



ESTUDO DE ALGORITMOS DE INTERFACE EM CO-SIMULAÇÃO NA
ESCALA REAL DE TEMPO PARA INTEGRAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS
OFFSHORE COM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO.

Rodrigo Vasconcelos Glória

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias
Gabriel de Souza Antero

Rio de Janeiro
Abril de 2024

ESTUDO DE ALGORITMOS DE INTERFACE EM CO-SIMULAÇÃO NA
ESCALA REAL DE TEMPO PARA INTEGRAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS
OFFSHORE COM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO.

Rodrigo Vasconcelos Glória

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

Eng. Gabriel de Souza Antero,

Prof. Thiago José Masseran Antunes Parreiras, D.Sc.

Eng. Loan Tullio de Frank Willians da Silva, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2024

Vasconcelos Glória, Rodrigo

Estudo de Algoritmos de Interface em Co-Simulação na escala real de tempo para Integração de Turbinas Eólicas Offshore com Plataformas de Petróleo./Rodrigo Vasconcelos Glória. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2024.

XV, 80 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias

Gabriel de Souza Antero

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 66 – 70.

1. Algoritmos de Interface. 2. Co-Simulação em Tempo Real. 3. Energia Eólica Offshore. 4. Plataforma de Óleo e Gás. I. Francisco da Silva Dias, Robson *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

*A todos que tenham me apoiado,
inspirado e incentivado nesta
jornada.*

Agradecimentos

Gostaria de começar agradecendo a minha noiva, Marcela, por ter me apoiado nesses cinco anos de graduação. Mostrado interesse em minhas coisas de nerd e me aturado durante o mau humor dos fracassos, me incentivado nos momentos de dificuldade e celebrado comigo durante os momentos de vitória.

A meus pais, Joelma e Adriano, que me apoiaram desde criança e me deram condições de conseguir chegar até aqui. Individualizando, agradecer a minha mãe por ser uma inspiração de perseverança e dedicação na minha vida, uma verdadeira guerreira, e ao meu pai por ser meu primeiro amigo e ter me ensinado muito sobre a vida.

Ao meu orientador Robson, que me aceitou como aluno de IC no meu 3^o período e teve a paciência de me ensinar muita coisa, me guiando nesse caminho maravilhoso mas também difícil da pesquisa que me trouxe até este trabalho.

Ao meu coorientador Antero por todo acompanhamento e dedicação a este trabalho. Um amigo de vida e um colega de pesquisa inspirador.

Aos meus colegas de laboratório, Cacá, Carol, Giulia, Luan e Thamiris pelo apoio técnico e pelos momentos de descontração que tornaram a jornada mais leve e prazerosa.

Aos meus amigos de faculdade, Ícaro, Alyfe, Matheus, Cadu, Luiz, por encararem essa graduação comigo, dividindo momentos de estudos, descontração e até de angústia. Em especial ao meu amigo Rafael, que esteve comigo em quase todas as disciplinas e que se tornou alguém muito especial para mim durante esta etapa da minha vida.

Ao programa PRH-17/ANP/Finep – Programa de Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, pelo suporte financeiro durante a realização deste trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer a todos os funcionários desta universidade - desde os professores aos profissionais de serviços básicos - que possibilitaram que eu me formasse na maior federal do país.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

ESTUDO DE ALGORITMOS DE INTERFACE EM CO-SIMULAÇÃO NA ESCALA REAL DE TEMPO PARA INTEGRAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE COM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO.

Rodrigo Vasconcelos Glória

Abril/2024

Orientadores: Robson Francisco da Silva Dias
Gabriel de Souza Antero

Curso: Engenharia Elétrica

Neste trabalho são apresentados os principais algoritmos de interface para co-simulação em tempo real, buscando entender o impacto que estes teriam no estudo de integração de parques eólicos com plataformas de petróleo. Além disso, propõe-se uma metodologia de análise do sistema via impedâncias para definir a estabilidade da co-simulação. A co-simulação é realizada entre os simuladores Typhoon HIL 602+ e o Opal RT OP4610XG, utilizando cabos Ethernet para estabelecer a comunicação entre eles, através do protocolo UDP. O Método da Frequência Transladada é utilizado para a comunicação entre as plataformas e transferência dos dados elétricos.

Os modelos detalhados para o estudo da integração e os simplificados para o estudo de estabilidade são mostrados. Dentre os principais algoritmos três são escolhidos para os estudos de estabilidade e integração com a plataforma - o AITM, o LPF AITM e o PCD. São aplicados três eventos para o estudo da integração e a performance dos algoritmos é verificada. Os resultados demonstram que a análise de estabilidade se mostra eficaz uma vez que pode-se determinar a estabilidade da simulação previamente. Além disso, os algoritmos possuem comportamento dinâmico similar, mas o que se mostra mais indicado a futuros estudos é o AITM, pois apresenta o menor impacto no sistema original.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

ASSESSMENT OF INTERFACE ALGORITHMS FOR INTEGRATION OF
WIND POWER GENERATION WITH OIL PLATFORMS APPLIED TO REAL
TIME CO-SIMULATION.

Rodrigo Vasconcelos Glória

April/2024

Advisors: Robson Francisco da Silva Dias

Gabriel de Souza Antero

Course: Electrical Engineering

This work presents the main interface algorithms for real-time co-simulation, seeking to understand the impact they would have on the study of integrating wind farms with oil platforms in real-time co-simulation. In addition, a methodology for analyzing the system through impedances is proposed in order to define the stability of the co-simulation. The co-simulation is between the Typhoon HIL 602+ and Opal RT OP4610XG simulators, using Ethernet cables to communicate between them via the UDP protocol. The Shifted Frequency Analysis technique is used for the electrical data communication.

The detailed models for the integration study and the simplified ones for the stability study are shown. Among the main algorithms, three are chosen for the stability and platform integration studies - AITM, LPF AITM and PCD. Three events are applied for the integration study and the performance of the algorithms is compared. The results demonstrate that the stability analysis is effective and can show when a simulation is unstable beforehand and that the algorithms have similar dynamic behavior, but the one that is most suitable for future studies is the AITM, as it has the least impact on the original system.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Simulação na Escala Real de Tempo	4
1.3 Simulação Distribuída	5
1.4 Objetivo	5
1.5 Organização do Documento	6
2 Algoritmos de Interface para Co-Simulação	8
2.1 Co-Simulação	8
2.2 Algoritmos de Interface	9
2.2.1 Método do Transformador Ideal	10
2.2.2 Método do Transformador Ideal Avançado	11
2.2.3 Método do Transformador Ideal Filtrado	12
2.2.4 Método da Duplicação Parcial do Circuito	13
2.2.5 Método Impedância de Amortecimento	14
2.2.6 Comparação dos Algoritmos	15
2.3 Fasores Dinâmicos	16
2.3.1 Método de Frequência-Transladada	18
3 Modelagem da Plataforma	21
3.1 Genset	22
3.1.1 Modelo Elétrico	22
3.1.2 Modelo para Estabilidade	23
3.2 Turbina Eólica Full-Converter	24
3.2.1 Modelo Elétrico	24
3.2.2 Modelo para Estabilidade	26

3.3	Elementos Passivos	28
3.3.1	Cabos Umbilicais	28
3.3.2	Motores de Indução	29
3.3.3	Transformadores	29
3.3.4	Cargas da Superfície	30
3.4	VSD	30
3.4.1	Modelo Elétrico	30
3.4.2	Modelo para Estabilidade	31
4	Metodologia	33
4.1	Estrutura de Co-Simulação	34
4.2	Estudo de Estabilidade	38
4.2.1	Diagramas de Nyquist	40
4.3	Comparação dos Algoritmos Durante Eventos Elétricos	47
5	Resultados e Discussão	48
5.1	Estudo de Estabilidade	48
5.2	Comparação dos Algoritmos	50
5.2.1	Conexão do Parque Eólico	51
5.2.2	Partida do Motor de Indução de 5.5 MVA	54
5.2.3	Conexão de Carga Extra de 4 MVA	57
5.2.4	Diminuição de 20% na Velocidade do Vento	58
5.2.5	Análise de Comunicação	60
6	Conclusão	64
	Referências Bibliográficas	66
A	Parâmetros do Sistema	71
A.1	GENSET	71
A.2	Eólica	73
A.3	Motores, Transformadores e Cabos	75
A.4	VSD	76
B	Configurações de Solver do Typhoon	78
C	Configurações para o protocolo UDP	79

Lista de Figuras

1.1	Demanda de Petróleo de acordo difentes agências.	2
1.2	Emissões de Gás Carbônico na produção de combustíveis, por atividade.	2
1.3	Diagrama representativo da plataforma estudada.	3
1.4	Comparação de uma SDTR com uma simulação offline.	4
2.1	Esquemático da co-simulação utilizada neste trabalho.	9
2.2	Desacoplamento de um circuito elétrico para co-simulação.	9
2.3	Aplicação do ITM em um circuito simples.	10
2.4	Diagrama de blocos do ITM.	10
2.5	Diagrama de circuito para o AITM.	11
2.6	Diagrama de blocos do AITM.	11
2.7	Diagrama de circuito para o ITM Filtrado.	12
2.8	Diagrama de blocos do ITM Filtrado.	12
2.9	Diagrama de circuito para o PCD.	13
2.10	Diagrama de blocos do PCD.	14
2.11	Diagrama de circuito para o DIM.	15
2.12	Diagrama de blocos do DIM.	15
2.13	Ilustração do método SFA.	19
2.14	Diagrama para a co-simulação teorizada.	20
3.1	Sistema Elétrico da Plataforma.	21
3.2	Modelo do Genset utilizado nos estudos.	22
3.3	Modelo da turbina mecânica e dos controladores de frequência.	23
3.4	Modelo DC1A de RAT implementado no Simulink.	24
3.5	Modelo de Thévenin da máquina usado para o estudo de estabilidade.	24
3.6	Modelo de um parque eólico do tipo 4.	25
3.7	Controle do GSC para tensão do elo CC.	26
3.8	Controle do MSC na lógica de MPPT.	27
3.9	Modelo para estabilidade do VSC.	27
3.10	Modelo final utilizado para a análise de estabilidade do grupo eólica mais conversores.	28

3.11	Modelo elétrico do cabo utilizado.	28
3.12	Modelo ARTEMiS de motor de indução implementado.	29
3.13	Modelo T para implementação do transformador.	29
3.14	Modelo RL da carga na superfície.	30
3.15	Diagrama do doze pulsos implementado.	31
4.1	Divisão do modelo elétrico da plataforma.	33
4.2	Simulador Typhoon HIL 602+.	34
4.3	Simulador Opal RT OP4610XG.	34
4.4	Estrutura física usada na co-simulação.	35
4.5	Erro na comunicação com o Typhoon HIL 602+.	36
4.6	Teste de comunicação <i>loopback</i> no domínio do tempo.	36
4.7	Teste de comunicação com o uso do SFA.	37
4.8	Estudo de estabilidade no subsistema do Typhoon.	38
4.9	Estudo de estabilidade no subsistema do Opal.	38
4.10	Transformação estrela-delta do subsistema Typhoon.	39
4.11	Sistema reduzido para estudo de estabilidade.	39
4.12	Sistema com o AITM implementado.	40
4.13	Diagrama de blocos do sistema com o AITM.	42
4.14	Diagrama de Nyquist para o AITM.	42
4.15	Diagrama de Nyquist para o AITM considerando perda de 1% em Z_{sh}	43
4.16	Sistema com o AITM LPF implementado.	44
4.17	Diagrama de blocos do sistema com o LPF AITM.	44
4.18	Diagrama de Nyquist para o LPF AITM.	44
4.19	Sistema com o PCD implementado.	45
4.20	Diagrama de blocos do sistema com o PCD.	45
4.21	Diagrama de Nyquist para o PCD.	46
5.1	Corrente comunicada entre os subsistemas durante a conexão do parque. (a) AITM com impedância <i>snubber</i> . (b) AITM com perda de 1%. (c) LPF AITM. (d) PCD.	49
5.2	Frequência da rede durante todo o estudo. (a) AITM. (b) LPF AITM. (c) PCD.	51
5.3	Comparações entre os algoritmos durante a conexão do parque. (a) Frequência. (b) Potência gerada pelo Genset. (c) Corrente injetada pelo parque.	52
5.4	Comparações entre os algoritmos durante a partida do motor de indução. (a) Frequência. (b) Tensão no barramento central. (c) Corrente injetada pelo parque.	55

5.5	Comparações entre os algoritmos durante a conexão da carga extra. (a) Frequência. (b) Tensão no barramento central.	57
5.6	Comparação da corrente injetada pelo parque durante a queda da velocidade de vento entre os algoritmos.	58
5.7	Comparação da potência gerada pelo Genset durante a queda da ve- locidade de vento entre os algoritmos.	59
5.8	Comparação da frequência da rede durante a queda da velocidade de vento entre os algoritmos.	59
5.9	Dados comunicados e reconstruídos no domínio do tempo para fase A pela ótica do OPAL RT 4610XG. (a) Dados recebidos. (b) Dados enviados.	61
5.10	Recorte dos sinais em regime permanente.	62
5.11	Recorte dos sinais durante o fechamento do disjuntor do PAC.	63
B.1	Tabela de configurações do <i>solver</i> do Typhoon HIL 602+.	78
C.1	Configuração para o pacote UDP de recebimento.	79
C.2	Configuração para o pacote UDP de envio.	79
C.3	Blocos usados no modelo para configurar a comunicação UDP.	80

Lista de Tabelas

2.1	Comparação dos AI.	16
5.1	Tempo de aplicação dos eventos.	50
5.2	Principais valores para comparação entre os algoritmos.	53
5.3	Principais valores para comparação entre os algoritmos.	56
A.1	Parâmetros do RAT.	71
A.2	Parâmetros da Máquina.	72
A.3	Parâmetros do <i>Governor</i>	72
A.4	Parâmetros do PMSG.	73
A.5	Parâmetros do Conversor.	74
A.6	Parâmetros dos Motores de Indução.	75
A.7	Parâmetros do transformador do parque.	76
A.8	Parâmetros do cabo submarino.	76
A.9	Parâmetros do transformador de três enrolamentos.	76
A.10	Parâmetros do retificador a doze pulsos.	77

Lista de Abreviaturas

AITM	<i>Advanced Ideal Transformer Method</i> - Método do Transformador Ideal Avançando, p. 11
AI	Algoritmo de Interface, p. 5
DIM	<i>Damping Impedance Method</i> - Método da Impedância de Amortecimento, p. 14
DP	<i>Dynamic Phasors</i> - Fasores Dinâmicos, p. 17
Filtered AITM	<i>Filtered Advanced Ideal Transformer Method</i> - Método do Transformador Ideal Avançado Filtrado, p. 13
Filtered ITM	<i>Filtered Ideal Transformer Method</i> - Método do Transformador Ideal Filtrado, p. 12
HIL	<i>Hardware-in-the-loop</i> , p. 5
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, p. 1
IEA	<i>Internacional Energy Agency</i> , p. 1
ITM	<i>Ideal Transformer Method</i> - Método do Transformador Ideal, p. 10
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo, p. 2
PAC	Ponto de Acoplamento Comum, p. 24
PCD	<i>Partial Circuit Duplication</i> - Duplicação Parcial do Circuito, p. 13
PHIL	<i>Power Hardware in the Loop</i> , p. 14
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> - Gerador Síncrono de Imã Permanente, p. 24

PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i> - Modulação por Largura de Pulso, p. 27
SDTR	Simulação Digital em Tempo Real, p. 3
SEEG	Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, p. 2
SFA	<i>Shifted-Frequency Analysis</i> - Método de Frequência-Transladada, p. 17
SGD	Simulações Geograficamente Distribuídas, p. 5
UDP	<i>User Datagram Protocol</i> , p. 35
VSD	<i>Variable Speed Drive</i> , p. 21

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Dentro do cenário global de redução do efeito do aquecimento do planeta, muitos aspectos em relação a energia precisam ser revistos [1]. Desde a produção de energia, procurando por processos mais eficientes e menos danosos ao meio ambiente, até ao consumo final, criando incentivos de consumos inteligentes e melhor utilização de recursos naturais renováveis. Esse processo de mudanças é comumente chamado de Transição Energética [2].

Um conceito importante dentro da Transição Energética é a Emissão Líquida Zero de Carbono, *Net Zero Carbon Emission* em inglês, até o ano de 2050 [3]. De forma geral, ter uma política *net zero* significa zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa, principalmente o dióxido de carbono. Logo, buscando minimizar o aumento de temperatura, muitas empresas e governos atualmente têm metas de *net zero* implementadas e buscam atingir esse objetivo.

Entretanto, estudos da *Internacional Energy Agency* (IEA) [4] mostram que atualmente, este processo não está sendo sendo executado de maneira apropriada. Muitas ações ainda estão pendentes ou insuficientes, o que torna este objetivo ainda distante e que as mudanças nos panoramas energéticos devem ser mais lentas.

Assim, é esperado que ainda se necessite do consumo de produtos baseados em hidrocarbonetos até 2050, como petróleo e gás natural. Um estudo conduzido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) [5] mostra como essa demanda global deve evoluir, de acordo com dados de diferentes agências e com diferentes premissas [5].

Um resumo de tal estudo pode ser visto na Figura 1.1. Ao todo são considerados sete cenários. Quatro destes assumem uma continuidade das políticas atuais ou já anunciadas, sendo eles: (i) *New Momentum*, da BP; (ii) *Waves*, da Shell; (iii) *Stated Policies*, da IEA, todos estes até 2050; (iv) *Reference*, da Organização dos Países

Exportadores de Petróleo (OPEP), até 2045. Os outros três cenários consideram mudanças mais profundas, como o crescimento das políticas e dos investimentos em energia mais limpa e no cessamento das emissões de carbono, atingindo os objetivos estabelecidos no Acordo de Paris [1].

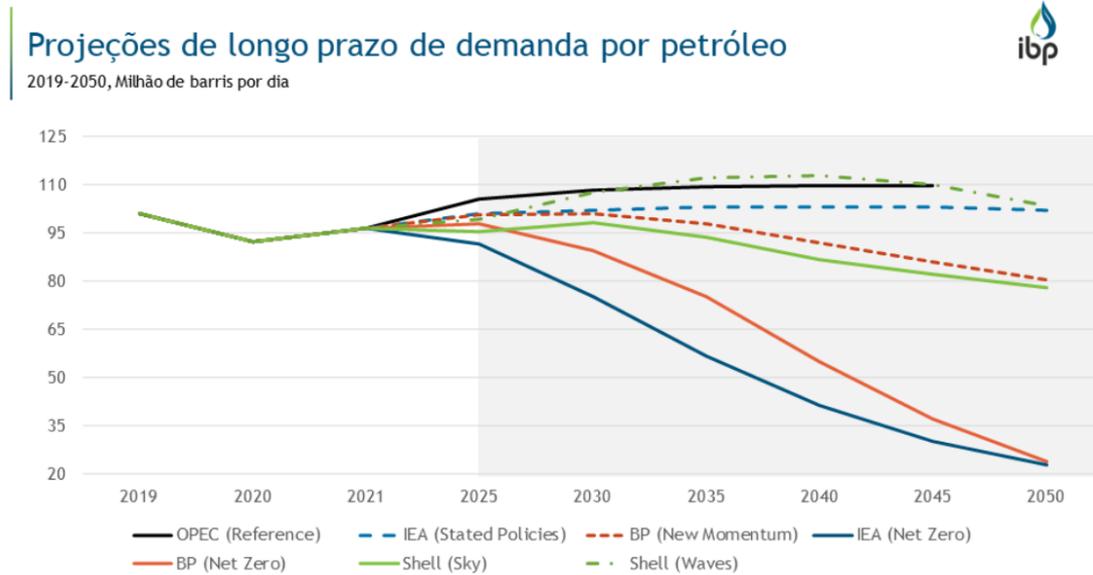


Figura 1.1: Demanda de Petróleo de acordo difentes agências.
Fonte: Elaboração IBP com dados da OPEP, IEA, BP e Shell (2023) [5].

Observando que as demandas de petróleo podem se manter constantes, é importante compreender a sua cadeia de produção e entender em que aspecto pode ser melhorado, isto é, buscar o que pode ser feito para mitigar o fato da demanda não cair nos próximos anos. Dentro desse contexto, a Figura 1.2 mostra um estudo desenvolvido pelo Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) onde é possível observar que a extração de petróleo representa a segunda maior parcela de emissão, atrás somente do refino.

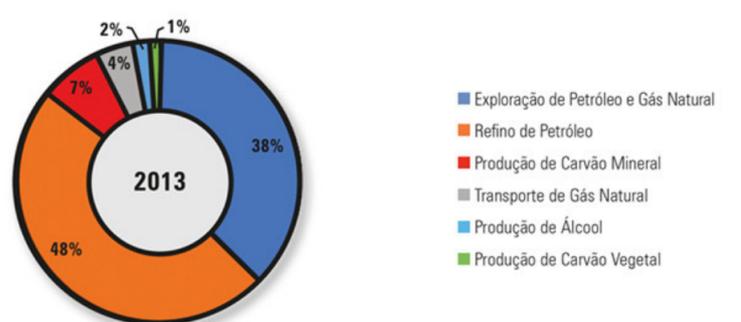


Figura 1.2: Emissões de Gás Carbônico na produção de combustíveis, por atividade.
Fonte: SEEG (2015).

Considerando que a maior fonte de emissão de gás carbônico na extração de petróleo em plataformas *offshore* é proveniente da geração de energia elétrica, que

é feita majoritariamente de geradores a combustível fóssil, para alimentar a mesma [6], se torna necessário encontrar estratégias de mitigação a esse fato. Uma possível estratégia é a importação de energia elétrica do continente, proveniente de fontes renováveis [7], mas os custos de instalação podem não ser justificáveis, dependendo do tamanho da carga elétrica da plataforma [7]. Assim, uma outra solução, que é o foco de estudo deste trabalho, é a utilização de turbinas eólicas integradas a tais plataformas, em um sistema de geração híbrido de turbinas eólicas e geradores síncronos, e utilizar o potencial dos ventos nestas condições favoráveis de mar aberto [6].

A Figura 1.3 mostra um diagrama da estrutura que será estudada. Em cenários tradicionais, toda a energia é gerada pelo gerador à diesel, também chamado de Genset. Nessa nova estrutura, pretende-se estudar a operação com a turbina eólica integrada, compartilhando a geração de energia e, assim, diminuindo o consumo de insumos poluentes.

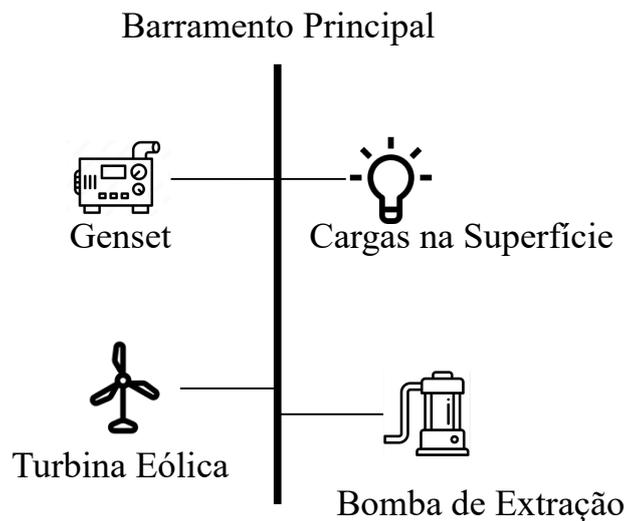


Figura 1.3: Diagrama representativo da plataforma estudada.

É importante que essa integração seja estudada de forma adequada, para que nenhum evento que poderia acarretar na paralisação da operação na plataforma ocorra. Dentro das metodologias atuais para o estudo dessa integração, duas que serão exploradas neste trabalho são a Simulação Digital em Tempo Real (SDTR) [7–9] e a Simulação Distribuída [10, 11]. Estas metodologias se destacam por trazer uma relação mais próxima a realidade [8] e, portanto, aumentarem a confiabilidade dessas simulações.

1.2 Simulação na Escala Real de Tempo

Em contextos tradicionais, o sistema elétrico é modelado por equações matemáticas que representem a dinâmica física do mesmo. Tipicamente, essa modelagem, em sistemas de complexidade maior, não é possível manter o tempo de simulação sincronizado com o tempo terrestre. Isto é, para resolver um passo de integração, a simulação pode demorar mais tempo do que o próprio passo representa, tornando o sistema não condizente com o tempo real. Para contornar essa situação e ser possível que a simulação numérica seja resolvida em um tempo menor ou igual ao próprio passo de integração, emulando o mais próximo possível a situação real, uma solução é utilizar os simuladores em tempo real.

Estes simuladores possuem processadores capazes de realizar contas complexas rapidamente, possibilitando que a solução do conjunto de equações numéricas que descrevem os modelos matemáticos sejam solucionados dentro do passo de integração. A Figura 1.4 demonstra o comportamento típico de uma simulação em tempo real e offline em comparação ao tempo terrestre. Para garantir a sincronização com o tempo terrestre, o tempo de execução, t_e , deve ser menor ou igual ao passo de integração, Δt . Essa condição, na maioria das vezes, não é verdade para simulações offline [12].

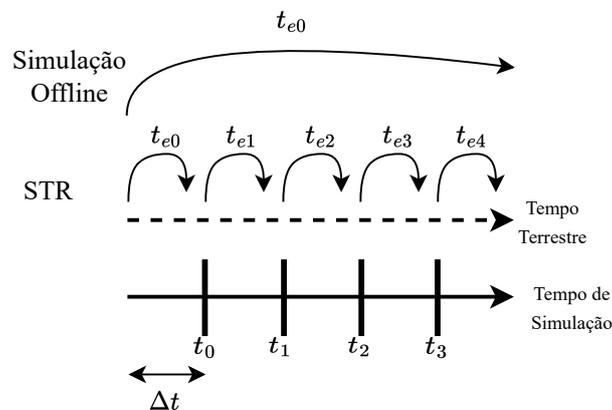


Figura 1.4: Comparação de uma SDTR com uma simulação offline.
Fonte: Adaptado de [12].

Por conta dessa característica, a SDTR é uma ferramenta muito poderosa para estudos elétricos. A partir da sincronização com o tempo terrestre, é possível utilizá-la para fazer uma integração muito próxima da planta real. É possível utilizar o simulador para validar equipamentos de controle que já estão prontos para operação na planta real, uma vez que o dispositivo não vai conseguir diferenciar a planta do simulador [12]. Outra aplicação muito interessante é para validação de equipamentos de baixa potência, sendo utilizado para estudos envolvendo amplificadores de

potência. Assim, a SDTR se mostra fundamental para a validação dos sistemas elétricos contemporâneos [13].

1.3 Simulação Distribuída

Em geral, simulação distribuída pode ser definida como um tipo de simulação em que o modelo e a simulação são distribuídos entre vários nós de processamento ou computadores interconectados [14]. A estes nós de processamento ou dos modelos, normalmente, se dá o nome de subsistemas. Esta separação pode ser motivada por alguns fatores, dentre os principais [14]:

1. **Recurso computacional:** quando é necessário expandir o poder computacional para que um sistema seja modelado de forma adequada, pode ser utilizado múltiplos nós em diferentes computadores para ser capaz de simular o sistema de forma adequada;
2. **Utilização otimizada dos recursos:** muitas das vezes, softwares são especializados em tipos específicos de equipamentos e, um sistema completo, possui muitos equipamentos diferentes. Assim, pode ser utilizado um software especializado para cada equipamento separadamente, e junta-los em uma única simulação para ter o resultado mais fidedigno possível;

Assim, simulação distribuída pode envolver desde co-simulação, onde a distribuição ocorre a nível de modelagem e software, até simulações do tipo *Hardware-in-the-loop* (HIL) ou Simulações Geograficamente Distribuídas (SGD) onde a separação ocorre por questões de natureza física entre os dispositivos [10].

Entretanto, um desafio neste tipo de simulação é a estabilidade e acurácia dos sistemas. Isso ocorre pois, a separação do sistema cria uma interdependência de sinais que pode causar loops algébricos, levando a instabilidade dependendo da topologia do sistema. Além disso, essa nova dinâmica pode influir sobre a fidelidade do sistema original, que não possui essa separação, causando diferenças que vão contra ao propósito da maior utilização de poder computacional [15]. A principal solução para este problema de desacoplamento é a utilização de Algoritmos de Interface (AI) para ligar os dois subsistemas de uma forma estável [16].

1.4 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é estudar a integração de turbinas eólicas a plataformas de petróleo *offshore* em uma co-simulação em tempo real, investigando

o papel que os diferentes algoritmos de interface possuem sobre a estabilidade e acurácia da mesma.

As simulações são conduzidas utilizando-se sim a partir de modelos detalhados dos equipamentos, utilizando passos de simulação na ordem de microssegundos. A co-simulação é utilizada buscando expandir a capacidade computacional do estudo, visando utilizar o potencial dos dois dispositivos. Dessa forma, é possível utilizar modelos detalhados para todos os equipamentos desejados.

A metodologia para análise da estabilidade é realizada a partir de impedâncias e modelos médios para gerar um diagrama de blocos do sistema. A partir deste diagrama, é possível utilizar o critério de Nyquist e avaliar a estabilidade da co-simulação, conseguindo inferir, de antemão, se o sistema será estável ou não.

Quanto à estrutura da co-simulação, será utilizada uma comunicação por conexão direta entre os simuladores Typhoon HIL 602+ e o Opal RT 4610XG, utilizando cabos Ethernet. Ao final deste trabalho a estrutura proposta para co-simulação é validada assim como a metodologia de estabilidade, de forma a viabilizar estudos mais aprofundados no futuro e ter um conhecimento maior sobre os limites de cada algoritmo de interface.

1.5 Organização do Documento

Este trabalho apresenta um total de cinco capítulos, além da introdução. Os capítulos seguintes são organizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2: Algoritmos de Interface:**

Neste capítulo são descritos aspectos sobre algoritmos de interface aplicados a co-simulações elétricas, explorando a parte da estabilidade dos mesmos, demonstrando os principais algoritmos de interfaces e suas funções de transferência. Além disso, a co-simulação será definida assim como o conceito de fasor dinâmico, que é utilizado neste trabalho. Por fim, o critério de Nyquist e sua extensão ao domínio discreto são mostrados pois são utilizados nas análises de estabilidade.

- **Capítulo 3: Modelagem da Plataforma**

Neste capítulo são descritas as modelagens necessárias para o estudo da plataforma. Tais modelagens são divididas em dois grupos. O primeiro apresenta o modelo elétrico que será embarcado nos simuladores em tempo real, discutindo sobre o nível de detalhamento utilizado para cada equipamento. O segundo grupo apresenta o modelo utilizado no estudo de estabilidade, que é feito antes da simulação em si, mostrando e justificando as simplificações implementadas para esta etapa.

- **Capítulo 4: Metodologia**

Aqui é discorrido sobre a estrutura de co-simulação, mostrando a estrutura física da co-simulação e o protocolo de comunicação utilizado. Além disso, é mostrado o ponto de desacoplamento escolhido, assim como a justificativa para tal, mostrando os modelos que serão embarcados em cada simulador. Por fim, é apresentado como os resultados são gerados dentro dessa estrutura de simulação.

- **Capítulo 5: Resultados e Discussão**

Este capítulo trata sobre dois resultados, cada um com a sua própria seção de discussão. O primeiro será para validar os resultados do estudo de estabilidade em regime permanente, observando se a metodologia de estabilidade é adequada para cada algoritmo. O segundo resultado é uma comparação do comportamento dos algoritmos de interface para o cenário de regime permanente e durante eventos típicos desse sistema, tais como variação do vento na geração eólica e ligamentos de bombas de extração.

- **Capítulo 6: Conclusão**

Por fim, as conclusões possíveis são obtidas, indicando os principais aspectos do trabalho e as possíveis melhorias no mesmo.

Capítulo 2

Algoritmos de Interface para Co-Simulação

2.1 Co-Simulação

A co-simulação refere-se à prática de integrar e simular, de forma simultânea, modelos provenientes de diferentes domínios ou ferramentas de simulação [17]. Como exposto em Seção 1.3, é uma categoria de simulação distribuída.

Existem múltiplas formas de realizar uma co-simulação. Pode ocorrer entre dois softwares diferentes dentro de um mesmo computador [18], entre nós físicos diferentes [19], ou até entre aparelhos distantes geograficamente [11]. Em geral, a co-simulação desacopla o sistema original, chamado de monolítico, em dois ou mais subsistemas que são embarcados com parte do sistema original e se comunicam para emular o sistema monolítico [20].

Para este trabalho, utiliza-se o conceito de co-simulação entre nós físicos diferentes. A Figura 2.1 demonstra esse conceito, partindo da simulação monolítica para a co-simulação. O sistema original, no caso o modelo elétrico da plataforma de petróleo integrada com a turbina eólica, é desacoplada em dois subsistemas diferentes e estes são alocados em dois simuladores diferentes. Os dois simuladores então necessitam de uma interface de dados física que conecte os dois para que os dados elétricos possam ser comunicados. Assim, a co-simulação é feita de forma direta entre os nós de simulação, através da interface de dados.

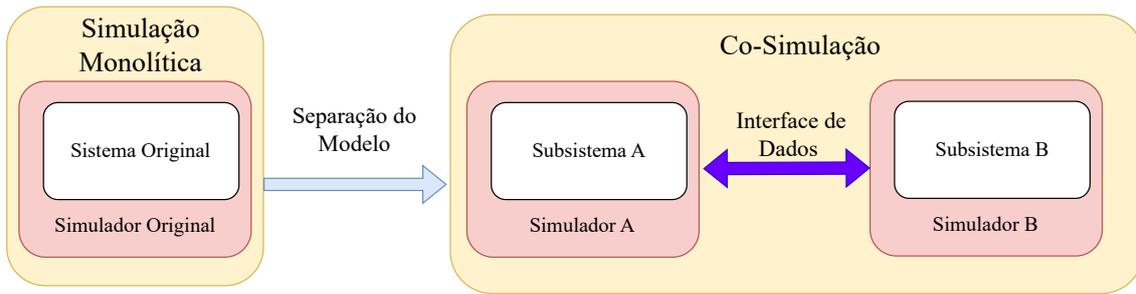


Figura 2.1: Esquemático da co-simulação utilizada neste trabalho.

2.2 Algoritmos de Interface

Como definido na Seção 2.1, é necessário de uma interface elétrica para a simulação proposta. Os algoritmos de interface realizam essa função, tendo a responsabilidade de representar a dinâmica do outro subsistema de maneira estável e precisa. A Figura 2.2 demonstra uma co-simulação elétrica com a presença de um algoritmo de interface. Este exemplo é feito a partir de um circuito simples de uma fonte de valor v_{source} conectada em série com duas impedâncias, Z_s e Z_L , que representam a impedância da fonte e da carga, respectivamente.

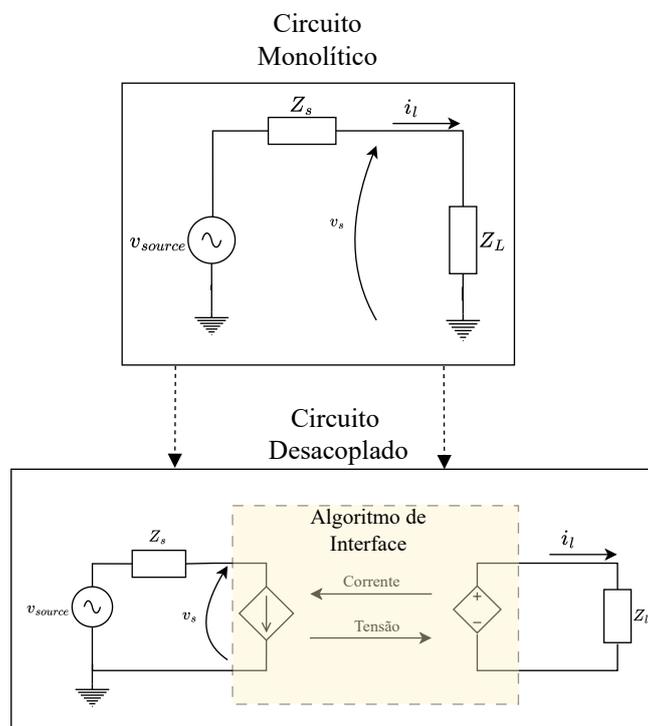


Figura 2.2: Desacoplamento de um circuito elétrico para co-simulação.
Fonte: Adaptado de [10].

Muitos AI foram estudados na literatura, para aplicações como HIL, GDS entre outros [16, 20, 21]. As próximas seções detalham os mais importantes na literatura

e os que são estudados neste trabalho.

2.2.1 Método do Transformador Ideal

O algoritmo de interface mais utilizado na literatura foi baseado na ideia do transformador ideal [20]. Ele representa cada subsistema por fontes ideais controladas de tensão e corrente, que recebem o sinal do outro subsistema. Ele é chamado de Método do Transformador Ideal, do inglês *Ideal Transformer Method* (ITM).

A Figura 2.3 mostra um exemplo do ITM. Para este exemplo e para os demais dos outros algoritmos, é utilizado o mesmo circuito mostrado na Figura 2.2. A fonte controlada de tensão no subsistema 2 recebe os valores de tensão na entrada do algoritmo do subsistema 1, v_s , após o atraso de comunicação, modelado por $e^{-sT_{d1}}$. A fonte controlada de corrente no subsistema 1 é alimentada pela corrente do subsistema 2, i_{load} . Esta corrente é medida logo após o algoritmo de interface. Após a medição, este sinal é enviado ao subsistema um, onde o atraso de comunicação do canal é modelado por $e^{-sT_{d2}}$.

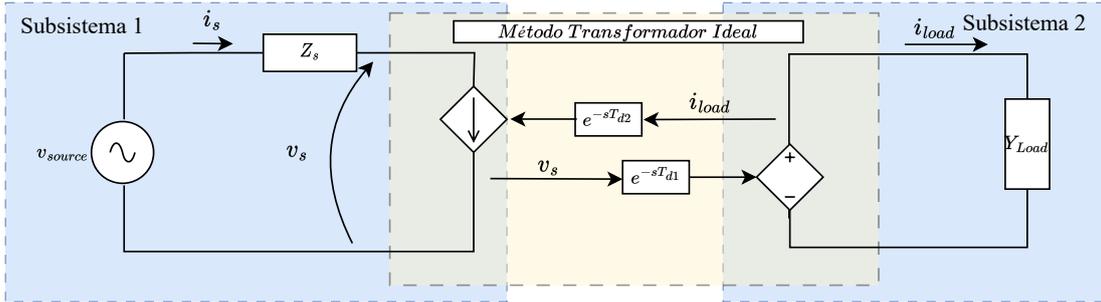


Figura 2.3: Aplicação do ITM em um circuito simples.

Assumindo condições de regime permanente no circuito, é possível, através das leis de Kirchoff, modelar esse sistema por diagrama de blocos [22]. Esse diagrama está mostrado na Figura 2.4.

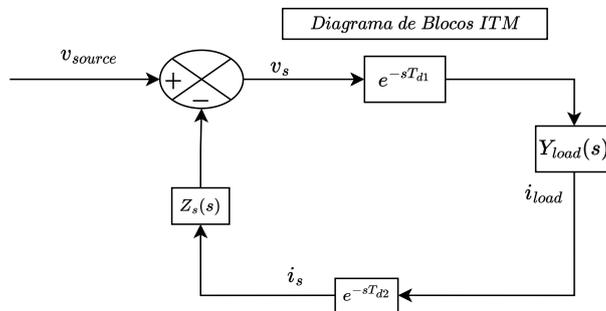


Figura 2.4: Diagrama de blocos do ITM.

Por inspeção do diagrama de blocos, é possível deduzir a equação de malha aberta (2.1)

$$F(s) = Z_s \cdot Y_{load} \cdot e^{-sT_d}, \quad (2.1)$$

onde T_d representa o atraso total de comunicação $T_{d1} + T_{d2}$, Z_s a impedância da fonte no domínio s e Y_{load} a admitância da carga no domínio s .

2.2.2 Método do Transformador Ideal Avançado

Este algoritmo de interface é uma adaptação do ITM, onde uma admitância é adicionada em paralelo com a fonte de corrente do subsistema 1 para aumentar a estabilidade do algoritmo [16]. Este algoritmo é chamado de Método do Transformador Ideal Avançado, do inglês *Advanced Ideal Transformer Method* (AITM), e a Figura 2.5 mostra o seu diagrama de circuito.

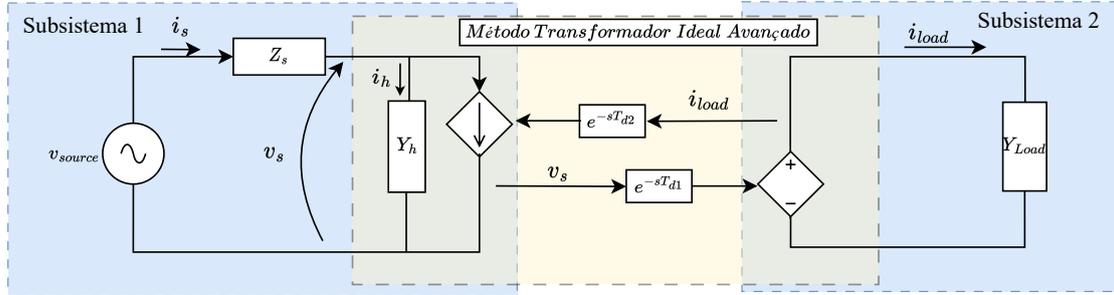


Figura 2.5: Diagrama de circuito para o AITM.

O seu princípio de funcionamento é mesmo do descrito para o ITM na Subseção 2.2.1, em termos de envios de sinais entre os subsistemas. A adição da admitância em paralelo causa uma mudança no diagrama de blocos, que pode ser visto na Figura 2.6.

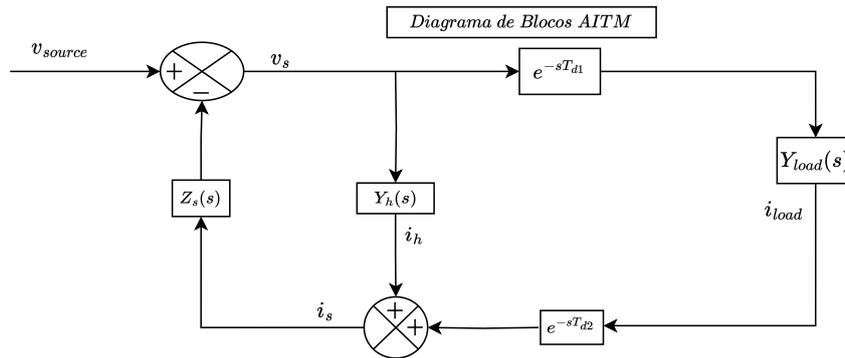


Figura 2.6: Diagrama de blocos do AITM.

Por inspeção, é possível deduzir a equação de malha aberta (2.2), que será utilizada para as análises de estabilidade por Nyquist.

$$F(s) = (Y_h + e^{-sT_d}Y_{load}) \cdot Z_s, \quad (2.2)$$

onde T_d é a soma dos atrasos de comunicação e as impedâncias e admitâncias estão modeladas no domínio contínuo.

2.2.3 Método do Transformador Ideal Filtrado

Este algoritmo de interface é uma adaptação do ITM, onde um filtro passa-baixa de primeira ordem é adicionado no sinal de corrente oriundo do subsistema 2 que comanda a fonte de corrente do subsistema 1 [16]. Novamente, essa adaptação busca aumentar a estabilidade do algoritmo. Este algoritmo é chamado de Método do Transformador Ideal Filtrado, do inglês *Filtered Ideal Transformer Method* (Filtered ITM), e a Figura 2.7 mostra o seu diagrama de circuito.

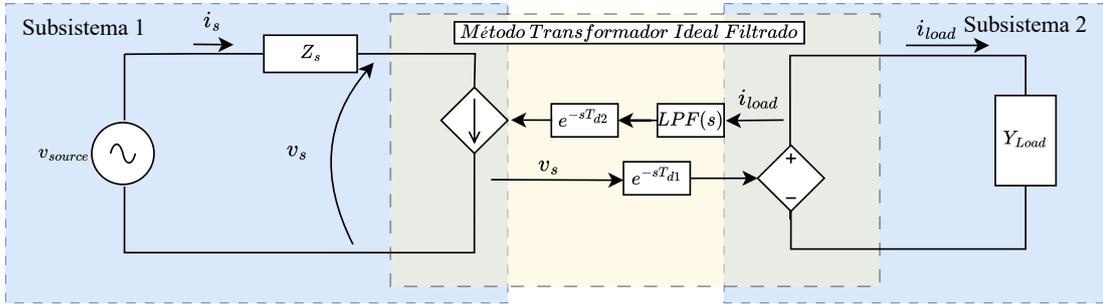


Figura 2.7: Diagrama de circuito para o ITM Filtrado.

O seu princípio de funcionamento é o mesmo do descrito para o ITM na Subseção 2.2.1, em termos de envios de sinais entre os subsistemas, com a diferença do filtro passa-baixa no sinal da corrente. Esse filtro precisa ser adicionado ao diagrama de blocos que pode ser visto na Figura 2.8.

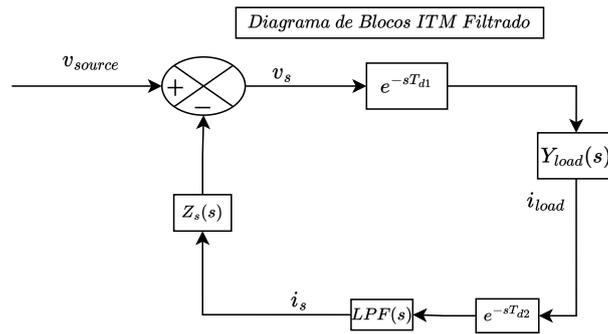


Figura 2.8: Diagrama de blocos do ITM Filtrado.

Por inspeção, é possível deduzir a equação de malha aberta (2.3), que será utilizada para as análises de estabilidade por Nyquist.

$$F(s) = LPF(s) \cdot Z_s \cdot Y_{load} \cdot e^{-sT_d}, \quad (2.3)$$

onde T_d é a soma dos atrasos de comunicação, $LPF(s)$ é um filtro passa baixa da forma (2.4)

$$LPF(s) = \frac{1}{\tau s + 1}, \quad (2.4)$$

com τ sendo

$$\tau = \frac{1}{f_c},$$

onde f_c é a frequência de corte do filtro, e as impedâncias e admitâncias estão modeladas no domínio contínuo.

Um detalhe importante deste algoritmo é que ele pode ser combinado com o AITM. De modo que é adicionado este filtro passa-baixa no sinal de corrente enviado ao subsistema 1, transformando ele no Método do Transformador Ideal Avançado Filtrado, ou do inglês *Filtered Advanced Ideal Transformer Method* (Filtered AITM). Essa adição é importante pois pode combinar os benefícios de cada algoritmo. Esse algoritmo será chamado pelo acrônimo LPF AITM pelo resto do trabalho.

Para o diagrama de blocos, só é necessário adicionar o filtro logo após o envio do sinal de corrente ao outro simulador. Esta mudança gera a nova equação de malha aberta (2.5)

$$F(s) = (Y_h + LPF e^{-sT_d} Y_{load}) \cdot Z_s, \quad (2.5)$$

que é bem similar a (2.2).

2.2.4 Método da Duplicação Parcial do Circuito

Este método é baseado na ideia de representar os dois subsistemas como fontes de tensão, com impedâncias de amortecimento [16]. Esse algoritmo é chamado de Duplicação Parcial do Circuito, do inglês *Partial Circuit Duplication* (PCD) e o nome do método se dá exatamente por esta duplicação do algoritmo, sendo idêntico para os dois subsistemas. O algoritmo está representado na Figura 2.9. As impedâncias de acoplamento após as fontes de tensão são para prover um aumento de estabilidade [16].

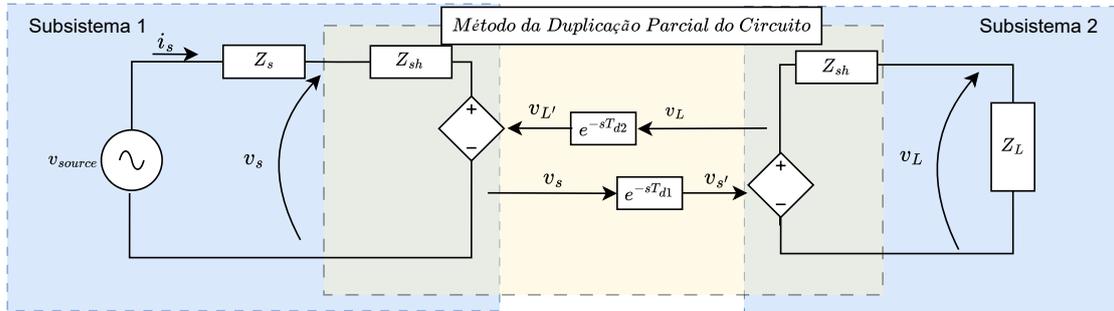


Figura 2.9: Diagrama de circuito para o PCD.

O princípio de funcionamento é muito parecido com os outros algoritmos des-

critos. A principal diferença é de que a troca de informações é apenas de tensão. O diagrama de blocos é alterado por conta dessa nova topologia e está presente na Figura 2.10.

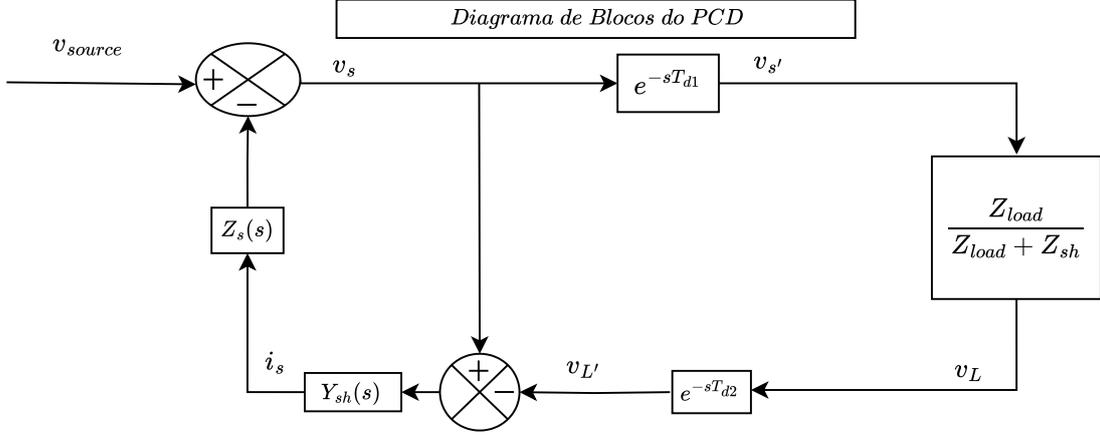


Figura 2.10: Diagrama de blocos do PCD.

Através da inspeção do diagrama, realizando simplificações nos blocos, é possível obter a função de transferência de malha aberta (2.6)

$$F(s) = Z_s \cdot Y_{sh} \cdot \left(1 - \frac{Z_{load}}{Z_{load} + Z_{sh}} e^{-sT_d}\right), \quad (2.6)$$

onde T_d é a soma dos atrasos entre os simuladores e todas as impedâncias e admitâncias estão modeladas no domínio contínuo.

2.2.5 Método Impedância de Amortecimento

O último algoritmo mostrado é uma adaptação do método do PCD junto do método do ITM, buscando manter estabilidade absoluta durante a simulação [23]. Essa estabilidade absoluta pode gerar problemas de acurácia [23], o que deve ser considerado na hora de sua utilização. Este algoritmo é chamado de Método da Impedância de Amortecimento, do inglês *Damping Impedance Method* (DIM) e, por conta da sua característica de estabilidade, é bastante utilizado para simulações do tipo *Power Hardware in the Loop* (PHIL) [23]. A Figura 2.11 mostra o seu diagrama de circuito.

Em relação aos outros algoritmos, há mudanças consideráveis. No subsistema 1, há duas fontes controladas que recebem sinais de tensão e correntes do subsistema 2, além das admitâncias de acoplamento entre as fontes, Y_{sh} e Y^* . No subsistema 2, a fonte de tensão possui a mesma admitância Y_{sh} conectada em série para conectar ao resto do circuito. Em geral, o diagrama mantém a estabilidade absoluta ao utilizar valores de Y^* muito próximos aos de Y_{load} [16].

Novamente valendo de uma situação em regime permanente e utilizando as leis de Kirchoff, é possível modelar este algoritmo por diagrama de blocos. Tal diagrama

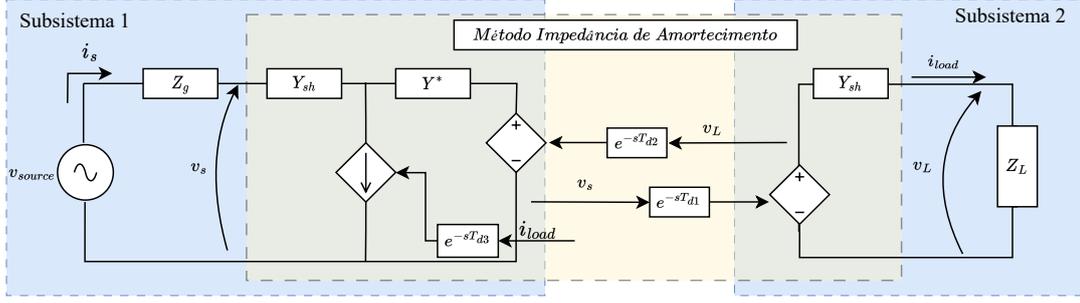


Figura 2.11: Diagrama de circuito para o DIM.

está representado na Figura 2.12.

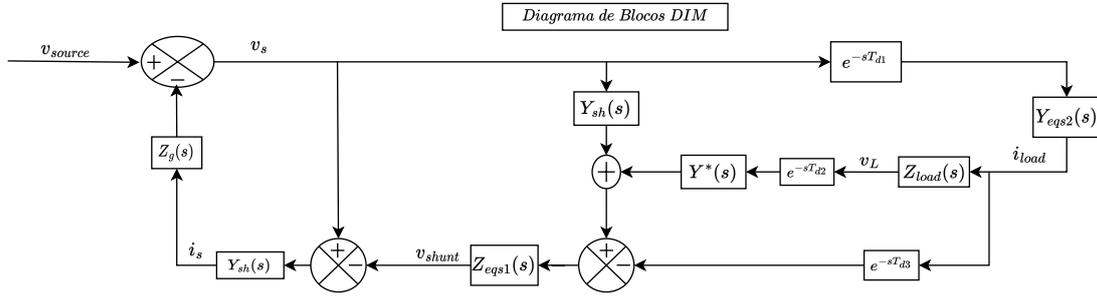


Figura 2.12: Diagrama de blocos do DIM.

Por inspeção, é possível deduzir a equação de malha aberta (2.7), que será utilizada para as análises de estabilidade por Nyquist.

$$F(s) = Z_g \cdot Y_{sh} \cdot [1 - (Z_{eq1}) \cdot (Y_{sh} + e^{-s(T_{d1}+T_{d2})} Y_{eq2} Y^* Z_{load} - e^{-s(T_{d1}+T_{d3})} Y_{eq2})], \quad (2.7)$$

onde $Y_{sh} = \frac{1}{Z_{sh}}$, $Y^* = \frac{1}{Z^*}$, $Z_{load} = \frac{1}{Y_{load}}$, $Z_{eq1}(s) = \frac{Z_{sh} Z^*}{Z_{sh} + Z^*}$ e $Y_{eq2} = \frac{1}{(Z_{sh} + Z_{load})}$.

2.2.6 Comparação dos Algoritmos

Em [16, 22], há comparações envolvendo entre os algoritmos, levando em consideração o circuito simples mostrado na Seção 2.2. Em [16], é feito uma análise voltada para estudos de PHIL, considerando somente impedâncias reais, além de algumas simplificações. Em [22], é feito uma análise mais generalizada, buscando entender o comportamento frente a impedâncias complexas e há estudos de sensibilidade quanto a estabilidade. Em geral, os algoritmos podem ser comparados pelos principais quesitos: margem de estabilidade, facilidade de implementação e precisão. A Tabela 2.1 mostra uma comparação qualitativa dos algoritmos tendo em vista estes critérios, baseando-se nas conclusões encontradas em [16, 22].

É notório que há um equilíbrio entre estabilidade e precisão, além da facilidade de implementação. Logo, não há uma escolha óbvia para todas as situações, um

Tabela 2.1: Comparação dos AI.

Algoritmos	Margem de Estabilidade	Implementação	Precisão
ITM	Baixa	Simples	Alta
AITM	Baixa para Mediana	Mediana	Mediana para Alta
ITM Filtrado	Mediana	Simples	Mediana
PCD	Mediana	Mediana	Mediana
DIM	Alta	Difícil	Mediana

algoritmo que seja sempre superior. Assim, se torna necessário um estudo individualizado entendendo o que seja mais interessante para cada caso.

Em [22] é mostrado um estudo de sensibilidades em relação a estabilidade, mostrando que, em geral, os algoritmos tendem a estabilidade em situações onde a rede é forte, isto é, a impedância da fonte ou do equivalente de rede, é bem menor que a impedância da carga. Além disso, os algoritmos tendem a ser mais estáveis em situações onde o fator de potência da carga é mais indutivo.

Contudo, nenhuma destas referências busca entender sistemas mais complexos como o estudado neste trabalho, com a presença de conversores de eletrônica de potência e múltiplas fontes. Assim, foram escolhidos os algoritmos AITM, LPF AITM e PCD para a análise deste sistema. O ITM não foi utilizado porque apesar de alta precisão, a sua margem de estabilidade é bem baixa. O DIM não é utilizado neste trabalho porque é especialmente projetado para situações do tipo PHIL, pois o projeto de Y^* é muito ligado ao valor de Y_{Load} , o que não é trivial para o sistema estudado neste trabalho.

2.3 Fasores Dinâmicos

Em sistemas elétricos de corrente alternada, os sinais presentes podem ser representados por funções senoidais, da forma (2.8)

$$x(t) = A \cdot \cos(\omega t + \phi), \quad (2.8)$$

onde A representa a amplitude do sinal, ω a frequência angular e ϕ a fase. Em situações de regime permanente, isto é, invariantes em amplitude, frequência e fase, é possível utilizar o conceito de fasor para representar esse sinal. Fasores são sinais complexos, que a partir da sua magnitude e argumento complexo, podem representar o sinal definido em (2.8). Por exemplo, o fasor que representa o sinal descrito em (2.8) é definido por (2.9)

$$\mathbf{X} = A \cdot e^{j\phi}, \quad (2.9)$$

onde a relação com o sinal senoidal fica descrita em (2.10)

$$x(t) = \text{Re}\mathbf{X}e^{j\omega t}. \quad (2.10)$$

O uso de fasores tem como principal função simplificar análises de circuitos de corrente alternada, utilizando o domínio da frequência para obter equações mais simples. Porém, a condição necessária de regime permanente quasi estacionária faz com que analisar transitórios eletromagnéticos através desta modelagem não seja adequada. Por isso, o conceito de Fasores Dinâmicos, do inglês *Dynamic Phasors* (DP) surgiu para superar essas barreiras e representar adequadamente para situações transitórias.

Este conceito é uma extensão da definição em (2.9), onde os seus comportamentos dinâmicos são definidos por equações diferenciais [24]. Conforme definido por [24], essa nova definição pode ter o nome de *Time varying phasor* e é regida (2.11)

$$\mathbf{X} = A(t) \cdot e^{j\phi(t)}. \quad (2.11)$$

A utilização de DP, portanto, expande a possibilidade de estudar uma quantidade maior de fenômenos, ainda se valendo de certa simplicidade nos cálculos. Com isso, há a possibilidade da construção de modelos de equipamentos elétricos utilizando o conceito de fasores dinâmicos, com o objetivo efetuar simulações nesses domínios, como pode ser visto em [25], [26]. Uma nova tendência são os simuladores baseados nestes modelos, como o DPsim, da Universidade de Aachen [27], e, mais recentemente, o AnaHVDC, em desenvolvimento pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [28].

No contexto de co-simulações, a utilização de fasores dinâmicos já é bem explorada na literatura [29]. Ele é utilizado principalmente em situações onde o canal de comunicação possui atrasos não determinísticos, perdas de dados ou variações aleatórios de latência. Pois, nestas situações, o fato dos fasores se manterem constantes em situações de regime, mitiga o fato da comunicação não ser ideal, enquanto que sinais no domínio do tempo impactariam significativamente o sistema [10].

Este trabalho utilizará uma co-simulação desta forma, portanto, é interessante a utilização de DP para mitigação desse efeito na simulação. Há diversas formas de calcular tais fasores dinâmicos [10], porém, como não é o objetivo do trabalho investigar o impacto de tais formas na simulação, é utilizado apenas uma. O método escolhido é um que se adapte a mudanças de dinâmicas rápidas de frequência, acontecimento comum em sistemas isolados, chamado de Método de Frequência-Transladada, do inglês *Shifted-Frequency Analysis* (SFA) [10].

2.3.1 Método de Frequência-Transladada

O método SFA é uma forma de calcular fasores dinâmicos que se vale do conceito de sinais analíticos de Hilbert [30]. O mesmo já foi utilizado em sistemas de potência, como pode ser visto em [10, 31]. O princípio básico de funcionamento se baseia em deslocar a frequência fundamental do sinal analítico, isto é, se o sinal possui a frequência fundamental em 60 Hz, ao deslocar o mesmo em 60 Hz, este se torna um sinal constante. Esse *shift* na frequência resulta na obtenção do fasor dinâmico. A base matemática do método é descrita a seguir.

A partir da decomposição de Fourier de um sinal real $x(t)$, observa-se que este possui um espectro de frequência simétrico em torno de um eixo vertical, apresentando duas parcelas, uma positiva e outra negativa em torno de ω_0 e $-\omega_0$, considerando ω_0 a frequência fundamental do sinal $x(t)$ [30]. A parcela negativa não representa uma informação adicional ao sinal e, para considerar somente a parcela positiva, é necessário a representação do sinal analítico do mesmo.

Seja um sinal real $x(t)$ representado por (2.12)

$$x(t) = a_1 \cos(\omega_0 t) + b_1 \sin(\omega_0 t), \quad (2.12)$$

onde a_1 e b_1 são os coeficientes da frequência fundamental da série de Fourier. O sinal analítico deste sinal $z(t)$ pode ser obtido com o uso de (2.13)

$$z(t) = x(t) + j\mathcal{H}[x(t)], \quad (2.13)$$

onde $\mathcal{H}[x(t)]$ é a transformada de *Hilbert* [30] de $x(t)$. A definição matemática desta transformada é apresentada em (2.14)

$$\mathcal{H}[x(t)] = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x(\tau)}{t - \tau} d\tau. \quad (2.14)$$

Nota-se que $x(t) = \text{Re}[z(t)]$, como indicado anteriormente sobre o sinal analítico. Assim, é possível aplicar uma transformação do tipo $T = e^{-j\omega_0 t}$ que irá transladar a frequência do sinal para o sinal constante.

Uma ressalva importante de ser feita é que, em um primeiro momento, em (2.14) é necessário realizar o cálculo de uma integral. Tal integral pode representar um desafio de implementação para cálculo em uma simulação em tempo real, visto que seus limites de integração não permitem fazer os cálculos de maneira contínua na simulação. Porém, para o caso de sinais trifásicos, é possível reduzir a transformada de *Hilbert* para uma transformação linear [32]. Tal transformação é definida em (2.15)

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \mathbf{X}_{abc} + j \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{pmatrix} \mathbf{X}_{abc}. \quad (2.15)$$

onde \mathbf{Z}_{abc} é o sinal analítico trifásico e \mathbf{X}_{abc} o sinal trifásico. Assim, utilizando essa relação, se torna simples a implementação de cálculo e utilização do SFA na comunicação.

A Figura 2.13 mostra este conceito de maneira visual, ainda que simplificado, para um sinal da forma (2.8).

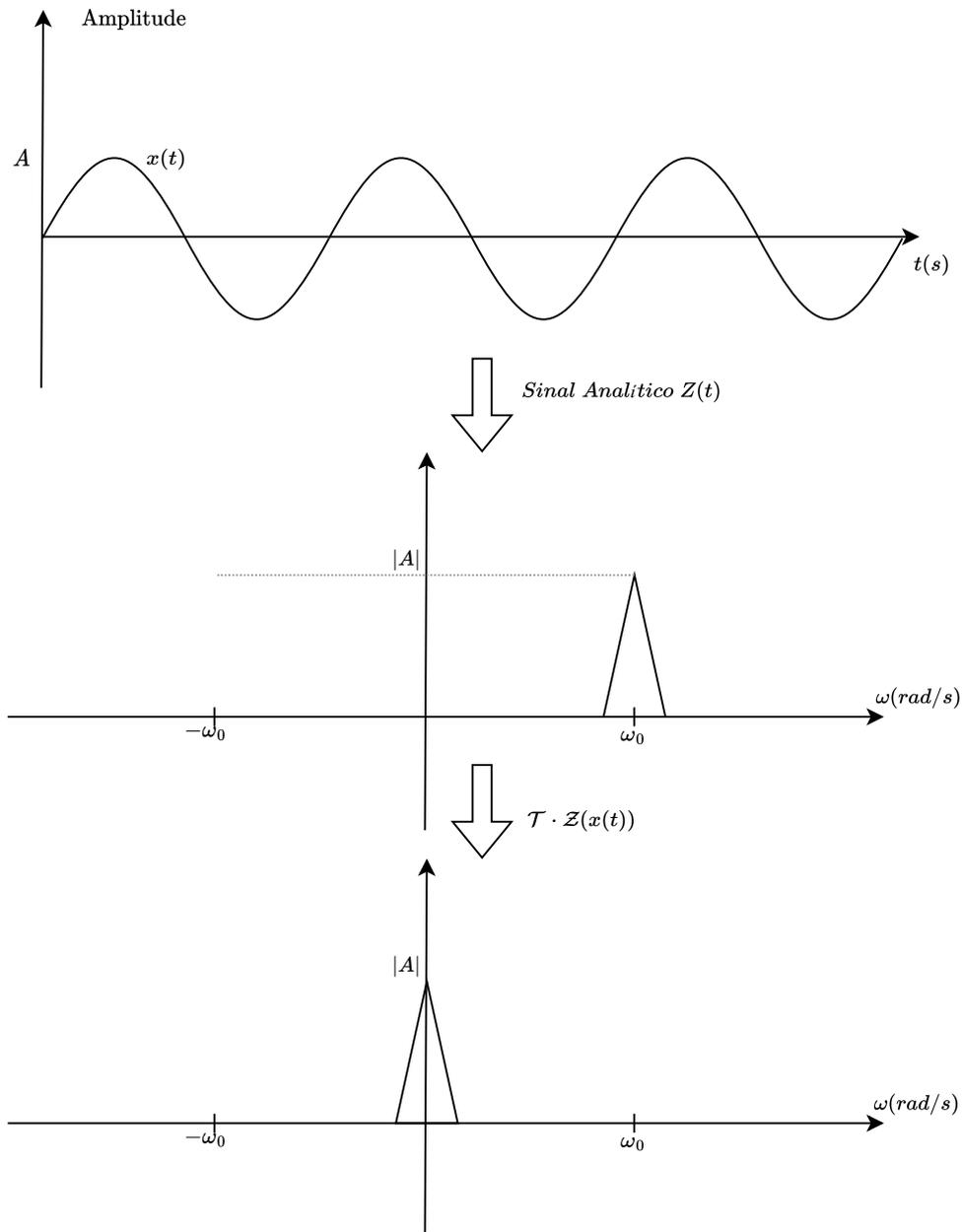


Figura 2.13: Ilustração do método SFA.
Fonte: Adaptado de [10].

A grande vantagem deste método é o porquê dele ter sido escolhido é a sua contínua representação de sinais, mesmo em transitórios de frequência. Isto ocorre porque o deslocamento é fixo, então, caso o sinal original sofra algum transitório, o sinal será enviado com este deslocamento. Neste caso, a sua frequência não será zero e ainda haverá um sinal de baixa frequência sendo enviado, porém, a baixa frequência já é uma melhoria em relação a outros métodos que simplesmente não conseguem captar esses fenômenos.

Por fim, a estrutura da co-simulação teorizada é similar a mostrada na Figura 2.14. Observa-se que é necessário a estrutura de interface elétrica, a estrutura de conversão de dados para DP e a estrutura de comunicação entre os simuladores. A diferença deste diagrama para a simulação final são os circuitos elétricos, que devem ser modelados de acordo com a plataforma de petróleo. O próximo capítulo tratará das modelagens implementadas para cada dispositivo e como utilizar esta modelagem para o estudo de estabilidade.

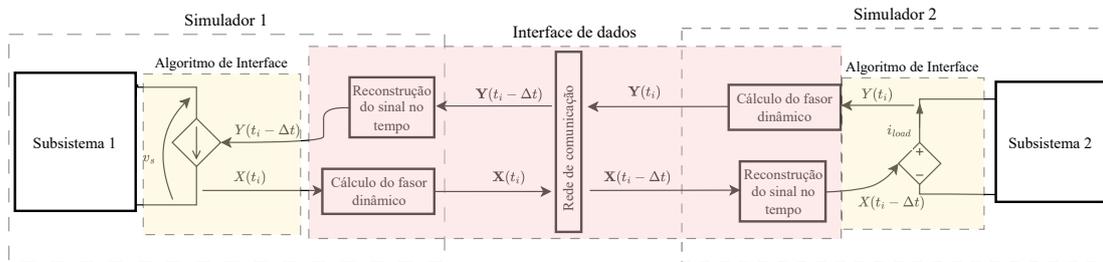


Figura 2.14: Diagrama para a co-simulação teorizada.

Capítulo 3

Modelagem da Plataforma

A Figura 3.1 mostra o modelo da plataforma, do ponto de vista do sistema elétrico [33, 34]. Essa estrutura de turbina eólica conectada por cabos submarinos é estudada em [6].

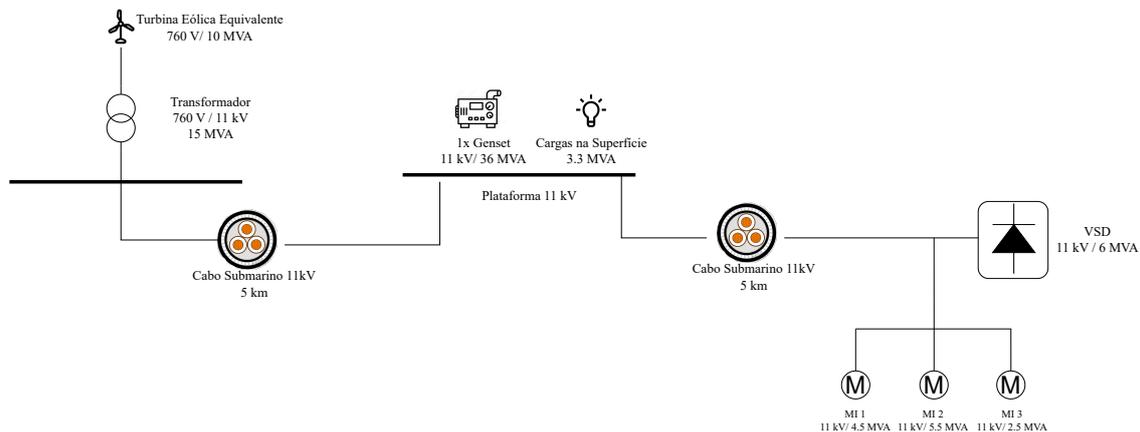


Figura 3.1: Sistema Elétrico da Plataforma.

Realizando o balanço da geração com as cargas, nota-se que só o Genset já seria suficiente para atender a demanda. Porém, o objetivo é que o gerador não opere na sua capacidade máxima, o que diminuiria o consumo do combustível e, por sua vez, reduziria a emissão de carbono.

As cargas submarinas são divididas em dois grupos, mas representam essencialmente a mesma atividade, a das bombas de extração. O primeiro grupo são os motores de indução que são conectados a rede e tem como método de partida a direta. O segundo grupo também são motores de indução, mas o seu modo de partida é o acionamento de velocidade variável, do inglês *variable speed drive* (VSD) .

Nas próximas seções, são detalhados os modelos utilizados para cada equipamento, assim como sua implementação no devido simulador. Além disso, o modelo que é utilizado no estudo de estabilidade também será deduzido, este com as suas simplificações explicadas.

Um detalhe importante sobre a implementação dos modelos nos simuladores é o software utilizado. O Typhoon HIL 602+ utiliza um software de modelagem da própria empresa enquanto que o OPAL RT 4610XG utiliza o Simulink como sua interface de modelagem. Assim, os modelos são mostrados como foram implementados em cada software. Todos os parâmetros necessários para implementação dos modelos - tais como ganhos de controles, parâmetros elétricos de máquinas, entre outros - estão disponíveis no Apêndice A.

3.1 Genset

3.1.1 Modelo Elétrico

O modelo elétrico completo do Genset é mostrado na Figura 3.2, mostrando a máquina e seus principais sistemas de controle.

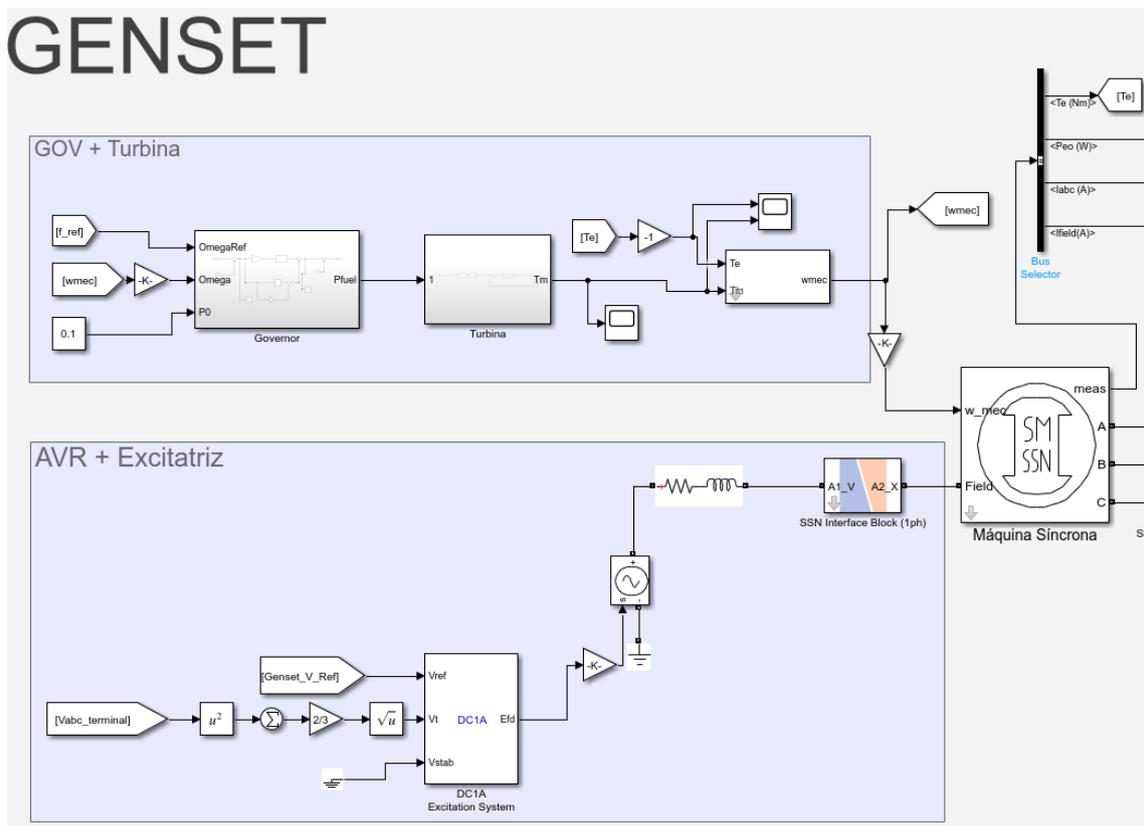


Figura 3.2: Modelo do Genset utilizado nos estudos.

Para o modelo da máquina foi utilizado um modelo desenvolvido pela própria empresa OPAL-RT, alocado dentro da biblioteca ARTEMiS [35], que é especializada para simulação em tempo real. Este modelo é um gerador de polos salientes, considerando um modelo elétrico de quinta ordem.

Para a parte do controle de frequência e parte mecânica, o diagrama de blocos

exposto em Figura 3.3 mostra os modelos implementados. Para o controle, é considerado um regulação primária de frequência com *droop*, destacado pela constante de estatismo R e de um atraso de primeira ordem, e um regulador secundário, projetado para ser consideravelmente mais lento que o controle primário - para evitar conflitos - e é feito por um controlador do tipo PI para que haja erro zero em regime permanente. Para a turbina são considerados dois atrasos de primeira ordem, aliados a um limitador para os limites físicos da máquina. No diagrama da Figura 3.3, P_o indica a potência no eixo mecânico no instante zero.

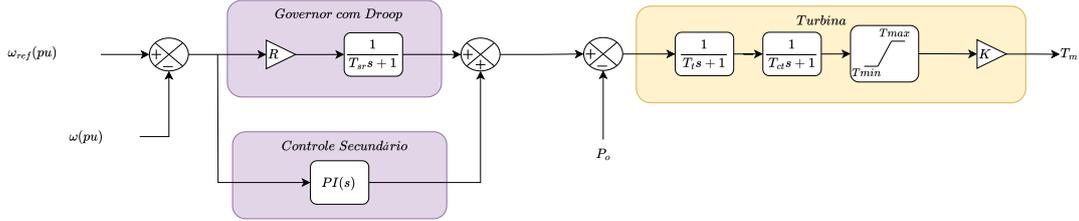


Figura 3.3: Modelo da turbina mecânica e dos controladores de frequência. Parâmetros definidos no Apêndice A.

Na saída deste diagrama, sai o valor do torque mecânico T_m que é utilizado na equação que rege a dinâmica mecânica. Esta equação é conhecida como equação *swing* [36] e aqui é descrita na forma (3.1)

$$\omega_{mec} = \frac{1}{J} \cdot \int (T_e - T_m - F\omega_{mec}) dt, \quad (3.1)$$

onde ω_{mec} é a velocidade mecânica da máquina, J representa o momento de inércia do rotor, T_e o torque elétrico aplicado ao eixo da máquina, T_m o torque mecânico e F a constante de fricção da máquina. Esta forma é útil para aplicação na simulação pois a integral da (3.1) pode ser calculada de forma numérica com um integrador discreto. Esse valor é utilizado como entrada do modelo da máquina para os cálculos elétricos do mesmo.

A excitatriz é simples, formada por uma fonte de tensão CC controlada e uma conexão RL para o circuito de campo. Esta fonte de tensão é controlado pelo Regulador Automático de Tensão (RAT), que têm por função controlar a tensão no barramento terminal da máquina. Este RAT é o modelo DC1A do IEEE [37] e a sua implementação é mostrada em Figura 3.4.

3.1.2 Modelo para Estabilidade

Para o modelo de estabilidade, é considerado o equivalente de Thévenin da máquina. O modelo é simplificado para uma fonte de tensão em série com a sua reatância sub-transitória mais uma resistência equivalente de armadura, formando uma impedância Z_{maq} no domínio s . Essa simplificação se dá pelo fato de que o controle é

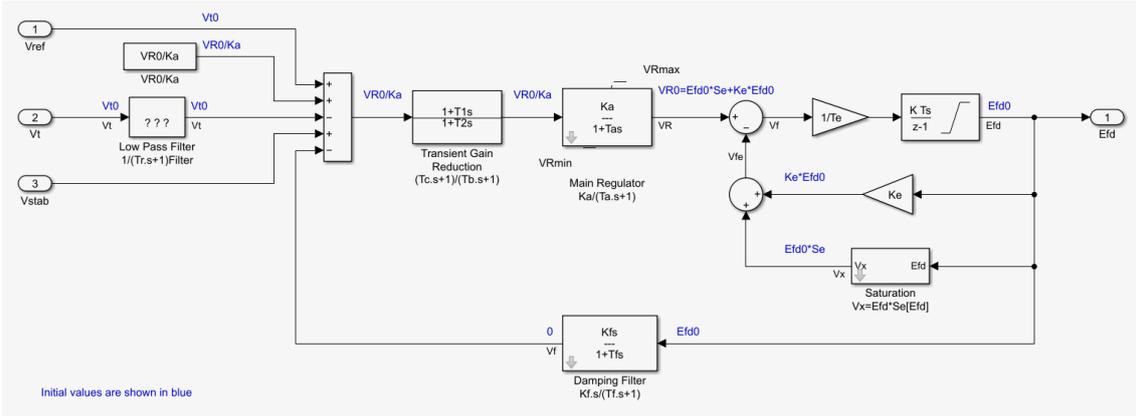


Figura 3.4: Modelo DC1A de RAT implementado no Simulink.

considerado bem ajustado, então suas dinâmicas podem ser desprezadas em regimes permanentes. O diagrama do seu modelo está presente na Figura 3.5.

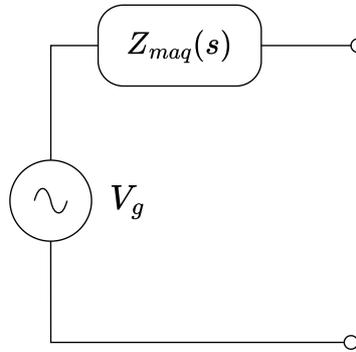


Figura 3.5: Modelo de Thévenin da máquina usado para o estudo de estabilidade.

3.2 Turbina Eólica Full-Converter

3.2.1 Modelo Elétrico

A configuração da turbina é do Tipo 4, com a presença de um Gerador Síncrono de Imã Permanente (do inglês PMSG), um conversor *back-to-back*, com um conversor do lado da máquina (do inglês MSC) e outro do lado da rede (do inglês GSC) além dos filtros e a conexão com o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) [38]. A Figura 3.6 mostra um diagrama desta configuração.

O modelo mecânico do PMSG é implementado através das equações que relacionam a potência mecânica, P_{mecWT} , e o torque, T_{mecWT} com a velocidade de vento. A potência mecânica é descrita por (3.2)

$$P_{mecWT} = \frac{1}{2} \rho R^2 v_{WT}^3 C_p, \quad (3.2)$$

onde ρ é a densidade do ar, R é o raio do rotor da turbina eólica, v_{WT} é a velocidade

Turbina Eólica

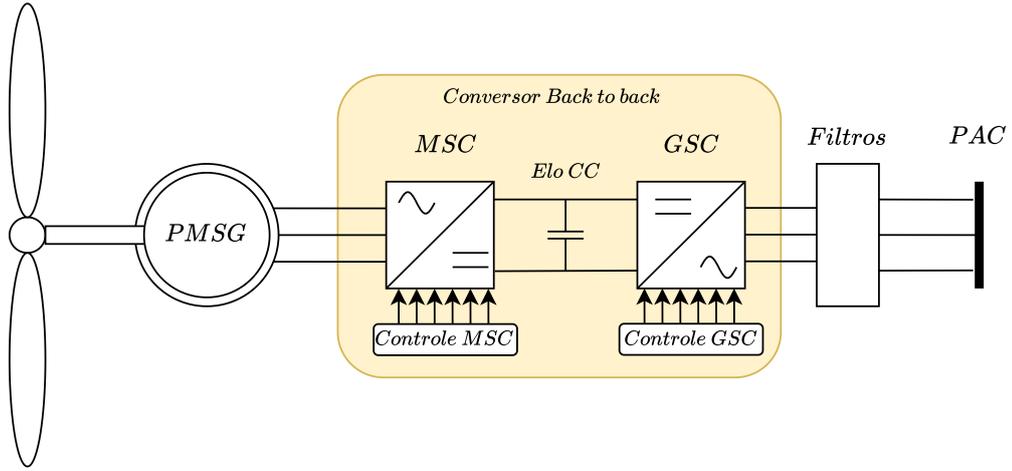


Figura 3.6: Modelo de um parque eólico do tipo 4.
Adaptado de [38].

do vento e C_p é um coeficiente de potência que dita sobre a eficiência da conversão da energia do vento pela turbina.

Usualmente, C_p é definido a partir de testes experimentais [38], mas pode ser dado também como função de variáveis da turbina, como o ângulo de *pitch* e a velocidade da ponta da pá [39]. Neste trabalho, por questão de simplicidade de implementação, ele foi considerado um valor constante.

Por extensão, o torque da turbina é definido por (3.3)

$$T_{mecWT} = \frac{P_{mecWT}}{\omega_{rWT}}, \quad (3.3)$$

onde ω_{rWT} é a velocidade do rotor da turbina.

Este parque é projetado para operar na filosofia de seguidor de rede, isto é, ele apenas injeta potência numa rede seguindo os parâmetros de frequência e tensão da mesma [40]. Assim, o conversor do lado da máquina opera como um retificador buscando o ponto de máxima potência (do inglês MPPT), enquanto o conversor do lado da rede tem como funcionalidade controlar a tensão do elo CC do *back-to-back* para manter estabilidade na operação [38]. Considerando que o desempenho do controle não é o foco deste trabalho, os projetos dos mesmos não serão explorados. Todos os parâmetros utilizados na implementação estão disponíveis no Apêndice A.

O controle destes conversores é feito a partir da lógica de controle em cascata, onde a camada mais interna é, para os dois conversores, o controle *PI* de corrente no eixo *dq* [41]. Para o controle do GSC a camada mais externa é um controle *PI* de tensão do elo CC, presente na Figura 3.7.

Para o controle do MSC, a camada mais externa do controle em cascata é a

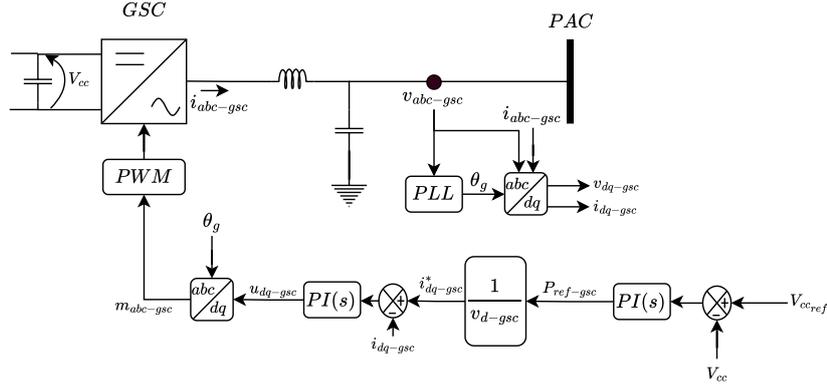


Figura 3.7: Controle do GSC para tensão do elo CC.
Fonte: Adaptado de [38]

lógica de MPPT que funciona a partir da lógica de *Optimal Power Control* [38]. A ideia é simples e baseada na relação exposta em (3.2) entre a velocidade do vento com a potência. Assume-se, então, que exista um valor de C_p máximo que otimize essa relação. Assim, pode-se reescrever (3.2) como (3.4)

$$P_{mecWT-ref} = K_{MPPT} \cdot \omega_{WT}^3 \quad (3.4)$$

onde K_{MPPT} é um ganho que pode ser calculado por (3.5)

$$K_{MPPT} = \frac{1}{2} \rho R^2 C_{p_{max}}. \quad (3.5)$$

Nesse trabalho é assumido que o valor de C_p é sempre o máximo possível, então K_{MPPT} se torna uma constante que faz o balanço entre velocidade do vento e potência. A lógica de controle implementada é mostrada na Figura 3.8.

É importante ressaltar que todo este modelo é feito para uma turbina de 5 MW de operação nominal. Para tornar o parque de 10 MW, é feito um processo de escalonamento na saída do transformador, antes da conexão com o cabo submarino. Esse processo de escalonamento multiplica a corrente injetada no cabo por dois, emulando uma segunda turbina atuando de forma a paralela.

3.2.2 Modelo para Estabilidade

Para o modelo de estabilidade, algumas simplificações são feitas. A primeira é que, considerando que toda a escolha de componentes é feita de maneira apropriada e que o controle do retificador está ajustado corretamente, pode-se equivaler toda a parte anterior ao capacitor do elo CC por uma fonte de corrente. A mesma simplificação poderia ser estendida ao lado inversor, porém buscou-se explorar o efeito do controle do inversor neste estudo de estabilidade. Assim seguindo [42], um modelo de impedância pode ser utilizado para representar este conversor fonte de

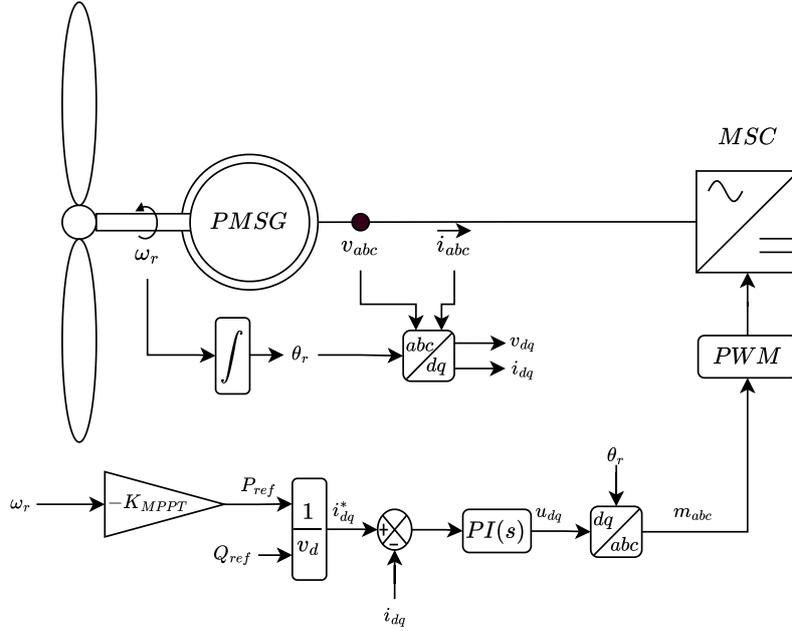


Figura 3.8: Controle do MSC na lógica de MPPT.
Fonte: Adaptado de [38].

tensão, mostrado na Figura 3.9 conectado ao PAC.

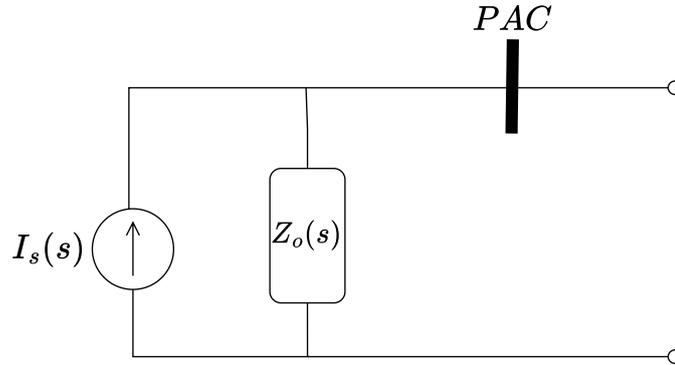


Figura 3.9: Modelo para estabilidade do VSC.
Fonte: Adaptado de [42].

Na Figura 3.9, $I_s(s)$ está associada à energia advinda do gerador eólico enquanto que $Z_o(s)$ é a impedância do conversor, representando a dinâmica do controle de corrente envolvido mais o filtro LC da saída. Em [42], é considerado apenas a parte indutiva do filtro, de forma que a parte capacitiva fica como uma impedância adicional conectada em paralelo no PAC. Assim, $Y_o(s) = \frac{1}{Z_o(s)}$ é definida por (3.6)

$$Y_o(s) = \frac{1}{R_1 + sL_1 + F(s)e^{-sT_d}}, \quad (3.6)$$

onde R_1 é a resistência associada ao filtro indutivo, L_1 é a indutância do filtro, $F(s)$ é a função de transferência do controle de corrente e e^{-sT_d} representa o atraso causado pela Modulação pela Largura de Pulso (do inglês PWM) de um tempo T_d ,

que, no pior cenário, chega-se a um passo de integração [42].

Dessa forma, considerando que a parte capacitiva do filtro está conectada diretamente ao PAC, pode-se deduzir um modelo final para o estudo de estabilidade, mostrado em Figura 3.10, onde Y_c é a admitância da parte capacitiva do filtro.

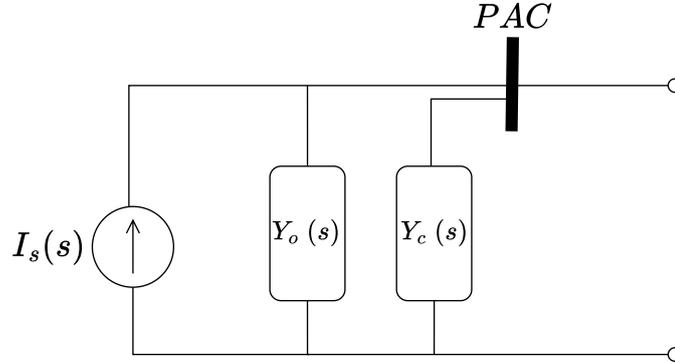


Figura 3.10: Modelo final utilizado para a análise de estabilidade do grupo eólica mais conversores.

3.3 Elementos Passivos

3.3.1 Cabos Umbilicais

Modelo Elétrico e de Estabilidade

Considerando a extensão do cabo de 5 km, pode ser utilizado um modelo π para representar a linha de transmissão. Sendo somente elementos passivos, pode ser usado o modelo de sequência positiva como mostra a Figura 3.11. Vale ressaltar que os parâmetros destes elementos foram retirados do site da fabricante ZMS, disponível em [43] e estes parâmetros estão presentes no Apêndice A.

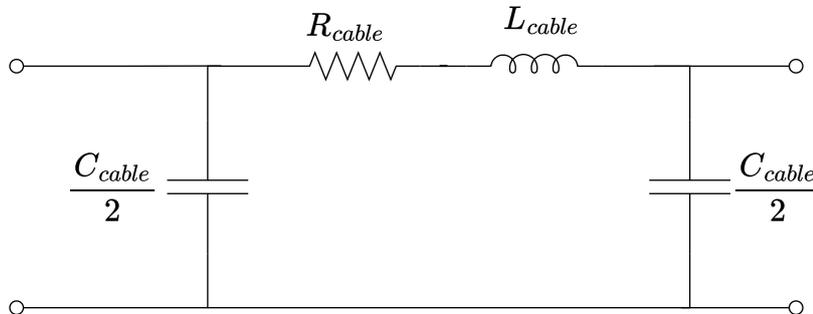


Figura 3.11: Modelo elétrico do cabo utilizado.

Tendo em consideração que só há elementos passivos, para o estudo de estabilidade pode ser considerado os mesmos como impedâncias.

3.3.2 Motores de Indução

Modelo Elétrico e de Estabilidade

O modelo escolhido para representar o motor de indução também pertence a biblioteca ARTEMiS, citado para o modelo da máquina síncrona. Ela utiliza uma máquina de rotor gaiola de esquilo, utilizando um modelo de quarta ordem para representar as equações da máquina de maneira detalhada. O modelo mecânico é definido pela mesma equação *swing* definida em (3.1).

A implementação deste motor pode ser visto em Figura 3.12. Todos os motores são considerados com um fator de potência de 0.8 indutivo.

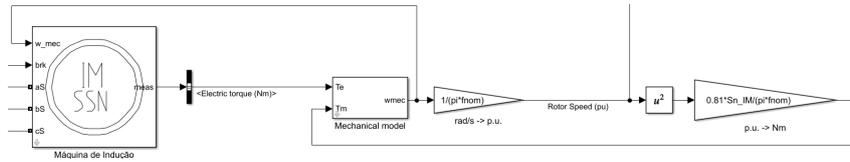


Figura 3.12: Modelo ARTEMiS de motor de indução implementado.

Em regime permanente, um motor de indução se comporta como uma carga RL [36]. Assim, o modelo de estabilidade é uma impedância modelada de acordo com os níveis de potência do motor.

3.3.3 Transformadores

Modelo Elétrico e de Estabilidade

Para o modelo elétrico do transformador, foi considerado o modelo T, onde há as resistências e indutâncias dos lados primário e secundário, além da resistência e indutância de magnetização. Esse modelo está representado na Figura 3.13. Não foram considerados dinâmicas de saturação neste trabalho.

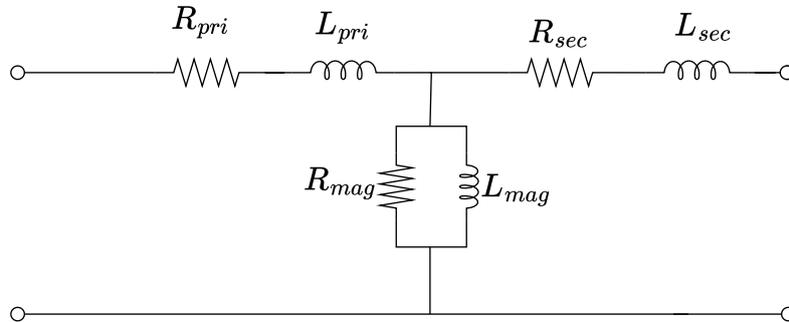


Figura 3.13: Modelo T para implementação do transformador.

Para o modelo de estabilidade, é feita a simplificação de ignorar a impedância de magnetização do transformador. Isso é feito pois a corrente que é drenada

por esta impedância é desprezível quando comparada com as correntes que passam nas impedâncias dos enrolamentos. Assim, o modelo final é uma combinação das impedâncias dos dois lados em série.

3.3.4 Cargas da Superfície

Modelo Elétrico e de Estabilidade

O modelo elétrico das cargas na superfície é feito por uma resistência em série com uma indutância. A Figura 3.14 mostra esse modelo. Para o modelo de estabilidade pode ser considerada a impedância da carga em regime permanente, de forma direta.

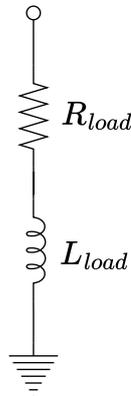


Figura 3.14: Modelo RL da carga na superfície.

3.4 VSD

3.4.1 Modelo Elétrico

Neste trabalho, o VSD é considerado como uma ponte retificadora não controlada, ou seja, a diodos, de doze pulsos conectada a uma carga resistiva. Essa implementação visou explorar o impacto dessa topologia na operação do sistema.

A implementação é feita com um transformador de três enrolamentos, sendo o primário e o secundário conectados em estrela e o terciário em delta, de forma a estar adiantado em relação as outras duas conexões em 30° . Além disso, é considerado uma relação de transformação entre primário e os outros enrolamentos de $T = 1/3$.

Para a ponte de doze pulsos, são consideradas duas pontes de seis pulsos conectadas em série no lado CC. Além disso, há um filtro capacitivo para tensão CC do lado da carga, assim como filtros indutivos de corrente em ambos terminas CC. Toda essa implementação pode ser vista em Figura 3.15.

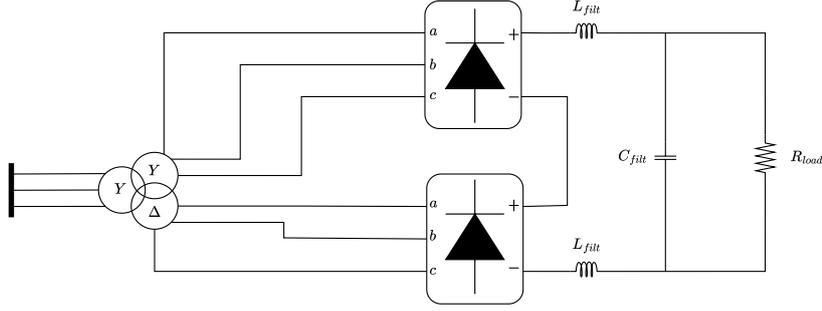


Figura 3.15: Diagrama do doze pulsos implementado.

3.4.2 Modelo para Estabilidade

Considerando a natureza não linear do retificador a doze pulsos, além da interação entre uma rede CA e outra CC, não é trivial encontrar uma impedância $Z(s)$ que represente este equipamento. Dessa forma, a alternativa proposta por este trabalho é encontrar a relação entre as componentes fundamentais de tensão e corrente na entrada do dispositivo, isto é, encontrar uma relação do tipo (3.7)

$$Z_{ret-12} = \frac{V_{in}}{I_{in}}, \quad (3.7)$$

onde V_{in} é a tensão fase-neutro de entrada e I_{in} é a corrente de entrada, ambas na frequência fundamental. Entende-se entrada como o lado primário do transformador de três enrolamentos.

Assim, pode-se realizar uma análise para encontrar um valor para Z_{ret-12} . Primeiramente, assume-se que a tensão de entrada seja uma cossenoidal pura, sem harmônicos, da forma (3.8)

$$V_{RMS-in} = V_m \angle 0, \quad (3.8)$$

onde V_m é o valor de amplitude da tensão. Em seguida, procura-se a magnitude de Z_{ret-12} . Na referência [44], há uma equação que relaciona a corrente da fundamental com a corrente do elo DC (3.9)

$$|I_{in}| = 0.780 \cdot B \cdot T \cdot I_d, \quad (3.9)$$

onde B é o número de retificador a seis pulsos que compõe a estrutura, nesse caso são dois, T a relação de transformação dos transformadores e I_d é a corrente média do elo CC. Vale ressaltar que esta relação não é exata para a situação descrita, sendo somente exata para retificadores com nenhuma indutância de entrada. Porém, o erro máximo que esta relação prevê é de até 5 %, o que foi considerado aceitável para este trabalho.

Assumindo que os filtros estão bem calculados e funcionando adequadamente,

pode-se reescrever I_d como $\frac{V_d}{R}$, onde V_d é a tensão média do elo CC. Uma outra equação de [44] que pode ser utilizada é a relação entre V_d e V_m (3.10)

$$V_d = 1.35 \cdot BT \cdot \sqrt{3}V_m \cdot \cos \phi, \quad (3.10)$$

onde $\cos \phi$ é a diferença angular entre a tensão e corrente de entrada. Assim, utilizando (3.10) em (3.9), têm-se (3.11)

$$|I_{in}| = 0.78 \cdot 1.35 \cdot B^2T^2 \cdot \sqrt{3}V_m \cdot \frac{\cos \phi}{R}. \quad (3.11)$$

Observe que a divisão $\frac{|V_{in}|}{|I_{in}|}$ é o próprio módulo de Z_{ret-12} e pode ser escrita como (3.12)

$$|Z_{ret-12}| = \frac{R}{0.78 \cdot 1.35 \cdot B^2T^2 \cdot \sqrt{3} \cos \phi}, \quad (3.12)$$

onde apenas a variável ϕ é desconhecida.

Porém, uma equação aproximada para $\cos \phi$ é dada por [44] (3.13)

$$\cos \phi = 1 - \frac{R_c I_d}{V_{d0}}, \quad (3.13)$$

onde V_{d0} é a tensão no elo CC em um caso idealizado sem indutância na rede e R_c é chamado de resistência equivalente de comutação e é dado pela (3.14)

$$R_c = \frac{3}{\pi} \omega L_s, \quad (3.14)$$

onde ω é a frequência elétrica da rede e L_s é a indutância total da rede - neste caso é considerado a indutância total entre dois enrolamentos do transformador.

A relação $\frac{I_d}{V_{d0}}$ pode ser reescrita ainda, considerando que $R = \frac{V_d}{I_d}$, por [44] (3.15)

$$\frac{I_d}{V_{d0}} = \frac{1}{R + R_c}, \quad (3.15)$$

o que, substituindo em (3.13) e simplificando leva a (3.16)

$$\cos \phi = \frac{R}{R + R_c}. \quad (3.16)$$

Assim, é possível deduzir uma forma para Z_{ret-12} da forma (3.17)

$$Z_{ret-12} = |Z_{ret-12}| \angle \phi, \quad (3.17)$$

onde $|Z_{ret-12}|$ é dado por (3.12) e ϕ é dado por (3.16). Com essa forma, é possível utilizar essa impedância na análise de estabilidade.

Capítulo 4

Metodologia

Para o estudo de simulação distribuída, se torna necessário que o sistema seja desacoplado em um ponto. A escolha deste ponto foi realizada na ligação do cabo submarino que liga a turbina eólica com a plataforma. Desta forma, a separação pode ser vista na Figura 4.1. A área em azul claro é destinada ao simulador Opal RT 4610XG, enquanto que a área em rosa ao Typhoon HIL 602+.

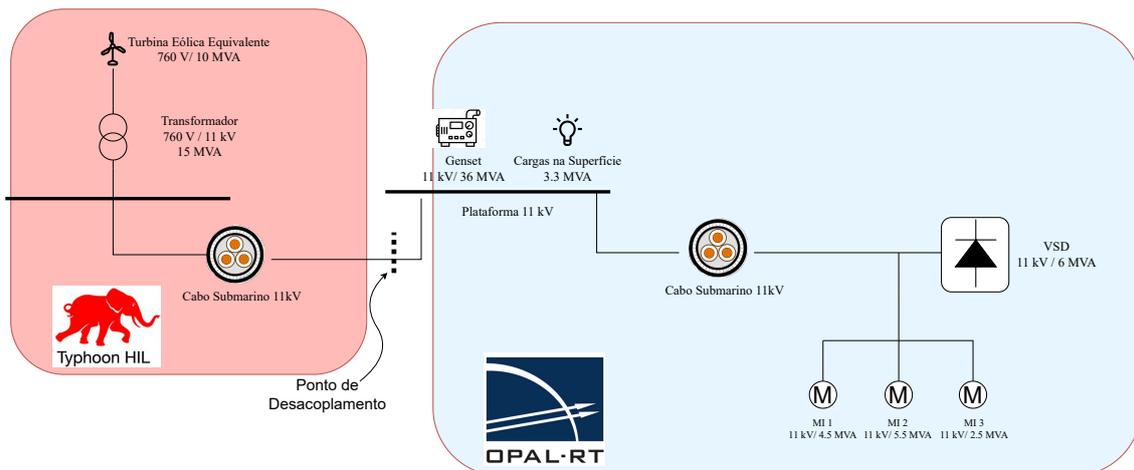


Figura 4.1: Divisão do modelo elétrico da plataforma.

A escolha desta divisão se deu por dois fatores principais, sendo eles:

- O ponto era uma escolha de divisão lógica elétrica, visto a natureza radial do sistema;
- As capacidades e especialidades dos simuladores. O Typhoon HIL 602+ é mais especializado para dispositivos de eletrônica de potência e possui uma limitação maior em relação ao tamanho do sistema. Essa limitação pode ser vista nas configurações para o seu *solver*, presentes no Apêndice B. A configuração 1 se mostra ideal para representar todo o parque, comportando todo o modelo de forma detalhada (principalmente o PMSG e o *back-to-back*). Já o Opal

4610XG não possui essa limitação de configuração, conseguindo comportar sistemas de maior porte, desde que o seu *solver* consiga resolver as equações dentro de um passo de integração. Assim, ele se torna ideal para o resto da plataforma, que comporta cinco modelos detalhados de máquinas, além de uma ponte de doze pulsos.

Nas seções a seguir será detalhada a metodologia para realizar a análise de estabilidade, assim como a metodologia para realizar a co-simulação de fato.

4.1 Estrutura de Co-Simulação

A Figura 4.2 mostra o Typhoon HIL 602+ na bancada do laboratório, enquanto que a Figura 4.3 mostra o Opal RT OP4610XG. A Figura 4.4 mostra o diagrama da estrutura física da co-simulação.

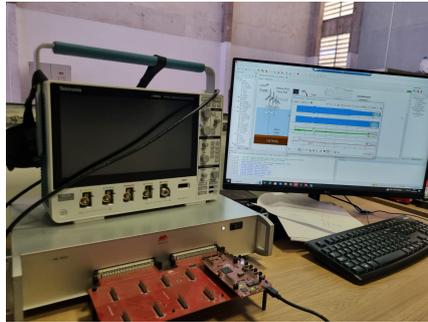


Figura 4.2: Simulador Typhoon HIL 602+.



Figura 4.3: Simulador Opal RT OP4610XG.

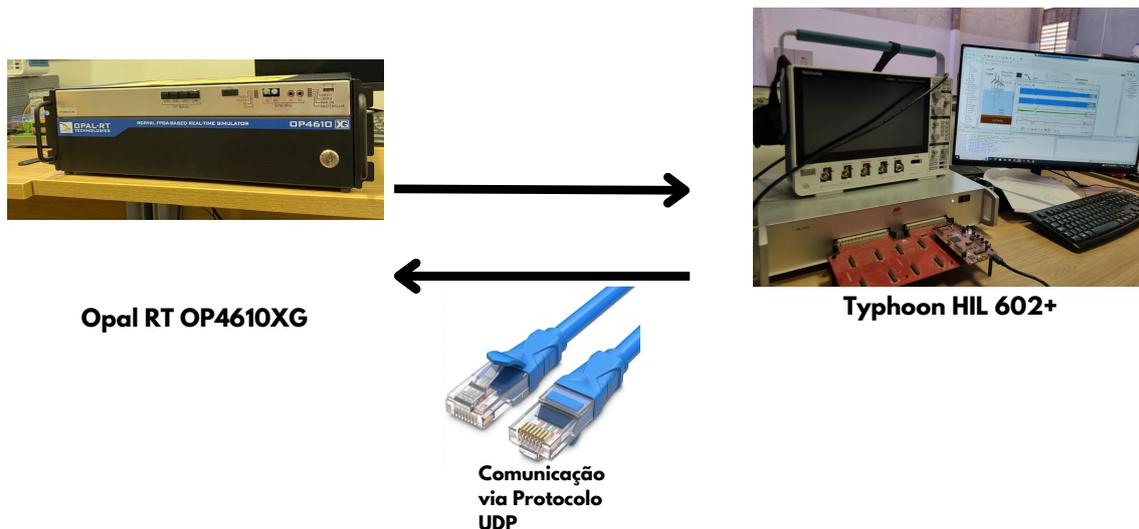


Figura 4.4: Estrutura física usada na co-simulação.

Os cabos Ethernet são conectados em cada simulador e o protocolo de comunicação é configurado nos seus respectivos softwares. O protocolo utilizado foi o *User Datagram Protocol* (UDP), devido a sua facilidade de implementação e simplicidade de funcionamento [45].

A configuração desse protocolo consiste em estabelecer os endereços IPs do outro simulador, assim como definir as portas UDP locais (que irão receber ou enviar os dados) e remotas (que eram ou a origem do dado ou o destino). A implementação feita nos dois simuladores está disponível no Apêndice C. Após essa configuração, precisava-se caracterizar o canal, identificando qual era o menor tempo possível para troca de informações entre os simuladores. Isto definiria o tempo de atraso entre eles.

O primeiro teste consiste em um *loopback* de uma onda senoidal, da forma $10 \cdot \sin 2\pi 60t$. A onda era gerada OP4610XG e transmitida pela estrutura da co-simulação para o HIL 602+, que, por sua vez, transmite a mesma onda de volta ao OP4610XG. Deste modo, torna-se possível comparar então a onda enviada com a recebida e observar o efeito do canal.

A primeira tentativa consistiu em enviar os sinais com a mesma frequência do tempo de simulação, ou seja, a cada passo de simulação, $T_s = 20\mu s$ um dado era enviado. Esperava-se que isso fosse possível devido a experiências anteriores com o simulador da Opal, onde foram feitas co-simulações entre dois desse tipo com essa taxa de envio [22]. Do lado do OP4610XG tudo funcionou de maneira adequada, porém o HIL602+ apresentou um sobrecarregamento no CPU de comunicação, como mostra a Figura 4.5. Dessa forma, a taxa de amostragem foi sendo diminuída, ou seja, os dados foram enviados com um atraso cada vez maior, até que esse problema fosse resolvido.

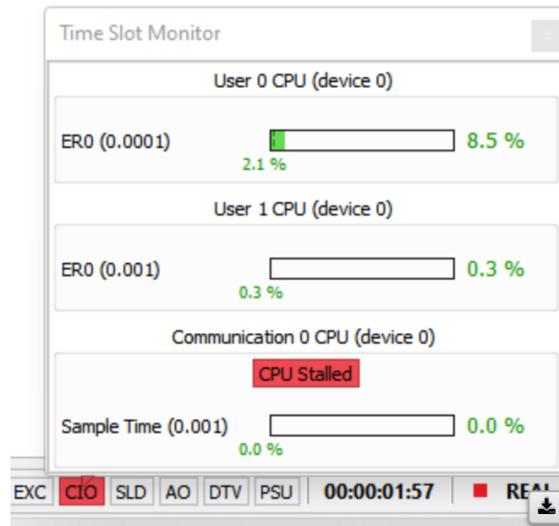


Figura 4.5: Erro na comunicação com o Typhoon HIL 602+.

Para que a comunicação funcionasse de forma eficiente e sem nenhum *overrun*, a taxa de envio dos dados foi de 1 ms , com um uso de CPU de comunicação de 65%. A Figura 4.6 mostra a comparação das ondas em *loopback*. É possível observar que o canal se comporta como esperado, a onda recebida está atrasada em, aproximadamente, 2 ms da onda enviada, pela rota de ida e volta.

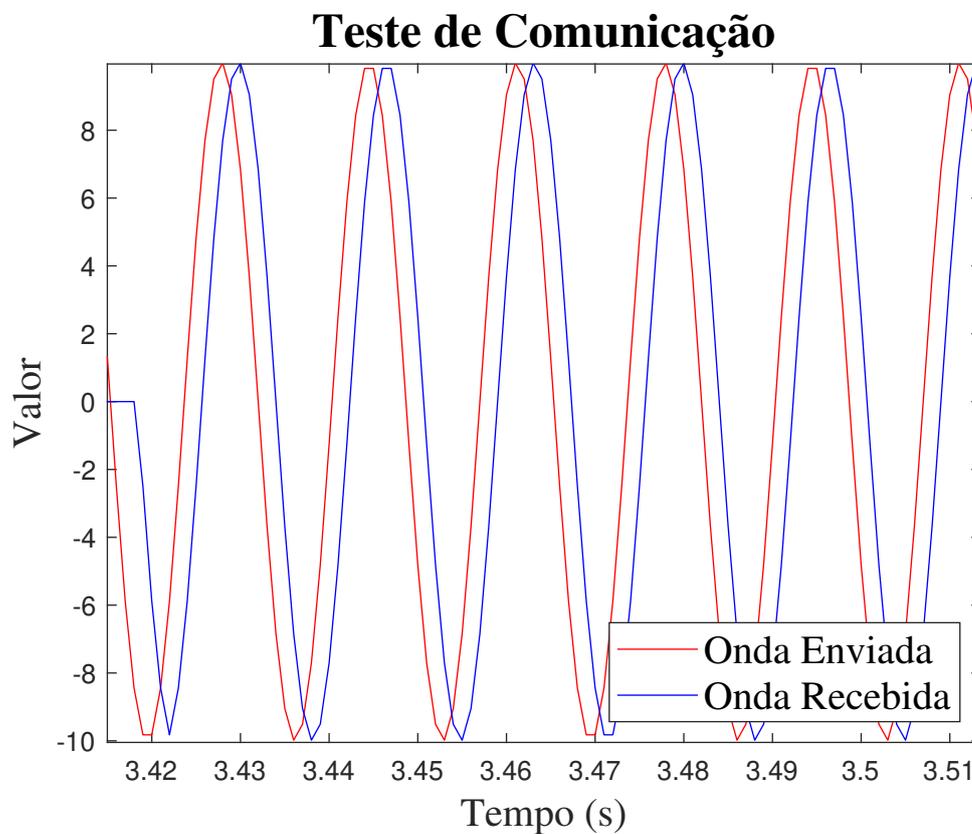


Figura 4.6: Teste de comunicação *loopback* no domínio do tempo.

Apesar do teste ser bem sucedido, no sentido da comunicação ocorrer, ele mostra que há limitações no estudo. Essa troca de informações a cada 1 ms é cinquenta vezes maior que o passo de simulação, o que pode acabar afetando os resultados da integração. Além disso, podem ocorrer perda de informações, devido à estrutura física do cabo Ethernet, o que também afeta a qualidade do resultado.

Assim, um outro teste foi feito para validar a eficácia do fasor dinâmico em melhorar a comunicação. O método utilizado foi o SFA, que possui sua lógica explicada na Subseção 2.3.1. A Figura 4.7 mostra esse resultado e comparando-o com o resultado da Figura 4.6 é possível observar que o atraso entre as ondas é inexistente. Isso ocorre porque, mesmo que o dado tenha o atraso de comunicação, o fasor envia um dado constante durante todo o tempo da simulação, visto que não é simulado uma perturbação. Logo, mesmo que haja atraso, o dado recebido é igual ao sem atraso nenhum, o que anula o efeito do atraso no canal em regime permanente.

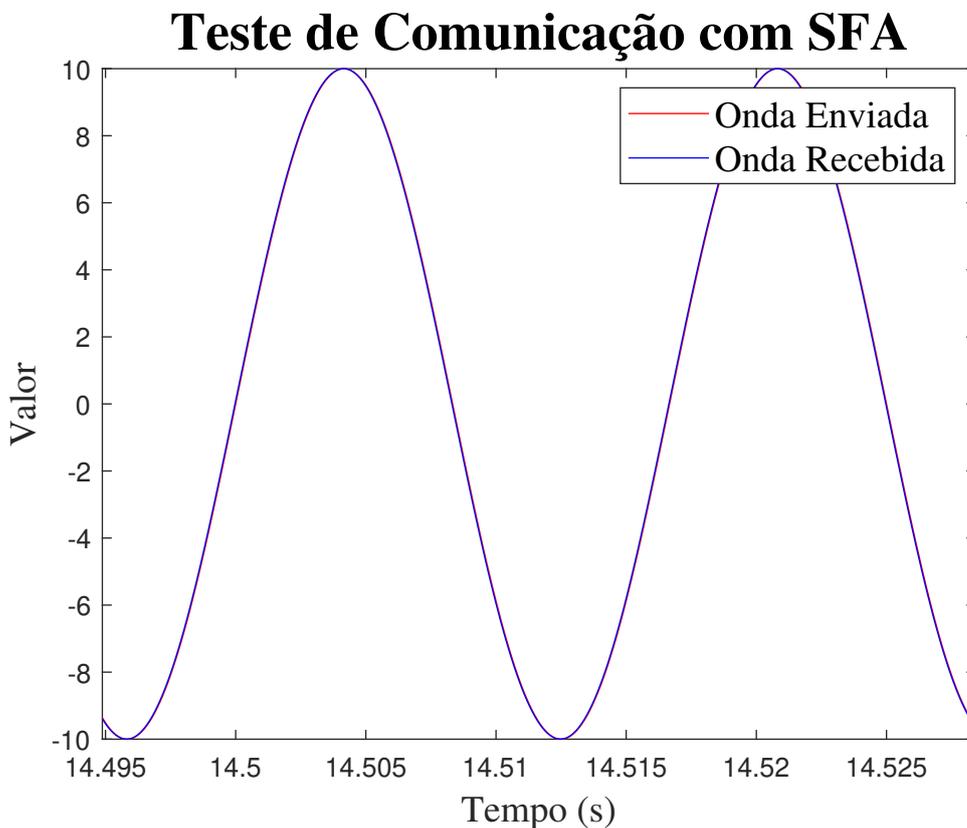


Figura 4.7: Teste de comunicação com o uso do SFA.

Porém, isso não é verdade para toda situação. Em situações transitórias, onde o fasor não seria um valor constante, esse valor que está mudando seria transmitido pelo canal e demoraria o atraso do mesmo para ser representado [10]. Mesmo assim, é uma melhoria considerável ao envio no tempo, e será utilizado essa metodologia. Sendo assim, pode-se definir, de maneira conservadora, que o atraso T_d entre os simuladores é de 1 ms .

4.2 Estudo de Estabilidade

A Figura 4.8 mostra o sistema no Typhoon HIL 602+ do ponto de vista da análise de estabilidade, que é feito considerando um equivalente de sequência positiva do sistema mostrado na Figura 3.1. A Figura 4.9 mostra para o sistema alocado no Opal 4610XG.

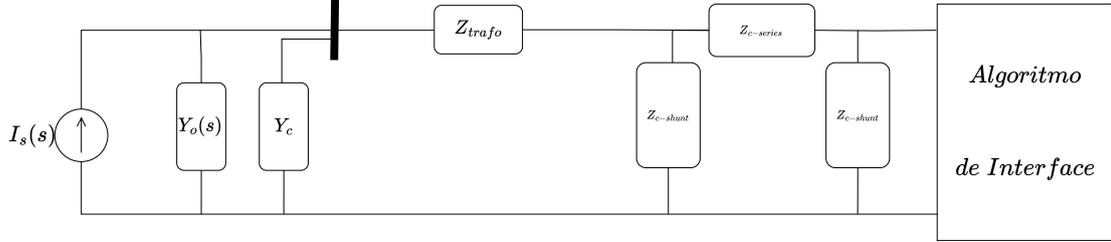


Figura 4.8: Estudo de estabilidade no subsistema do Typhoon.

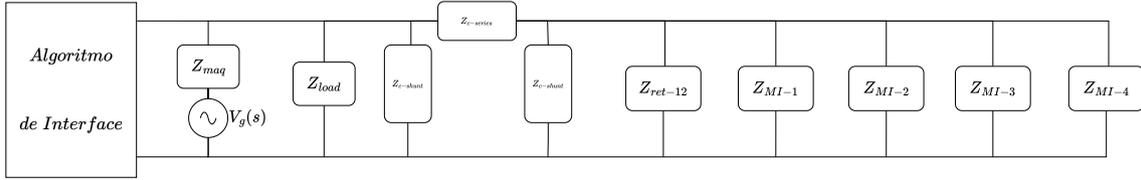


Figura 4.9: Estudo de estabilidade no subsistema do Opal.

Nota-se que o sistema pode ser reduzido, valendo-se das associações de impedâncias em paralelo e/ou em série, assim como transformações de conexões estrela para delta. No subsistema do Typhoon, a transformação estrela-delta se torna interessante envolvendo as impedâncias Z_{trafo} , $Z_{c-shunt}$ e $Z_{c-series}$, pois, permite maiores reduções. O sistema após a transformação é mostrado na Figura 4.10, onde há as seguintes relações matemáticas

$$Z_{AB} = \frac{Z_{c-series} \cdot Z_{c-shunt} + Z_{trafo} \cdot Z_{c-shunt} + Z_{trafo} \cdot Z_{c-series}}{Z_{c-shunt}}; \quad (4.1)$$

$$Z_{BC} = \frac{Z_{trafo} \cdot Z_{c-shunt} + Z_{trafo} \cdot Z_{c-series} + Z_{c-series} \cdot Z_{c-shunt}}{Z_{c-shunt}}; \quad (4.2)$$

$$Z_{AC} = \frac{Z_{trafo} \cdot Z_{c-series} + Z_{trafo} \cdot Z_{c-shunt} + Z_{c-series} \cdot Z_{c-shunt}}{Z_{c-series}}; \quad (4.3)$$

para definir as novas impedâncias.

O sistema definido em Figura 4.10 pode ser simplificado, observando que as impedâncias Z_{AC} e Z_C estão em paralelo e podem ser associadas em uma nova impedância Z_{eq1} , assim como as impedâncias Z_{BC} e $Z_{c-shunt}$ que são associadas para Z_{eq2} . A Figura 4.11 mostra o sistema após essas reduções. Ainda na Figura 4.11

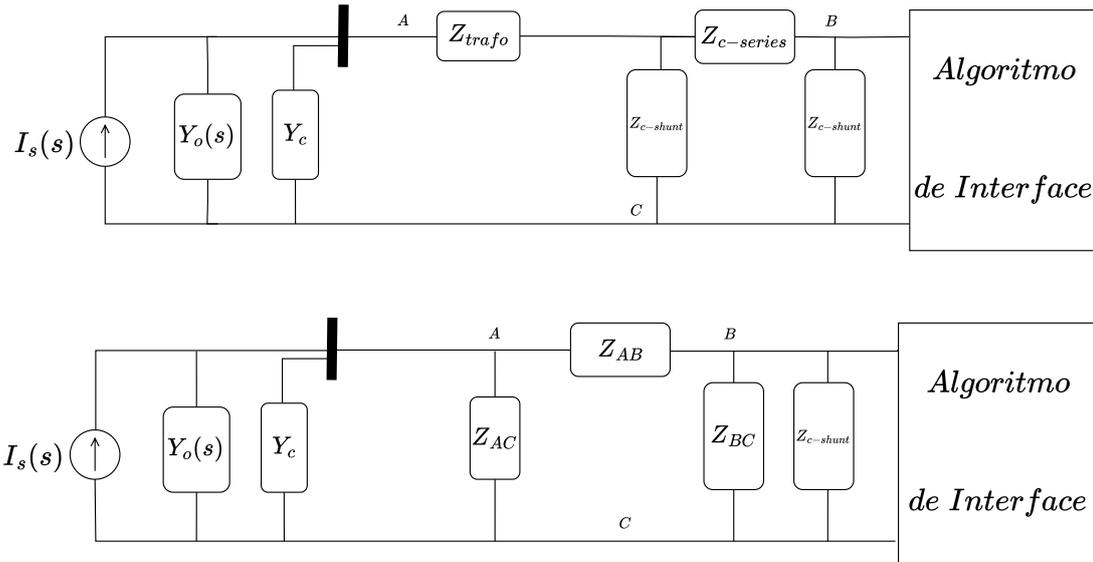


Figura 4.10: Transformação estrela-delta do subsistema Typhoon.

são mostradas as reduções feitas no subsistema da Opal. Z_{eq3} é a impedância que representa essa redução, que é definida por (4.4)

$$Z_{eq3} = Z_{load} || Z_{c-shunt} || (Z_{c-series} + Z_{c-shunt} || Z_{ret-12} || Z_{MI-1} || Z_{MI-2} || Z_{MI-3} || Z_{MI-4}), \quad (4.4)$$

onde o símbolo $||$ representa uma associação em paralelo e o símbolo $+$ associação em série.

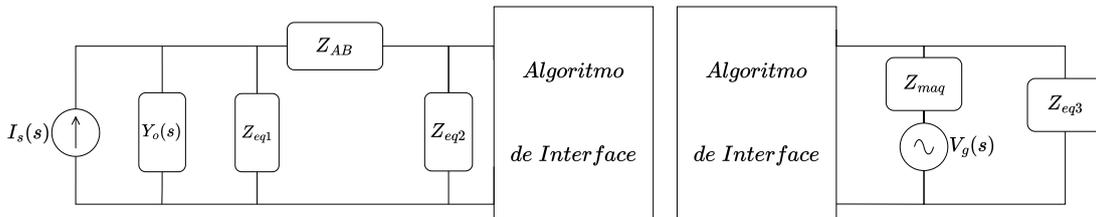


Figura 4.11: Sistema reduzido para estudo de estabilidade.

A partir deste ponto, nenhuma redução a mais pode ser realizada, e as impedâncias são modeladas no domínio s . Essa conversão é feita seguindo a relação

$$Z(s) = Re[Z] + s \cdot \frac{Im[Z]}{\omega_e} \quad (4.5)$$

onde ω_e é a frequência elétrica que foi considerada para definir a impedância primeiramente. Vale ressaltar que, mesmo no domínio da frequência, a relação entre admitância e impedância ainda é válida.

Assim, o sistema base está modelado e, para modelar as funções de transferências de malha aberta, é necessário individualizar para cada algoritmo.

4.2.1 Diagramas de Nyquist

- Projeto das Impedâncias de Acoplamento

Todos os algoritmos estudados neste trabalho possuem impedâncias de acoplamento para aumentar a sua estabilidade. Logo, é necessário definir uma metodologia para o cálculo dessas impedâncias, de forma que a comparação se mantenha equilibrada. Assim, para o projeto da impedância de acoplamento Z_{sh} é utilizada a metodologia de projeto de circuitos *snubber*. Tais circuitos são, essencialmente, a mesma filosofia da simulação distribuída estudada aqui. Porém, são utilizadas para divisão de simulação dentro de um mesmo núcleo ou entre núcleos [46].

Assim, esta metodologia dita que para fontes de corrente, o circuito *snubber* deve ser um ramo RC em série em paralelo com a fonte. Para fontes de tensão, deve ser um ramo RL paralelo em série com a fonte de tensão. Os parâmetros do circuito RC, C_{sn} e R_{sc} , são dados pelas seguintes relações (4.6)

$$C_{sn} = k \frac{1}{\omega} \frac{S}{\sqrt{3}V^2} \sqrt{1 + (\omega\tau)^2}; R_{sc} = \frac{\tau}{C_{sn}} \quad (4.6)$$

onde S é a potência máxima passando pelo circuito, V é a tensão de linha, τ é a constante de tempo do circuito - este valor deve ser algumas vezes maior que o passo de integração - e k é a fração da potência projetada do *snubber* em relação a potência total. Como regra, foi adotado para τ um valor dez vezes maior que o passo de integração e uma porcentagem de 10% para potência do *snubber*.

Para o circuito $R||L$, os parâmetros L_{sn} e R_{sl} são dados por (4.7)

$$L_{sn} = k \frac{1}{\omega} \frac{\sqrt{3}V^2}{S} \sqrt{1 + (\omega\tau)^2}; R_{sl} = \frac{L_{sn}}{\tau} \quad (4.7)$$

- AITM

A Figura 4.12 mostra o sistema final com o AITM implementado.

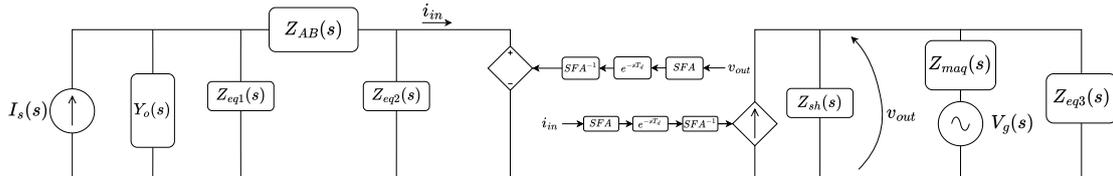


Figura 4.12: Sistema com o AITM implementado.

Observe que na Figura 2.5 não há duas entradas de energia, como neste sistema. Porém, nesse caso, não há bidirecionalidade de fluxo de energia, sendo

todo o fluxo de potência na direção da eólica em direção a plataforma.

Assim, como o parque eólico está na filosofia de seguidor de rede, a fonte de tensão controlada foi escolhida para ficar no seu subsistema. Dessa forma, a fonte de corrente controlada fica no subsistema do Opal. Um detalhe é que ela tem seu sentido invertido, em relação Figura 2.5, pois aqui a ideia é de injeção de corrente no subsistema e não de consumo.

A transformação do domínio do tempo para o domínio fasorial, utilizando a metodologia do SFA é representada pelo bloco de comunicação dos subsistemas. Observe que essa transformação é apenas uma multiplicação matricial, de forma que a transformação inversa seria o inverso desta multiplicação, por isso foi utilizada a notação de SFA^{-1} . Dessa forma, como o sinal passa pela transformação e depois pela sua inversa, ela pode ser desconsiderada do diagrama de blocos. Esse conceito é aplicado aos outros algoritmos de interface também.

Assim, a impedância *shunt* para o AITM é projetada como um RC em série, com os parâmetros dados por (4.6), considerando S como a potência total do parque eólico, 10 MW, e V a tensão base do sistema, 11 kV, τ como 200 μs e $k = 0.1$. Da forma que a sua impedância no domínio s é dada pela (4.8)

$$Z_{sh}(s) = R_{sc} + \frac{1}{sC_{sn}}. \quad (4.8)$$

Valendo das leis de Kirchoff para análise de circuito e considerando a corrente da eólica $I_s(s)$ como entrada e $V_g(s)$ como uma perturbação, o diagrama de blocos deste sistema pode ser montado. A Figura 4.13 mostra este diagrama de blocos, onde

$$\gamma(s) = \frac{1}{(Y_o + Y_{eq1}) \cdot Z_{AC} + 1}(s); \quad (4.9)$$

$$\alpha(s) = -1 * [(Y_o + Y_{eq1} + Y_{AC}) \cdot (Z_{AC}) \cdot (Y_{eq2} - Y_{AC}) + Y_{AC}](s); \quad (4.10)$$

$$\beta(s) = \frac{1}{Z_{maq} \cdot (Y_{sh} + Y_{maq} + Y_{eq3})}(s) \quad (4.11)$$

sendo $Y(s)$ o inverso da função $Z(s)$ definida em (4.5).

Dessa forma, a equação de transferência de malha aberta pode ser deduzida em (4.12)

$$F_{o-aitm}(s) = e^{-s \cdot 2T_d} \cdot \gamma(s) \cdot \alpha(s) \cdot \beta(s) \cdot Z_{maq}(s) \quad (4.12)$$

onde T_d é o atraso entre os simuladores e foi definido na Seção 4.1. Assim, pode-se valer do critério de Nyquist para verificar a estabilidade. Neste cenário

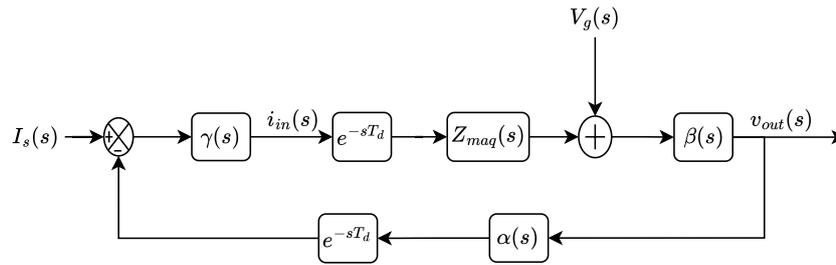


Figura 4.13: Diagrama de blocos do sistema com o AITM.

onde há uma perturbação, o critério de Nyquist prova-se útil para avaliar estabilidade, visto que só é preciso analisar ele uma única vez ao invés de analisar a função de malha fechada de cada entrada e perturbação.

Utilizando os parâmetros de planta definidos no Apêndice A e o valor de Z_{sh} definido por (4.6), pode-se traçar o gráfico de Nyquist presente na Figura 4.14.

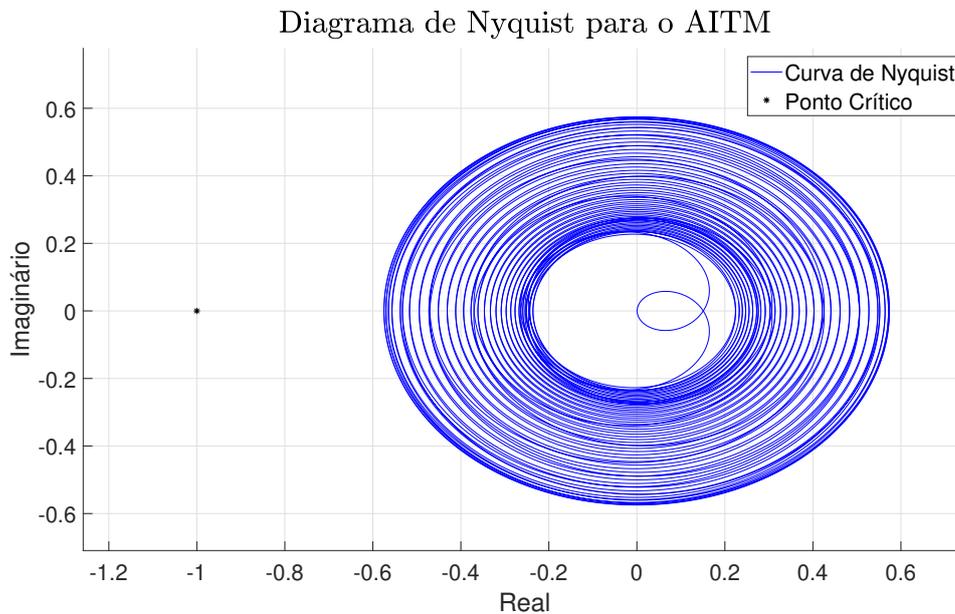


Figura 4.14: Diagrama de Nyquist para o AITM.

Observando a Figura 4.14 pode-se concluir que, caso não haja polos instáveis da equação de malha aberta, o sistema realimentado deve ser estável. Essa condição de polos da malha aberta pode ser considerada verdadeira porque todas as funções são compostas por elementos passivos que não possuem polos instáveis. Além disso, a Figura 4.14 tem um comportamento circular bem acentuado por conta dos atrasos da forma e^{-sT} , onde T representa um atraso qualquer. Essa exponencial acaba por criar infinitos polos no sistema realimentado, o que causa o comportamento circular, mas todos eles são estáveis, visto que obedecem o critério de Nyquist e não enlaçam o ponto crítico.

Uma segunda alternativa para o projeto da impedância de acoplamento é o

de perda mínima no algoritmo. A impedância de acoplamento do algoritmo inclui perdas em relação ao sistema original, visto que ela é algo que só existe por conta do algoritmo. Assim, se essas perdas forem muito grandes, o sistema não está perto do comportamento original, tornando o estudo ineficaz. Logo, um valor alto dessa impedância é desejado, visto que quanto maior seu valor, menos energia ele consome e, portanto, mais energia flui ao sistema original. Assim, considerando um consumo de 1% nessa impedância da potência ativa total transmitida, pode-se obter o valor usando a expressão (4.13)

$$R_{sh-2} = \frac{V_{ll}^2}{0.01 \cdot S_{eolica}} \Omega, \quad (4.13)$$

onde V_{ll} é a tensão de linha e S_{eolica} é a potência nominal da eólica. Em valores numéricos, essa resistência fica no valor de 1210 Ω . Para manter a simplicidade desta metodologia, é considerado somente uma impedância resistiva.

Com esse novo valor, um novo diagrama de Nyquist pode ser traçado. A Figura 4.15 mostra este diagrama, mostrando que o sistema nessa configuração seria instável, visto que a curva enlaça o ponto crítico. Esse sistema será simulado para observar se a metodologia está adequada e consegue prever quando um sistema será instável.

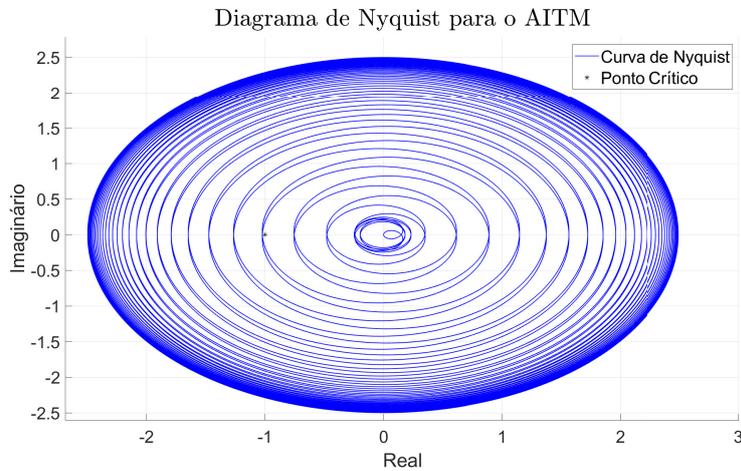


Figura 4.15: Diagrama de Nyquist para o AITM considerando perda de 1% em Z_{sh} .

- LPF AITM

A Figura 4.16 mostra o sistema com o AITM LPF implementado.

A lógica de implementação do sistema é exatamente a mesma do AITM. De fato, a análise do circuito nos dá exatamente a mesma relação, somente adicionando a função do filtro no envio de corrente para o outro subsistema. Logo, o diagrama de blocos pode ser montado e está mostrado na Figura 4.17, onde $\gamma(s)$, $\alpha(s)$ e $\beta(s)$ são dados por (4.9), (4.10) e (4.11) respectivamente.

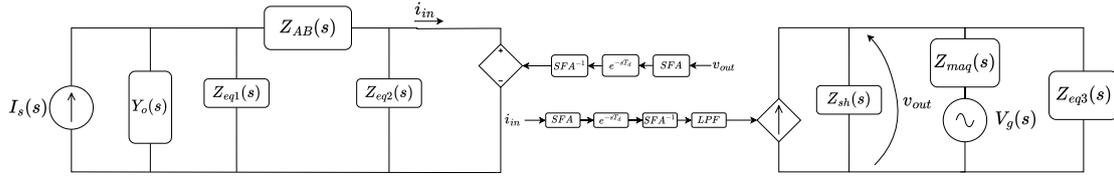


Figura 4.16: Sistema com o AITM LPF implementado.

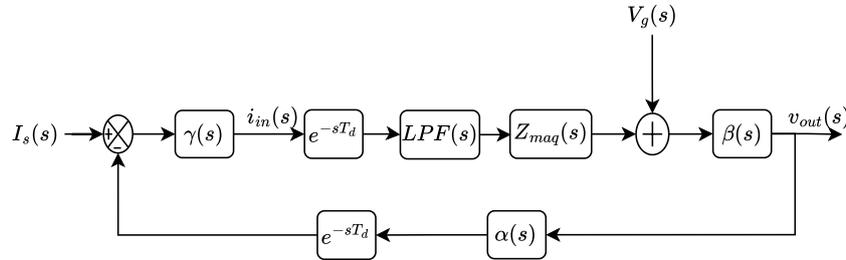


Figura 4.17: Diagrama de blocos do sistema com o LPF AITM.

Assim, é possível deduzir a função de transferência de malha aberta (4.14)

$$F_{o-lpf}(s) = e^{-s \cdot 2T_d} \cdot \gamma(s) \cdot \alpha(s) \cdot \beta(s) \cdot Z_{maq}(s) \cdot LPF(s), \quad (4.14)$$

onde percebe-se que

$$F_{o-lpf} = LPF(s) \cdot F_{o-aitm}. \quad (4.15)$$

Utilizando uma frequência de corte de 1000 Hz para a o filtro passa-baixa, pode-se traçar o diagrama de Nyquist presente na Figura 4.18.

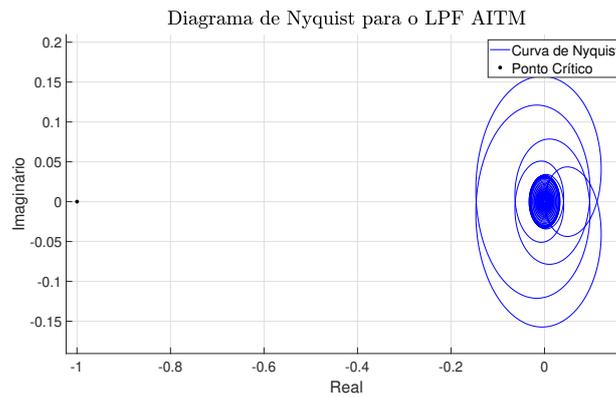


Figura 4.18: Diagrama de Nyquist para o LPF AITM.

Da Figura 4.18 é possível concluir que o sistema deve ser estável, assumindo nenhum polo instável na função de malha aberta. O mesmo comportamento circular é apresentado, devido aos atrasos exponenciais, porém, quando comparado a Figura 4.14 percebe-se uma distância maior em relação ao ponto crítico. Isso mostra que, de fato, o filtro ajuda a aumentar a estabilidade. Nos resultados será visto como esse aumento de estabilidade afeta na precisão.

- PCD

O último algoritmo que será estudado é o PCD. A Figura 4.19 mostra o sistema com ele implementado.

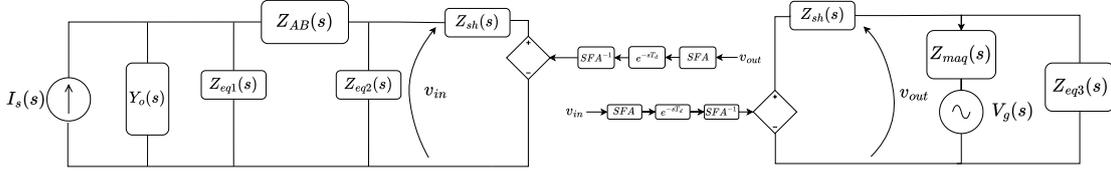


Figura 4.19: Sistema com o PCD implementado.

Neste caso, não há uma escolha a ser feita em relação as fontes controláveis, pois ele é simétrico para os dois sistemas. Assim, pode-se seguir para a análise de circuito para encontrar o diagrama de blocos. O mesmo está exposto em Figura 4.20, onde

$$\eta(s) = \frac{-1}{Y_{AB} - Z_{AB} \cdot (Y_{AB} + Y_{eq2} + Y_{sh}) \cdot (Y_o + Y_{eq1} + Y_{AB})}(s); \quad (4.16)$$

$$\zeta(s) = \frac{1}{Z_{maq} \cdot (Y_{sh} + Y_{maq} + Y_{eq3})}(s); \quad (4.17)$$

$$v(s) = -Z_{AB} \cdot Y_{sh} \cdot (Y_o + Y_{eq1} + Y_{AB})(s). \quad (4.18)$$

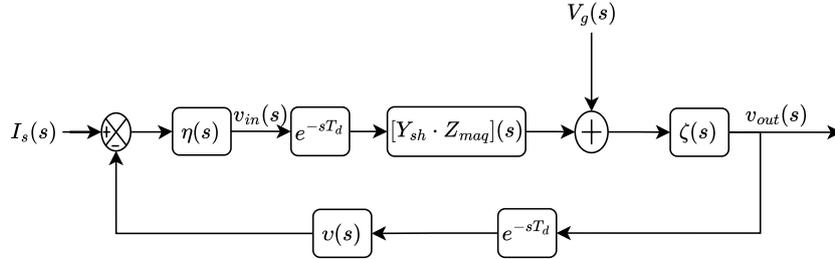


Figura 4.20: Diagrama de blocos do sistema com o PCD.

Dessa forma, a função de transferência de malha aberta pode ser deduzida em (4.19)

$$F_{o-pcd} = e^{-s \cdot 2T_d} \cdot \eta(s) \cdot \zeta(s) \cdot v(s) \cdot Y_{sh}(s) \cdot Z_{maq}(s). \quad (4.19)$$

Seguindo a metodologia proposta para a parametrização da impedância de acoplamento, deveria ser utilizado um circuito $R||L$. Porém, observando a forma de $Y_{sh}(s)$ nesta configuração (4.20)

$$Y_{sh}(s) = \frac{R_{sl} + sL_{sn}}{sL_{sn}R_{sl}}, \quad (4.20)$$

percebe-se que há um polo no zero. Como Y_{sh} multiplica diretamente a função de malha aberta, explicitamente em (4.19) e implicitamente em (4.18), isso adiciona dois polos na origem para a função de transferência de malha aberta. Logo, a análise de estabilidade por Nyquist não se torna mais eficiente, pois com o polo no zero, não é possível afirmar nada sobre o comportamento do sistema.

Assim, a proposta foi adequar a impedância de acoplamento para uma forma em que isso não ocorresse mas que não se perdesse a informação de potência dissipada na mesma. Assim, essa impedância de acoplamento $R||L$ foi calculada para a frequência de 60 Hz. Em seguida, esse número complexo é convertido para o domínio da frequência, através de (4.5) considerando como se fosse um circuito RL em série. Dessa forma, para a frequência nominal do sistema o circuito observava a mesma impedância, mantendo a paridade para a comparação. Porém, em sua função de transferência no estudo de estabilidade, o polo do zero não existia e a análise pode ser feita.

Após essa adequação da impedância de acoplamento e usando os parâmetros da planta, é possível traçar o Diagrama de Nyquist presente na Figura 4.21. Novamente, observa-se que o sistema deveria ser estável pois atende ao critério de Nyquist, e que o comportamento circular é causado pelos atrasos presentes no sistema.

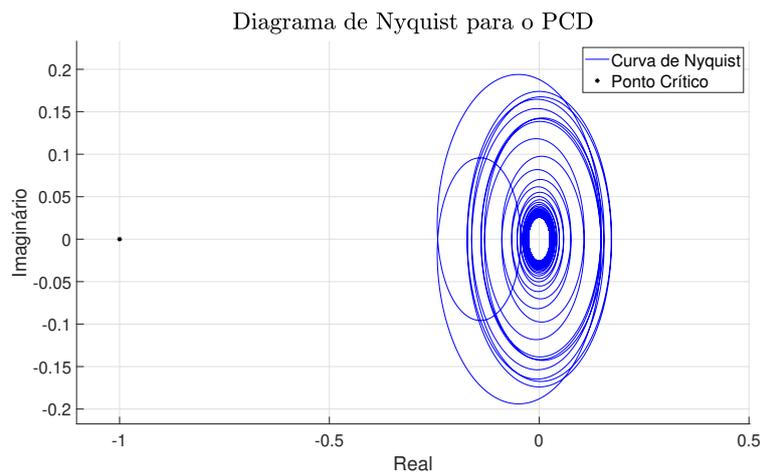


Figura 4.21: Diagrama de Nyquist para o PCD.

4.3 Comparação dos Algoritmos Durante Eventos Elétricos

Para validar a integração do parque eólico com a plataforma, quatro eventos são considerados. Estes eventos são:

- Conexão do parque, isto é, fechamento do disjuntor no PAC, em um cenário de carga leve (apenas o VSD e a bomba de extração de 4 MVA conectados);
- Partida do motor de indução de 5.5 MVA durante carga leve;
- Conexão de uma carga extra de 4 MVA, levando o sistema de carga média para carga alta;
- Queda de 20% na velocidade do vento durante carga alta.

Esses eventos são considerados importantes para entender o funcionamento da plataforma fora de uma situação de regime. O primeiro mostra como a integração do parque pode diminuir a necessidade de combustível do Genset, o que é o tema principal da descarbonização. O segundo mostra a rede em um evento severo da operação, buscando observar os impactos nas variáveis de tensão, corrente e frequência. O terceiro busca levar a plataforma para uma operação nominal. O quarto busca entender se a variação de vento pode causar instabilidade na operação. Todos os eventos são estudados para os três algoritmos, e estes serão comparados entre si para identificar o impacto deles no resultado.

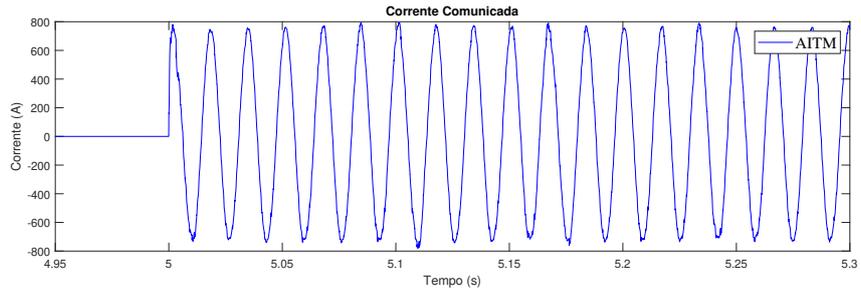
Capítulo 5

Resultados e Discussão

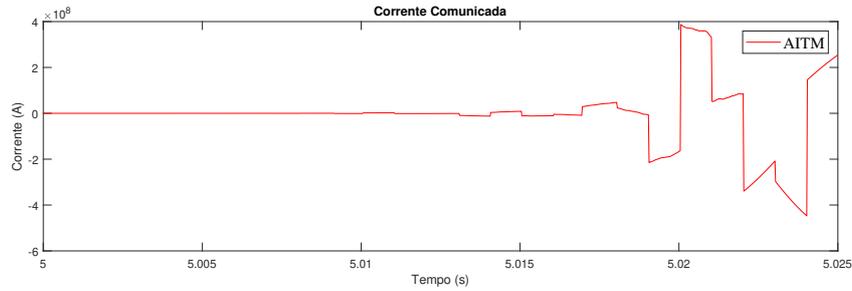
5.1 Estudo de Estabilidade

Para validar o estudo de estabilidade, foi utilizado o evento de conexão do parque à plataforma. Caso esse evento não fosse estável, não havia sentido testar os outros. Além disso, caso o sistema fosse instável, essa conexão iria causar uma realimentação positiva do erro, de maneira que o dado fosse para infinito rapidamente.

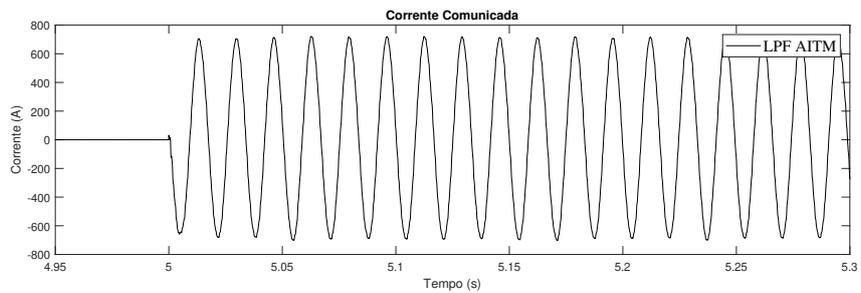
A Figura 5.1 mostra a corrente medida no subsistema do Opal, após o envio pelo SFA e a reconstrução neste simulador, no instante em que o disjuntor é fechado. Assim, a Figura 5.1a mostra o resultado para o primeiro caso com o AITM calculado com a impedância RC em série. A Figura 5.1b mostra o resultado para o AITM calculado com perda de 1%. A Figura 5.1c e Figura 5.1d mostram os resultados para o LPF AITM e PCD, respectivamente.



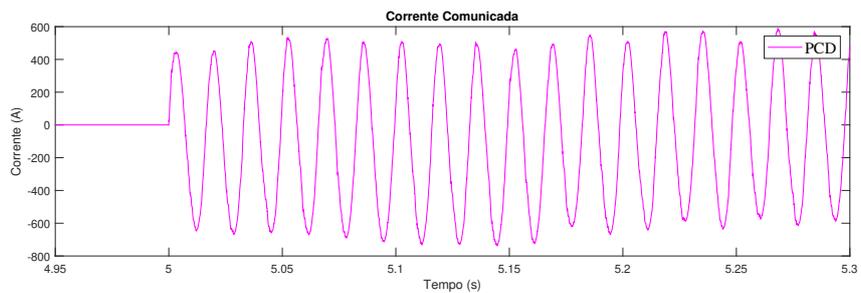
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.1: Corrente comunicada entre os subsistemas durante a conexão do parque. **(a)** AITM com impedância *snubber*. **(b)** AITM com perda de 1%. **(c)** LPF AITM. **(d)** PCD.

Pelos resultados é possível perceber que a metodologia é adequada. Todos os casos foram previstos de maneira correta, até o caso instável, conforme a Figura 4.15. Este caso instável atinge valores na ordem de 10^8 em aproximadamente 20 milissegundos, o que inviabiliza o resto dos estudos. Dessa forma, essa metodologia poderia

ser aplicada em outros tipos de simulações distribuídas. Assim, caso fosse encontrado um caso instável, poderia se alterar os parâmetros do algoritmo ou até mesmo substituí-lo por outro, de maneira a tornar a simulação estável. Além disso, o valor deste resultado está em situações práticas, onde algum equipamento sensível estaria envolvido e que a instabilidade numérica pudesse o afetar de maneira severa.

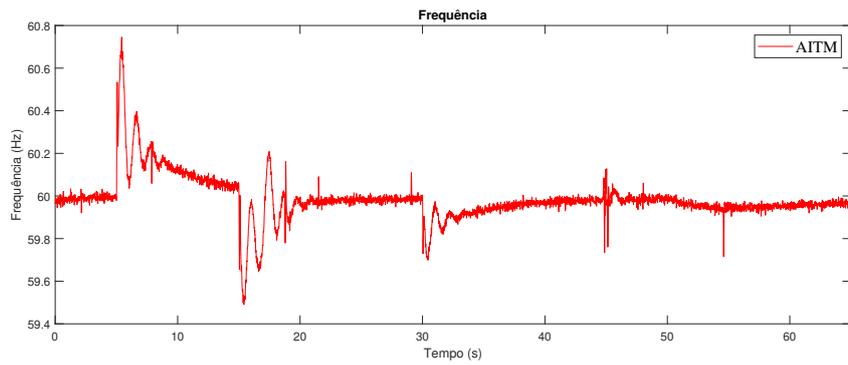
Contudo, apesar de ter sido certo em todas as previsões, mais testes são necessários para validar completamente a metodologia. Explorar casos bases mais complexos, como a bidirecionalidade de energia entre os subsistemas, ou até mesmo mudar os parâmetros do algoritmo e observar se a previsão ainda continua correta.

5.2 Comparação dos Algoritmos

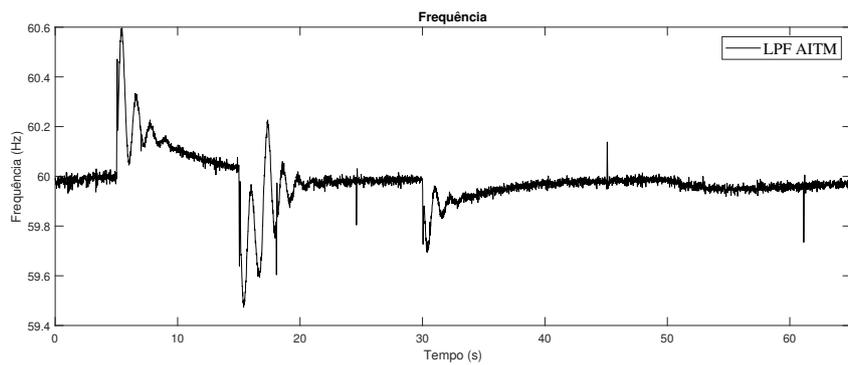
Uma vez validada a estabilidade dos algoritmos, os outros eventos podem ser estudados. A Tabela 5.1 mostra os eventos e o tempo em que eles são aplicados. A Figura 5.2 mostra a frequência da rede elétrica durante todos os eventos. A Figura 5.2a mostra o resultado para o AITM. A Figura 5.2b e Figura 5.2c mostram o mesmo para os outros algoritmos. Em geral, o resultado tem o mesmo comportamento dinâmico, mas cada evento será mostrado com mais detalhes para uma melhor análise.

Tabela 5.1: Tempo de aplicação dos eventos.

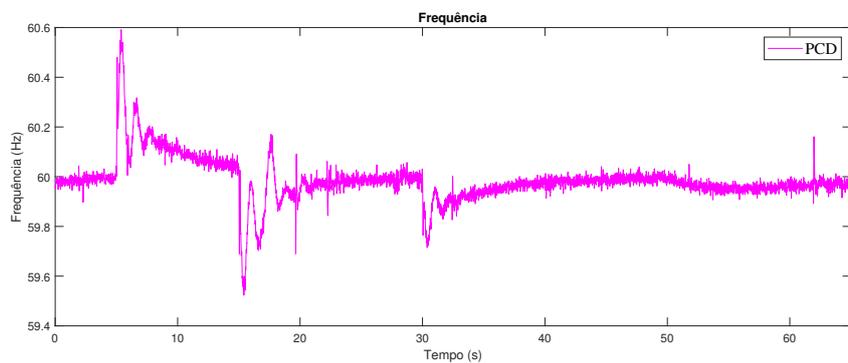
Evento	Tempo (s)
Conexão do Parque	5
Partida do Motor de 5.5 MVA	15
Conexão de Carga Extra de 4 MVA	30
Queda na velocidade de vento	50



(a)



(b)

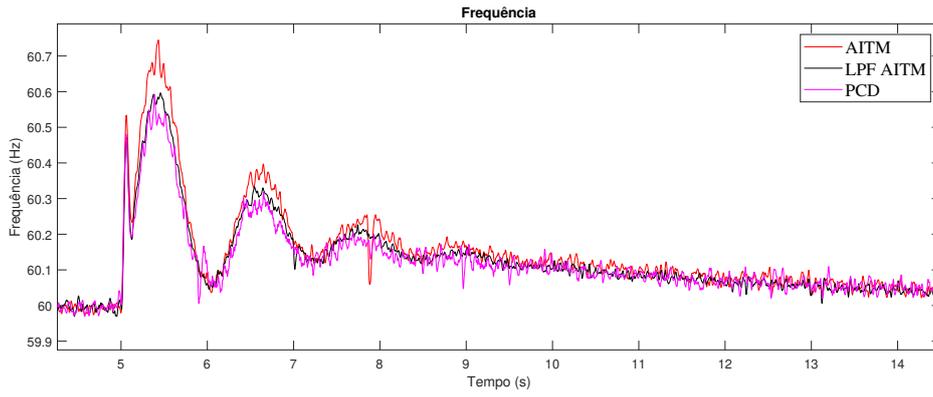


(c)

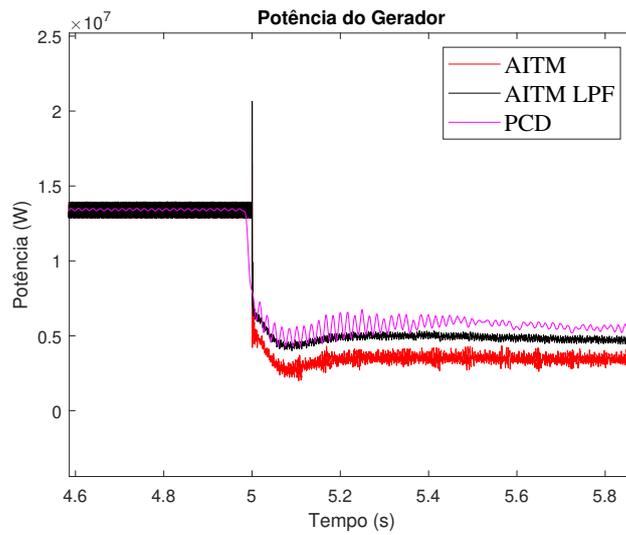
Figura 5.2: Frequência da rede durante todo o estudo. (a) AITM. (b) LPF AITM. (c) PCD.

5.2.1 Conexão do Parque Eólico

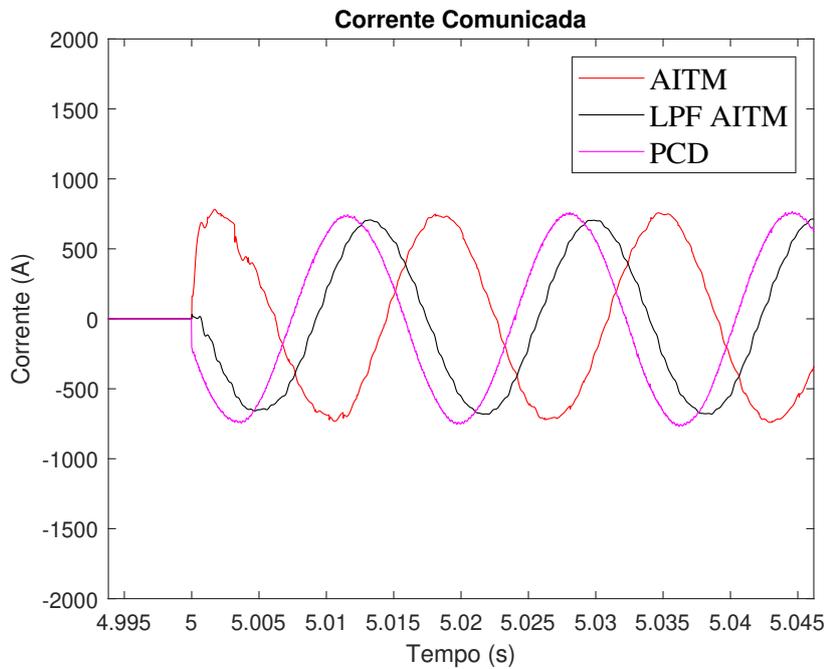
A Figura 5.3 mostra a comparação dos três algoritmos durante o fechamento do disjuntor do PAC, no cenário de geração de 10 MW pelo parque.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.3: Comparações entre os algoritmos durante a conexão do parque. **(a)** Frequência. **(b)** Potência gerada pelo Genset. **(c)** Corrente injetada pelo parque.

A Figura 5.3a mostra a frequência da rede durante a conexão. O seu aumento era esperado, uma vez que um aumento da potência gerada na rede causa uma diminuição do torque elétrico no eixo da máquina. Logo, ficando o torque mecânico maior que o elétrico, a sua velocidade tende a subir, como visto em (3.1), e a frequência elétrica a segue. Além disso, observa-se que o controle de frequência atua como esperado. Primeiramente há uma resposta rápida que aceita o erro de regime - aproximadamente em 60.2 Hz - definida pelo controle primário e em seguida essa frequência vai, paulatinamente, descendo até a referência de 60 Hz, ação do controle secundário mais lento.

Comparando os resultados dos algoritmos, todos apresentaram resultados similares, em termos de comportamento dinâmico e tempo de resposta, mas o AITM apresentou o maior *overshoot* de frequência. Isso pode ser explicado analisando a Figura 5.3b. Como esperado e desejado, a entrada do parque diminui a potência necessitada do gerador, o que diminui o insumo de combustíveis poluentes. Porém, comparando os algoritmos, observa-se que o AITM foi o que mais houve diminuição, seguido do LPF AITM e do PCD. Dessa forma, o AITM é o que melhor está transmitindo a energia gerada pelo parque, quando comparado aos outros algoritmos, de forma que a máquina enxerga mais potência gerada na rede, fazendo com que o *overshoot* de frequência seja maior.

Por fim, é interessante observar o comportamento das correntes no domínio do tempo. Todas as correntes na Figura 5.3c são da fase A, medidas no ponto de conexão do parque com o barramento principal. Observa-se que, em termos de valor de pico todas são similares. Porém, há um claro defasamento entre elas. Tomando o AITM como a onda base, ou seja, de defasamento zero, a defasagem em relação ao LPF AITM se dá por conta do filtro passa-baixa tem esse efeito sobre a corrente. Para o PCD, o que está causando esse efeito é a impedância de acoplamento indutiva, que defasa essa corrente.

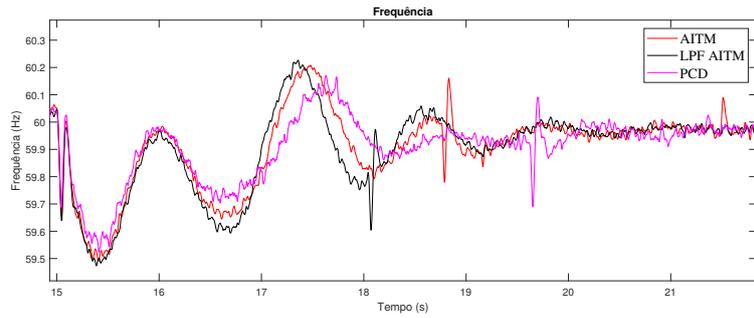
A Tabela 5.2 apresenta um comparativo com os principais valores desta análise, de maneira a quantificar o que foi descrito anteriormente. Um detalhe importante é que tempo de assentamento neste trabalho é considerado como o tempo que leva para o sistema voltar a margem de $\pm 2\%$ da referência de controle, que neste caso é 1 pu.

Tabela 5.2: Principais valores para comparação entre os algoritmos.

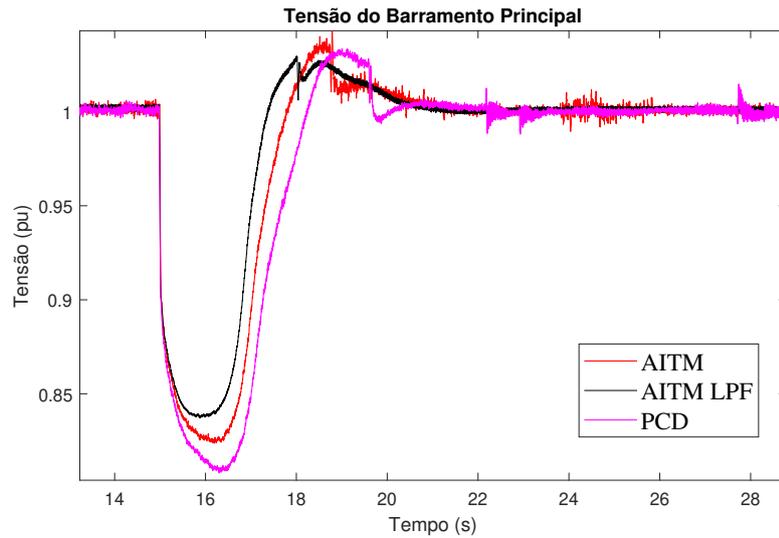
	AITM	LPF AITM	PCD
<i>Overshoot</i> de Frequência (Hz)	0.74	0.59	0.58
Tempo de assentamento para frequência(s)	5.72	5.25	5.29
$\Delta P_{\{gen\}}$ (MW)	10.47	9.55	9.21
Valor RMS da Corrente	526.34	513.19	523.71

5.2.2 Partida do Motor de Indução de 5.5 MVA

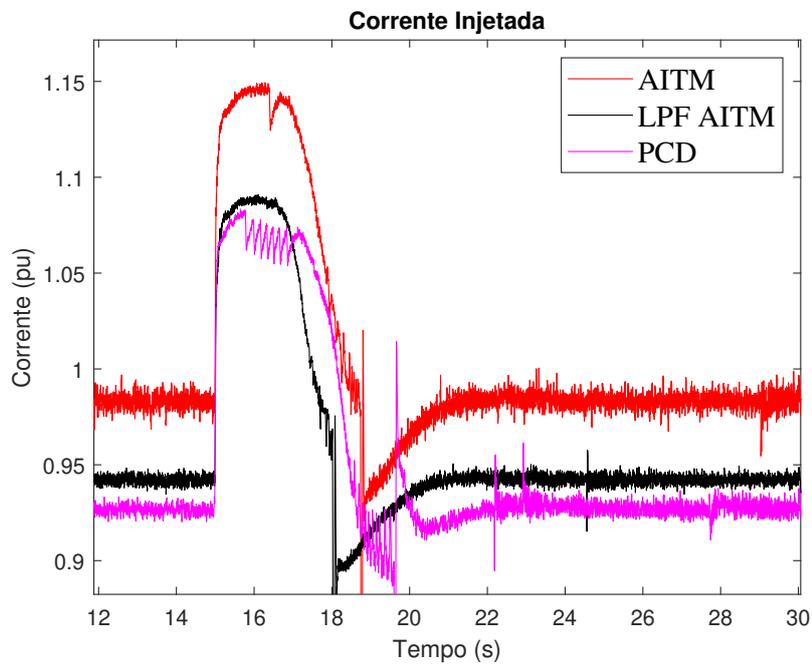
A Figura 5.4 mostra a comparação dos três algoritmos durante a partida direta do motor.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.4: Comparações entre os algoritmos durante a partida do motor de indução. (a) Frequência. (b) Tensão no barramento central. (c) Corrente injetada pelo parque.

A Figura 5.4a mostra a frequência da rede durante a partida direta do motor. A diminuição está de acordo com as equações dinâmicas, pois há um aumento repentino do torque elétrico no eixo do gerador. Tal aumento faria com que o torque mecânico fosse menor do que o elétrico, ocasionando em uma frenagem da mesma e, por consequência, uma diminuição da frequência elétrica. Novamente, é possível observar o comportamento do controle de frequência como o esperado. Os três algoritmos se comportam de maneira similar, até o instante $t \approx 16.4s$ onde o PCD demonstra um comportamento um pouco diferente, tendo um pico de frequência atrasado. Porém, em regime, todos voltam a ser bem parecidos.

A Figura 5.4b mostra a tensão do barramento principal em pu. É importante notar como esse evento gera um distúrbio grande na rede. É esperado que, em um motor de indução de partida direta, as suas correntes de acionamento sejam próximas de 6 a 7 pu, por conta do seu alto consumo de potência reativa nesses primeiros instantes. Essa alta corrente produz, transitoriamente, uma queda de tensão considerável no barramento principal. Apesar disso, o controle se mostra adequado para retornar a tensão ao seu valor de referência. Comparando os três algoritmos, é possível perceber que o PCD é o que demora mais a voltar ao valor de regime, assim como possui o maior *undershoot*. Nesse cenário, o LPF AITM se mostrou superior ao AITM, mas por uma pequena margem, com valores de *undershoot* e tempo de assentamento menores.

A Figura 5.4c mostra o comportamento da corrente injetada pelo parque durante este evento. Observe que como o parque funciona na lógica de MPPT, quando há uma queda de tensão no seu barramento, ele aumenta a corrente de maneira que a potência injetada por ele ainda continue igual. Esse comportamento é igual em todos os algoritmos. Um detalhe interessante de se notar é um comportamento da corrente de queda súbita, que ocorre em todos os algoritmos, porém em tempos diferentes. Isso acontece porque, nesse instante, a tensão se recuperou porém está acima do valor nominal. Logo, para manter a potência constante, é preciso que a corrente diminua.

A Tabela 5.3 mostra os principais dados elétricos da comparação percorrida anteriormente.

Tabela 5.3: Principais valores para comparação entre os algoritmos.

	AITM	LPF AITM	PCD
<i>Undershoot</i> de Frequência (Hz)	0.51	0.54	0.48
Tempo de assentamento para frequência(s)	4.34	4.52	4.72
<i>Undershoot</i> de Tensão (pu)	0.17	0.16	0.19
Tempo de assentamento para tensão (s)	3.32	3.76	4.41

5.2.3 Conexão de Carga Extra de 4 MVA

A Figura 5.5 mostra a comparação dos três algoritmos durante a conexão da carga extra no barramento principal.

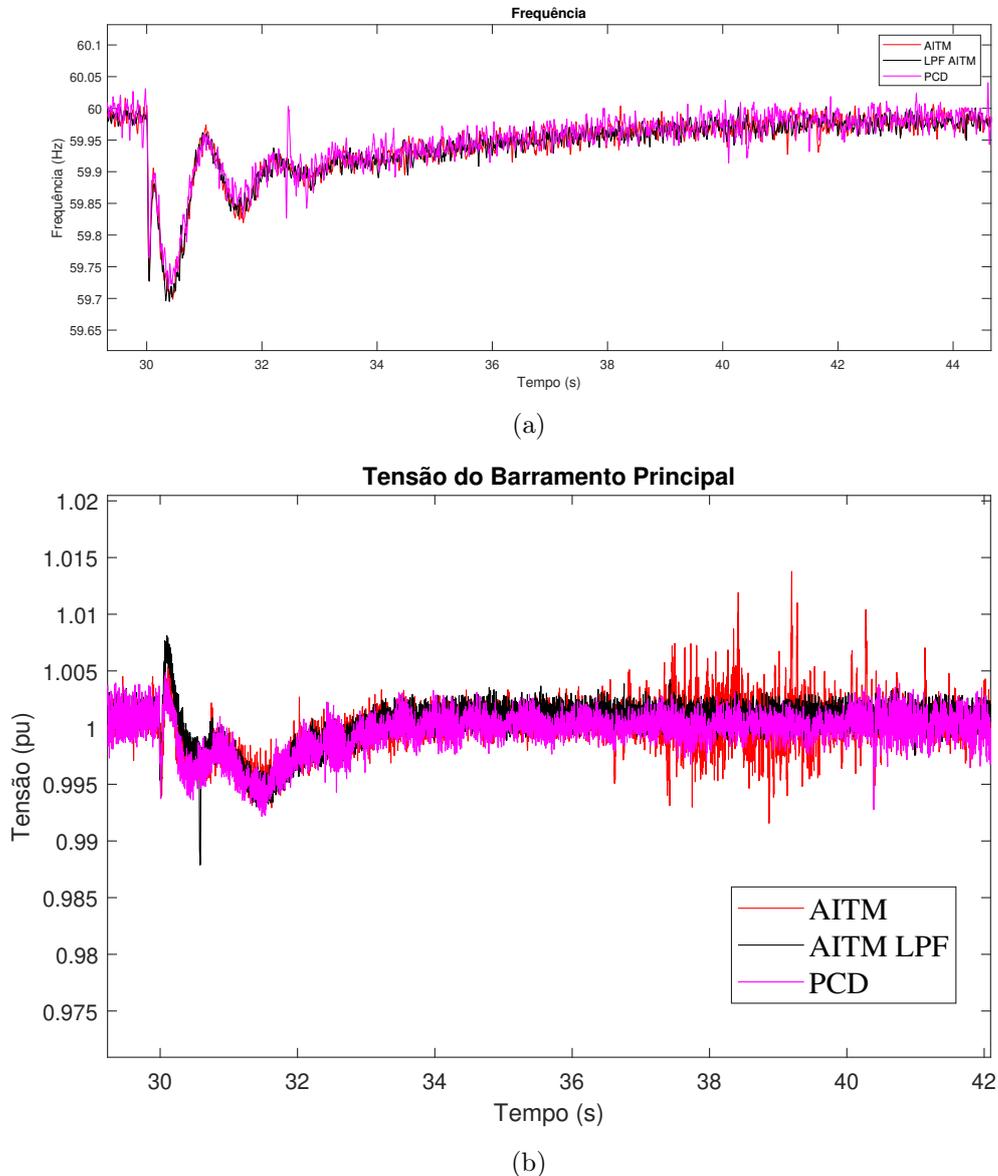


Figura 5.5: Comparações entre os algoritmos durante a conexão da carga extra. **(a)** Frequência. **(b)** Tensão no barramento central.

Em termos gerais, esse evento não traz informações novas ao estudo, quando comparada a Subseção 5.2.2. A principal diferença deste evento para o anterior é que, como é um modelo RL conectado ao terra ao invés de um motor de indução em partida direta, o evento é mais brando na rede. A queda de frequência, apresentada em Figura 5.5a é similar ao do motor, mas a queda de tensão, mostrada em Figura 5.5b não é tão acentuada.

Sendo um evento de tão baixo impacto na rede, a comparação entre os algoritmos

não agrega muitas informações ao estudo. A única comparação interessante é no comportamento de tensão anômalo do AITM do instante $t = 36s$ até $t = 44s$. Não foi encontrada nenhum motivo elétrico para tal comportamento, pois nenhum evento ocorre nesse intervalo, sendo um possível motivo alguma falha de comunicação dos dados que levou a este ruído.

5.2.4 Diminuição de 20% na Velocidade do Vento

A diminuição de velocidade do vento ocorre em rampa diminuindo gradativamente com o tempo.

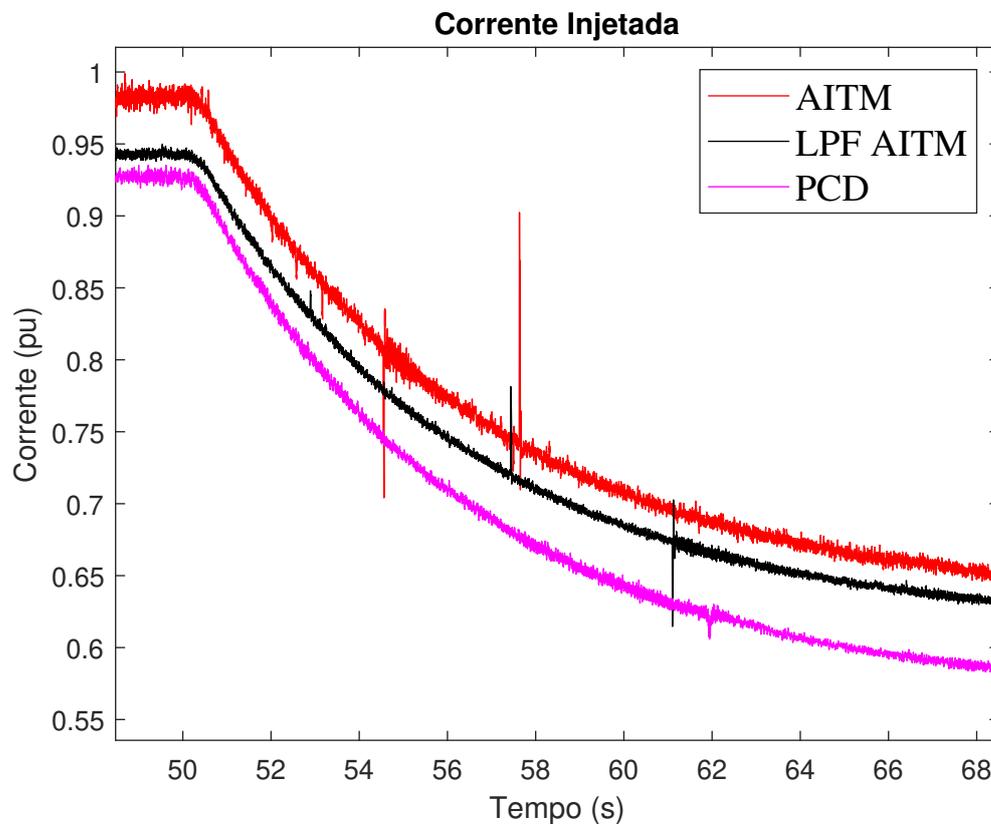


Figura 5.6: Comparação da corrente injetada pelo parque durante a queda da velocidade de vento entre os algoritmos.

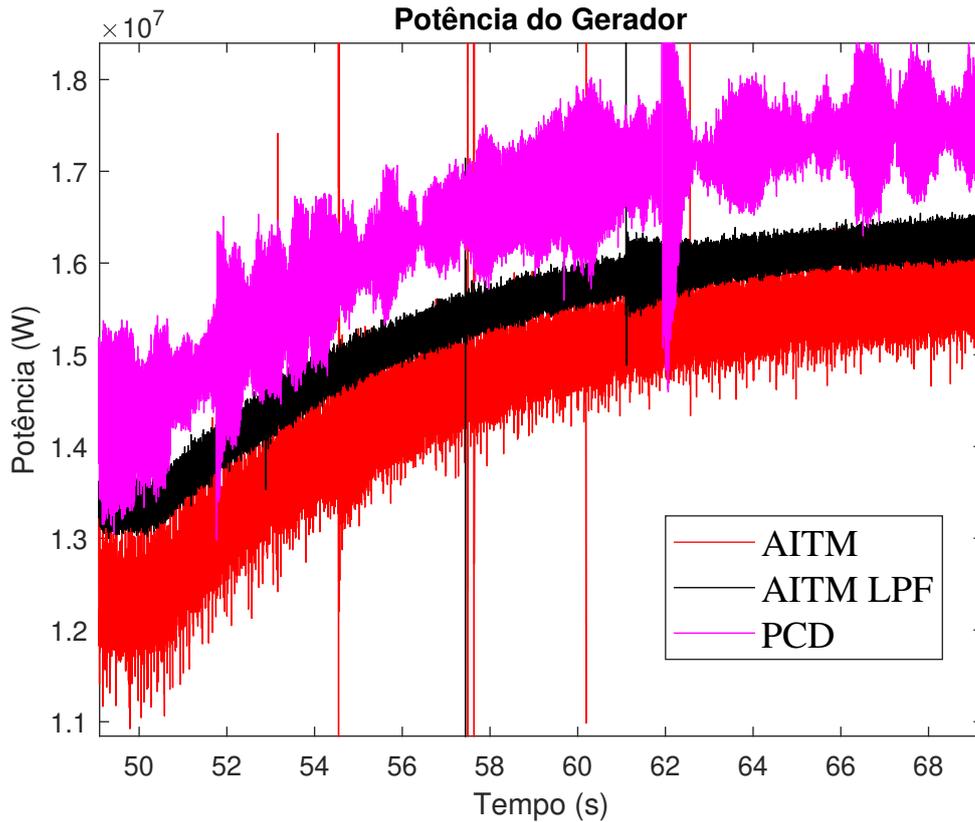


Figura 5.7: Comparação da potência gerada pelo Genset durante a queda da velocidade de vento entre os algoritmos.

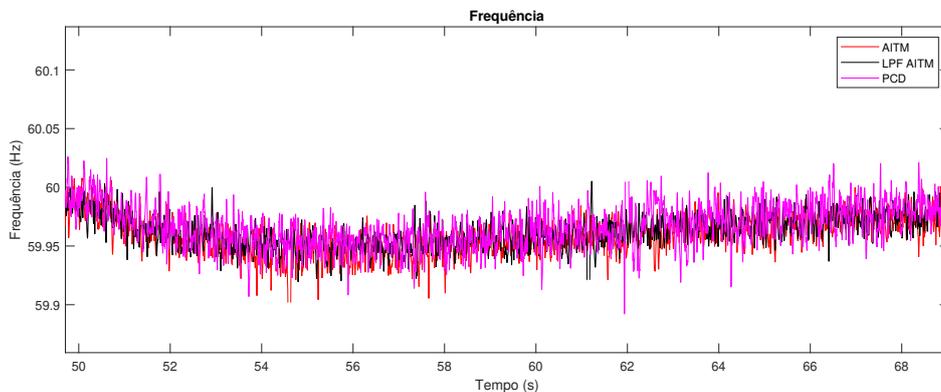


Figura 5.8: Comparação da frequência da rede durante a queda da velocidade de vento entre os algoritmos.

A Figura 5.6 mostra o comportamento da corrente, em pu, durante este evento. Observa-se que a corrente diminui de maneira gradual com a velocidade, como esperado tendo o controle na lógica de MPPT. Comparando os algoritmos, percebe-se que todos tem a queda de maneira idêntica, apesar de terem pontos iniciais e finais distintos. O ponto inicial é distinto porque é considerada a mesma base para os três sistemas - corrente nominal para a geração de 10 MW - porém, por conta das

impedâncias de acoplamento e efeitos dos algoritmos, há uma discrepância entre a energia injetada pelo parque. Esse efeito também foi observado na Figura 5.3b.

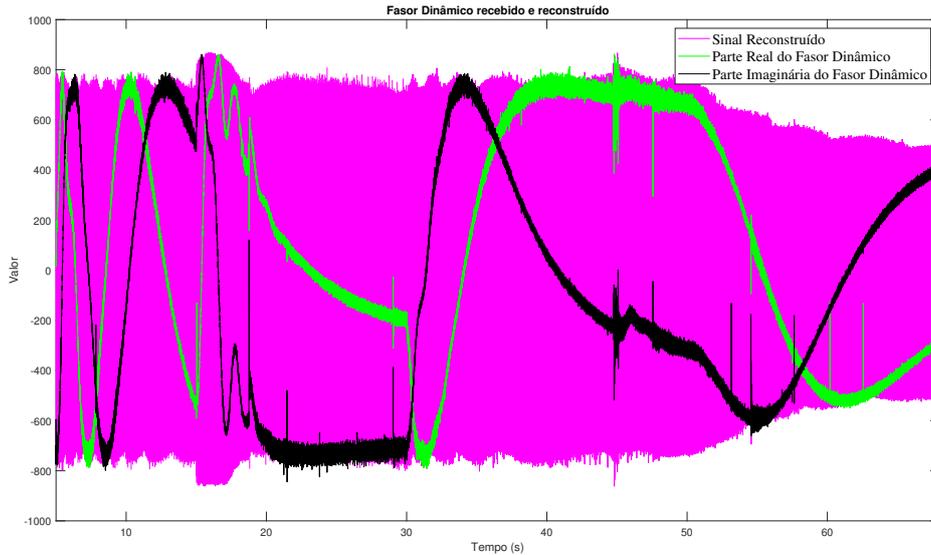
Como em nenhum momento a carga diminui, o gerador precisa compensar essa queda de potência do parque, como mostrado na Figura 5.7. Neste caso, apesar de ser um cenário de carga alta, ainda havia disponibilidade de potência no gerador, o que fez com que ele compensasse esse déficit de energia. A Figura 5.8 também mostra esse comportamento, visto que a frequência diminui justamente por essa necessidade de maior potência mecânica no eixo do gerador.

Neste caso, ainda havia margem para geração no Genset. Porém, se estivesse em um cenário mais crítico de carga, onde todo o gerador estivesse sido utilizado, poderia-se ter um problema de operação. A tensão poderia cair ou até mesmo cargas poderiam ser desconectadas para aliviar a situação. Desta forma, ao projetar e estudar essa integração de parques eólicas a plataformas, é importante dimensionar os equipamentos de forma que quedas de vento inesperadas não tirem a plataforma de operação.

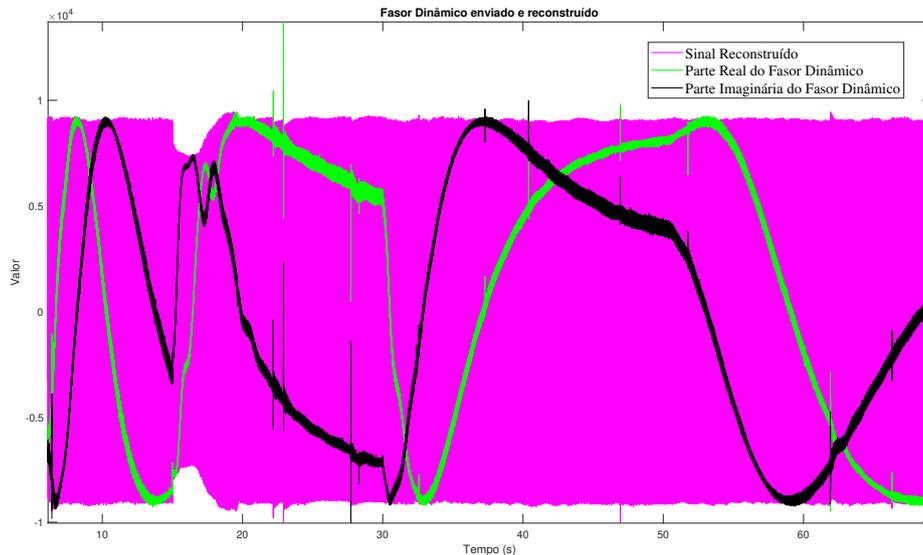
Em todos os algoritmos, obteve-se um ΔP_{gen} de 3.6 MW. Para a corrente, a queda foi de aproximadamente 0.4 pu. Esse valor faz sentido por conta do fator de escalonamento. Uma vez que há este fator, a queda é aplicada nas duas turbinas, fazendo com que a diminuição seja de, na verdade, 40% na geração eólica.

5.2.5 Análise de Comunicação

A Figura 5.9 mostra os dados comunicados e reconstruídos de uma fase durante toda a simulação.



(a)



(b)

Figura 5.9: Dados comunicados e reconstruídos no domínio do tempo para fase A pela ótica do OPAL RT 4610XG. (a) Dados recebidos. (b) Dados enviados.

Este resultado mostra como o comportamento da rede real, que possui um tempo de resposta a eventos, influencia na comunicação dos dados. A mudança de frequência dos dados elétricos ocasiona uma mudança de frequência de envio por conta do SFA, além da mudança de amplitude causada pelos próprios eventos, como o afundamento de tensão causado pela partida do motor de indução.

As Figuras 5.10 e 5.11 mostram recortes da Figura 5.9a. A Figura 5.10 representa o comportamento dos sinais em regime permanente e a Figura 5.11 durante o evento do fechamento do disjuntor do PAC. É possível notar que em regime o com-

portamento é próximo do esperado, sendo os sinais do fasor praticamente constante, a onda de corrente é bem próxima de uma senoide pura, mostrando que o impacto do canal de comunicação no dado não é sentido.

Durante o evento, esses dados variam no tempo, e, logo, são influenciados pelo atraso. Porém, uma coisa a se notar é a baixa frequência desta variação em relação ao atraso de 1 *ms*. Dessa forma, a comunicação consegue representar essa variação, mesmo que com alguma perda causada pelo canal. Assim, observando como os resultados elétricos estão condizentes com o esperado, pode-se concluir que a simulação se comportou como esperado, apesar deste empecilho da comunicação, o que valida a escolha do SFA para este estudo.

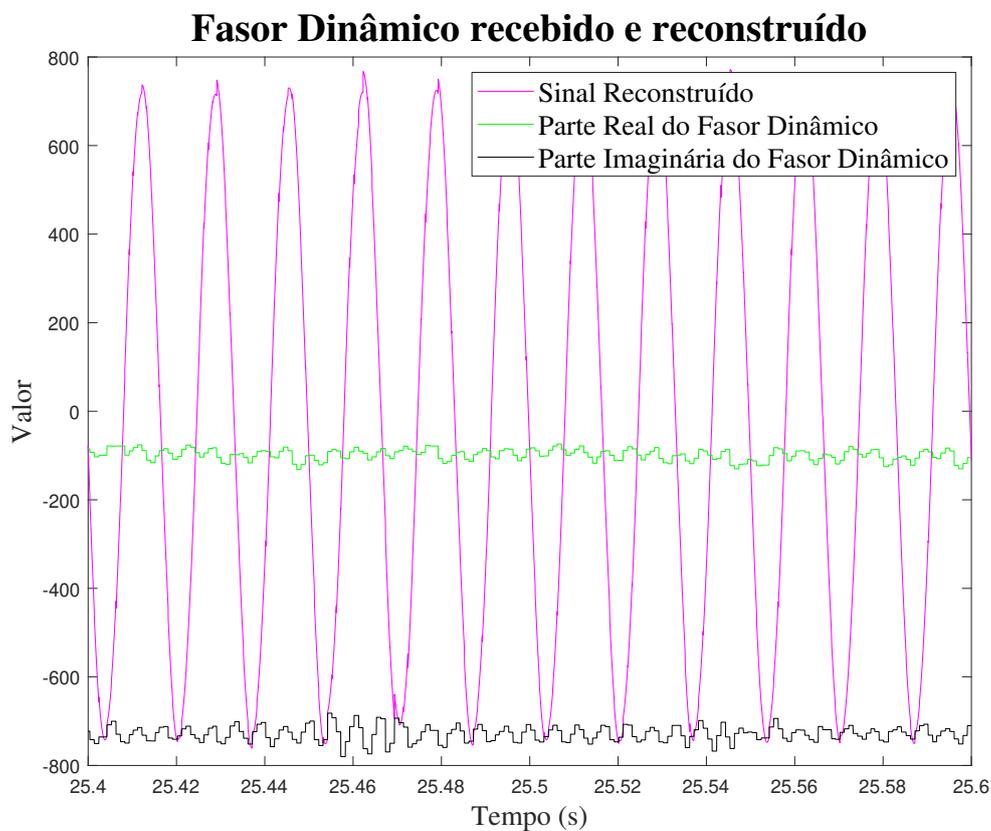


Figura 5.10: Recorte dos sinais em regime permanente.

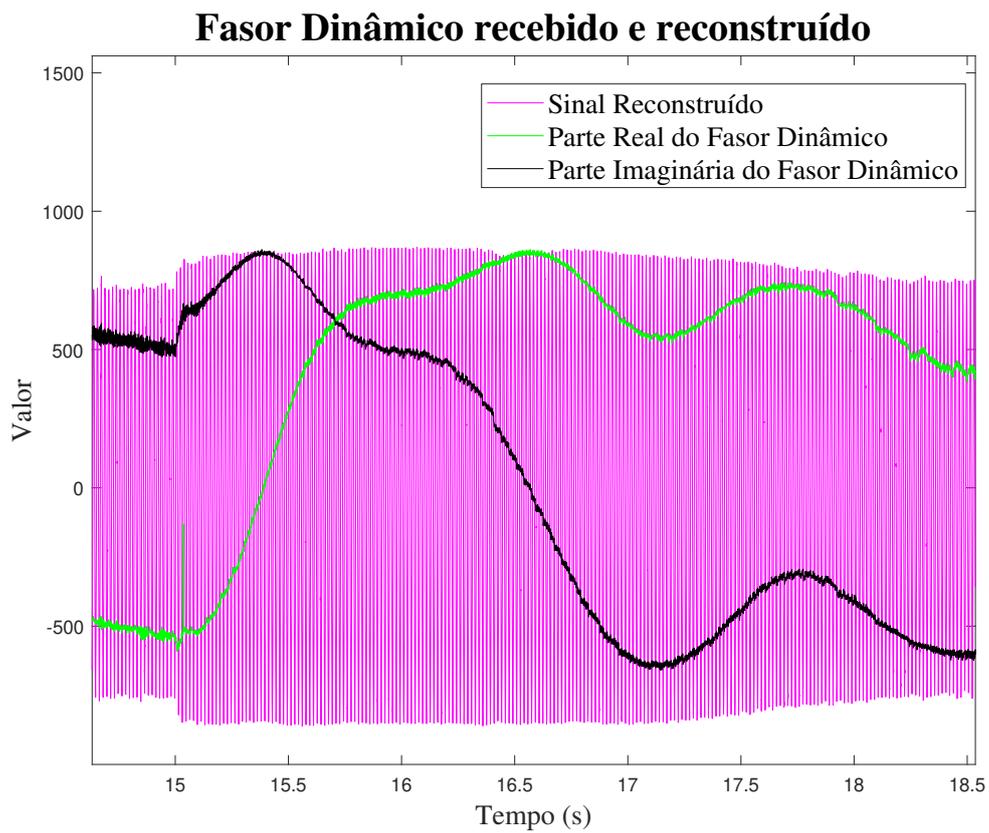


Figura 5.11: Recorte dos sinais durante o fechamento do disjuntor do PAC.

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho traz à tona como plataformas de petróleo podem utilizar de energia eólica *offshore* para diminuição da sua emissão de gás carbônico, se adequando a um processo de transição energética.

Para estudar essa integração de parques eólicos a plataformas de petróleo, o trabalho vale-se de duas ferramentas que são combinadas: a simulação em tempo real e a co-simulação. Dessa forma, o trabalho mostra o conceito dessas duas ferramentas e como as implementar de maneira conjunta, utilizando uma estrutura com os simuladores Typhoon HIL 602+ e Opal RT OP4610XG, se comunicando através de cabos Ethernet.

Os principais algoritmos de interface presentes na literatura são apresentados, mostrando como é o seu funcionamento. Além disso, eles são comparados entre si, mostrando a sua aplicabilidade para situações específicas.

Uma metodologia de análise sobre a estabilidade é conduzida. Ela é baseada em impedâncias e modelos médios dos dispositivos, valendo-se de diagrama de blocos e usando o critério de Nyquist para inferir sobre a estabilidade do sistema. Tal metodologia é aplicada a cada algoritmo de interface utilizado no estudo. A partir dos resultados pode-se concluir que ela é adequada, conseguindo prever com sucesso todos os casos testados. Além disso, esta pode ser estendida a simulações distribuídas em geral, com certas adaptações, porém ainda é necessário mais testes para validá-la de forma generalizada.

Quatro eventos são aplicados a plataforma, para investigar o impacto dos algoritmos no estudo de integração. A partir dos resultados encontrados, pode-se concluir que os algoritmos apresentados têm comportamento dinâmico similar. Porém, o AITM mostrou ser o mais adequado quando comparado aos outros, mesmo que por uma margem pequena, por acrescentar as menores perdas e o menor impacto no sistema.

Os resultados dos eventos mostram que a integração é possível, a configuração de parque eólico com gerador síncrono respondeu bem aos eventos impostos. Assim,

é uma topologia válida para a descarbonização das plataformas de petróleo.

Por fim, este trabalho mostrou uma maneira de realizar co-simulações em tempo real. Desde a metodologia de estabilidade, até como implementar a simulação em um caso real, passando pela implementação dos algoritmos de interface, do protocolo de comunicação e dos modelos. Logo, para pesquisas futuras, esse trabalho pode ser tomado como referência para a metodologia.

As principais sugestões para trabalhos futuros são:

- a expansão da análise de estabilidade, buscando entender melhor a linha limite de estabilidade para cada algoritmo;
- impacto de outros protocolos de comunicação no estudo elétrico, assim como utilização de outros métodos de fasor dinâmico;
- dimensionamento adequado do parque tendo em vista normas de operação, buscando entender quanto de geração eólica é preciso de fato para haver descarbonização mas ainda mantendo qualidade de operação;
- impacto de outras metodologias de controle do parque eólico no sistema estudado;
- impacto da utilização de outras fontes de energia renovável, como painéis fotovoltaicos e pilhas a combustível, na operação da plataforma.

Referências Bibliográficas

- [1] “Acordo de Paris”. 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
- [2] LEACH, G. “The energy transition”, *Energy policy*, v. 20, n. 2, pp. 116–123, 1992.
- [3] AGENCY, I. E. *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. Relatório técnico, International Energy Agency, 2021. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.
- [4] AGENCY, I. E. “Global Energy and Climate Model”. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/stated-policies-scenario-steps>.
- [5] INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, G. E. B. I. “Projeções de Longo Prazo de Demanda por Petróleo”. 2023. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/projecoes-de-longo-prazo-de-demanda-por-petroleo/>. Acessado em: 20 de dezembro de 2023.
- [6] KORPÅS, M., WARLAND, L., HE, W., et al. “A case-study on offshore wind power supply to oil and gas rigs”, *Energy Procedia*, v. 24, pp. 18–26, 2012.
- [7] MARVIK, J. I., ØYSLEBØ, E. V., KORPÅS, M. “Electrification of offshore petroleum installations with offshore wind integration”, *Renewable energy*, v. 50, pp. 558–564, 2013.
- [8] MOJLISH, S., ERDOGAN, N., LEVINE, D., et al. “Review of hardware platforms for real-time simulation of electric machines”, *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 3, n. 1, pp. 130–146, 2017.

- [9] CAVALCANTI, R. C. G. “Modelagem Simplificada de Aerogeradores em Simulador de Tempo Real para Estudo de Conexão com Plataformas Offshore”. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, 2022.
- [10] ANTERO, G. D. S. “Avaliação de Interfaces de Dados para Co-Simulação de Sistemas Elétricos em Tempo Real”. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, 2023.
- [11] VOGEL, S., RAJKUMAR, V. S., NGUYEN, H. T., et al. “Improvements to the co-simulation interface for geographically distributed real-time simulation”. In: *IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, v. 1, pp. 6655–6662. IEEE, 2019.
- [12] RUEDA, O. A. S. *Simulador em Tempo-Real Baseado na Integração de Módulo FPGA e CPUs para Avaliação de Controladores Embarcados de Conversores Eletrônicos de Potência*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2019.
- [13] BÉLANGER, J., VENNE, P., PAQUIN, J.-N., et al. “The what, where and why of real-time simulation”, *Planet Rt*, v. 1, n. 1, pp. 25–29, 2010.
- [14] FUJIMOTO, R. M. “Research challenges in parallel and distributed simulation”, *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation (TOMACS)*, v. 26, n. 4, pp. 1–29, 2016.
- [15] BARBIERATO, L., PONS, E., MAZZA, A., et al. “Stability and accuracy analysis of a distributed digital real-time cosimulation infrastructure”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 58, n. 3, pp. 3193–3204, 2022.
- [16] BRANDL, R. “Operational range of several interface algorithms for different power hardware-in-the-loop setups”, *Energies*, v. 10, n. 12, pp. 1946, 2017.
- [17] GOMES, C., THULE, C., BROMAN, D., et al. “Co-simulation: a survey”, *ACM Computing Surveys (CSUR)*, v. 51, n. 3, pp. 1–33, 2018.
- [18] GONZÁLEZ, F. A., RODRÍGUEZ, R. A. N., CONTRERAS, J. P. “Multiperiod Optimal Power Flow in a co-simulation environment of MATLAB and PSCAD/EMTDC”. In: *2023 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, pp. 1–6. IEEE, 2023.
- [19] YANG, C., XUE, Y., ZHANG, X.-P., et al. “Real-time FPGA-RTDS co-simulator for power systems”, *IEEE Access*, v. 6, pp. 44917–44926, 2018.

- [20] SUMMERS, A., HERNANDEZ-ALVIDREZ, J., DARBALI-ZAMORA, R., et al. “Comparison of ideal transformer method and damping impedance method for PV power-hardware-in-the-loop experiments”. In: *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 2989–2996. IEEE, 2019.
- [21] DE JONG, E., DE GRAFF, R., VASSEN, P., et al. “European white book on real-time power hardware in the loop testing: Derlab report no. r-005.0”, 2012.
- [22] GLORIA, R. V., ANTERO, G. D. S., AMARAL, J. M. T. D., et al. “Assessment of Interface Algorithms for Real-Time Co-Simulation”. In: *8th IEEE Southern Power Electronics Conference*. IEEE, 2023.
- [23] SUMMERS, A., HERNANDEZ-ALVIDREZ, J., DARBALI-ZAMORA, R., et al. “Comparison of Ideal Transformer Method and Damping Impedance Method for PV Power-Hardware-In-The-Loop Experiments”. In: *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 2989–2996, 2019. doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980690.
- [24] VENKATASUBRAMANIAN, V., SCHATTLER, H., ZABORSZKY, J. “Fast time-varying phasor analysis in the balanced three-phase large electric power system”, *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. 40, n. 11, pp. 1975–1982, 1995.
- [25] HENSCHHEL, S. *Analysis of electromagnetic and electromechanical power system transients with dynamic phasors*. Tese de Doutorado, University of British Columbia, 1999.
- [26] DANIEL, L. D. O. “Simulador de transitórios eletromagnéticos utilizando fasores dinâmicos para análise não-linear de redes elétricas com equipamentos FACTS”, 2018.
- [27] MIRZ, M., VOGEL, S., REINKE, G., et al. “DPsim—A dynamic phasor real-time simulator for power systems”, *SoftwareX*, v. 10, pp. 100253, 2019.
- [28] GOMES JR, S., ALMEIDA, L., LIRIO, F., et al. “O novo Programa Computacional ANAHVDC para Simulação dos Múltiplos Elos HVDC do SIN considerando Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos”, *Belo Horizonte, Brasil*, 2019.
- [29] MUDUNKOTUWA, K., FILIZADEH, S. “Co-simulation of electrical networks by interfacing EMT and dynamic-phasor simulators”, *Electric Power Systems Research*, v. 163, pp. 423–429, 2018.

- [30] SMITH III, J. “Mathematics of the discrete Fourier transform with audio applications”, *Booksurge LLC*, 2006.
- [31] MARTÍ, J. R., DOMMEL, H. W., BONATTO, B. D., et al. “Shifted Frequency Analysis (SFA) concepts for EMTF modelling and simulation of Power System Dynamics”. In: *2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1–8, 2014. doi: 10.1109/PSCC.2014.7038487.
- [32] RUPASINGHE, R. A. T. J. K. “Advanced methods, models, and algorithms for multi-rate co-simulation of power system transients”, 2021.
- [33] CALLEGARI, J. M. S., VITOI, L. A., BRANDAO, D. I. “VFD-based coordinated multi-stage centralized/decentralized control to support offshore electrical power systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022.
- [34] ANTUNES, H. M. A., BRANDAO, D. I., BIAJO, V. H., et al. “Floating, production, storage, and offloading unit: A case study using variable frequency drives”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2023.
- [35] “Biblioteca ARTEMiS”. <https://www.opal-rt.com/solver/>. Acesso em: 26 de março de 2024.
- [36] KUNDUR, P. “Power system stability”, *Power system stability and control*, v. 10, pp. 7–1, 2007.
- [37] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, 2016. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [38] AMARAL, J. M. T., RAMOS, J. S., EMMERIK, E. L. V., et al. “Assessment of Offshore Wind Turbine Controls for Integration with Offshore Oil and Gas Platforms”. In: *2024 4th International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, pp. 1–6, 2024. doi: 10.1109/SGRE59715.2024.10428829.
- [39] BARZOLA, J., SIMONETTI, D. L., FARDIN, J. F. “Energy storage systems for power oscillation damping in distributed generation based on wind turbines with PMSG”. In: *2015 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, pp. 655–660. IEEE, 2015.
- [40] ROOS, P. “A comparison of grid-forming and grid-following control of VSCs”. 2020.

- [41] YAZDANI, A., IRAVANI, R. *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [42] ALVES, A. G. P. *Metodologia para auto-ajuste de controladores de corrente em conversores fonte de tensão conectados a redes sujeitas a distúrbios harmônicos*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2022.
- [43] “Medium Voltage Submarine Cable Parameters”. <https://www.zmscable.com/zms-cables/Special-Cable/Medium-Voltage-Submarine-Cable>. Acesso em: 26 de março de 2024.
- [44] KIMBARK, E. *Direct Current Transmission*. N. v. 1. Wiley Interscience, 1971. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=j-00zQEACAAJ>>.
- [45] KUMAR, S., RAI, S. “Survey on transport layer protocols: TCP & UDP”, *International Journal of Computer Applications*, v. 46, n. 7, pp. 20–25, 2012.
- [46] “Parametrização de Circuitos Snubber em Componentes Acoplados”. Disponível online em: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/concepts/coupling_snubber_parametrization.html, s.d. Acessado em: 31/03/2024.

Apêndice A

Parâmetros do Sistema

A.1 GENSET

Tabela A.1: Parâmetros do RAT.

Variável	Descrição	Valor
T_r	Constante de Tempo do Filtro de Entrada [s]	5×10^{-3}
k_a	Ganho Proporcional [pu]	250
T_a	Constante de Tempo [s]	3×10^{-2}
T_b	Constante de Tempo de Atraso [s]	0.1
T_c	Constante de Tempo de Avanço [s]	0.17
k_e	Constante Proporcional do Campo [pu]	1
T_e	Constante de Tempo do Campo [s]	1.25
k_f	Ganho da Realimentação [pu]	0.2
T_f	Constante de tempo da Realimentação [s]	1
$V_{r\max}$	Saída Máxima do Controlador [pu]	1
$V_{r\min}$	Saída Mínima do Controlador [pu]	-0.9
E_1	Tensão para o Fator de Saturação [pu]	6.6
E_2	Tensão para o Segundo Fator de Saturação [pu]	4.95
SE_{E_1}	Fator de Saturação	1.65
SE_{E_2}	Fator de Saturação para E_2	1.13
e_{fb}	Excitador Base [V]	22.14

Tabela A.2: Parâmetros da Máquina.

Variável	Descrição	Valor
S_n	Potência Aparente Nominal [MVA]	36.25
pf	Fator de Potência Nominal	0.8
S_{pm}	Potência Nominal do Acionador Primário [MW]	29
V_t	Tensão Nominal de Linha LL-RMS [kV]	11
N_p	Número de Pares de Polos	2
X_d	Reatância Síncrona no Eixo d [pu]	1.13
X_q	Reatância Síncrona no Eixo q [pu]	1.12
X_0	Reatância de Sequência Zero [pu]	0.05
X_{d_t}	Reatância Transitória no Eixo d [pu]	0.2
X_{d_st}	Reatância Subtransitória no Eixo d [pu]	0.16
X_{q_st}	Reatância Subtransitória no Eixo q [pu]	0.22
$T_{oc_t_d}$	Constante de Tempo Transiente OC no Eixo d [s]	3.78
$T_{oc_st_d}$	Constante de Tempo Subtransiente OC no Eixo d [s]	0.05
$T_{oc_st_q}$	Constante de Tempo Subtransiente OC no Eixo q [s]	0.035
R_a	Resistência de Armadura [pu]	0.002
X_a	Reatância de [pu]	0.15
J	Momento de Inércia do Rotor [$kg.m^2$]	3175
F	Atrito do Rotor [N.m.s]	0.02
R_{exc}	Resistência do Sistema de Excitação [Ω]	1×10^{-3}
L_{exc}	Indutância do Sistema de Excitação [H]	1×10^{-6}

Tabela A.3: Parâmetros do Governador.

Variável	Descrição	Valor
R	Ganho do Droop [pu]	25
T_{sr}	Constante de Tempo do Controlador [s]	0.15
T_{ct}	Constante de Tempo da Turbina [s]	0.1
T_{tt}	Constante de Tempo da Turbina [s]	0.1
$P_{t_{max}}$	Potência Mecânica Máxima [pu]	0
$P_{t_{min}}$	Potência Mecânica Mínima [pu]	1.2
t_{tb}	Torque Base da Turbina [Nm]	165 786
$K_{i_{cag}}$	Ganho Integrativo no CAG [pu]	10
$K_{p_{cag}}$	Ganho Proporcional no CAG [pu]	25

A.2 Eólica

Tabela A.4: Parâmetros do PMSG.

Variável	Descrição	Valor
Parâmetros Elétricos		
P_{nom}	Potência nominal [W]	5.0×10^6
V_{nom}	Tensão nominal de linha [V]	3.3×10^3
R_s	Resistência do estator [Ohm]	0.02
L_d	Indutância d [H]	0.5×10^{-3}
L_q	Indutância q [H]	1.2×10^{-3}
Parâmetros Mecânicos		
p	Pares de polos	97.0
f_{e_nom}	Frequência nominal [Hz]	20
H	Constante de inércia [s]	8
J	Momento de inércia [kg·m ²]	620.9736
D_p	Coefficiente de atrito [Nm]	0.0621
ψ_{pm}	Fluxo magnético [Wb]	1451.056
$Torque_{\text{nom}}$	Torque mecânico nominal [Nm]	3 875 155.6806

Tabela A.5: Parâmetros do Conversor.

Variável	Descrição	Valor
Parâmetros do <i>back-to-back</i>		
P_{nom}	Potência ativa nominal [W]	5×10^6
$V_{\text{nom_rms}}$	Tensão nominal RMS [V]	3300
f_{sw}	Frequência de comutação [Hz]	4000
m	Índice de modulação	0.7
V_{dc}	Tensão do elo CC [V]	10 860
C_{cc}	Capacitor do elo CC [F]	10×10^{-3}
Filtro LC do lado da rede.		
$L_{1\text{-inv}}$	Indutor do filtro [H]	0.0901
$RL_{1\text{-inv}}$	Resistência do filtro L [Ohms]	0.01
$C_{f\text{-inv}}$	Capacitor do filtro [F]	1.3957×10^{-6}
$R_{f\text{-inv}}$	Resistência do capacitor [Ohms]	28.4653
Controle do Inversor		
$kp_{\text{current_pu_inv}}$	Ganho proporcional da corrente [pu]	2.38
$ki_{\text{current_pu_inv}}$	Ganho integrativo da corrente [pu]	4.88
$kp_{\text{cc_pu_inv}}$	Ganho proporcional da corrente [pu]	0.21
$ki_{\text{cc_pu_inv}}$	Ganho integrativo da corrente [pu]	3.37×10^{-4}
Filtro LC do lado da máquina.		
$L_{1\text{-ret}}$	Indutor do filtro [H]	0.0901
$RL_{1\text{-ret}}$	Resistência do filtro L [Ohms]	0.005
$C_{f\text{-ret}}$	Capacitor do filtro	3.50×10^{-4}
$R_{f\text{-ret}}$	Resistência do capacitor do filtro	0.15
Controle do Retificador		
$kp_{\text{current_pu_ret}}$	Ganho proporcional da corrente [pu]	1.79
$ki_{\text{current_pu_ret}}$	Ganho integrativo da corrente [pu]	2.46

A.3 Motores, Transformadores e Cabos

Tabela A.6: Parâmetros dos Motores de Indução.

Variável	Descrição	Valor
Motor de Indução 1		
$S_{n_{MI}}$	Potência Base [MVA]	4.5
R_s	Resistência do Estator [Ohms]	0.0289
L_s	Indutância do Estator [H]	0.0422
$R_{r,s}$	Resistência do Rotor Vista do Estator [Ohms]	0.0280
$L_{r,s}$	Indutância do Rotor Vista do Estator [H]	0.0422
L_m	Indutância Mútua [H]	0.1098
N_p	Número de Pares de Polos	2
Motor de Indução 2		
$S_{n_{MI}}$	Potência Base [MVA]	5.5
R_s	Resistência do Estator [Ohms]	0.0236
L_s	Indutância do Estator [H]	0.0548
$R_{r,s}$	Resistência do Rotor Vista do Estator [Ohms]	0.0253
$L_{r,s}$	Indutância do Rotor Vista do Estator [H]	0.0548
L_m	Indutância Mútua [H]	0.1204
N_p	Número de Pares de Polos	2
Motor de Indução 3		
$S_{n_{MI}}$	Potência Base [MVA]	2.5
R_s	Resistência do Estator [Ohms]	0.0516
L_s	Indutância do Estator [H]	0.0242
$R_{r,s}$	Resistência do Rotor Vista do Estator [Ohms]	0.0529
$L_{r,s}$	Indutância do Rotor Vista do Estator [H]	0.0242
L_m	Indutância Mútua [H]	0.2505
N_p	Número de Pares de Polos	2

Tabela A.7: Parâmetros do transformador do parque.

Variável	Descrição	Valor
S_n	Potência nominal do transformador [VA]	40×10^6
V_1	Tensão RMS de linha no primário [V]	11×10^3
R_1	Resistência transversal no primário [pu]	0.01
L_1	Indutância transversal no primário [pu]	0.08
V_2	Tensão RMS de linha no secundário[V]	3300
R_2	Resistência transversal no secundário com enrolamento Y [pu]	0.01
L_2	Indutância transversal no secundário com enrolamento Y [pu]	0.08
R_m	Resistência de magnetização [pu]	350
L_m	Indutância de magnetização [pu]	150

Tabela A.8: Parâmetros do cabo submarino.

Variável	Descrição	Valor
R_{cabo}	Resistência do cabo submarino [Ω/km]	0.0961
L_{cabo}	Indutância do cabo submarino [H/km]	0.32×10^{-3}
C_{cabo}	Capacitância do cabo submarino [F/km]	0.47×10^{-6}
Comprimento do cabo	Comprimento do cabo [km]	10

A.4 VSD

Tabela A.9: Parâmetros do transformador de três enrolamentos.

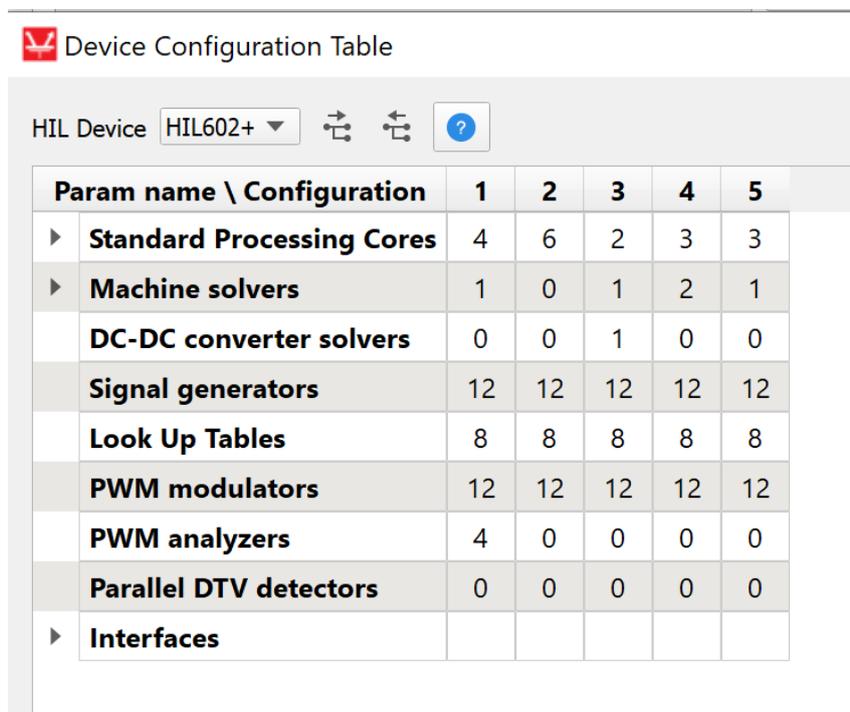
Variável	Descrição	Valor
S_n	Potência nominal do transformador [VA]	10×10^6
V_1	Tensão de linha no primário [V]	11×10^3
R_1	Resistência transversal no primário [pu]	0.002
L_1	Indutância transversal no primário [pu]	0.08
V_2	Tensão de linha no secundário com enrolamento Y [V]	$\frac{11e3}{3}$
R_2	Resistência transversal no secundário com enrolamento Y [pu]	0.002
L_2	Indutância transversal no secundário com enrolamento Y [pu]	0.08
V_3	Tensão de linha no secundário com enrolamento em delta [V]	$\frac{11e3}{3}$
R_3	Resistência transversal no secundário com enrolamento em delta [pu]	0.002
L_3	Indutância transversal no secundário com enrolamento em delta [pu]	0.08
R_m	Resistência de magnetização [pu]	500
L_m	Indutância de magnetização [pu]	500

Tabela A.10: Parâmetros do retificador a doze pulsos.

Variável	Descrição	Valor
C_{rtf}	Capacitância para o lado CC [F]	2×10^{-3}
L_{rtf}	Indutância para o lado CC [H]	0.05×10^{-3}
R_{load_rtf}	Carga CC [Ohms]	12
R_{on}	Resistência de condução dos diodos [Ohms]	0.001
V_f	Queda de tensão de condução dos diodos [V]	0.8
R_s	Resistência em paralelo ao diodo [Ohms]	500
C_s	Capacitância em paralelo ao diodo [F]	250×10^{-9}

Apêndice B

Configurações de Solver do Typhoon



The screenshot shows a software interface titled "Device Configuration Table" for the HIL602+ device. It features a table with columns for configuration parameters and five numbered columns representing different solver configurations. The parameters include Standard Processing Cores, Machine solvers, DC-DC converter solvers, Signal generators, Look Up Tables, PWM modulators, PWM analyzers, Parallel DTV detectors, and Interfaces.

Param name \ Configuration	1	2	3	4	5
▶ Standard Processing Cores	4	6	2	3	3
▶ Machine solvers	1	0	1	2	1
DC-DC converter solvers	0	0	1	0	0
Signal generators	12	12	12	12	12
Look Up Tables	8	8	8	8	8
PWM modulators	12	12	12	12	12
PWM analyzers	4	0	0	0	0
Parallel DTV detectors	0	0	0	0	0
▶ Interfaces					

Figura B.1: Tabela de configurações do *solver* do Typhoon HIL 602+.

Apêndice C

Configurações para o protocolo UDP

Para o protocolo UDP, foram utilizados duas *streams* de dados, uma para o envio e outra para o recebimento. No Opal, essa configuração é feita no software RT-LAB, que é o orquestrador do hardware. A configuração das duas *streams* estão mostradas na Figura C.1 e Figura C.2.

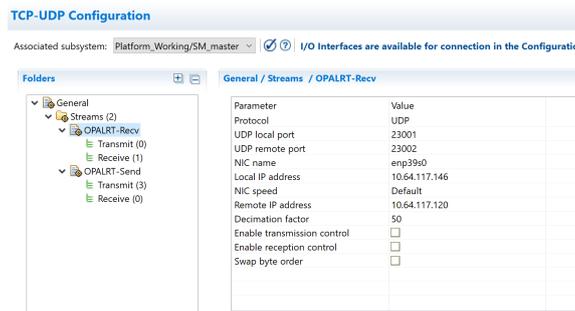


Figura C.1: Configuração para o pacote UDP de recebimento.

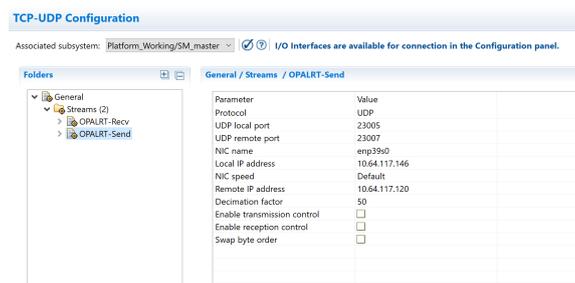


Figura C.2: Configuração para o pacote UDP de envio.

Para o Typhoon, essa configuração é feita por três blocos dentro do modelo. O *ETH-Setup* configura a comunicação, como o endereço IP e o tempo que ocorre a comunicação, o *ETH-Send* que configura o pacote UDP de envio, como as portas que serão utilizadas e o endereço IP de destino, e possui uma entrada para os dados que devem ser enviados e o *ETH VE Receive* que configura o pacote UDP de recebimento e possui uma saída para acessar os dados que estão chegando. Esses blocos estão

mostrados na Figura C.3 e as configurações da UDP são espelhadas em relação ao do Opal, ou seja, o endereço de destino do Opal é o local do Typhoon, e vice-versa.

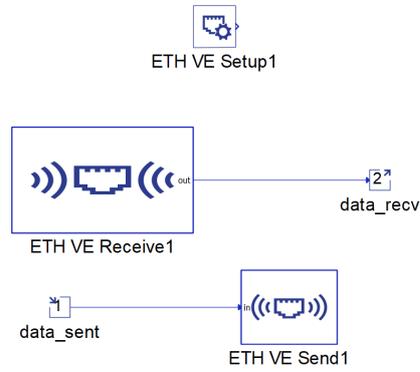


Figura C.3: Blocos usados no modelo para configurar a comunicação UDP.