Tabela 2.2 - Distribuição do total de barras que compõem o anel primário

	<b>2 barras [%]</b>	<b>3 barras [%]</b>	<b>4 barras [%]</b>	<b>5 barras [%]</b>
<b>Anel primário</b>	26,32	42,11	26,32	5,26

Fonte Elaboração própria.

Ainda, conforme os estudos sumarizados pela tabela 2.3, na rede de primeira ordem, o comprimento das linhas que formam o anel primário está concentrado entre 0-20 km. Nota-se que a maior porcentagem está em 5-10 km, seguida por 0-5 km e 10-20 km, enquanto uma porcentagem mínima é maior a 20 km.

Tabela 2.3 - Distribuição do comprimento das linhas que compõem o anel primário

	<b>0-5 km [%]</b>	<b>5-10 km [%]</b>	<b>10-20 km [%]</b>	<b>&gt;20 km [%]</b>
<b>Anel primário</b>	29,06	39,84	23,85	7,25

Fonte Elaboração própria.

Similarmente, conforme a tabela 2.4, na rede de primeira ordem as linhas radiais primárias estão formadas por 2, 3 e 4 barras. Sabendo que a linha radial primária formada por 2 barras (1 linha), 3 barras (2 linhas em série) e 4 barras (3 linhas em série). Observa-se uma maior porcentagem de linhas radiais formadas por 2 e 3 barras e em uma porcentagem menor 4 barras.

Tabela 2.4 - Distribuição do total de barras que compõem as linhas radiais primárias

	<b>2 barras</b> [%]	<b>3 barras</b> [%]	<b>4 barras</b> [%]
<b>Linhas radiais primárias</b>	47,20	37,36	15,44

Fonte Elaboração própria.

As informações sintetizadas e estratificadas na tabela 2.5, ilustra que na rede de primeira ordem, o comprimento das linhas que formam as linhas radiais primárias está entre 20-30 km, seguido por 10-20km e >30 km e em menor porcentagem 0-10 km.

Tabela 2.5 - Distribuição do comprimento das linhas que compõem as linhas radiais primárias

	<b>0-10 km</b> [%]	<b>10-20 km</b> [%]	<b>20-30 km</b> [%]	<b>&gt;30 km</b> [%]
<b>Linhas radiais primárias</b>	16,30	27,27	32,54	23,89

Fonte Elaboração própria.

Continuando a exploração da informação, averiguou-se, como mostra a tabela 2.6, que do total de condutores utilizados nas linhas que compõem as redes de primeira ordem, os anéis primários estão construídos no cabo 636 MCM e 336.4 MCM, sendo que a maior porcentagem utiliza o cabo 636 MCM (70%), enquanto uma porcentagem menor utiliza o cabo 336 MCM (30%). A prevalência desses cabos na construção das linhas primárias caracteriza a magnitude da corrente (464 - 690 A) e da potência máxima (54.4 – 82.5 MVA) esperada no anel primário.

Novamente da análise da informação, foi possível inquirir, como mostra a tabela 2.6, que do total de condutores utilizados nas linhas que compõem as redes de primeira ordem, as linhas radiais primárias estão construídas no cabo 636 MCM, 336.4 MCM e 4/0 AWG, na qual a maior porcentagem utiliza o cabo 336.4 MCM (79%), enquanto uma porcentagem menor utiliza o cabo 636 MCM (16%) e o cabo 4/0 AWG (4%). A prevalência desses cabos na construção das

linhas primárias caracteriza a magnitude da corrente (316-690 A) e da potência máxima (37.8 – 82,5 MVA) esperada na linha radial primária.

Tabela 2.6 - Distribuição de condutores elétricos utilizados na rede de primeira ordem

	<b>636 MCM [%]</b>	<b>336,4 MCM [%]</b>	<b>4/0 AWG [%]</b>	<b>1/0 AWG [%]</b>
<b>Anel primário</b>	70,00	30,00	0,00	0,00
<b>Linhas radiais primárias</b>	16,67	79,17	4,17	0,00

Fonte Elaboração própria.

Seguindo com a investigação da informação, extraiu-se, como mostra a tabela 2.7, que quando conectada carga, a alguma barra do anel primário, mais da metade (53,85%) do total de cargas conectadas na rede de primeira ordem, são cargas entre 30 e 40 MW; seguida por cargas entre 20 e 30 MW, continuando com cargas entre 0 e 10 MW, cargas entre 10 e 20 MW e cargas entre 40 e 50 MW. Como pode ser notado, ao todo, a potência (P) esperada dessas cargas está entre 0 e 50 MW e o fator de potência (FP) está entre 0,94 e 0,99.

De igual forma, quando uma carga está conectada a alguma barra das linhas radiais primárias, mais da metade (53,85%) do total de cargas conectadas na rede de primeira ordem, são cargas entre 10 e 20 MW; seguidas por cargas entre 0 e 10 MW e cargas entre 20 e 30 MW. Constata-se, ao todo, que a potência esperada dessas cargas está entre 0 e 30 MW e o fator de potência está entre 0,95 e 0,96.

Tabela 2.7- Distribuição da potência e fator de potência das cargas conectadas na rede de primeira ordem

	<b>0-10 [MW]</b>		<b>10-20 [MW]</b>		<b>20-30 [MW]</b>		<b>30-40 [MW]</b>		<b>40-50 [MW]</b>	
	<b>P [%]</b>	<b>FP</b>	<b>P [%]</b>	<b>FP</b>	<b>P [%]</b>	<b>FP</b>	<b>P [%]</b>	<b>FP</b>	<b>P [%]</b>	<b>FP</b>
<b>Cargas conectadas no anel primário</b>	11,54	0,97	7,69	0,99	19,23	0,96	53,85	0,95	7,69	0,9395
<b>Cargas conectadas nas linhas radiais primárias</b>	37,50	0,95	50,00	0,96	12,50	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte Elaboração própria.

Finalizando a análise da informação, encontrou-se, como mostra a tabela 2.8, que do total de subestações de distribuição, conectadas a alguma barra do anel primário, a maior porcentagem (80,8%) são subestações de grande porte, enquanto a menor porcentagem (19,2%) são subestações de médio e pequeno porte. De forma similar, do total de subestações de distribuição, conectadas a alguma barra das linhas radiais primárias, a metade (50%) são subestações de médio porte, seguidas por subestações de pequeno porte e de médio porte.

Tabela 2.8 - Distribuição do porte da subestação de distribuição conectada à rede de primeira ordem

<b>Porte da subestação distribuição</b>	<b>Pequeno [%]</b>	<b>Médio [%]</b>	<b>Grande [%]</b>
<b>Anel primário</b>	11,54	7,69	80,77
<b>Linhas radiais primárias</b>	37,50	50,00	12,50

Fonte Elaboração própria.

### 2.2.1.2 Rede de segunda ordem

A rede de segunda ordem, mostrada na figura 2.3, é alimentada diretamente por uma das barras do anel primário da rede de primeira ordem e está formada por um anel secundário (B4 B5 B6), linhas radiais secundárias (B4B5, B6B7, B7B8) e cargas secundárias (Q4, Q5, Q6, Q8).

Primeiramente, da análise da informação, encontrou-se, como mostra a tabela 2.9, que do total de barras, que formam as redes de segunda ordem dos sistemas de subtransmissão analisados, a quantidade de barras formando o anel secundário (52%) é em menor porcentagem mas, comparável com a quantidade de barras formando as linhas radiais secundárias (48%).

Tabela 2.9 - Distribuição de barras da rede de segunda ordem

	<b>Barras que formam o anel secundário [%]</b>	<b>Barras que formam as linhas radiais secundárias [%]</b>
<b>Rede segunda ordem</b>	51,92	48,08

Fonte Elaboração própria.

Também foi possível extrair, como mostra a tabela 2.10, que na rede de segunda ordem, podem ser encontrados anéis secundários formados por 2, 3, 4, 5 ou 6 barras. Observa-se uma

prevalência na porcentagem do anel secundário formado por 4 barras e em uma porcentagem um pouco menor de encontrar anéis secundários formados por 5, 3, 5, 2 e 6 barras.

Tabela 2.10 - Distribuição do total de barras que compõem o anel secundário

	<b>Anel com 2 barras [%]</b>	<b>Anel com 3 barras [%]</b>	<b>Anel com 4 barras [%]</b>	<b>Anel com 5 barras [%]</b>	<b>Anel com 6 barras [%]</b>
<b>Anel secundário</b>	14,71	16,44	38,90	25,36	4,59

Fonte Elaboração própria.

Ainda, conforme os estudos sumarizados pela tabela 2.11, na rede de segunda ordem, o comprimento das linhas que formam o anel secundário está concentrado 0-30 km. Nota-se que a maior porcentagem é maior a 30 km, seguida por 20-30 km e 10-20 km, enquanto uma porcentagem mínima está entre 0-10 km.

Tabela 2.11 - Distribuição do comprimento das linhas que compõem o anel secundário

	<b>0-10 km [%]</b>	<b>10-20 km [%]</b>	<b>20-30 km [%]</b>	<b>&gt;30 km [%]</b>
<b>Anel secundário</b>	11,44	21,02	29,12	38,42

Fonte Elaboração própria.

Similarmente, conforme a tabela 2.12, na rede de segunda ordem as linhas radiais secundárias estão formadas por 2, 3 ou 4 barras. Sabendo que a linha radial secundária formada por 2 barras (1 linha), 3 barras (2 linhas em série) e 4 barras (3 linhas em série). Observa-se uma maior porcentagem das linhas radiais formadas por 2 e 3 barras e em uma porcentagem menor 4 barras.

Tabela 2.12 - Distribuição do total de barras das linhas radiais secundárias

	<b>2 barras [%]</b>	<b>3 barras [%]</b>	<b>4 barras [%]</b>
<b>Linhas radiais secundárias</b>	37,20	39,44	20,79

Fonte Elaboração própria.

As informações sintetizadas e estratificadas na tabela 2.13, ilustra que na rede de segunda ordem, o comprimento das linhas que formam as linhas radiais secundárias são maiores a 40 km, seguido por 30-40 km, 20-30km, 10-20 km e em menor porcentagem 0-10 km.

Tabela 2.13 - Distribuição do comprimento das linhas que compõem as linhas radiais secundárias

	<b>0-10 km</b> [%]	<b>10-20 km</b> [%]	<b>20-30 km</b> [%]	<b>30-40 km</b> [%]	<b>&gt; 40 km</b> [%]
<b>Linhas radiais secundárias</b>	3,18	12,33	21,74	28,11	34,64

Fonte Elaboração própria.

Continuando a exploração das informações, averiguou-se, como mostra a tabela 2.14, que do total de condutores utilizados nas linhas que compõem as redes de segunda ordem, os anéis secundários estão construídos no cabo 636 MCM e 336.4 MCM e, 4/0 e 1/0 AWG. Sendo que a maior porcentagem utiliza o cabo 336 MCM (56,4%), enquanto uma porcentagem menor utiliza o cabo 636 MCM, 4/0 e 1/0 AWG. A prevalência desses cabos na construção das linhas primárias caracteriza a magnitude da corrente (214 - 690 A) e da potência máxima (25,5 – 82,5 MVA) esperada no anel secundário.

Novamente da análise da informação, foi possível inquirir, como mostra a tabela 2.14, que do total de condutores utilizados nas linhas radiais secundárias são construídas no cabo 636 MCM, 336.4 MCM e 1/0 AWG. Sendo que a grande maioria utiliza o cabo 336.4 MCM (52%), e 1/0 AWG (44%), enquanto uma minoria utiliza o cabo 636 MCM (4%). A prevalência desses cabos na construção das linhas secundárias caracteriza a magnitude da corrente (214 - 464 A) e da potência máxima (25,5 - 54,4 MVA) esperada no anel primário.

Tabela 2.14 - Distribuição de condutores elétricos utilizados na rede de segunda ordem

	<b>636</b> <b>MCM</b> [%]	<b>336,4</b> <b>MCM</b> [%]	<b>4/0</b> <b>AWG</b> [%]	<b>1/0</b> <b>AWG</b> [%]
<b>Anel secundário</b>	13,51	59,46	16,22	10,81
<b>Linhas radiais secundárias</b>	4,00	52,00	0,00	44,00

Fonte Elaboração própria.

Seguindo com a investigação da informação, extraiu-se, como mostra a tabela 2.15, que quando conectada carga, a alguma barra do anel secundário, mais da metade (53,85%) do total de cargas conectadas na rede de segunda ordem, são cargas entre 0 e 10 MW; seguida por cargas entre 10 e 20 MW. Como pode ser notado, ao todo, a potência (P) esperada dessas cargas está entre 0 e 20 MW e o fator de potência (FP) está entre 0,93 e 0,98.

De igual forma, quando uma carga está conectada a alguma barra das linhas radiais secundárias, a grande maioria (64,7%) do total de cargas conectadas na rede de segunda ordem, são cargas entre 0 e 10 MW; seguidas por cargas entre 10 e 20 MW e cargas entre 20 e 30 MW. Constata-se, ao todo, que a potência esperada dessas cargas está entre 0 e 30 MW e o fator de potência está entre 0,90 e 0,96.

Tabela 2.15 - Distribuição da potência e fator de potência das cargas conectadas na rede de segunda ordem

	0-10 [MW]		10-20 [MW]		20-30 [MW]	
	P [%]	FP	P [%]	FP	P [%]	FP
<b>Cargas conectadas no anel secundário</b>	84,62	0,93	15,38	0,98	0,00	0,00
<b>Cargas conectadas nas linhas radiais secundárias</b>	64,71	0,96	29,41	0,90	5,88	0,95

Fonte Elaboração própria.

Finalizando a análise da informação, encontrou-se, como mostra a tabela 2.16, que do total de subestações de distribuição, conectadas a alguma barra do anel secundário, a maior porcentagem (64,71%) são subestações de médio porte, enquanto a menor porcentagem estão as subestações de pequeno e grande porte. De forma similar, do total de subestações de distribuição, conectadas a alguma barra das linhas radiais secundárias, a maioria (84,62%) são subestações de pequeno porte, seguidas por subestações de médio porte.

Tabela 2.16 - Distribuição do porte da subestação de distribuição conectada à rede de segunda ordem

Porte da subestação distribuição	Pequeno [%]	Médio [%]	Grande [%]
<b>Anel secundário</b>	29,41	64,71	5,88
<b>Linhas radiais secundárias</b>	84,62	15,38	0,00

Fonte Elaboração própria.

## 2.2.2 Características elétricas

A seguir são apresentadas características construtivas e elétricas dos condutores utilizados nas redes de subtransmissão analisadas, através do qual são exibidos valores de parâmetros elétricos resultantes das estatísticas realizadas através do levantamento de informação técnica, como valores tomados de manual de CELESC (2022).

### 2.2.2.1 Condutores elétricos

Algumas características construtivas, tomados de CELESC (2022), para os condutores elétricos (626 e 336,4 MCM e, 4/0 e 1/0 AWG), utilizados nas redes de subtransmissão analisadas, são mostrados na Tabela 2.17:

Tabela 2.17 - Características construtivas dos condutores elétricos utilizados nos sistemas de subtransmissão 69 kV

AWG MCM	Código	Formação (No de fios)		Tipo	Radio médio geométrico [mm]
		AL	Aço		
1/0	RAVEN	6	1	ACSR	0,0038
4/0	PENGUIN	6	1	ACSR	0,0055
336,4	LINNET	26	7	ACSR	0,0072
636	GROSBEAK	26	7	ACSR	0,0102

Fonte Elaboração própria a partir de CELESC (2022).

Como observado na Tabela 2.18, são apresentados os intervalos de corrente nominal esperada, tomados de CELESC (2022), perante os intervalos de temperatura (25 - 75° C). Nota-se que a corrente nominal (valor estatístico), corrente resultante das estatísticas realizadas no levantamento de informação é compatível com os valores informados de CELESC (2022).

Tabela 2.18-Corrente nominal dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV

AWG MCM	Código	Corrente nominal [A]		Corrente nominal (valor estatístico) [A]
		25°C	40°C	
1/0	RAVEN	278	230	213
4/0	PENGUIN	424	350	316
336,4	LINNET	577	479	464
636	GROSBEAK	862	707	690

Fonte Elaboração própria a partir do levantamento de informação e CELESC (2022).

Na Tabela 2.19, são apresentados os intervalos de resistência elétrica, tomados de CELESC (2022), perante duas referências de temperatura, uma referência de resistência perante uma corrente contínua medida a 25°C, e outra referência de resistência perante uma corrente alternada medida a 75°C. Nota-se que a resistência (valor estatístico), resistência resultante das estatísticas realizadas, no levantamento de informação, é compatível com os valores informados de CELESC (2022).

Tabela 2.19-Resistência elétrica dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV

AWG MCM	Código	Resistência [Ω/km]		Resistência (valor estatístico) [Ω/km]
		CC 25 C	CA 75 C	
1/0	RAVEN	0,5360	0,8891	0,6961
4/0	PENGUIN	0,2676	0,3830	0,3318
336,4	LINNET	0,1699	0,2034	0,1904
636	GROSBEAK	0,0900	0,1079	0,1022

Fonte Elaboração própria a partir do levantamento de informação e CELESC (2022).

A seguir na Tabela 2.20, é apresentada a reatância indutiva tomada de CELESC (2022), a reatância indutiva (valor calculado) calculada com as informações construtivas e as distâncias elétricas (estruturas de suporte), e a reatância indutiva resultante das estatísticas realizadas, no levantamento de informação. As três magnitudes de reatância indutiva são comparáveis, mas a reatância indutiva (valor teórico) apresenta maior aproximação com a reatância indutiva (valor estatístico), que com a reatância tomada de CELESC (2022). Tendo em vista que não são disponibilizadas maiores informações técnicas sobre o tipo de reatância indutiva na referência bibliográfica, considera-se a reatância indutiva (valor estatístico), coerente e representativa, perante a pesquisa e a caracterização procurada sobre estas redes de subtransmissão nível 69kV.

Tabela 2.20 -Reatância indutiva dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV

AWG MCM	Código	Reatância indutiva (valor referência) [Ω/km]	Reatância indutiva (valor calculado) [Ω/km]	Reatância indutiva (valor estatístico) [Ω/km]
1/0	RAVEN	0,3871	0,5210	0,5885
4/0	PENGUIN	0,3445	0,4750	0,4886
336,4	LINNET	0,2802	0,4390	0,4611
636	GROSBEAK	0,2559	0,4150	0,4471

Fonte Elaboração própria a partir do levantamento de informação e CELESC (2022).

Continuando na Tabela 2.21, é apresentado um compêndio das magnitudes resultantes da corrente, resistência, reatância indutiva, impedância e relação X/R resultantes da análise estatística realizada no levantamento de informação técnica das redes de subtransmissão nível 69 kV analisadas.

Tabela 2.21 - Parâmetros elétricos (valor estatístico) dos condutores elétricos nos sistemas de subtransmissão 69 kV

AWG MCM	Código	Corrente nominal [A]	Resistência DC a 20° [Ω/km]	Reatância indutiva [Ω/km]	Impedância [Ω/km]	X/R
1/0	RAVEN	213	0,6961	0,5885	0,9115	0,8454
4/0	PENGUIN	316	0,3318	0,4886	0,5906	1,4726
336,4	LINNET	464	0,1904	0,4611	0,4989	2,4212
636	GROSBEAK	690	0,1022	0,4471	0,4586	4,3736

Fonte Elaboração própria a partir do levantamento de informação e CELESC (2022).

Como visto nas análises realizadas nas tabelas 2.17 a 2.20, segundo a informação construtiva e técnica compilada dos condutores utilizados nas redes de subtransmissão, a corrente elétrica nominal esperada oscila entre 200 – 700 A. Já a resistência elétrica está entre 0,6961 - 0,1022 Ω/km. Por fim, a reatância indutiva esperada oscila entre 0,5885 - 0,4471 Ω/km. Portanto a impedância de linha encontra-se entre 0,9115 - 0,4586 Ω/km e a relação X/R está entre 0,8454 e 4,3736.

É importante ressaltar que não está reportada a data de origem dos parâmetros registrados na referência bibliográfica, como tampouco sabe-se a data de fabricação dos cabos utilizados nos sistemas de subtransmissão analisados, portanto, é importante aludir e salientar este fato e deixar o registro dessa informação perante futuras atualizações. Isso se deve ao fato de que o avanço tecnológico e a evolução no material de fabricação dos cabos podem resultar na necessidade de atualização nos parâmetros elétricos.

### 2.2.2.2 Subestações elétricas e transformadores de potência

A Tabela 2.22 apresenta as características das subestações de distribuição atreladas às barras, em relação à potência de transformação, tipo de área que a rede abrange e tipo de demanda atendida.

Tabela 2.22 - Característica das subestações de distribuição nos sistemas de subtransmissão  
69 kV

Porte da subestação	Relação de transformação [kV]	Conexão do transformador	Potência de transformação [MVA]	Tipo de área abrangida	Tipo de demanda atendida
Pequeno	69/13,8	Dyn1	5/6,25 10/12,5	Rural ou urbana	Pequena
Médio	69/13,8 69/34,5		10/12,5 15/20	Rural ou urbana	Média
Grande	69/13,8 69/34,5		20/25 2x15/20 2x20/25 60	Urbana	Grande

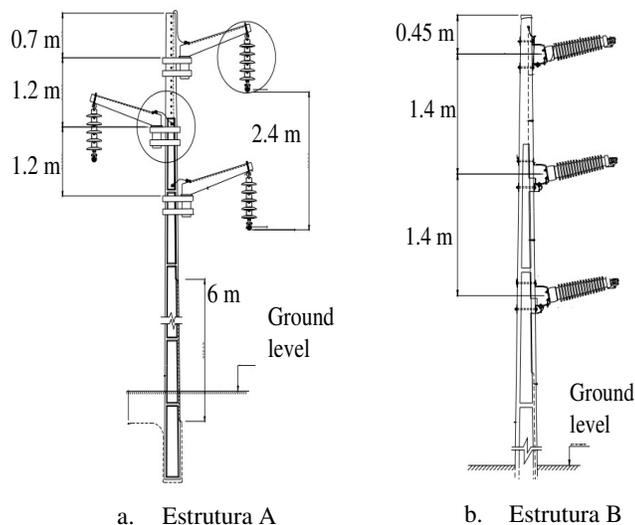
Fonte Elaboração própria.

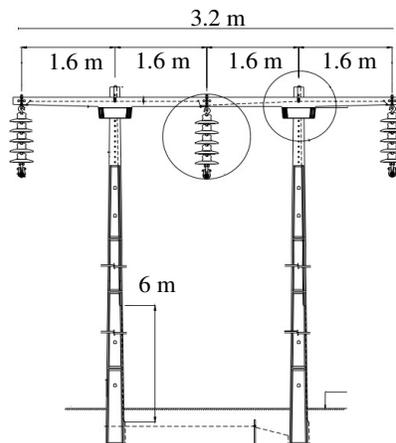
### 2.2.3 Estruturas de suporte

As estruturas de suporte ou torres implementam distâncias mínimas e de segurança entre condutores, aterramentos, pessoas e construções, entre outros, necessárias para o correto fornecimento do serviço. Estas distâncias são fundamentais no cálculo de parâmetros elétricos.

As redes de subtransmissão abrangem áreas rurais e algumas áreas urbanas e para tanto são utilizadas estruturas de suporte diferenciadas. As estruturas, mostradas na figura 2.3.a e 2.3.b, podem ser utilizadas em áreas rurais ou cruzamentos, regiões que demandam vãos de comprimento médio e longo.

Figura 2.3 - Estruturas de suporte utilizadas em redes de subtransmissão





c. Estrutura C

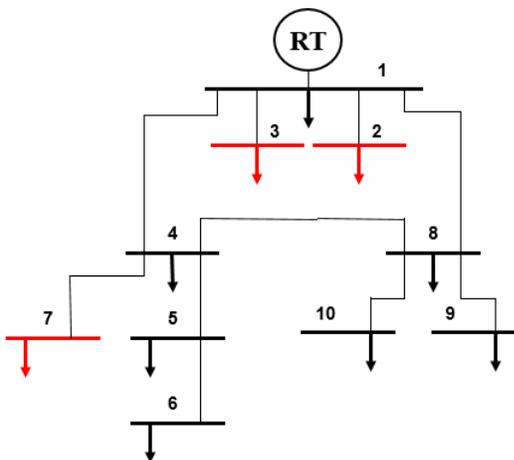
Já as estruturas mostradas na figura 2.3.c são utilizadas em áreas urbanas, que demandam vãos de comprimento curto e médio.

### 2.3. Rede de subtransmissão de teste.

A rede de subtransmissão de teste definida e fundamentada com base no levantamento de informações é apresentada na Figura 2.4. Esta rede reflete as características elétricas e construtivas das redes de subtransmissão no nível 69 kV analisadas.

A rede de teste apresenta uma topologia híbrida e está formada por 10 barras. Do anel (barras 1, 4, 8) derivam linhas radiais primárias (para as barras 5, 6, 7, 9, 10) e cargas (barras 2, 3, 7).

Figura 2.4 - Rede de subtransmissão de teste



Fonte Elaboração própria.

A tabela 2.23 apresenta os parâmetros elétricos das linhas da rede de subtransmissão de teste, enquanto a tabela 2.24 apresenta a potência elétrica para cada um dos três níveis de carregamento da rede. Os parâmetros elétricos estão exibidos em valores por unidade, para uma tensão base de 69 kV e uma potência base de 150 MVA.

Tabela 2.23 - Parâmetros elétricos das linhas da rede de subtransmissão de teste

De	Para	R [pu]	X [pu]
1	2	0,0124	0,0542
1	3	0,0031	0,0075
1	4	0,0165	0,0722
4	5	0,1923	0,4656
5	6	0,1767	0,4278
4	7	0,0052	0,0126
4	8	0,0578	0,2528
1	8	0,0716	0,3131
8	9	0,3898	0,9438
8	10	0,7387	1,0878

Fonte Elaboração própria.

Tabela 2.24 - Potência elétrica dos três níveis de carregamento da rede de subtransmissão de teste

Barra	P <sub>pesada</sub> [pu]	Q <sub>Lpesada</sub> [pu]	P <sub>media</sub> [pu]	Q <sub>Lmedia</sub> [pu]	P <sub>leve</sub> [pu]	Q <sub>Lleve</sub> [pu]	Q <sub>cap</sub> [pu]
1	0,2030	0,1029	0,1725	0,0875	0,1421	0,0720	0,2058
2	0,0767	0,0252	0,0652	0,0214	0,0537	0,0176	0,0229
3	0,1547	0,0509	0,1315	0,0432	0,1083	0,0356	0,0463
4	0,1733	0,0730	0,1473	0,0620	0,1213	0,0511	0,0816
5	0,0501	0,0284	0,0426	0,0241	0,0350	0,0199	0,0203
6	0,0472	0,0215	0,0401	0,0183	0,0330	0,0150	0,0137
7	0,0207	0,0068	0,0176	0,0058	0,0145	0,0048	0,0062
8	0,0807	0,0235	0,0686	0,0200	0,0565	0,0165	0,0552
9	0,0514	0,0219	0,0437	0,0186	0,0360	0,0153	0,0204
10	0,0111	0,0071	0,0083	0,0046	0,0044	0,0061	0,0069

## 2.4. Análise da operação da rede de subtransmissão de teste

Com o intuito de analisar a operação e avaliar o desempenho das barras da rede de subtransmissão de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações advindas do nível de carregamento da rede, os seguintes casos de simulação foram definidos:

- Fluxo de potência: nível de carregamento leve, médio e pesado.
- Fluxo de potência ótimo.

A modelagem da rede de subtransmissão de teste e a simulação dos casos definidos foi realizada na plataforma Simulink do Software Matlab,

Finalmente, a magnitude das variáveis elétricas está expressa em valores por unidade para a tensão base de 69 kV e a potência base de 150 MVA.

#### 2.4.1 Fluxo de potência: nível de carregamento leve, médio e pesado

A tabela 2.25 apresenta as tensões nas barras da rede e a porcentagem de variação da tensão momentânea, entre o nível de carga leve e média e, o nível de carga média e pesada.

Tabela 2.25 - Tensões da rede de subtransmissão de teste

Nível de carga	V1 [pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	V4 [pu]	V5 [pu]	V6 [pu]	V7 [pu]	V8 [pu]	V9 [pu]	V10 [pu]
Carga Leve	0,9982	0,9970	0,9977	0,9956	0,9902	0,9880	0,9955	0,9951	0,9913	0,9936
Varição Leve - Média [%]	4,0272	4,0221	4,0293	4,2688	4,9990	5,3745	4,2692	4,3614	4,8724	4,6397
Carga Média	0,9580	0,9569	0,9575	0,9531	0,9407	0,9349	0,9530	0,9517	0,9430	0,9475
Varição Média - Pesada [%]	3,4447	3,4486	3,4465	3,6408	4,1990	4,4390	3,6411	3,6986	4,0827	3,9050
Carga Pesada	0,9250	0,9239	0,9245	0,9184	0,9012	0,8934	0,9183	0,9165	0,9045	0,9105

Fonte Elaboração própria.

A tabela 2.26 apresenta as correntes nas linhas de carga e a porcentagem de variação da corrente entre o nível de carga leve e média e, o nível de carga média e pesada.

Tabela 2.26 – Correntes de carga da rede de subtransmissão de teste

Nível de carga	I1 [pu]	I2 [pu]	I3 [pu]	I4 [pu]	I5 [pu]	I6 [pu]	I7 [pu]	I8 [pu]	I9 [pu]	I10 [pu]
Carga Leve	0,5329	0,0807	0,1629	0,1504	0,0462	0,0200	0,0217	0,0898	0,0246	0,0142
Variação Leve - Média [%]	-38,2836	1,2117	1,2117	-61,9136	-53,6898	-70,8860	1,4633	-36,4755	-54,2977	-29,7730
Carga Média	0,7370	0,0797	0,1609	0,2435	0,0711	0,0342	0,0214	0,1225	0,0380	0,0185
Variação Média - Pesada [%]	-20,9165	1,0796	1,0796	-30,4116	-30,4706	-32,3450	1,2655	-23,8683	-29,4325	-21,8249
Carga Pesada	0,8911	0,0789	0,1592	0,3175	0,0927	0,0452	0,0211	0,1517	0,0492	0,0225

Fonte Elaboração própria.

A análise dos resultados dos casos de simulação, mostrados na tabela 2.25 e 2.6, para os três níveis de carregamento da rede, permitem emitir as seguintes observações:

- As tensões e correntes resultantes do fluxo de potência para os três níveis de carregamento da rede estão em conformidade com as cargas conectadas;
- O nível de tensão nas barras que formam o anel (1,4,8), é diferenciado do nível de tensão nas barras de carga (2,3,7) e nas barras das linhas radiais (45,56,89,810). Constata-se que é significativa a variação de tensão, devido ao nível de carga, nas barras que formam o anel, em comparação com as barras que formam as linhas radiais, como ilustra a tabela 2.25. Isto permite validar a importância dos níveis de carga da rede, na qualidade da tensão, especialmente para redes com linhas radiais de comprimento considerável e baixa X/R;
- O resultado das simulações e a avaliação de desempenho da rede permite legitimar a modelagem desenvolvida para a rede de teste.

Com o intuito de avaliar a tensão em regime permanente, recorreremos à normativa delineada no módulo oito, conforme estipulado nos procedimentos de distribuição, (ANEEL, 2002), tal qual estabelece os padrões de qualidade de energia elétrica, no nível distribuição no Brasil. Na tabela 2.27 as barras são categorizadas com base na tensão resultante das simulações realizadas.

Tabela 2.27 - Classificação das barras da rede de subtransmissão de teste segundo o nível de tensão de atendimento

Nível de tensão de atendimento (TA)	Faixa de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)	Nível de carga baixa	Nível de carga média	Nível de carga pesada
Adequada	$0.95TR < TL < 1.05TR$	1,2,3,4,5,6,7,8 9,10	1,2,3,4,7,8,	
Precária	$0.90TR < TL < 0.95TR$ ou $1.05TR < TL < 1.07TR$		5,6,9,10	1,2,3,4,5, 7,8, 9,10
Critica	$TL < 0.90TR$ $TL > 1.07TR$			<b>6</b>

Conforme observado na tabela 2.27, a tensão nas barras está em conformidade com a normativa estabelecida para o fornecimento do serviço, abrangendo os três níveis de carregamento ou carga da rede. É importante ressaltar que as tensões mais comprometidas ou aquelas cuja tensão de atendimento não proporciona a melhor qualidade (precária) do serviço, são as tensões nas barras que compõe as linhas radiais (5,6,9,10), com especial atenção para a barra 6.

#### 2.4.2. Fluxo de potência ótimo

O fluxo de potência ótimo implementado na rede de subtransmissão de teste foi possível dada à parceria com o Grupo GECAD, Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento do Instituto Politécnico do Porto, através do Dr Bruno Canizes e a Dra Zita Vale.

Qualquer rede elétrica está inevitavelmente exposta a falhas em seus equipamentos, muitas das quais não podem ser previstas (imprevisíveis) e muito menos prognosticados. Estas falhas têm o potencial para comprometer a operação da rede a ponto de inviabilizar o fornecimento de energia aos consumidores finais. Entretanto, por meio da análise de índices probabilísticos, combinados com julgamento próprio e sob critérios de decisão pré-estabelecidos, é possível buscar soluções adequadas para contornar estas falhas. Isto com o intuito de mitigar e minimizar o risco de interrupção, fortalecendo e aumentando a confiabilidade no fornecimento do serviço.

Com o propósito de analisar a confiabilidade operacional da rede de subtransmissão de teste foi realizado o fluxo de potência ótimo. A rigor, a premissa ou função objetivo estabelecida

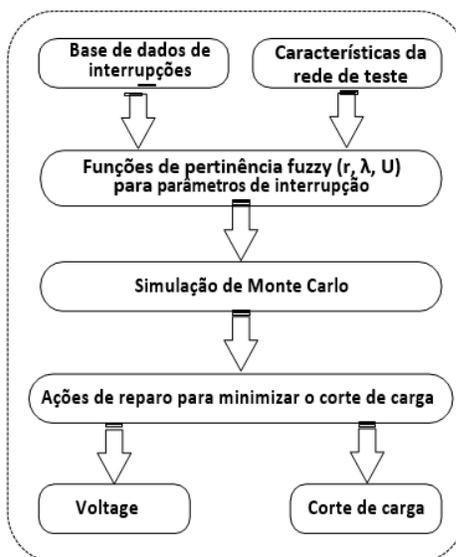
para o desenvolvimento do fluxo de potência ótimo, é a minimização do corte de carga, a qual envolve a minimização da potência não atendida, visando maximizar a confiabilidade da rede.

A metodologia utilizada é apresentada na Figura 2.5. É importante notar que a metodologia destina-se apenas a interrupções forçadas independentes.

A metodologia utilizada está composta por cinco etapas, que são descritas a seguir:

- Criação de banco de dados de interrupções.
- Funções de pertinência fuzzy ( $r$ ,  $\lambda$ ,  $U$ ).
- Defuzzyficação.
- Simulação de Monte Carlo.
- Ações corretivas.

Figura 2,5 - Fluxograma da metodologia



Fonte: Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento. GECAD.

Levando em consideração as características das redes, a metodologia utilizada para o fluxo de potência ótimo foi baseada em dados estatísticos de falhas e reparos dos componentes das redes de subtransmissão, em conjunto com a modelagem probabilística fuzzy para determinar os parâmetros de indisponibilidade dos componentes. O uso de registros estatísticos permitiu

desenvolver funções de pertinência fuzzy dos parâmetros de interrupção dos componentes da rede.

Para capturar tanto a aleatoriedade quanto a imprecisão dos parâmetros de interrupção dos componentes, é desenvolvido e utilizado um método híbrido, baseado em modelos probabilísticos difusos, que combina a defuzificação e a simulação de Monte Carlo. Uma vez obtidos os estados do sistema por simulação de Monte Carlo, um algoritmo de ação corretiva baseado no fluxo de potência ótimo é aplicado. Tal algoritmo é capaz de minimizar o corte de carga total.

O algoritmo de ação corretiva, baseado no fluxo de potência ótimo (equações 1 –11) é usado para reprogramar a geração, aliviar violações de restrições e, ao mesmo tempo, para evitar qualquer corte de carga, se possível, ou caso contrário, para minimizar o corte de carga.

A função objetivo do modelo, definida para o estudo, procura minimizar o corte total de carga, perante a inserção de geração distribuída.

Função Objetivo:

$$f = \min \sum S_{cutj} \quad (1)$$

Limites de geração ativa e reativa:

$$PGEN_i^{\min} \leq PGEN_i \leq PGEN_i^{\max} \quad (2)$$

$$QGEN_i^{\min} \leq QGEN_i \leq QGEN_i^{\max} \quad (3)$$

Limites de desligamento de carga ativa e reativa:

$$P_{cutj} \leq L_{pj} \quad (4)$$

$$Q_{cutj} \leq L_{qj} \quad (5)$$

Balanço de potência no nó com geração:

$$PGEN_i - L_{pj} - P_i(v, \delta) + P_{cutj} = 0 \quad (6)$$

$$QGEN_i - L_{qj} - Q_i(v, \delta) + Q_{cutj} = 0 \quad (7)$$

Balanço de potência nos barramentos com carga:

$$P_i(v, \delta) + Lp_i - P_{cut_i} = 0 \quad (8)$$

$$Q_i(v, \delta) + Lq_i - Q_{cut_i} = 0 \quad (9)$$

Limites de magnitude de tensão:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (10)$$

Limites de magnitude do ângulo:

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{\max} \quad (11)$$

Limites térmico da linha:

$$S_k(v, \delta) \leq S_k^{\max} \quad (12)$$

onde:

P<sub>GEN</sub> é a potência ativa gerada.

Q<sub>GEN</sub> é a potência reativa gerada.

S<sub>cut</sub> é a potência aparente, demandada por cargas, a ser desliga.

P<sub>cut</sub> é a potência ativa, demandada por cargas, a ser desliga

Q<sub>cut</sub> é a potência reativa, demandada por cargas, a ser desliga

L<sub>p</sub> é a potência ativa do barramento.

L<sub>q</sub> é a potência reativa do barramento.

S(v, δ) é a potência aparente a ser inserida no barramento.

P(v, δ) é a potência ativa a ser inserida no barramento.

Q(v, δ) é a potência reativa a ser inserida no barramento.

V é a tensão nos barramentos.

δ é o ângulo da tensão nos barramentos.

A seguir, são apresentados os resultados obtidos após ser implementada a metodologia, considerado os três níveis de carregamento da rede: leve, média e pesada. Os estudos foram realizados para determinar a resposta da rede de subtransmissão de teste, perante a inserção de geradores distribuídos.

É possível observar nas figuras 2.6 a 2.8, o forte impacto na magnitude da tensão, quando considerada a carga pesada, principalmente nas barras 5 e 6. Estas barras apresentam maior sensibilidade ao crescimento da geração distribuída.

Figura. 2.6 - Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga leve

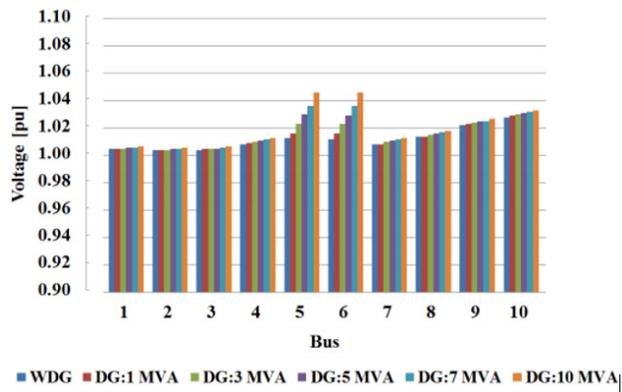


Figura. 2.7 - Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga média

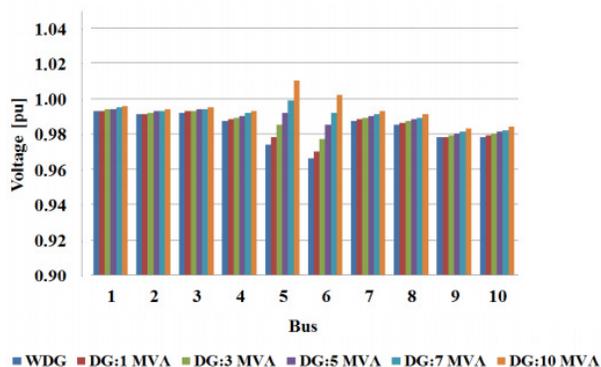
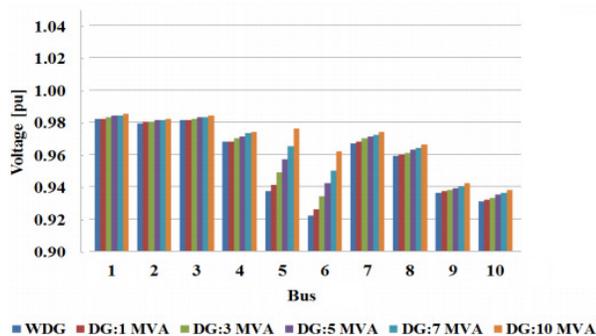


Figura. 2.8 - Perfil de tensão para a rede de subtransmissão de teste com carga pesada



A tabela 2.27 apresenta o corte de carga, para uma falta na linha radial 45, considerando três níveis de carga e seis diferentes capacidades de geração distribuída na barra 5.

Tabela 2;28 - Redução de carga total para uma falha na linha 4-5

Geração distribuída [MW]	Desligamento de carga (Carga Leve)		Desligamento de carga (Carga Media)		Desligamento de carga (Carga Pesada)	
	[p.u]	[%]	[p.u]	[%]	[p.u]	[%]
1	0.0360	6.49	0.1000	9.61	0.1370	9.88
5	0.0130	2.34	0.0640	6.15	0.1010	7.28
7	0	0	0.0460	4.42	0.0830	5.98
10	0	0	0.0200	1.92	0.0560	4.04
20	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0

Na tabela 2.27 é possível perceber que o corte de carga do sistema não ultrapassa 10% da carga total do sistema, e pode-se notar que o geração distribuída contribui para o aumento da confiabilidade.

Finalizando, de acordo com os resultados do fluxo de potência, a barra 6 distingue-se como aquela que apresenta o maior comprometimento na qualidade da tensão de atendimento. Por outro lado, segundo os resultados do fluxo de potência ótimo, a barra 5 se apresenta com o maior comprometimento da confiabilidade do serviço. Portanto, as linhas radiais 45 e 56, juntamente com as barras a elas atreladas, emergem como pontos de interesse significativos. Sabendo que a conexão da geração distribuída está vinculada a subestações de compartilhamento em pontos fortes do sistema e que a rede de subtransmissão de teste apresenta desafios tanto de qualidade do serviço, quanto de confiabilidade nas barras 4, 5 e 6, a barra 4, torna-se a barra adequada para conexão da geração na rede de teste.

## 2.5 Contribuições

A caracterização dos padrões elétricos e estruturais da rede de subtransmissão no nível de 69 kV proporciona informação valiosa e representativa que auxilia na modelagem de redes de subtransmissão de teste. No entanto, é importante salientar que a informação técnica atrelada é protegida, ou seja, de acesso restrito dada a natureza privada da detentora da rede.

Sabendo-se disto, é importante notar a contribuição com relação à identificação de valores reais de parâmetros elétricos (resistência, reatância indutiva, impedância e relação  $X/R$ ), para todos os condutores utilizados nas linhas de subtransmissão no nível 69 kV, apresentados na tabela 2.21. Soma-se a isto, a identificação da caracterização da topologia e a probabilidade de ocorrência de determinadas configurações, como dos elementos que a compõe e as características associadas a estes, apresentadas nas tabelas 2-1 a 2-16. Com base nesta caracterização elétrica e estrutural resultante, foi possível definir um modelo de rede de subtransmissão de teste, segundo a complexidade requerida e o escopo desta pesquisa.

As estatísticas realizadas, da caracterização elétrica e estrutural resultante, podem ser interpretadas como probabilidades de presença de determinados componentes elétricos em uma topologia específica; portanto, é viável empregar uma ferramenta como a teoria dos grafos, logica difusa, entre outros, para definir outras redes de subtransmissão de teste segundo o escopo e a complexidade da pesquisa em desenvolvimento.

### 3. FAZENDA EÓLICA DE TESTE

Condizente com os objetivos apresentados no capítulo 1, este capítulo se dedica ao desenvolvimento da modelagem da fazenda eólica de teste. Esta estrutura em conjunto com a rede de subtransmissão de teste (capítulo 2), compõem o sistema de subtransmissão de teste. Este sistema será objeto de análise detalhada no capítulo 4.

O ponto de partida para a modelagem da fazenda de teste é o aerogerador base de teste (1.5 MVA) que consiste no grupo turbina-gerador-conversor. Portanto, na primeira etapa é desenvolvida a modelagem do aerogerador base de teste, este modelo é então submetido a teste, utilizando-se um modelo de vento 1. Este procedimento permite verificar a correta operação do modelo para os diferentes modos de operação da turbina eólica.

Uma das particularidades do modelo do aerogerador base de teste é que está composto pelo gerador síncrono de ímã permanente. Esse tipo de gerador síncrono é o tipo de aerogerador mais comumente utilizado nas fazendas eólicas atreladas ao cenário elétrico apresentado na introdução, pois se enquadra no escopo da pesquisa desenvolvida.

Continuando, dada a ausência de clareza, consenso e convergência, na literatura especializada, na obtenção de um modelo equivalente ou agregado para uma fazenda eólica composta por vários grupos aerogeradores, foi imprescindível estabelecer um método para a obtenção desse modelo agregado. Na sequência, estabelecemos a modelagem para o agregado da fazenda eólica de teste. O modelo agregado resultante é implementado para duas potências de conexão distintas, que, de acordo com o escopo da pesquisa, estão representadas por duas fazendas eólicas de diferentes potências (15 e 30 MVA). A operação e desempenho do modelo do agregado, para estas duas potências de conexão, são avaliados e testados da mesma maneira que o modelo do aerogerador base de teste foi testado para os diferentes modos de operação da turbina eólica.

Como etapa final, foi realizada a análise da operação dos dois agregados desenvolvidos para a fazenda eólica de teste, perante pequenas perturbações oriundas da variação de velocidade do vento. Esta análise é conduzida utilizando o modelo de vento 2.

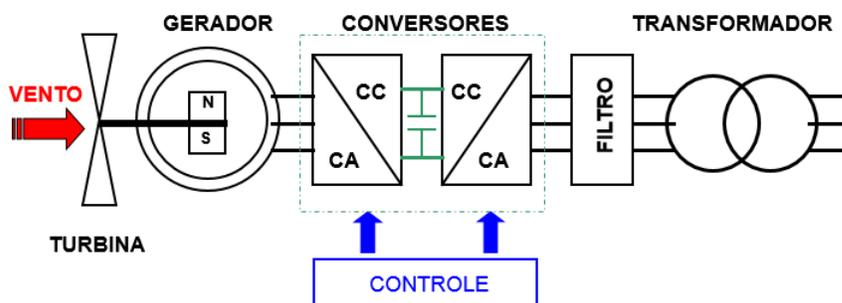
No Apêndice A encontra-se o compêndio com a informação técnica dos parâmetros e lógicas de controle associados ao aerogerador base de teste (1.5 MVA) e à fazenda eólica de teste (1,5, 15 e 30 MVA). Todas as modelagens desenvolvidas foram implementadas e simuladas na plataforma Simulink do Software Matlab.

### 3.1 Aerogerador base de teste

A turbina eólica transforma a energia cinética contida no vento, em energia mecânica, que disponibiliza em seu eixo girante. Por sua vez, o gerador transforma essa energia mecânica em energia elétrica e em continuidade, os conversores a transferem à rede elétrica seguindo logics de controle dispondo os sinais de saída em sinais síncronos com a rede (BURTON et al., 2001; ACKERMANN, 2005).

O aerogerador base de teste (1.5 MVA) está integrado por equipamentos que formam o grupo turbina-gerador-conversores. Tanto a turbina eólica quanto o gerador síncrono e os conversores são especificados para potências compatíveis entre eles. Os conversores (retificador e inversor) são conversores de plena carga conectados em serie ao gerador através da configuração CA-CC-CA. Entre a etapa de retificação (CA-CC) e a etapa de inversão (CC-CA) a energia gerada é transmitida através do barramento CC, como mostra a figura 3.1, (ANDERSON et al., 2003).

Figura 3.1 - Aerogerador base de teste (1.5 MVA)



Fonte Elaboração própria.

Para completar a conexão do aerogerador base dispõe-se de um filtro, que reduz o conteúdo harmônico causado pelo chaveamento da técnica de modulação por largura de pulsos utilizada

pelos conversores. A seguir está conectado um transformador elevador (690V / 34.5 kV), que permite a conexão do aerogerador base ao barramento coletor, seguido por outro transformador elevador (34.4 kV / 69 kV) que permite a conexão dele com a rede elétrica. Esta configuração de conexão do aerogerador base de teste através de duas etapas de transformação, apesar do teor da potência base (1.5 MVA) é importante, pois possibilita verificar a validade do modelo desenvolvido para a fazenda eólica de teste a partir do aerogerador base de teste.

A seguir são apresentados os modelos de cada um dos componentes que integram o modelo do aerogerador base de teste.

### 3.1.1 Turbina eólica

A turbina eólica transforma a energia cinética contida no vento, em energia mecânica em seu eixo. A potência e energia contidas no vento são representadas pelas seguintes equações (HEIER, 1998; SLOOTWEG et al., 2003a):

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.1)$$

$$E_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 t \quad (3.2)$$

sendo:

$P_{vento}$  Potência cinética contida no vento [W].

$\rho$  Densidade do ar [kg/m<sup>3</sup>].

$A$  Área de varredura das pás da turbina [m<sup>2</sup>].

$v$  Velocidade do vento [m/s].

$t$  Tempo [s].

Quando esta potência é capturada pela turbina eólica, a relação entre a potência capturada pela turbina, e a potência contida no vento é:

$$P_{vento} = C_p P_{turbina} \quad (3.3)$$

onde:

$P_{vento}$  Potência cinética contida no vento [W].

$C_p$  Coeficiente de potência da turbina.

$P_{turbina}$  Potência capturada pela turbina [W].

O coeficiente de potência da turbina,  $C_p$ , indica a eficiência aerodinâmica com que a turbina eólica transforma a energia cinética do vento, em energia mecânica disponível no eixo. Segundo o limite de Betz, o valor máximo permissível para este coeficiente de potência é 0.593 (SLOOTWEG et al., 2003a).

A potência mecânica da turbina eólica pode ser expressa como:

$$P_{turbina} = P_m = \frac{1}{2} C_p (\lambda, \beta) \rho A v^3 \quad (3.4)$$

sendo:

$P_m$  Potência mecânica [W].

$C_p$  Coeficiente de potência da turbina.

$\lambda$  Razão de velocidade da pá, Relação linear de velocidade da turbina.

$\beta$  Ângulo de passo da pá.

$\rho$  Densidade do ar [kg/m<sup>3</sup>].

$A$  Área de varredura das pás da turbina [m<sup>2</sup>].

$v$  Velocidade do vento [m/s].

O coeficiente de potência depende das características da turbina e é uma função da razão de velocidade da pá,  $\lambda$ , e do ângulo de passo da pá,  $\beta$ . Usualmente um conjunto de curvas,  $C_p$ , que relacionam  $\lambda$  e  $\beta$  são obtidas para cada modelo de turbina (HEIER, 1998). O modelo de Heier é utilizado para determinar essas curvas da seguinte forma:

$$C_p (\lambda, \beta) = 0.5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (3.5)$$

onde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (3.6)$$

A razão da velocidade da pá é uma função da velocidade na ponta da pá e da velocidade do vento, representada pela equação 3.7:

$$\lambda = \frac{v_{pá}}{v} = \frac{R\omega_m}{v} \quad (3.7)$$

sendo:

- $P_m$  Potência mecânica [W].
- $C_p$  Coeficiente de potência da turbina.
- $\lambda$  Razão de velocidade da pá,
- $\beta$  Ângulo de passo da pá.
- $\rho$  Densidade do ar [kg/m<sup>3</sup>].
- $A$  Área de varredura das pás da turbina [m<sup>2</sup>].
- $v$  Velocidade do vento [m/s].

O modelo da turbina eólica, resultante associa-se a um bloco de simulação que implementa os equacionamentos apresentado anteriormente. No Apêndice A encontra-se o compêndio com a informação técnica utilizada na modelagem da turbina eólica.

### 3.1.2 Gerador síncrono de ímã permanente

No gerador síncrono de ímã permanente com múltiplos polos (polos lisos), o fluxo magnético (radial) é gerado pelo conjunto de ímãs permanentes geralmente instalados no rotor, o qual opera com velocidade síncrona (BINDER et al., 2005; CUPERTINO, 2013).

No tocante à modelagem matemática do gerador síncrono, a dedução é realizada através da transformação de coordenadas de Park, do sistema abc para o sistema dq0, A seguir são apresentados os equacionamentos (equações 3.8 – 3.12) resultantes que descrevem o sistema elétrico após a aplicação da transformação (KRAUSE, 1986; KUNDUR, 1994):

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + L_q \frac{d}{dt} i_{qs} + \omega_s L_d i_{ds} - \omega_s \psi_m \quad (3.8)$$

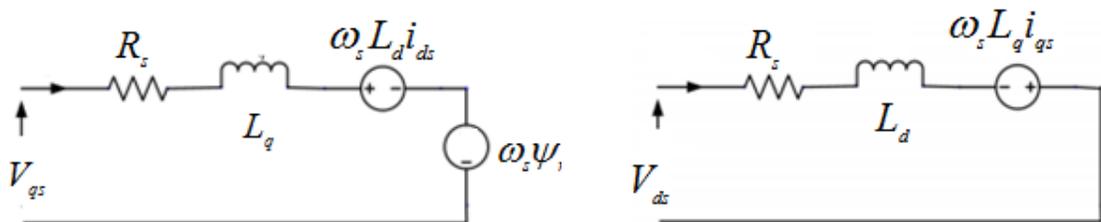
$$V_{ds} = R_s i_{ds} + L_d \frac{d}{dt} i_{ds} - \omega_s L_q i_{qs} \quad (3.9)$$

onde:

- $R$  Resistência do estator.
- $L_d, L_q$  Indutância do estator no eixo direto e de quadratura.
- $V_d, V_q$  Tensão no eixo direto e de quadratura.
- $i_d, i_q$  Corrente no eixo direto e de quadratura.
- $\omega_r$  Velocidade angular do rotor.
- $\psi_m$  Fluxo magnético dos ímãs permanentes.

O circuito elétrico equivalente, descrito pelo equacionamento anterior, é apresentado na figura 3.3:

Figura 3.2 - Circuito elétrico equivalente do gerador síncrono em coordenadas dq0



Fonte Elaboração própria.

Complementarmente, os equacionamentos que descrevem o sistema mecânico, após a aplicação da transformação (KRAUSE, 1986; KUNDUR, 1994), são:

$$T_e = \frac{3}{2} P [\psi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (3.11)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_r = \omega_r \quad (3.12)$$

sendo:

$L_d, L_q$	Indutância do estator no eixo direto e de quadratura.
$i_d, i_q$	Corrente no eixo direto e de quadratura.
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor.
$\theta_r$	Posição elétrica angular do rotor.
$\psi_m$	Fluxo magnético dos ímãs permanentes.
$P$	Número de pares de polos.
$J$	Constante de inércia.
$T_e$	Torque eletromagnético.
$T_m$	Torque mecânico.

O modelo do gerador síncrono de ímã permanente com múltiplos polos, resultante dos equacionamentos apresentados, mostrou um correto funcionamento quando comparado com o modelo de gerador síncrono disponibilizado na plataforma Simulink, mas devido ao ganho computacional ganho, quando inserido no sistema de subtransmissão de teste (capítulo 4), o modelo desenvolvido foi substituído modelo de gerador síncrono no Simulink. No Apêndice A encontra-se o compêndio com a informação técnica utilizada na modelagem do gerador síncrono de ímã permanente com múltiplos polos.

### 3.1.3 Conversores e lógica de controle

Os conversores (retificador e inversor) utilizados são conversores conectados em série ao gerador, com capacidade de transmitir a potência total gerada. Estes conversores estão organizados e dispostos na configuração CA-CC-CA, que se desdobra em três etapas distintas: a primeira etapa é a etapa de retificação, CA-CC, que implementa o controle do lado do gerador; a segunda etapa é a etapa de corrente contínua, constituída essencialmente pelo barramento CC; e a terceira etapa é a etapa de inversão, CC-CA, que implementa o controle do lado da rede. Esta configuração, meticulosa, permite aproveitar a operação de velocidade variável do gerador, de forma a maximizar a geração de energia elétrica (controle do lado do gerador). Enquanto isso, a transferência de potência ativa para a rede é maximizada, além da tensão e frequência de

saída à frequência da rede serem normalizadas (controle do lado da rede) (CUPERTINO, 2013; LI, et al., 2006; MOLINA et al., 2010; RAMTHARAN et al., 2007).

A técnica de modulação utilizada nos conversores, nas etapas de retificação e inversão, é a técnica de modulação por amplitude de pulso através de vetores espaciais (Space Vector Pulse Width Modulation, SVPWM).

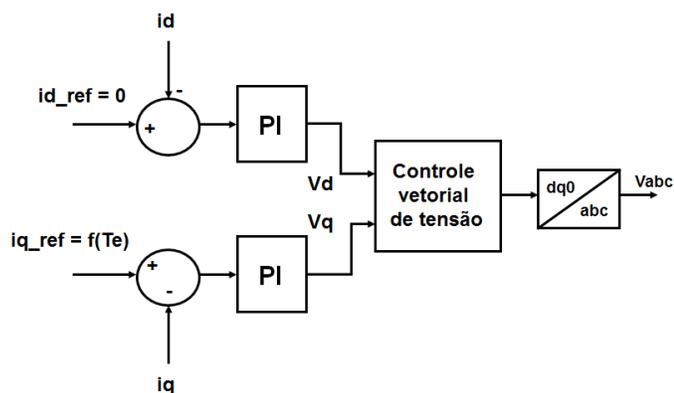
A seguir são apresentadas as lógicas de controle utilizadas em cada um dos controladores, tanto do lado do gerador, quanto do lado da rede. No Apêndice A encontra-se o compêndio com a informação técnica dos parâmetros e lógicas de controle associadas a cada um dos controladores.

### 3.1.3.1. Lógica do controle do controlador do lado do gerador

O controlador do lado do gerador está encarregado de maximizar a potência gerada pelo grupo turbina-gerador, dentro de uma faixa de velocidades de vento compatível com as exigências mecânicas da turbina eólica. Sendo que não é uma imperativo, dentro do escopo estabelecido, verificar os modelos desenvolvidos com a potência máxima de geração, para todos os modos de operação da turbina eólica, só será implementado o controle de máxima geração, maximizando o torque eletromagnético (CIMPOERU, 2010; XIA et al, 2011; YIN, 2007).

A seguir, na figura 3.5 é apresentado o diagrama de blocos com a lógica de controle implementada no controlador do lado do gerador:

Figura 3.3 - Lógica de controle do controlador do lado do gerador



### A. Lógica de controle para a geração de potência reativa do gerador

Para controlar a potência reativa gerada pelo gerador síncrono é necessário zerar a corrente de eixo direto ( $i_{ds} = 0$ ). Este controle não altera a potência reativa injetada na rede elétrica sendo que essa é uma função do conversor do lado da rede (KUMAR et al., 2013; MEHRZAD, 2009),

### B. Lógica de controle para máxima geração de potência

O controle de máxima geração de potência utilizado visa maximizar a geração de potência, maximizando o torque eletromagnético (GALDI et al., 2009; RASILIA, 2003). Sabendo que o torque é diretamente dependente da corrente do estator, como vemos na equação 3.10, pode-se maximizar a relação torque por ampere, zerando a corrente no eixo direto ( $i_{ds}$ ) e maximizando a corrente no eixo de quadratura ( $i_{qs}$ ).

$$T_e = \frac{3}{2} P [\psi_m i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3.10)$$

onde:

$L_d, L_q$  Indutância do estator no eixo direto e de quadratura.

$i_d, i_q$  Corrente no eixo direto e de quadratura.

$\psi_m$  Fluxo magnético dos ímãs permanentes.

$P$  Número de pares de polos.

$T_e$  Torque eletromagnético.

Considerando que o gerador modelado é o gerador síncrono de ímãs permanentes de múltiplos polos, sabemos que as indutâncias nos eixos direto e de quadratura são aproximadamente iguais, ( $L_d - L_q = 0$ ), portanto:

$$i_{qs} = \frac{2T_e^*}{3P\psi_m} \quad (3.14)$$

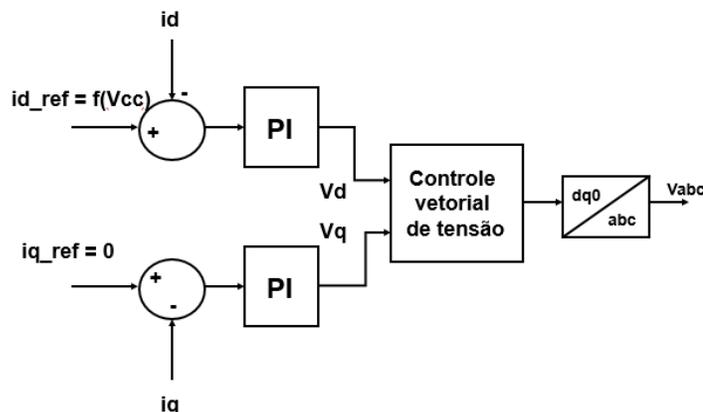
sendo:

- $i_{qs}$  Corrente no eixo direto e de quadratura.
- $\psi_m$  Fluxo magnético dos ímãs permanentes.
- $P$  Número de pares de polos.
- $T_e$  Torque eletromagnético.

### 3.1.3.2 Lógica de controle do controlador do lado da rede

O controlador do lado da rede, que controla o conversor (inversor), é responsável por regular a transferência da potência ativa à rede através da tensão no barramento CC; além de se encarregar da geração de sinais de saída síncronos com a frequência da rede. Este controlador utiliza um PLL (Phase Locked Loop), que fornece o ângulo  $\varphi$ , o qual permite sincronizar os sinais de saída do conversor com os da rede, segurando o sincronismo no sistema (CHINCHILLA et al., 2006; MOLINA et al., 2010; WU et al., 2013). A seguir é apresentado o diagrama de blocos com a lógica de controle do controlador do lado do gerador:

Figura 3.4 - Lógica de controle do controlador do lado da rede



#### A. Lógica de controle do barramento CC.

O barramento CC ou barramento de corrente contínua disposto entre os dois conversores (retificador e inversor), está composto por um capacitor, cuja tensão constante entre seus terminais confirma a transferência integral de potência entregue pelo controlador do lado do gerador ao controlador do lado da rede. A corrente que flui pelo capacitor ( $i_c$ ) deve ser igual à

zero para que a tensão no barramento CC mantenha-se constante e a transferência de potência seja maximizada (GENG et al., 2011; MOLINA et al., 2010),

Como mostra a figura 3.5, a tensão no barramento CC pode ser controlada através da corrente de eixo direto, ( $i_d$ ), no referencial síncrono, uma vez que a potência entregue ao capacitor está relacionada com a potência entregue à rede elétrica.

### **B. Logica de controle da potência ativa e reativa.**

A lógica do controlador do lado da rede também procura a máxima transferência de potência ativa à rede, enquanto minimiza a transferência de potência reativa (CHINCHILLA et al., 2006; CUPERTINO, 2013). Considerando os equacionamentos (3.16 e 3.17):

$$V'_q = V_{q\_rede} - V_{q\_conversor} + \omega_r L_q i_q \quad (3.16)$$

$$V'_d = V_{d\_rede} - V_{d\_conversor} - \omega_r L_d i_d \quad (3.17)$$

A potência ativa é otimizada através da corrente de rede,  $i_d$ , enquanto a potência reativa é minimizada, zerando a corrente  $i_q$ , como mostra a figura 3.5.

#### **3.1.4. Análise e resultados**

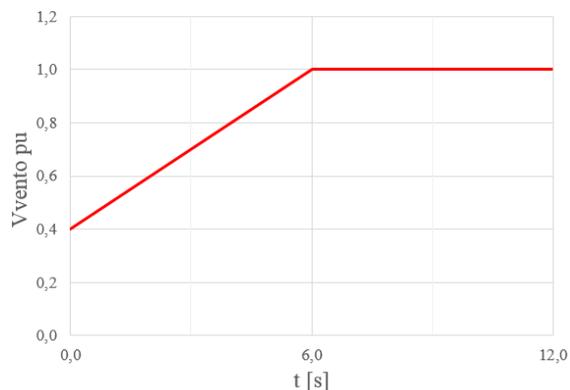
Com o intuito de verificar a modelagem desenvolvida para o aerogerador base de teste, o modelo resultante é submetido ao modelo de vento 1, que é detalhado a continuação.

##### **3.1.4.1 Modelo do vento 1**

O modelo de vento 1, apresentado na figura 3.7, foi desenvolvido com base no levantamento de informação técnica de turbinas eólicas (690 V, 1.5 MW), prestando-se maior atenção na identificação da velocidade de partida da turbina, e no tempo demandado por ela para alcançar a velocidade nominal de rotação.

No modelo de vento 1, as diferentes velocidades do vento estão atreladas a modos de operação da turbina eólica, que auxiliam, entre outros, na obtenção da curva característica da potência (mecânica e elétrica) do modelo do aerogerador base de teste.

Figura 3.5 - Modelo do vento 1



Fonte Elaboração própria.

Com o propósito de unificar a unidade das variáveis analisadas, nas simulações realizadas durante a pesquisa, a velocidade do vento está expressa em valor por unidade, tomando-se como velocidade base a velocidade nominal da turbina eólica.

### 3.1.4.2 Análise da operação do aerogerador base de teste

Como dito anteriormente, com o intuito de verificar a modelagem desenvolvida para o aerogerador base de teste, o modelo resultante é submetido ao modelo de vento 1, de forma a verificar a resposta do modelo frente a modos de operação da turbina eólica, que entre outros, ajudam na obtenção da curva característica de potência do aerogerador base de teste.

Os resultados da simulação do modelo desenvolvido para o aerogerador base de teste são apresentados nas figuras 3.7 a 3.10. Os resultados desta simulação estão expressos em valores por unidade, para uma tensão base de 690 V e uma potência base de 1.5 MVA.

Variáveis mecânicas que caracterizam a operação do aerogerador como são a velocidade do rotor ( $w_{r1.5}$ ) e a potência mecânica ( $P_{m1.5}$ ) são mostradas na Figura 3.7. Estas variáveis mecânicas apresentam o comportamento típico esperado para os modos de operação do aerogerador, como provêm a curva característica de potência mecânica do aerogerador.

Figura 3.6 - Velocidade do rotor e potência mecânica do aerogerador base de teste (1.5 MVA)

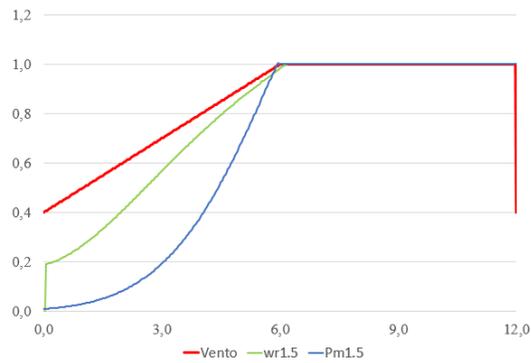


Figura 3.7 - Torque e potência elétrica do aerogerador base de teste (1.5 MVA)

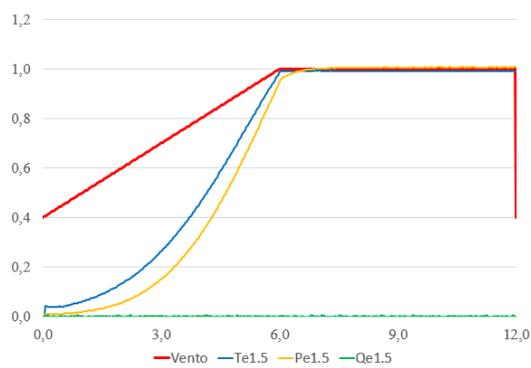


Figura 3.8 - Tensão no barramento CC do aerogerador base de teste (1.5 MVA)

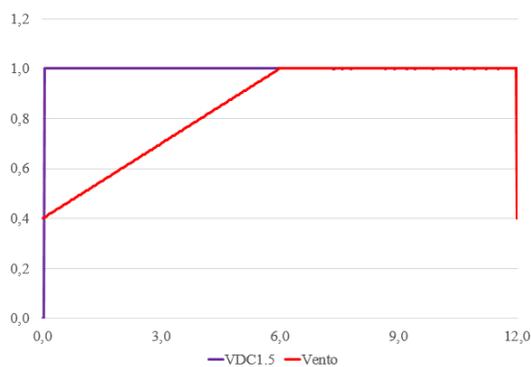
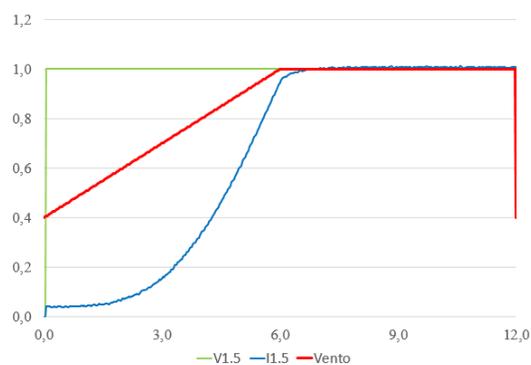


Figura 3.9 - Tensão e corrente do aerogerador base de teste (1.5 MVA)



Variáveis elétricas que também caracterizam a operação do aerogerador, como são o torque eletromagnético ( $T_{e1.5}$ ), a potência ativa ( $P_{e1.5}$ ) e reativa ( $Q_{e1.5}$ ) são mostradas na figura 3.8. Estas variáveis elétricas apresentam o comportamento típico esperado para os modos de operação do aerogerador, confirmam a correta operação do controle de geração de potência implementado, e auxiliam na obtenção da curva característica de potência elétrica do aerogerador.

A tensão do capacitor ( $V_{DC1.5}$ ) no barramento CC, localizado entre os dois conversores é mostrada na figura 3.9. A constante nessa tensão confirma a maximização na transferência de potência entre os dois conversores e o correto funcionamento dessa lógica de controle.

A tensão ( $V_{1.5}$ ) e corrente ( $I_{1.5}$ ) do aerogerador são apresentados na figura 3.10. A sincronia entre os sinais de saída do aerogerador e os sinais de conexão da rede confirmam a efetividade do controle do lado da rede e a correta operação dessa lógica de controle.

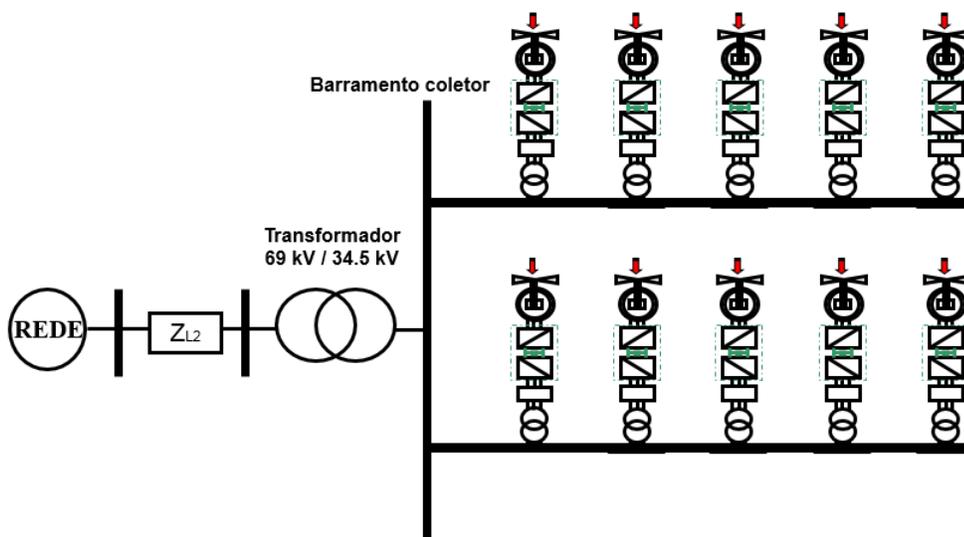
Para finalizar, pode-se confirmar que o modelo desenvolvido para o aerogerador base de teste (1.5 MVA) é válido já que o modelo da turbina eólica, gerador síncrono, conversores, filtro e transformador apresentam a operação típica característica, como as lógicas de controle implementadas entrega os resultados esperados.

### **3.2. Fazenda eólica de teste**

A fazenda eólica de teste estudada está composta por duas partes, a primeira parte está constituída por um grupo de aerogeradores base de teste (1.5 MVA), interligados em cascata a um barramento coletor (34,5 kV); e a segunda parte está constituída por uma interconexão de média tensão (34.5 kV / 69 kV), que conecta-se à rede (69 kV), como mostrado na figura 3.10

Em concordância com o escopo da pesquisa, o modelo equivalente da fazenda eólica de teste resultante deve ser implementado para duas potências de conexão, tendo-se: o modelo da fazenda eólica de teste de 15MVA e o modelo da fazenda eólica de teste de 30 MVA. Sabendo que cada aerogerador base de teste tem a capacidade de gerar 1,5 MVA, a fazenda eólica de teste de 15 MVA está integrada por 10 aerogeradores base (10 x 1.5 MVA), enquanto fazenda eólica de teste de 30 MVA está integrada por 20 aerogeradores base (20 x 1.5 MVA).

Figura 3.10 - Diagrama da fazenda eólica



Fonte Elaboração própria.

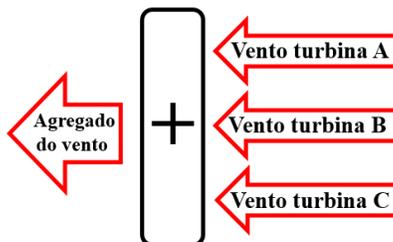
### 3.2.1 Modelo do equivalente elétrico ou agregado da fazenda eólica de teste

Para simular a operação da fazenda eólica de teste, é altamente recomendável obter o equivalente elétrico ou agregado. Nesse sentido, a forma mais eficiente é representar todos os aerogeradores base de teste, conectados em cascata, em um aerogerador base (FERNÁNDEZ et al., 2009; SLOOTWEG et al., 2003b).

Como descrito e fundamentado na revisão bibliográfica, a lógica para a modelagem do agregado da fazenda eólica de teste, desenvolvida nesta pesquisa, compõe-se de duas etapas. A primeira etapa envolve o desenvolvimento da modelagem para o agregado do vento, e a segunda etapa se concentra no desenvolvimento da modelagem para o agregado do grupo de aerogeradores base (turbina-gerador-conversores-filtro-transformador elevador) conectados em cascata.

- a. **Primeira etapa:** Considerando que cada turbina eólica é impactada por um vento distinto, o agregado do vento que afeta o agregado da fazenda eólica de teste é o vento resultante da somatória dos ventos que impactam cada turbina eólica individualmente (SLOOTWEG et al., 2003b), como mostra claramente a figura 3.11.

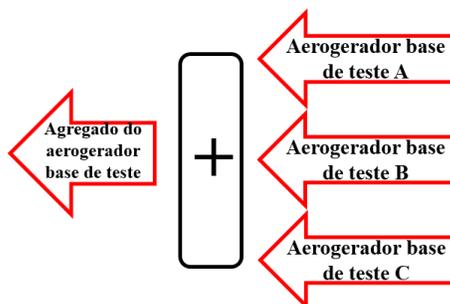
Figura 3.11 - Agregado do vento



Fonte Elaboração própria.

- b. **Segunda etapa:** Presumindo que cada aerogerador base de teste gera uma potência base (1.5 MVA), a potência produzida pelo agregado do grupo de aerogeradores base de teste, é de fato, a soma resultante da potência individual de cada aerogerador base de teste (AKHMATOV et al., 2002), este conceito é ilustrado claramente a figura 3.12.

Figura 3.12 - Agregado do grupo de aerogeradores base de teste



Fonte Elaboração própria.

É importante registrar, que durante o tempo dispendido para a modelagem do agregado da fazenda eólica, composta por vários grupos aerogeradores base, em virtude da ausência de clareza e consenso na literatura especializada, não foi encontrado um guia dos cálculos para o escalonamento dos diferentes parâmetros elétricos, mecânicos e magnéticos. Portanto, foi necessária a mais completa e abrangente modelagem de todos os equipamentos para compreender a natureza de todas as variáveis envolvidas e, conseqüentemente, definir a lógica de escalonamento correta que foi implementada.

A lógica na modelagem para o agregado do grupo de aerogeradores base de teste, conectados em cascata, baseia-se no escalonamento de parâmetros mecânicos, magnéticos e elétricos do

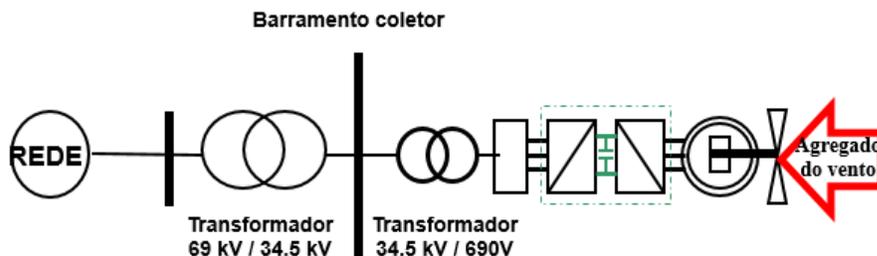
aerogerador base. Portanto, como mostrado na tabela 3.13, mantem-se constante os parâmetros mecânicos (momento de inercia,  $J$ ) e magnéticos (fluxo,  $\Phi$  e número de par de polos,  $PP$ ), enquanto os parâmetros elétricos são escalonados (resistência do estator,  $R_s$ ; indutância eixo direto,  $L_d$  e indutância do eixo de quadratura,  $L_q$ ), segundo o número de aerogeradores base conectados em paralelo,  $N$ .

Figura 3.13 – Escalonamento dos parâmetros elétricos, mecânicos e magnéticos para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste

	<b>P</b> [W]	<b>R<sub>s</sub></b> [Ω]	<b>L<sub>d</sub></b> [H]	<b>L<sub>q</sub></b> [H]	<b>J</b> [kg*m <sup>2</sup> ]	<b>Φ</b> [Vs]	<b>PP</b> (par de polos)
<b>Aerogerador base de teste (1.5 MVA)</b>	P1	Ra	Ld	Lq	J	F	PP
<b>Fazenda eólica de teste 1 (agregado 15 MVA)</b>	N1 x P1	Ra/N1	Ld/N1	Lq/N1	J	F	PP
<b>Fazenda eólica de teste 2 (agregado 30 MVA)</b>	N2 x P1	Ra/N2	Ld/N2	Lq/N2	J	F	PP

Para finalizar, após apresentar e elucidar a lógica da abordagem implementada na modelagem do agregado da fazenda eólica de teste, bem como a lógica de escalonamento para o cálculo dos parâmetros elétricos, mecânicos e magnéticos do agregado, o modelo do agregado da fazenda eólica de teste, que foi elaborado, é apresentado na figura 3.13.

Figura 3.13 - Modelo do agregado da fazenda eólica de teste



Fonte Elaboração própria.

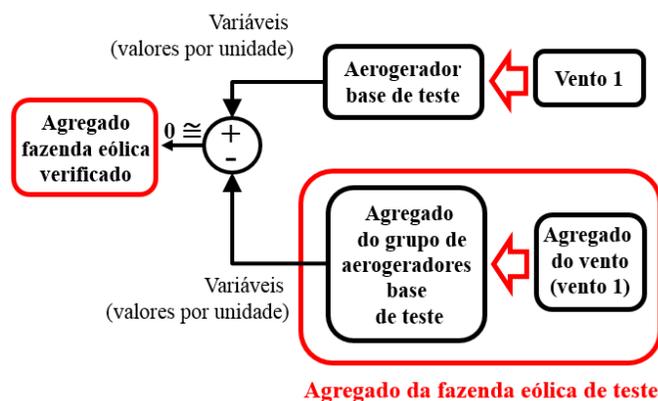
É importante registrar que no modelo final da fazenda eólica de teste foram utilizados compensadores reativos para compensar o consumo de reativos dos transformadores. Isto com o intuito de facilitar a comparação de magnitude das variáveis envolvidas. No Apêndice A encontra-se o compêndio com os parâmetros elétricos, mecânicos e magnéticos resultantes para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA).

### 3.2.2 Metodologia utilizada para verificar a validez do modelo do agregado da fazenda eólica de teste

Outra lacuna identificada, durante a modelagem do agregado, foi a falta de clareza de informação significativa e altamente eficiente, para a metodologia utilizada na verificação da validez do modelo resultante, portanto, para suprir essa necessidade foi definida uma metodologia para a verificação do modelo do agregado da fazenda eólica de teste. Esta metodologia se fundamenta na utilização do modelo do aerogerador base de teste, já constatado, como o parâmetro de verificação para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste.

Sabendo-se que a operação do modelo do aerogerador base de teste é confiável, podem-se comparar os resultados das simulações do modelo do agregado da fazenda eólica diretamente com os resultados da simulação do modelo do aerogerador base de teste, obtidos no numeral 3.1.4.2, como mostrado na figura 3.14. Independentemente da complexidade que possa ser adicionada ao modelo do agregado da fazenda eólica de teste (cabos subterrâneos, segmentos de linha, etc.), o critério definitivo na verificação do modelo do agregado é a equivalência na magnitude das variáveis após o escalonamento dos aerogeradores base de teste. Daqui a conveniência de termos unificado a unidade das variáveis para valores por unidade.

Figura 3.14 – Metodológica utilizada para verificar a validez do modelo do agregado da fazenda eólica de teste



Fonte Elaboração própria.

É importante registrar, que o modelo do aerogerador base de teste foi previamente utilizado na montagem de uma fazenda eólica de teste de 6 MVA (4 x 1.5 MVA), com o intuito de

comparar o modelo completo da fazenda eólica de teste, com o modelo do agregado e o modelo do aerogerador base. Após esta aferição, o modelo do aerogerador base foi tomado como parâmetro de validação para as duas fazendas em questão (15MVA e 30 MVA), dado o ganho obtido na redução da complexidade do modelo, como no tempo de simulação.

### **3.2.3 Resultados e análise**

#### **3.2.3.1 Validação do modelo do agregado da fazendas eólica de teste (15 e 30 MVA)**

Com o propósito de validar a modelagem desenvolvida para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste para as duas potências de conexão (15 e 30 MVA), é implementada a metodologia apresentada no numeral 3.2.2.

Os resultados das simulações, apresentados nas figuras 3.15 – 3.18, estão expressos em valores por unidade, considerando, uma tensão base de 690 V e uma potência base de 1.5 MVA para o modelo do aerogerador base de teste; uma tensão base de 69 kV e uma potência base de 15 MVA para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA); e uma tensão base de 69 kV e uma potência base de 30 MVA para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste (30 MVA). A representação dos resultados (variáveis mecânicas e elétricas), em valores por unidade, auxilia na verificação da validade dos modelos já que proporciona uma comparação clara e direta dos resultados para os três modelos de teste independentemente da potência atrelada a cada um deles.

De forma a facilitar a interpretação das figuras e a análise de resultados, é importante salientar que nas figuras estão sendo comparadas variáveis para três modelos de teste, com potências diferentes. Neste contexto, a potência de cada modelo está diretamente atrelada ao nome da variável visualizada, conforme elencado a seguir:

- wr1.5 representa a velocidade do rotor para o modelo do aerogerador base de teste 1.5 MVA.
- wr15 representa a velocidade do rotor para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste 15 MVA.
- wr30 representa a velocidade do rotor para o modelo do agregado da fazenda eólica de teste 30 MVA.

Figura 3.15 - Velocidade do rotor e potência mecânica da fazenda eólica (1.5, 15 e 30 MVA)

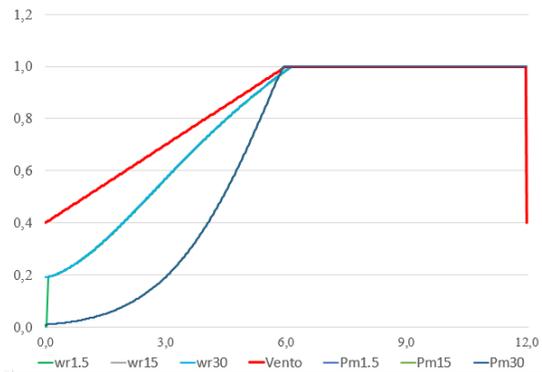


Figura 3.16 - Potência elétrica da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)

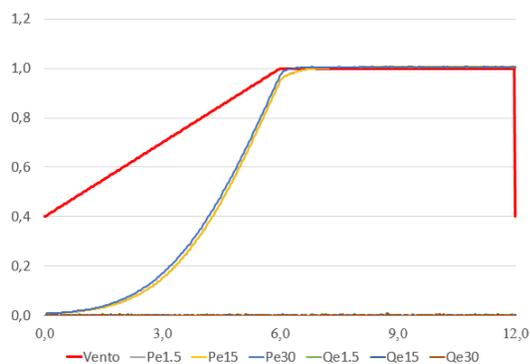


Figura 3.17 - Tensão da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)

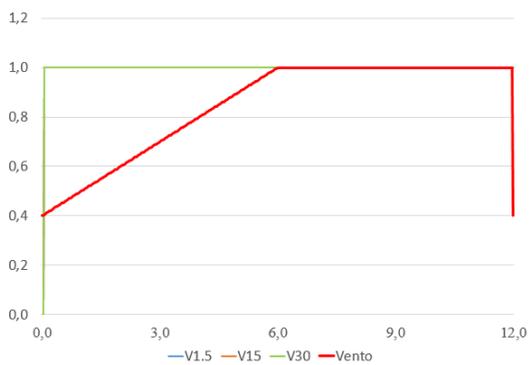
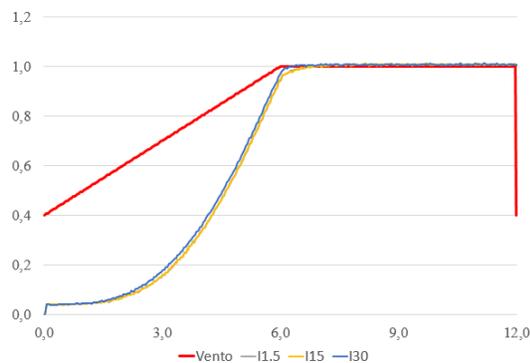


Figura 3.18 - Corrente da fazenda eólica de teste (1.5, 15 e 30 MVA)



As variáveis mecânicas, que caracterizam a operação da turbina eólica, são apresentadas na figura 3.15: a velocidade do rotor ( $w_{r1.5}$ ,  $w_{r15}$  e  $w_{r30}$ ) e a potência mecânica ( $P_{m1.5}$ ,  $P_{m15}$  e  $P_{m30}$ ). Estas variáveis mecânicas refletem o comportamento típico esperado, em cada um dos modelos de teste para os modos de operação da turbina eólica.

Conforme se observa na figura 3.16 são apresentadas as variáveis elétricas, que caracterizam a operação do gerador síncrono como são: a potência ativa ( $P_{e1.5}$ ,  $P_{e15}$  e  $P_{e30}$ ) e a potência reativa ( $Q_{e.5}$ ,  $Q_{e15}$  e  $Q_{e30}$ ). Estas variáveis elétricas apresentam o comportamento típico esperado, em cada um dos modelos de teste, segundo a lógica de controle implementada nos conversores. É importante notar a eficiência do controle do lado da rede, já que maximiza a potência ativa injetada na rede, minimizando a potência reativa entregue.

Já a figura 3.17 apresentada a tensão ( $V_{1.5}$ ,  $V_{15}$  e  $V_{30}$ ) de saída. O controle do lado da rede é efetivo na sincronia entre a tensão de saída do modelo de teste e da rede. De igual forma, na figura 3.18 exibe-se a corrente ( $I_{1.5}$ ,  $I_{15}$  e  $I_{30}$ ) de saída. Além da sincronia entre a corrente de saída do modelo de teste e a corrente da rede, é importante notar a forma como a corrente segue a curva da potência injetada, confirmando a coerência entre as variáveis envolvidas.

Como pôde ser verificado nos resultados numéricos e nas figuras (3.15 – 3.18), o comportamento das variáveis mecânicas e elétricas no modelo do agregado da fazenda eólica de teste, para as duas potências de conexão (15 MVA e 30 MVA) apresentam a operação típica esperada perante a lógica de controle implementada.

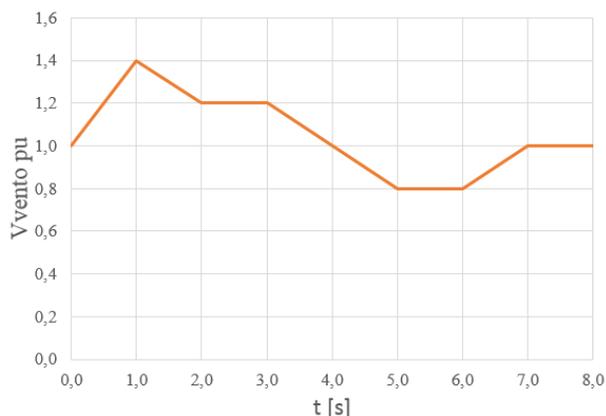
Para finalizar, pode-se confirmar que o modelo do aerogerador base de teste é um bom parâmetro na verificação do modelo do agregado para as fazendas eólicas de teste. Portanto, o método implementado na verificação dos modelos é válido.

### **3.2.3.2 Modelo do vento 2**

O modelo de vento 2, mostrado na figura 3.19, está definido com base em registros de vento, prestando-se maior atenção na identificação da variação negativa e positiva da velocidade do vento (aceleração do vento) e no tempo comumente atrelado à duração destas variações na velocidade; além de considerar velocidades do vento maiores e menores à velocidade nominal

da turbina eólica. Este modelo do vento 2 é definido como modelo de teste perante pequenas perturbações advindas da variação da velocidade do vento.

Figura 3.19 - Modelo do vento 2



Fonte Elaboração própria

### 3.2.3.3 Análise da operação do modelo do aerogerador base de teste (1.5 MVA) e do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA) perante pequenas perturbações

Com o intuito de analisar a operação do modelo do aerogerador base de teste (1.5 MVA) e do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA e 30 MVA), frente a pequenas perturbações oriundas da variação e velocidade do vento, é simulada a operação de cada um destes modelos de teste perante o modelo do vento 2. Os resultados destas simulações são apresentados nas figuras 3,20 – 3.22.

Figura 3.20 - Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do aerogerador base de teste (1.5 MVA)

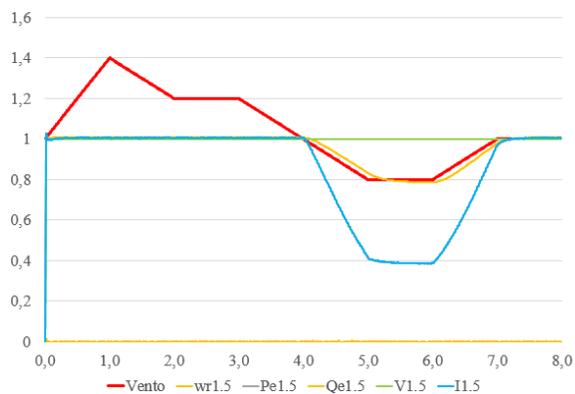


Figura 3.21 - Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA)

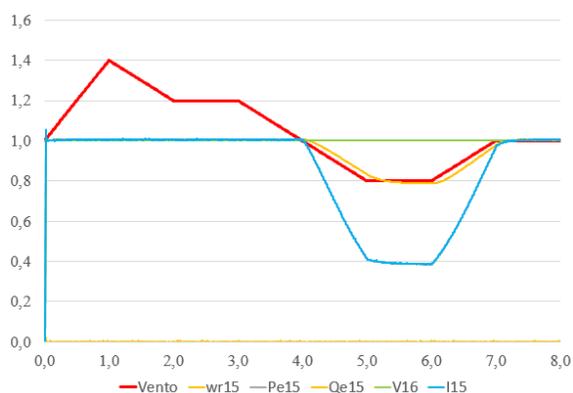
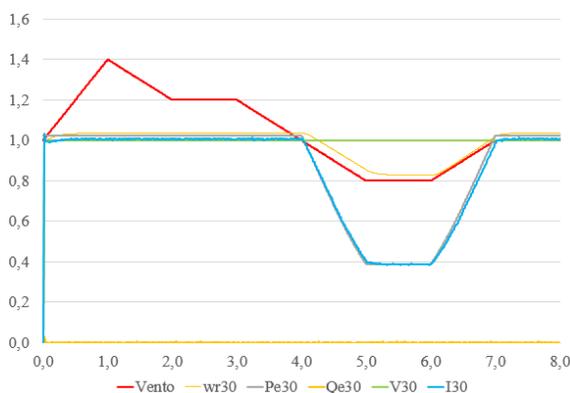


Figura 3.22 - Velocidade do rotor, potência, tensão e corrente do agregado da fazenda eólica de teste (30 MVA)



Fonte Elaboração própria.

As variáveis mecânicas e elétricas que caracterizam a operação do modelo do aerogerador de teste (1,5 MVA) como são a velocidade do rotor ( $wr_{1,5}$ ), potência ( $Pe_{1,5}$  e  $Qe_{1,5}$ ), tensão ( $V_{1,5}$ ) e corrente ( $I_{1,5}$ ) são mostradas na figura 3.19. Estas variáveis apresentam o comportamento típico esperado perante as variações positivas e negativas na velocidade do vento com relação à velocidade nominal da turbina eólica. É importante notar que independentemente da velocidade do vento, os controladores tanto do lado do gerador, como do lado da rede respondem bem as logicas de controle.

As variáveis mecânicas e elétricas que caracterizam a operação do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15 MVA) como são a velocidade do rotor ( $wr_{15}$ ), potência ( $Pe_{15}$  e  $Qe_{15}$ ), tensão ( $V_{15}$ ) e corrente ( $I_{15}$ ) são mostradas na figura 3.20. Estas variáveis apresentam

o comportamento típico esperado perante as variações positivas e negativas na velocidade do vento com relação à velocidade nominal da turbina eólica. É importante notar que independentemente da velocidade do vento, os controladores tanto do lado do gerador, como do lado da rede respondem bem as logicas de controle.

As variáveis mecânicas e elétricas que caracterizam a operação do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (30 MVA) como são a velocidade do rotor ( $wr_{30}$ ), potência ( $Pe_{30}$  e  $Qe_{30}$ ), tensão ( $V_{30}$ ) e corrente ( $I_{30}$ ) são mostradas na figura 3.21. Estas variáveis apresentam o comportamento típico esperado perante as variações positivas e negativas na velocidade do vento com relação à velocidade nominal da turbina eólica. É importante notar que independentemente da velocidade do vento, os controladores tanto do lado do gerador, como do lado da rede respondem bem as logicas de controle.

Para finalizar, conforme os resultados obtidos das simulações tanto do modelo do aerogerador de teste (1,5 MVA), quanto do modelo do agregado da fazenda eólica de teste (15MVA e 30 MVA), pode-se observar que o escalonamento de parâmetros (mecânicos, magnéticos e elétricos) realizado na modelagem do agregado para as fazendas eólicas produz resultados altamente comparáveis com o modelo do aerogerador base perante as variações na velocidade do vento.

Sabendo agora que os modelos de teste desenvolvidos tanto para o aerogerador base, quanto para a fazenda eólica, são validos e confiáveis para operação em regime permanente perante pequenas perturbações, pode-se prosseguir a implementar um maior detalhamento e complementação (cabos subterrâneos, segmentos de linha, etc.) destes modelos segundo o escopo da pesquisa a ser desenvolvida.

### **3.3 Contribuições**

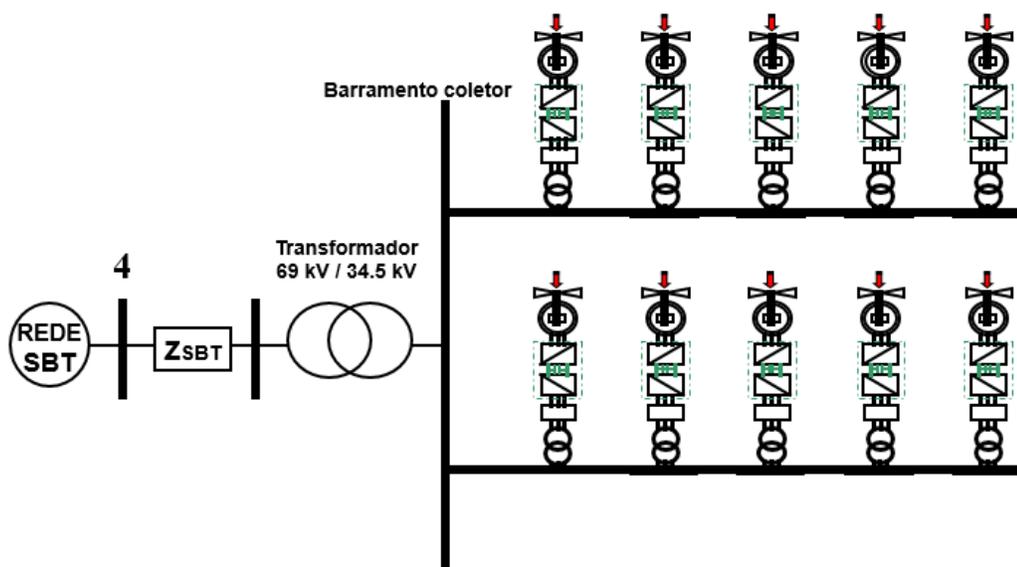
As modelagens do aerogerador base de teste (1.5 MVA) e do agregado da fazenda eólica de teste, para duas potências de conexão (15MVA e 30 MVA) desenvolvidas, no decorrer deste capítulo 3, respondem ao cenário elétrico descrito na introdução. Adicionalmente, uma abordagem foi definida para auxiliar na modelagem do agregado da fazenda eólica de teste. Igualmente, uma metodologia foi definida para verificar a validade do modelo do agregado da fazenda eólica de teste, sendo que esta fazenda está composta por vários aerogeradores base,

que utilizam o gerador síncrono de ímã permanente de múltiplos polos, Os modelos resultantes foram meticulosamente testados e comprovados, em regime permanente, perante pequenas perturbações advindas da variação da velocidade do vento.

#### 4. SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO DE TESTE

Neste capítulo é analisada a operação do sistema de subtransmissão de teste perante pequenas perturbações advindas da variação da velocidade do vento e do nível de carregamento ou carga da rede. O sistema de subtransmissão de teste, mostrado na figura 4.1, está composto pela rede de subtransmissão de teste (Rede SBT) modelada no capítulo 2, pela linha de subtransmissão (ZSBT) que interliga a rede de subtransmissão de teste à fazenda eólica de teste, e pela fazenda eólica de teste modelada no capítulo 3. Lembrando que, segundo os resultados obtidos do fluxo de potência e do fluxo de potência ótimo, desenvolvido no capítulo 2, o ponto de conexão da fazenda eólica de teste à rede de subtransmissão de teste, através da linha de subtransmissão, é a barra 4.

Figura 4.1 - Sistema de subtransmissão de teste



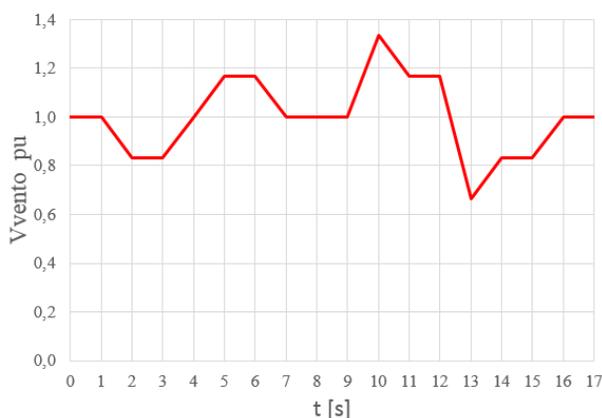
Fonte Elaboração própria.

Com o intuito de analisar a operação do sistema de subtransmissão de teste foi estabelecida uma série de casos de simulação, que permitiram determinar as condições nominais do sistema, assim como avaliar a operação do sistema perante pequenas perturbações originadas na variação na velocidade do vento e no nível de carga da rede de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada).

### 4.1 Modelo do vento 3

O modelo de vento 3, ilustrado na figura 4.2, está definido com base em registros de vento e está definido para abranger um intervalo de tempo, que permite expor a turbina eólica a várias dinâmicas próprias, relacionadas à aceleração e desaceleração do vento. Este modelo do vento 3 é definido como modelo de teste de pequenas perturbações advindas destas variações da velocidade do vento.

Figura 4.2 - Modelo do vento 3



Fonte Elaboração própria.

Com o propósito de unificar a unidade das variáveis analisadas, nas simulações realizadas durante a pesquisa, a velocidade do vento está expressa em valor por unidade, tomando-se como velocidade base a velocidade nominal (12 m/s) da turbina eólica.

### 4.2 Resultados e análise

Em continuação são apresentados os resultados atrelados na análise da operação do sistema de subtransmissão de teste, em regime permanente, perante pequenas perturbações originadas na variação na velocidade do vento e no nível de carga da rede de subtransmissão de teste, em três cenários diferentes: carga leve, média e pesada. Em suma, foram adotadas três potências de conexão para a fazenda eólica de teste (1,5 MVA, 15 MVA e 30 MVA). Os casos de simulação são apresentados a seguir:

- Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (1,5 MVA).
- Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (15 MVA).
- Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (30 MVA).

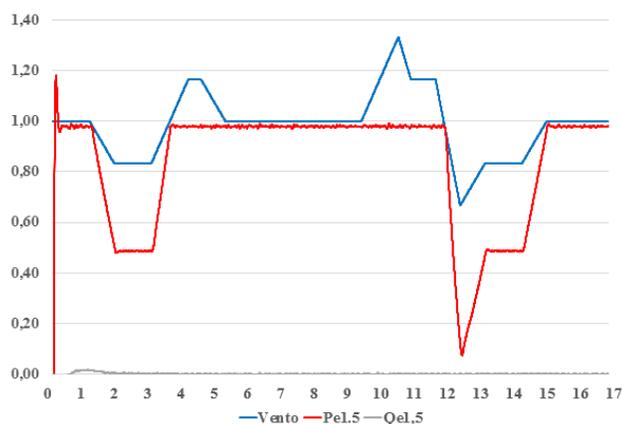
Os resultados dos casos de simulação definidos para o modelo do sistema de subtransmissão de teste são apresentados a continuação. Os resultados destas simulações estão expressos em valores por unidade, para uma tensão base de 69 kV e uma potência base de 150 MVA.

#### 4.2.1 Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (1.5 MVA)

Os casos de simulação para o sistema de subestação de teste formado pela rede de subtransmissão de teste (carga leve, media e pesada) e a fazenda eólica (1.5 MVA) são apresentados a seguir.

- Rede de subtransmissão de teste (carga leve) + fazenda eólica (1,5 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga média) + fazenda eólica (1,5 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga pesada) + fazenda eólica (1,5 MVA).

Figura 4.3 - Potência elétrica da fazenda eólica de teste (1.5 MVA)

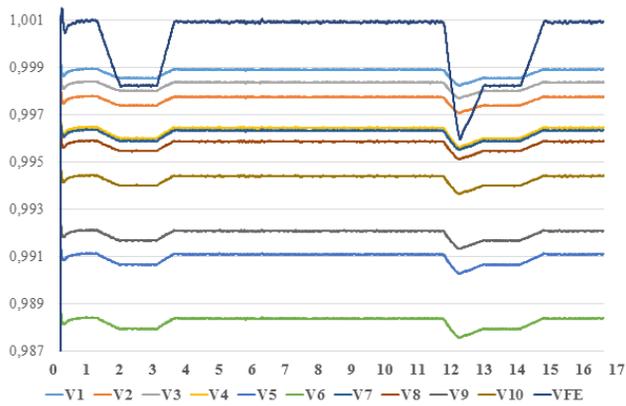


Fonte Elaboração própria.

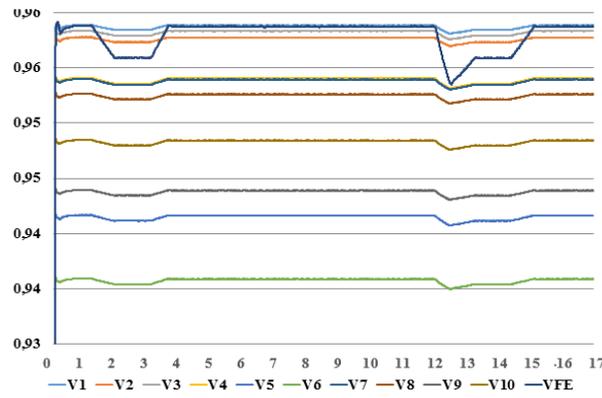
Levando em consideração que potência (ativa e reativa) entregue pela fazenda eólica à rede é igual, independentemente de qualquer nível de carregamento da rede, determinou-se representar essa operação por uma única figura. Isso acontece porque a geração de energia da fazenda eólica independe das condições da rede. Ela opera de forma desacoplada à rede, sendo sua geração dependente exclusivamente da velocidade do vento. É importante lembrar que a lógica de controle do lado da rede prioriza a transferência de potência entre o gerador e a rede cumprindo com os requisitos de sincronia. Portanto, a figura 4.3, representa a potência elétrica da fazenda eólica para cada um dos três níveis de carregamento da rede (leve, média e pesada).

Em complemento, nas figuras 4.4.a, 4.4.b e 4.4.c, a tensão nas barras do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica ao esperado neste tipo de sistemas.

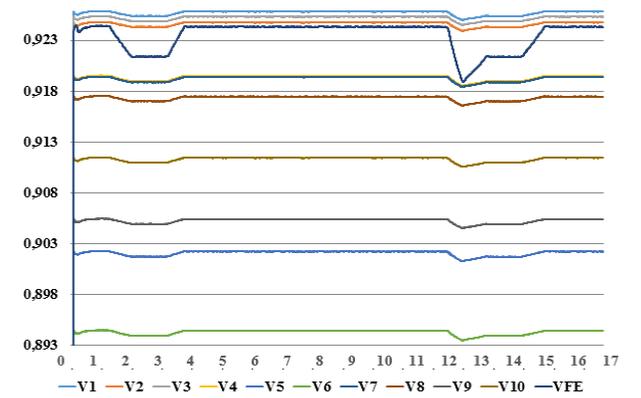
Figura 4.4 - Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 1.5 MVA)



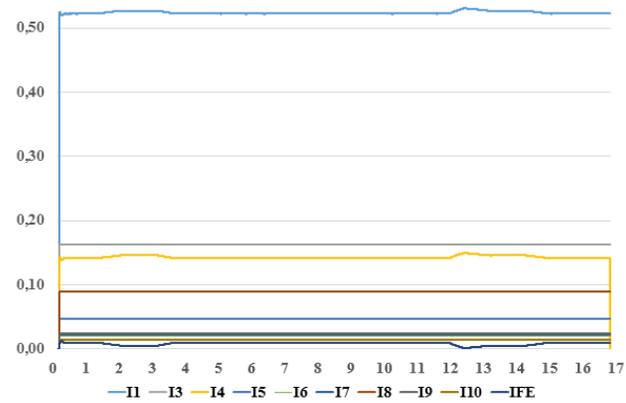
a. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga leve).



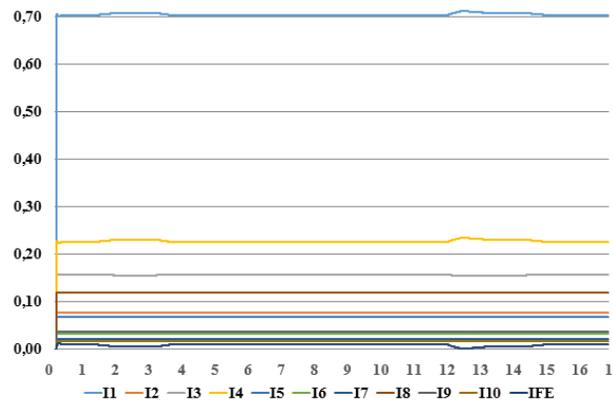
b. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga média).



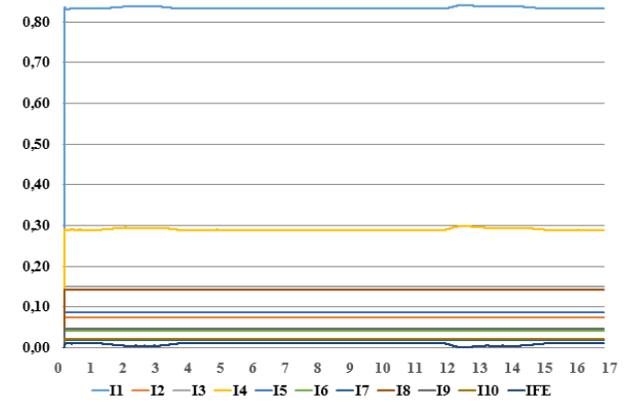
c. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga pesada).



d. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga leve).



e. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga média).



f. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (1.5 MVA – carga pesada).

Nas figuras 4.4.a, 4.4.b e 4.4.c, a forma de onda das tensões é significativamente afetada, pelas variações na velocidade do vento. Na rajada de vento, com pente negativo, em t: 12 - 13s, encontramos que a perda de 35% da velocidade do vento, leva a uma redução de aproximadamente 0,2 % nas tensões das barras do sistema, com exceção da barra da fazenda eólica, onde a redução é de 0,7%. Apesar de que a variação da tensão da fazenda eólica é pequena e está dentro do limite permitido (5%), para variações momentâneas, é evidente o impacto da variação da velocidade do vento nas barras do sistema perante a conexão da fazenda eólica (1,5 MVA).

Com o propósito de melhor analisar o impacto da fazenda eólica, na tensão das barras do sistema, a tensão das barras sem a conexão da fazenda é comparada, com a tensão das barras quando conectada a fazenda eólica, para cada um dos três níveis de carga. Na tabela 4.1, encontramos estas tensões e a percentagem da variação para os três níveis de carga.

Tabela 4.1 - Tensão e variação de tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 1,5 MVA)

Nível de carga		V1 [pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	V4 [pu]	V5 [pu]	V6 [pu]	V7 [pu]	V8 [pu]	V9 [pu]	V10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,9982	0,9970	0,9977	0,9956	0,9902	0,9880	0,9955	0,9951	0,9913	0,9936
	Rede com FE	0,9989	0,9978	0,9984	0,9964	0,9911	0,9884	0,9963	0,9959	0,9921	0,9944
	Variação [%]	0,0701	0,0802	0,0702	0,0804	0,0909	0,0405	0,0804	0,0804	0,0807	0,0805
Carga Media	Rede sem FE	0,9580	0,9569	0,9575	0,9531	0,9407	0,9349	0,9530	0,9517	0,9430	0,9475
	Rede com FE	0,9588	0,9577	0,9583	0,9541	0,9416	0,9359	0,9539	0,9526	0,9439	0,9484
	Variação [%]	0,0880	0,0868	0,0862	0,1001	0,0985	0,1051	0,0992	0,0956	0,0947	0,0977
Carga Pesada	Rede sem FE	0,9250	0,9239	0,9245	0,9184	0,9012	0,8934	0,9183	0,9165	0,9045	0,9105
	Rede com FE	0,9258	0,9247	0,9253	0,9195	0,9022	0,8944	0,9194	0,9175	0,9054	0,9114
	Variação [%]	0,0881	0,0910	0,0881	0,1168	0,1126	0,1151	0,1163	0,1050	0,0988	0,1020

Fonte Elaboração própria.

Como vemos na tabela 4.1, as tensões nas barras, para os três níveis de carga, apresentam uma leve melhora ( $\Delta V < 0,12\%$ ) perante a fazenda eólica (1,5 MVA). A maior variação de tensão ocorre no nível de carga pesada. Todavia, as tensões resultantes melhoraram seu nível com a inserção da fazenda eólica (1,5 MVA).

Com o intuito de avaliar a tensão em regime permanente, recorreremos à normativa delineada no módulo oito, conforme estipulado nos procedimentos de distribuição, (ANEEL, 2021), tal qual estabelece os padrões de qualidade de energia elétrica, no nível distribuição no Brasil. Na tabela 4.2 as barras são categorizadas com base na tensão resultante das simulações realizadas (tabela 4.1).

Tabela 4.2 - Classificação da tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 1,5 MVA)

Nível de tensão de atendimento TA	Faixa de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)	Nível de carga leve	Nível de carga média	Nível de carga pesada
Adequada	$0.95TR < TL < 1.05TR$	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10, FE	1,2,3,4,7,8 FE	
Precária	$0.90TR < TL < 0.95TR$ ou $1.05TR < TL < 1.07TR$		5,6,9,10	1,2,3,4,5,7,8,9,10, FE
Crítica	$TL < 0.90TR$ $TL > 1.07TR$			6

Fonte Elaboração própria.

Como vemos na tabela 4.2, as tensões nas barras (exceção barra 6), para os três níveis de carga, cumprem com a normativa que regula a qualidade do serviço. No nível de carga média e pesada encontramos a pior qualidade do serviço (precária e crítica), especialmente nas barras pertencentes às linhas radiais (5, 6, 9 e 10).

Conforme observado na tabela 4.2, a tensão nas barras está em conformidade com a normativa estabelecida para o fornecimento do serviço, abrangendo os três níveis de carregamento ou carga da rede. É importante ressaltar que as tensões mais comprometidas ou aquelas cuja tensão de atendimento (precária) não proporcionam a melhor qualidade do serviço, são as tensões nas barras que compõe as linhas radiais (5, 6, 9, 10), com especial atenção para a barra 6 (tensão crítica). Contudo, a tensão nas barras melhora com a inserção da fazenda eólica (1,5 MVA).

Como vê-se nas figuras 4.4.d, 4.4.e e 4.4.f, a corrente nas linhas do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica às cargas conectadas. Para melhor analisar o impacto da fazenda eólica, perante os três níveis de carregamento da rede, é comparada a corrente de carga de cada linha, com e sem a inserção da fazenda eólica (FE). Na tabela 4.3, encontramos a corrente de carga de cada linha e a, percentagem da variação, para os três níveis de carregamento.

Tabela 4.3 - Corrente e variação da corrente de carga nas linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada – 1.5 MVA)

Nível de carga		I1 [pu]	I2 [pu]	I3 [pu]	I4 [pu]	I5 [pu]	I6 [pu]	I7 [pu]	I8 [pu]	I9 [pu]	I10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,5329	0,0807	0,1629	0,1504	0,0462	0,0200	0,0217	0,0898	0,0246	0,0142
	Rede com FE	0,5223	0,0805	0,1626	0,1409	0,0461	0,0199	0,0217	0,0896	0,0246	0,0142
	Variação [%]	-1,9919	-0,2223	-0,2223	-6,3168	-0,2060	-0,2058	-0,2058	-0,2135	-0,2133	-0,2135
Carga Media	Rede sem FE	0,7370	0,0797	0,1609	0,2435	0,0711	0,0342	0,0214	0,1225	0,0380	0,0185
	Rede com FE	0,7043	0,0773	0,1560	0,2259	0,0689	0,0331	0,0208	0,1188	0,0369	0,0179
	Variação [%]	-4,4326	-3,0497	-3,0497	-7,2406	-3,0320	-3,0321	-3,0321	-3,0398	-3,0399	-3,0397
Carga Pesada	Rede sem FE	0,8911	0,0789	0,1592	0,3175	0,0927	0,0452	0,0211	0,1517	0,0492	0,0225
	Rede com FE	0,7525	0,0751	0,1516	0,2082	0,0885	0,0431	0,0202	0,1447	0,0469	0,0215
	Variação [%]	-15,5589	-4,7459	-4,7460	-34,4238	-4,5866	-4,5850	-4,5777	-4,6516	-4,6584	-4,6507

Fonte Elaboração própria.

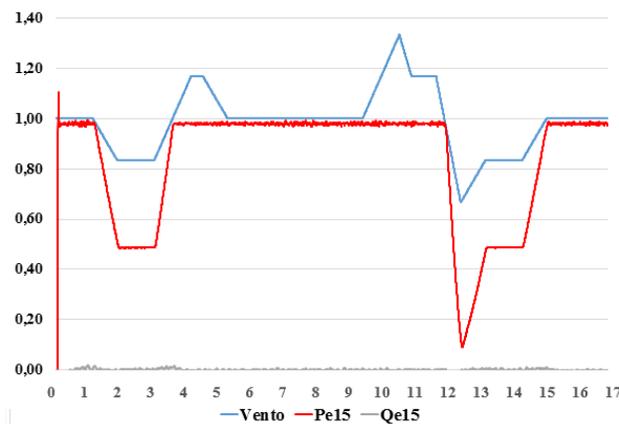
Em concordância com a tabela 4.3 vê-se que quando comparadas as correntes de carga, com e sem a inserção da fazenda eólica, a variação de corrente ocorre corrente 4 ( $6,31\% < \Delta I < 34,43\%$ ) e na linha do alimentador principal ( $1,99\% < \Delta I < 15,55\%$ ). A corrente de carga nas outras linhas não apresenta alteração.

#### 4.2.2. Sistema de subtransmissão de teste: rede de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (15 MVA)

Os casos de simulação para o sistema de subestação de teste formado pela rede de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada) e a fazenda eólica (15 MVA) são apresentados a seguir.

- Rede de subtransmissão de teste (carga leve) + fazenda eólica (15 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga média) + fazenda eólica (15 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga pesada) + fazenda eólica (15 MVA).

Figura 4.5 - Potência elétrica da fazenda eólica de teste (15 MVA)

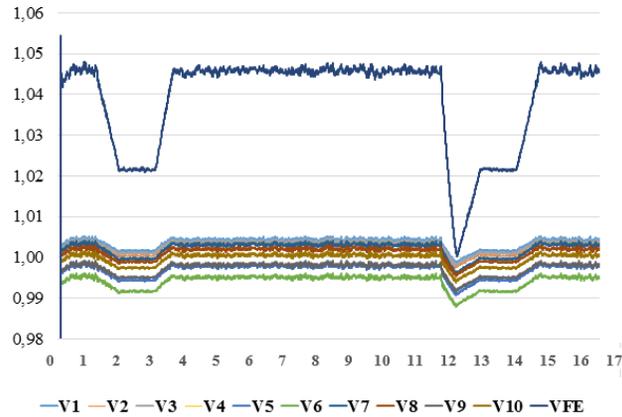


Fonte Elaboração própria.

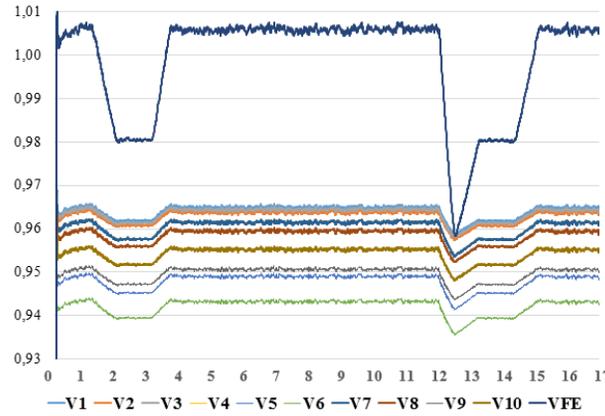
Levando em consideração que potência (ativa e reativa) entregue pela fazenda eólica à rede é igual, independentemente de qualquer nível de carregamento da rede, determinou-se representar essa operação por uma única figura. Isso acontece porque a geração de energia da fazenda eólica independe das condições da rede. Ela opera de forma desacoplada à rede, sendo sua geração dependente exclusivamente da velocidade do vento. É importante lembrar que a lógica de controle do lado da rede prioriza a transferência de potência entre o gerador e a rede cumprindo com os requisitos de sincronia. Portanto, a figura 4.5, representa a potência elétrica da fazenda eólica para cada um dos três níveis de carregamento (leve, média e pesada).

Em complemento, nas figuras 4.6.a, 4.6.b e 4.6.c, a tensão nas barras do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica ao esperado neste tipo de sistemas.

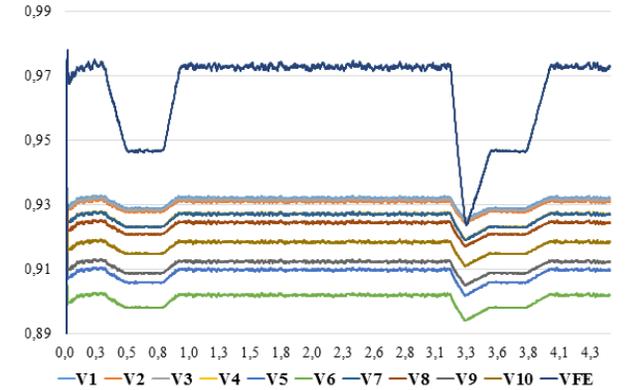
Figura 4.6 - Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão (carga leve, média e pesada - 15 MVA)



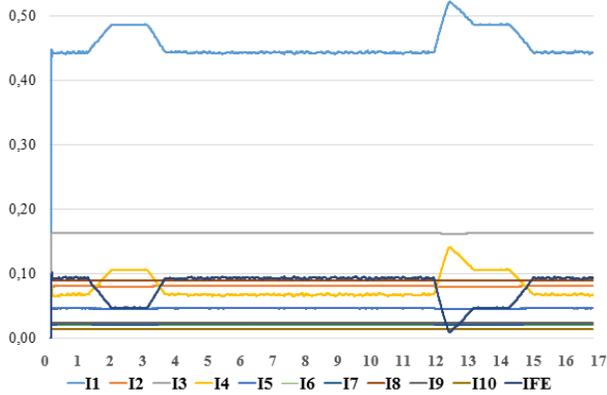
a. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga média).



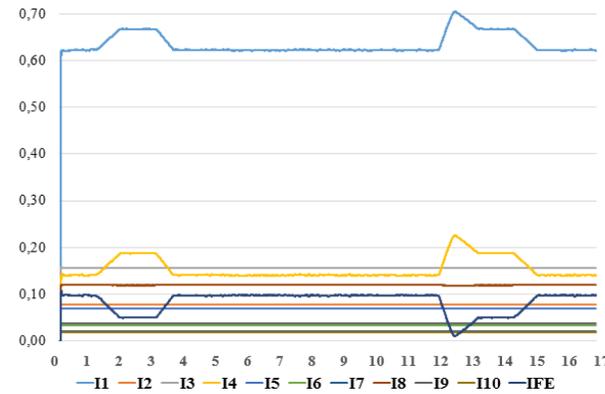
b. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga média).



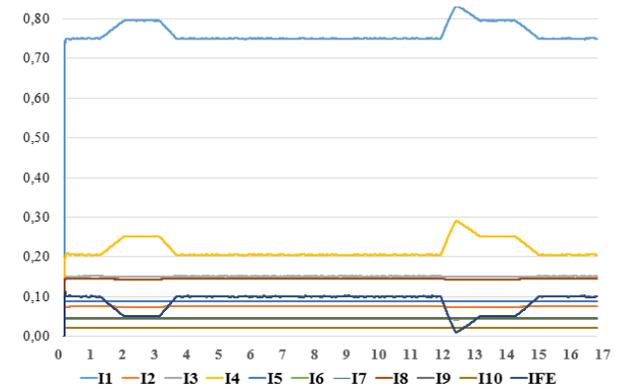
c. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga pesada).



d. Correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga leve).



c. Correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga média).



d. Correntes de carga do sistema de subtransmissão de teste (15 MVA – carga pesada).

Complementarmente, nas figuras 4.6.a, 4.6.b e 4.6.c, a forma de onda das tensões é significativamente afetada, pelas variações na velocidade do vento. Na rajada de vento, com pente negativo, em t: 12 - 13s, encontramos que a perda de 35% da velocidade do vento, leva a uma redução de aproximadamente 0,2 % nas tensões das barras do sistema, com exceção da barra da fazenda eólica, onde a redução é de aproximadamente 0,05 pu. A variação da tensão da fazenda eólica estaria no limite permitido (5%), para variações momentâneas.

Com o propósito de melhor analisar o impacto da fazenda eólica, na tensão das barras do sistema, a tensão das barras sem a conexão da fazenda é comparada, com a tensão das barras quando conectada a fazenda eólica, para cada um dos três níveis de carga. Na tabela 4.4, encontramos estas tensões e a percentagem da variação para os três níveis de carga.

Tabela 4.4 - Tensão e variação de tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 15 MVA)

Nível de carga		V1 [pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	V4 [pu]	V5 [pu]	V6 [pu]	V7 [pu]	V8 [pu]	V9 [pu]	V10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,9982	0,9970	0,9977	0,9956	0,9902	0,9880	0,9955	0,9951	0,9913	0,9936
	Rede com FE	1,0042	1,0030	1,0036	1,0031	0,9977	0,9949	1,0030	1,0019	0,9981	1,0004
	Variação [%]	0,5974	0,6016	0,5935	0,7502	0,7550	0,7023	0,7489	0,6804	0,6816	0,6839
Carga Media	Rede sem FE	0,9580	0,9569	0,9575	0,9531	0,9407	0,9349	0,9530	0,9517	0,9430	0,9475
	Rede com FE	0,9649	0,9638	0,9644	0,9616	0,9491	0,9433	0,9615	0,9595	0,9507	0,9553
	Variação [%]	0,7249	0,7236	0,7231	0,8902	0,8887	0,8954	0,8893	0,8175	0,8166	0,8196
Carga Pesada	Rede sem FE	0,9250	0,9239	0,9245	0,9184	0,9012	0,8934	0,9183	0,9165	0,9045	0,9105
	Rede com FE	0,9322	0,9311	0,9317	0,9273	0,9099	0,9020	0,9272	0,9246	0,9124	0,9185
	Variação [%]	0,7736	0,7765	0,7737	0,9648	0,9608	0,9633	0,9643	0,8806	0,8744	0,8776

Fonte Elaboração própria.

Como vemos na tabela 4.4, as tensões nas barras, para os três níveis de carga, apresentam uma leve melhora ( $\Delta V < 1\%$ ) perante a fazenda eólica (15 MVA). A maior variação de tensão

ocorre no nível de carga pesada. Todavia, as tensões resultantes melhoraram seu nível com a inserção da fazenda eólica (15 MVA).

Com o intuito de avaliar a tensão em regime permanente, recorreremos à normativa delineada no módulo oito, conforme estipulado nos procedimentos de distribuição, (ANEEL, 2021), tal qual estabelece os padrões de qualidade de energia elétrica, no nível distribuição no Brasil. Na Tabela 4.5 as barras são categorizadas com base na tensão resultante das simulações realizadas (tabela 4.4).

Tabela 4.5 - Classificação da tensão das barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 15 MVA)

Tensão de atendimento TA	Faixa de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)	Nível de carga leve	Nível de carga média	Nível de carga pesada
Adequada	$0.95TR < TL < 1.05TR$	1,2,3,4,5,6,7, 8,9,10, FE	1,2,3,4,7,8 FE	
Precária	$0.90TR < TL < 0.95TR$ ou $1.05TR < TL < 1.07TR$		5,6	1,2,3,4,5,6,7, 8,9,10, FE
Crítica	$TL < 0.90TR$ $TL > 1.07TR$			

Como vemos na tabela 4.5, as tensões nas barras, para os três níveis de carga, cumprem com a normativa que regula a qualidade do serviço. No nível de carga média e pesada encontramos a pior qualidade do serviço (precária), especialmente nas barras pertencentes às linhas radiais (5, e 6). Contudo, as tensões resultantes melhoraram seu nível com a inserção da fazenda eólica (15 MVA) especialmente o barramento 6, que adota uma tensão de atendimento precária em contraposição à tensão crítica em que operava para a fazenda eólica (15 MVA).

Como vê-se nas figuras 4.4.d, 4.4.e e 4.4.f, a corrente nas linhas do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica às cargas conectadas. Para melhor analisar o impacto da fazenda eólica, perante os três níveis de carregamento da rede, é comparada a corrente de carga de cada linha, com e sem a inserção da fazenda eólica. Na tabela 4.6, encontramos a corrente de carga de cada linha e a, percentagem da variação, para os três níveis de carregamento.

Tabela 4.6 - Corrente e variação de corrente de carga das linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 15 MVA)

Nível de carga		I1 [pu]	I2 [pu]	I3 [pu]	I4 [pu]	I5 [pu]	I6 [pu]	I7 [pu]	I8 [pu]	I9 [pu]	I10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,5329	0,0807	0,1629	0,1504	0,0462	0,0200	0,0217	0,0898	0,0246	0,0142
	Rede com FE	0,4448	0,0810	0,1634	0,0680	0,0465	0,0201	0,0218	0,0902	0,0248	0,0143
	Variação [%]	-16,5430	0,3222	0,3221	-54,7603	0,5701	0,5458	0,4775	0,5016	0,4948	0,5065
Carga Média	Rede sem FE	0,7370	0,0797	0,1609	0,2435	0,0711	0,0342	0,0214	0,1225	0,0380	0,0185
	Rede com FE	0,6219	0,0778	0,1570	0,1406	0,0695	0,0334	0,0209	0,1196	0,0371	0,0181
	Variação [%]	-15,6127	-2,4350	-2,4350	-42,2700	-2,2680	-2,2708	-2,2688	-2,3325	-2,3407	-2,3294
Carga Pesada	Rede sem FE	0,8911	0,0789	0,1592	0,3175	0,0927	0,0452	0,0211	0,1517	0,0492	0,0225
	Rede com FE	0,7504	0,0751	0,1517	0,2061	0,0885	0,0431	0,0202	0,1447	0,0469	0,0215
	Variação [%]	-15,7873	-4,7278	-4,7278	-35,0792	-4,5661	-4,5641	-4,5555	-4,6314	-4,6392	-4,6305

Fonte Elaboração própria.

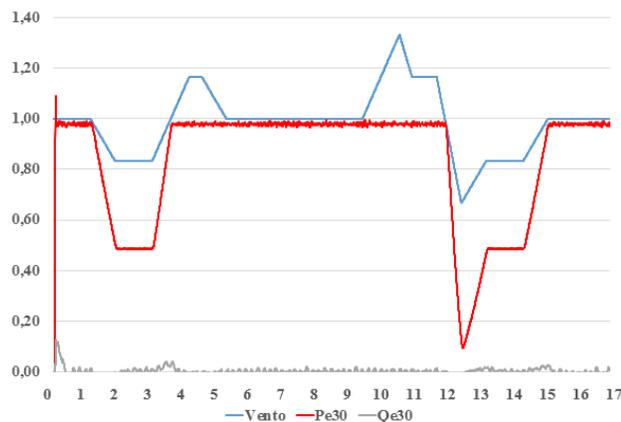
Em concordância com a tabela 4.6 vê-se que quando comparadas as correntes de carga, com e sem a inserção da fazenda eólica, a maior variação de corrente ocorre em I4 ( $35\% < \Delta I < 54\%$ ) e na linha do alimentador principal ( $15\% < \Delta I < 16,54\%$ ). A corrente de carga nas outras linhas não apresenta alteração.

#### 4.2.3 Sistema de subtransmissão de teste: rede (carga leve, média e pesada) + fazenda eólica (30 MVA)

Os casos de simulação para o sistema de subestação de teste formado pela rede de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada) e a fazenda eólica (30 MVA) são apresentados a seguir.

- Rede de subtransmissão de teste (carga leve) + fazenda eólica (30 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga média) + fazenda eólica (30 MVA).
- Rede de subtransmissão de teste (carga pesada) + fazenda eólica (30 MVA)

Figura 4.7 - Potência elétrica da fazenda eólica (30 MVA)

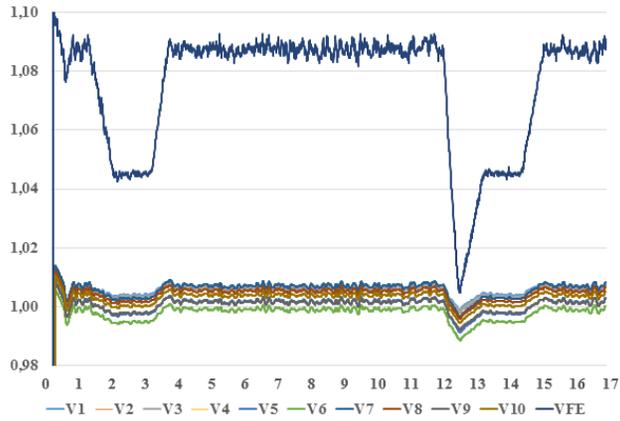


Fonte Elaboração própria.

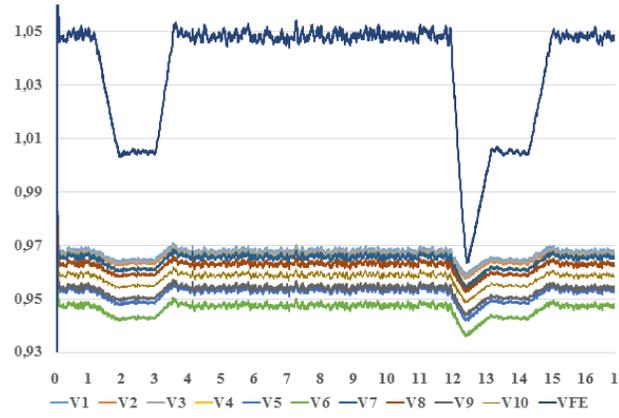
Levando em consideração que potência (ativa e reativa) entregue pela fazenda eólica à rede é igual, independentemente de qualquer nível de carregamento da rede, determinou-se representar essa operação por uma única figura. Isso acontece porque a geração de energia da fazenda eólica independe das condições da rede. Ela opera de forma desacoplada à rede, sendo sua geração dependente exclusivamente da velocidade do vento. É importante lembrar que a lógica de controle do lado da rede prioriza a transferência de potência entre o gerador e a rede cumprindo com os requisitos de sincronia. Portanto, a figura 4.7, representa a potência elétrica da fazenda eólica para cada um dos três níveis de carregamento (leve, média e pesada).

Em complemento, nas figuras 4.8.a, 4.8.b e 4.8.c, a tensão nas barras do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica ao esperado neste tipo de sistemas

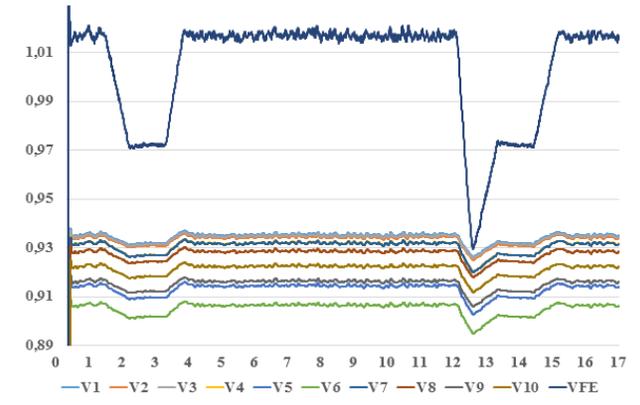
Figura 4.8 - Tensões e correntes de carga do sistema de subtransmissão (carga leve, média e pesada - 30 MVA)



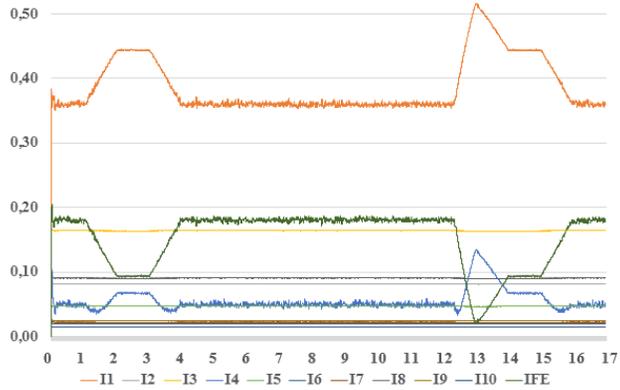
a. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga leve).



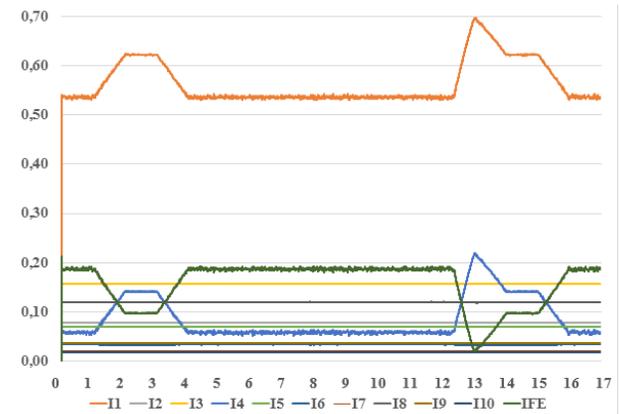
b. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga média).



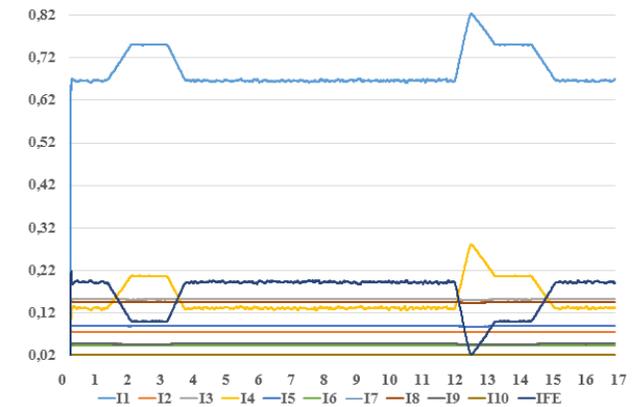
c. Tensões nas barras do sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga pesada).



d. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga leve).



e. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga média).



f. Correntes de carga no sistema de subtransmissão de teste (30 MVA – carga pesada).

Nas figuras 4.8.a, 4.8.b e 4.8.c, a forma de onda das tensões é significativamente afetada, pelas variações na velocidade do vento. Na rajada de vento, com pente negativo, em t: 12 - 13s, encontramos que a perda de 35% da velocidade do vento, leva a uma redução de aproximadamente 0,2 % nas tensões das barras do sistema, com exceção da barra da fazenda eólica, onde a redução é de 8 %. A variação de tensão da fazenda eólica, nessa situação, não está dentro do limite permitido ( $\Delta V < 5\%$ ), para variações momentâneas.

Com a intenção de melhor analisar o impacto da fazenda eólica, na tensão das barras do sistema, a tensão das barras sem a conexão da fazenda é comparada, com a tensão das barras quando conectada a fazenda eólica, para cada um dos três níveis de carga. Na tabela 4.7, encontramos estas tensões e a percentagem da variação para os três níveis de carga.

Tabela 4.7 - Tensão e variação de tensão nas barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 30 MVA)

Nível de carga		V1 [pu]	V2 [pu]	V3 [pu]	V4 [pu]	V5 [pu]	V6 [pu]	V7 [pu]	V8 [pu]	V9 [pu]	V10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,9982	0,9970	0,9977	0,9956	0,9902	0,9880	0,9955	0,9951	0,9913	0,9936
	Rede com FE	1,0068	1,0056	1,0062	1,0071	1,0016	0,9989	1,0069	1,0052	1,0014	1,0038
	Variação [%]	0,8566	0,8608	0,8527	1,1515	1,1561	1,1032	1,1502	1,0183	1,0195	1,0218
Carga Media	Rede sem FE	0,9580	0,9569	0,9575	0,9531	0,9407	0,9349	0,9530	0,9517	0,9430	0,9475
	Rede com FE	0,9678	0,9666	0,9672	0,9658	0,9532	0,9474	0,9657	0,9631	0,9543	0,9588
	Variação [%]	1,0180	1,0167	1,0161	1,3346	1,3333	1,3401	1,3337	1,1945	1,1937	1,1967
Carga Pesada	Rede sem FE	0,9250	0,9239	0,9245	0,9184	0,9012	0,8934	0,9183	0,9165	0,9045	0,9105
	Rede com FE	0,9357	0,9346	0,9352	0,9323	0,9148	0,9069	0,9322	0,9289	0,9167	0,9228
	Variação [%]	1,1572	1,1601	1,1572	1,5125	1,5082	1,5106	1,5120	1,3549	1,3486	1,3518

Fonte Elaboração própria.

Como vemos na tabela 4.7, as tensões nas barras, para os três níveis de carga, apresentam uma leve melhora ( $0,85\% < \Delta V < 1,15\%$ ) perante a fazenda eólica (30 MVA). A maior variação

de tensão ocorre no nível de carga pesada. Todavia, as tensões resultantes melhoraram seu nível com a inserção da fazenda eólica (30 MVA).

Com o intuito de avaliar a tensão em regime permanente, recorreremos à normativa delineada no módulo oito, conforme estipulado nos procedimentos de distribuição, (ANEEL, 2021), tal qual estabelece os padrões de qualidade de energia elétrica, no nível distribuição no Brasil. Na Tabela 4.8 as barras são categorizadas com base na tensão resultante das simulações realizadas (tabela 4.7).

Tabela 4.8 - Classificação da tensão nas barras do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 30 MVA)

Tensão de atendimento TA	Faixa de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)	Nível de carga leve	Nível de carga média	Nível de carga pesada
Adequada	$0.95TR < TL < 1.05TR$	1,2,3,4,5,6,7, 8,9,10, FE	1,2,3,4,5,7,8 FE	
Precária	$0.90TR < TL < 0.95TR$ ou $1.05TR < TL < 1.07TR$		6	1,2,3,4,5,6,7, 8,9,10, FE
Crítica	$TL < 0.90TR$ $TL > 1.07TR$			

Fonte: Elaboração própria.

Como vemos na tabela 4.8, as tensões nas barras, para os três níveis de carga, cumprem com a normativa que regula a qualidade do serviço. No nível de carga média e pesada encontramos a pior qualidade do serviço (precária), especialmente na barra pertencentes à linha radial (6). Entretanto, as tensões resultantes melhoraram seu nível com a inserção da fazenda eólica (30 MVA) especialmente a barra 5, que adota uma tensão de atendimento adequada em contraposição à tensão precária em que operava para a fazenda eólica (15 MVA).

Alusivo às figuras 4.8.d, 4.8.e e 4.8.f, a corrente nas linhas do sistema de subtransmissão de teste mostra-se compatível tanto em magnitude, quanto em dinâmica às cargas conectadas. Para melhor analisar o impacto da fazenda eólica, perante os três níveis de carregamento da rede, é comparada a corrente de carga de cada linha, com e sem a inserção da fazenda eólica. Na tabela 4.9, encontramos a corrente de carga de cada linha e a, percentagem da variação, para os três níveis de carregamento.

Tabela 4.9 - Corrente e variação de corrente de carga nas linhas do sistema de subtransmissão de teste (carga leve, média e pesada - 30 MVA)

Nível de carga		I1 [pu]	I2 [pu]	I3 [pu]	I4 [pu]	I5 [pu]	I6 [pu]	I7 [pu]	I8 [pu]	I9 [pu]	I10 [pu]
Carga Leve	Rede sem FE	0,5329	0,0807	0,1629	0,1504	0,0462	0,0200	0,0217	0,0898	0,0246	0,0142
	Rede com FE	0,3601	0,0812	0,1639	0,0493	0,0467	0,0202	0,0219	0,0906	0,0249	0,0144
	Variação [%]	-32,4391	0,5882	0,5882	-67,1958	1,0041	0,9496	0,8847	0,9002	0,8638	0,9169
Carga Média	Rede sem FE	0,7370	0,0797	0,1609	0,2435	0,0711	0,0342	0,0214	0,1225	0,0380	0,0185
	Rede com FE	0,5347	0,0780	0,1575	0,0580	0,0698	0,0335	0,0210	0,1201	0,0373	0,0181
	Variação [%]	-27,4468	-2,1659	-2,1659	-76,1968	-1,8421	-1,8609	-1,8539	-1,9231	-1,9734	-1,9049
Carga Pesada	Rede sem FE	0,8911	0,0789	0,1592	0,3175	0,0927	0,0452	0,0211	0,1517	0,0492	0,0225
	Rede com FE	0,6636	0,0755	0,1523	0,1285	0,0890	0,0434	0,0203	0,1455	0,0472	0,0216
	Variação [%]	-25,5289	-4,3220	-4,3220	-59,5473	-4,0240	-4,0227	-3,9936	-4,1213	-4,1589	-4,1108

Fonte Elaboração própria.

Em concordância com a tabela 4.9 vê-se que quando comparadas as correntes de carga, com e sem a inserção da fazenda eólica, a maior variação de corrente ocorre em I4 ( $76,2\% < \Delta I < 59,5\%$ ) e na linha do alimentador principal ( $25,5\% < \Delta I < 32,4\%$ ). A corrente de carga nas outras linhas não apresenta alteração.

Para finalizar, observou-se que a forma de onda da tensão e corrente do sistema de subtransmissão de teste é afetada pela variação na velocidade do vento. Ainda que a variação de tensão da fazenda eólica está dentro do limite permitido (5%), para variações momentâneas, na grande maioria dos casos simulados, o impacto na forma de onda da tensão nas barras é significativamente maior quando comparado com o impacto na forma de onda da corrente.

Também identificou-se que em função do nível de potência de conexão do modelo do agregado da fazenda eólica de teste, apresenta-se uma maior deformação nas tensões do modelo do sistema de subtransmissão de teste, advindas da aceleração do vento.

### **4.3 Contribuições**

Em virtude dos resultados apresentados, no decorrer do capítulo 4, podemos concluir que o modelo do sistema de subtransmissão de teste, em regime permanente perante pequenas perturbações, apresenta uma operação coerente com as cargas conectadas e as lógicas de controle implementadas. Portanto, este modelo pode ser considerado como um modelo de sistema de subtransmissão de teste representativo no nível 69 kV, perante o cenário elétrico apresentado na introdução.

## 5. CONCLUSÕES

Para estudos de conexão de geração distribuída a partir de fonte eólica é de suma importância uma modelagem elétrica confiável, de um sistema de subtransmissão, composto por uma rede de subtransmissão e uma fazenda eólica, capazes de reproduzirem resultados representativos, através de simulações que permitam analisar a operação do sistema de subtransmissão de forma substancial, uma vez que as simulações encontradas, atualmente, são limitadas e sujeito a resultados adversos.

Neste contexto, este trabalho foi desenvolvido com o intuito de caracterizar sistemas de subtransmissão no nível 69 kV e, concomitantemente, construir modelagens para um sistema de subtransmissão de teste composto por uma rede de transmissão de teste e uma fazenda eólica de teste. Além disso, complementarmente, a operação das modelagens de teste foi analisada em regime permanente e perante pequenas perturbações advindas do nível de carregamento da rede e da variação de velocidade do vento.

Dessa forma, pela ausência de fontes fidedignas, foi preciso aplicar levantamento estatísticos, identificar e caracterizar a topologia e probabilidade de ocorrência de determinadas configurações para o desenvolvimento da rede de subtransmissão de teste representativa, apresentando comportamento compatível com redes desse nível.

É importante notar a identificação de valores reais de parâmetros elétricos (resistência, reatância indutiva, impedância e relação X/R), para todos os condutores utilizados nas linhas de subtransmissão no nível 69 kV, apresentados na tabela 2.21. Soma-se a isto, a identificação da caracterização da topologia e a probabilidade de ocorrência de determinadas configurações, como dos elementos que a compõe e as características associadas a estes, apresentadas nas tabelas 2-1 a 2-16.

Com base nesta caracterização elétrica e estrutural resultante, foi possível definir um modelo de rede de subtransmissão de teste, segundo a complexidade requerida e o escopo desta pesquisa. Por sua vez, outro aporte dessa rede de subtransmissão de teste, são suas características que a diferenciam significativamente das redes de teste IEEE tradicionalmente adotadas para simulação, tornando-se uma alternativa para representar outra realidade elétrica.

Outro apoio prestado com essa pesquisa foi a modelagem da fazenda eólica de teste que complementa o sistema de sistema de subtransmissão de teste, e no que lhe concerne, ela é integrada por vários aerogeradores e também de um agregado das fazendas eólicas de testes analisadas. Este modelo agregado da fazenda eólica de teste foi auferido e validado através de simulações que apresentaram comportamento compatível com as fazendas eólicas desse nível.

Por fim, a grande contribuição dessa tese foi a modelagem do sistema de subtransmissão de teste, composta pela rede de subtransmissão de teste e a fazenda eólica de teste, como supracitado anteriormente. Novamente, após vários levantamentos foi possível definir os parâmetros e características essenciais para o desenvolvimento de um modelo de sistema de subtransmissão de teste abrangente. Isso se torna particularmente relevante quando, na literatura especializada, a maioria dos estudos apresenta simulações individuais para cada um dos componentes do sistema de subtransmissão, ou esses estudos, muitas vezes, são limitados em relação às variáveis envolvidas, o que pode levar a resultados adversos.

Os resultados obtidos do modelo de subtransmissão de teste, em regime permanente, demonstraram uma operação coerente com as cargas conectadas e as lógicas de controle implementadas. Isto corrobora para a validade deste modelo como um representante de um sistema de subtransmissão de teste representativo no nível 69 kV. Além do mais, a partir dos resultados das simulações desse modelo, observou-se que o nível de carregamento da rede e a aceleração do vento exercem um impacto representativo na relação ao nível de tensão de atendimento.

### **5.1. Trabalhos futuros**

A seguir são sugeridos alguns temas de trabalho, como continuação à pesquisa desenvolvida nesta teses:

- Aplicar diferentes técnicas (logica difusa, grafos, IA, etc) na identificação de modelos de teste para fazendas eólicas e redes e sistemas de subtransmissão (69 kV).
- Estudar o impacto de fazendas eólicas compostas por geradores síncronos e assíncronos, no sistema de subtransmissão (69 kV).
- Estudar o impacto dos diferentes modelos de carga esperadas no sistema de subtransmissão (69 kV).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKHMATOV, V.; HANS, K. An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations - Importance of windmill mechanical system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. 24. 709-717. 2002.

AKHMATOV V. An Aggregated Model of a Large Wind Farm with Variable-Speed Wind Turbines Equipped with Doubly-Fed Induction Generators. *Wind Engineering*. 2004;28 (4):479-486. DOI:10.1260/0309524042886423

ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S.l.]: Wiley Online Library, 2005.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. **Power system control and stability**. Piscataway: IEEE Pres/Wiley Interscience, 2003.

ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 12 set. 2022.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Distribution system analysis and the future smart grid. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 47, n. 6, p. 2343-2350, Nov./Dec. 2011.

ATHANASIADIS, C. T.; PAPADOPOULOS, T. A.; KRYONIDIS, G. C.; PIPPI, A. D. A benchmarking tested for low-voltage active distribution network studies. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, v. 10, p.104-115, 2022. DOI: 10.1109/OAJPE.2022.3232186.

BERNSTEIN, A.; DALL'ANESE, E. Linear power-flow models in multiphase distribution networks. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE, Turin, Italy, 26-29 sept. 2017. **ISGT-Europe: papers**. Piscataway: IEEE, 2017. p.1-6. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260205.

BINDER A.; SCHNEIDER T. Permanent magnet synchronous generators for regenerative energy conversion – a survey. In: EUROPEAN CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS, 11-14 September 2005, Dresden, Germany. **EPE 2005**. [Piscataway]: IEEE, 2005. DOI: 10.1109/epe.2005.219668

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: IEEE POWER TECH CONFERENCE, 23-26 June 2003, Bologna, Italy. **Proceedings**. [Piscataway]: IEEE, 2003. 5 p.

BRASIL Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Plano decenal de expansão de energia 2019**. Brasília, 2019.

BURTON, T.; JENKINS, N. **Wind energy: handbook**. Chichester: John Wiley, 2001.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina. Manual especial: sistema de desenvolvimento de sistemas da distribuição: subsistemas, normas e estudos de materiais e equipamentos de distribuição. Título cabo de alumínio nu - ca e caa. 2009.

CHINCHILLA, M.; ARNALTES, S.; BURGOS, J. C. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy system connected to the grid. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, p. 130-135, 2006.

CIMPOERU, A. **Encoderless vector control of PMSG for wind turbine applications**. 62 p. Thesis (Master of Science) – Institute for Energy and Technology. Aalborg Universitet, Aalborg, 2010.

CUPERTINO, A. F. **Uma contribuição ao estudo do aerogerador síncrono a ímãs permanentes conectado a rede elétrica**. 2013. 56 p. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2013.

DUGAN, R. C.; ARRITT, R. F.; MCDERMOTT, T. E.; BRAHMA, S. M.; SCHNEIDER, K. Distribution system analysis to support the smart grid. In: IEEE PES General Meeting, 25-29 July 2010, Minneapolis, MN. [Paper]. Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-8.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balancos energético nacional**. Brasília, **2015-2021a**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: janeiro, 11, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica**. Brasília, 2015-2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: janeiro, 11, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informes à imprensa. Leilão fontes alternativas** Brasília, 2019c Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em: janeiro, 11, 2019.

EURELECTRIC. Union of the Electricity Industry. **10 steps to smart grid: DSOs' ten-year roadmap for smart grid deployment in the EU**. Brussels, 2011.

FERNÁNDEZ, L. M.; JURADO, f.; SAENZ, J. R. Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines, **Renewable Energy**, Volume 33, Issue 1, 2008, Pages 129-140, ISSN 0960-1481.

FERNÁNDEZ, I., GARCÍA, C. SAENZ, J; JURADO, F., Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds, **Energy Conversion and Management**, Volume 50, Issue 3, Pages 691-704, 2009.

GALDI, V.; PICCOLO, A.; SIANO, P. Exploiting maximum energy from variable speed wind power generation systems by using an adaptive Takagi–Sugeno–Kang fuzzy model. **Energy Conversion Management**, v. 50, n. 2, p. 413–421, 2009.

GARCÍA, CA. Modelos equivalentes de parques eólicos con aerogeneradores diferentes. Ph.D. thesis. University of Cadiz; 2008.

GENG, H.; YANG, G.; XU, D.; WU, B. Unified power control for PMSG-based WECS operating under different grid conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, p. 822-830, 2011.

HEIER, S. **Grid integration of wind energy conversion systems**. Hoboken: John Wiley, 1998. ISBN 0-471-97143-X.

HOOSHYAR, H.; MAHMOOD, F.; VANFRETTI, L. Specification and implementation of a reference grid for distribution network dynamics studies. In: IEEE PES GENERAL MEETING CONFERENCE & EXPOSITION, 27-31-July 2014, National Harbor, MD. [Papers]. Piscataway: IEEE, 2014, p.1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6938922.

ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2022**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>. Acesso em: Dezembro, 27, 2022.

IEEE PES Test Feeder. 2023.. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 05 maio 2023.

LI, W.; ABBEY, C.; JOOS, G. Control and performance of wind turbine generators based on permanent magnet synchronous machines feeding a diode rectifier. In: IEEE POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE, 37th., 18-22 June 2006, Jeju, South Korea. **Proceedings**. [Piscataway]: IEEE, p.1-6. DOI: 10.1109/pesc.2006.1711746.

KRAUSE, P. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. McGraw-Hill Ed. New York. 1986.

KERSTING, W.H. Radial distribution test feeders. **IEEE Trans. Power Syst.** 1991, 6, 975–985.

KLING, W. L. **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system**. Paris: CIGRÉ, 1999. 18 p. (Technical Report. CIGRÉ Working Group 37.23).

KUMAR, P. P.; VENKATASURESHKUMAR, L.; SUDHIR, R. Power control of grid connected PMSG wind energy system. **International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering**, v. 2, n. 10, Oct. 2013.

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

L'ABBATE, A.; FULLI, G.; STARR, F.; PETEVES, S. D. **Distributed power generation in Europe: technical issues for further integration**. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2007. JRC Scientific and Technical Report.

LUND, T. Bo, Y. Gert, A. Manoj, G. Challenges and solutions for integration of wind power in weak grid areas with high inverter penetration. 2020.

MEHRZAD, D. **Vector control of PMSG for grid connected wind turbine applications**. 87 p. Thesis (Master of Science) – Institute for Energy and Technology. Aalborg Universitet, Aalborg, 2009.

MERCADO, M. J; GÓMEZ, D; RABAZA, E. Hernandez, A. Aggregated models of permanent magnet synchronous generators wind farms, **Renewable Energy**, Volume 83, 2015.

MOHAMMED. A. AHMED, M. ATALLAH, M. Bayoumi. Comparison between Aggregation Techniques for PMSG Wind Farm. **Energy Procedia**, Volume 74, 2015, Pages 1162-1173, ISSN 1876-6102,

MELO, E. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. 2013 Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-40142013000100010>. Acesso em: Dezembro, 1, 2019.

MOHY-UD-DIN, G.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A cooperative planning framework for enhancing resilience of active distribution networks with integrated VPPs under catastrophic emergencies. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 58, n. 3, p. 3029-3043, 2022.

MOLINA, M. G.: SANCHEZ, A. G. Dynamic modeling of wind farms with variable-speed direct-driven PMSG wind turbines. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 8-10 Nov. 2010, São Paulo, Brazil. [T&D-LA: papers]. Piscataway: IEEE, 2010. P. 836-823. DOI: 10.1109/TDC-LA.2010.5762979.

MUHAMMAD, A. JOVICA, M. IRINEL-SORIN, I. GIANFRANCO, C. Comparison of wind farm aggregate models for transient stability studies. Conference: **17th Power System Computation Conference, PSCC**. 2011.

PÖLLER, M. ACHILLES, S. Aggregated wind park models for analyzing power system dynamics. 2003.

OLAV, J. TANDE, G. Exploitation of wind-energy resources in proximity to weak electric grids, **Applied Energy**, Volume 65, Issues 1–4, 2000, Pages 395-401, ISSN 0306-2619,

RAMTHARAN, G.; JENKINS, N.; ANAYA-LARA, O. Modelling and control of synchronous generators for wide-range variable-speed wind turbines. **Wind Energy**, v. 10, n. 3, p. 231-246, May/June 2007.

RASILIA, M. **Torque and speed control of a pitch regulated wind turbine**. Gothenburg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2003.

RUI, H.; ARNOLD, M.; WELLSSOW, W. H. Synthetic medium voltage grids for the assessment of smart grid techniques. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE, 3rd., 14-17 Oct. 2012, Berlin, Germany. **ISGT Europe**: papers. Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-8. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465639

SCHNEIDER, K; YOUSU, C; ENGLE, D; CHASSIN, D. A Taxonomy of North American Radial Distribution Feeders. Power & Energy Society General Meeting PES '09, IEEE, 2009. 1 - 6. 10.1109/PES.2009.5275900.

SCHNEIDER, K; MATHER, A; PAL, C. W. Ten, G. J. SHIREK, H. ZHU, J. C. FULLER, J. L. R. PEREIRA, L. F. OCHOA, L. R. DE ARAUJO, R. C. DUGAN, S. MATTHIAS, S. PAUDYAL, T. E. MCDERMOTT, and W KERSTING, “Analytic Considerations and Design

Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,” **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2017.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 18, n. 4, p. 516-524, Dec. 2003a.

SLOOTWEG, J.G; KLING, W L. **Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations**. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE, 23-26 JUNE, 2003, Bologna, Italy. **Proceedings**. [Piscataway]: IEEE, 2003b. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304458.

UEHARA, A.; PRATAP, A.; GOYA, T.; SENJYU, T.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. A coordinated control method to smooth wind power fluctuations of a PMSG-based WECS. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 2, p. 550–558, 2011. DOI: 10.1109/TEC.2011.2107912

VASCONCELOS, P. N.; DE SOUZA, A. C. Z.; VENKATESH, B.; TARANTO, G. N. A simulation-based approach for the planning of radial distribution networks to improve the overall performance and reliability. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA, 15-17 Sept. 2021, Lima, Peru. **ISGT Latin America**. [Piscataway]: IEEE, 2021. p.1-5. DOI: 10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543007.

WU, Z.; DOU, X.; CHU, J.; HU, M. Operation and control of a direct-driven PMSG-based wind turbine system with an auxiliary parallel grid-side converter. **Energies**, v. 6, p. 3405-3421, 2013. DOI: 10.3390/en6073405

WWF. WORLD WIDE FUND FOR NATURE. **The energy report: 100% renewable energy by 2050**. Zurich, 202?. Disponível em: <https://www.eurelectric.org/publications/full-list>. Acesso em: novembro, 11, 2017.

XIA, Y.; AHMED, K. H.; WILLIAMS, B. W. A new maximum power point tracking technique for permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 12, p. 3609–3620, Dec. 2011.

YIN, M.; LI, G. Y.; ZHANG, J. C. Modeling and control strategies of directly driven wind turbine with permanent magnet synchronous generator. **Power System Technology**, v. 31, n. 15, p. 61-65, 2007.

## APENDICE A

A informação técnica, atrelada às modelagens e casos de simulação desenvolvidos nesta teses, é apresentada, a seguir:

### Turbina eólica

P [W]	V [V]	J [kg*m <sup>2</sup> ]	R [m]	V <sub>cut in</sub> [m/s]	V <sub>n</sub> [m/s]	V <sub>cut off</sub> [m/s]
1.5e6	690	30e3	35	5	12	20

### Gerador síncrono de ímã permanente de múltiplos polos

Caso	P [W]	V [kV]	R <sub>s</sub> [Ω]	L <sub>d</sub> [H]	L <sub>q</sub> [H]	J [kg*m <sup>2</sup> ]	Fluxo [V*s]	P (par de polos)
Aerogerador base de teste (1.5 MVA)	1,5e6	0,690	6e-3	3e-4	3e-4	30e3	2	50
Fazenda eólica de teste (agregado 15 MVA)	15e6	69	6e-4	30e-6	30e-6	30e3	2	50
Fazenda eólica de teste (agregado 30 MVA)	30e6	69	3e-4	15e-6	15e-6	30e3	2	50

### Controladores

	Controle do lado do gerador		Controle do lado da rede		
	I <sub>d</sub>	I <sub>q</sub>	V <sub>DC</sub>	I <sub>d</sub>	I <sub>q</sub>
K <sub>p</sub>	0.5	20	15	1.1	0.5
K <sub>i</sub>	2	2000	1700	100	50