

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE ENGENHARIA – CAMPUS BAURU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE LEITE PAES

**CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIAS EM PLATAFORMAS
MARÍTIMAS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DO CONTROLE COORDENADO DE
CONVERSORES ELETRÔNICOS**

**BAURU – SP
2024**

FELIPE LEITE PAES

**CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIAS EM PLATAFORMAS
MARÍTIMAS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DO CONTROLE COORDENADO DE
CONVERSORES ELETRÔNICOS**

Defesa da Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia de Bauru – UNESP – Campus de Bauru, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação

Prof. Dr. Fernando Pinhabel Marafão

Orientador

Prof. Dr. Luis Armando De Oro Arenas

Coorientador

BAURU – SP
2024

P126c	Paes, Felipe Leite Contribuições ao Gerenciamento de Potências em Plataformas Marítimas de Petróleo através do Controle Coordenado de Conversores Eletrônicos / Felipe Leite Paes. -- Bauru, 2024 161 p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Bauru Orientador: Fernando Pinhabel Marafão Coorientador: Luis Armando De Oro Arenas 1. Controle Coordenado de Potência. 2. FPSO. 3. Teoria de Potência Conservativa. 4. Conversores Eletrônicos. I. Título.
-------	--

IMPACTO POTENCIAL DESTA PESQUISA

O setor de óleo e gás, essencial para atender à demanda energética global, enfrenta desafios relacionados à sustentabilidade e eficiência. As plataformas FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), que utilizam geradores a gás (GTGs), são grandes emissoras de gases de efeito estufa (GEE) e sofrem com instabilidades elétricas, especialmente durante a conexão de grandes cargas elétricas. Para mitigar esses problemas e apoiar a transição energética, o setor tem investido na modernização dos sistemas e na integração de fontes renováveis de energia.

Este trabalho propõe uma metodologia de controle coordenado aplicada às plataformas FPSO, explorando a multifuncionalidade dos AFE-ASDs (*Active Front-End Adjustable Speed Drives*). Esses dispositivos, além de acionarem grandes cargas, fornecem serviços ancilares, como suporte de potência reativa balanceada e desbalanceada e mitigação de distorções harmônicas. A proposta utiliza a infraestrutura existente, com um controle centralizado que coordena sinais de referência, melhorando a qualidade da energia, reduzindo variações de tensão, desbalanços e distorções, e aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

Validada por simulações baseadas em dados reais de uma plataforma em operação na costa brasileira, a metodologia também contribui para validação da inserção de tecnologias de conversores eletrônicos, que indiretamente apoia a integração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia, alinhando-se às metas globais de sustentabilidade e transição energética.

POTENTIAL IMPACT OF THIS RESEARCH

The oil and gas sector, essential for meeting global energy demands, faces challenges related to sustainability and efficiency. FPSO (Floating Production Storage and Offloading) platforms, which rely on gas turbine generators (GTGs), are significant emitters of greenhouse gases (GHG) and experience electrical instabilities, particularly when connecting large loads. To address these issues and support the energy transition, the sector has been investing in system modernization and the integration of renewable energy sources.

This research proposes a coordinated control methodology applied to FPSO platforms, leveraging the multifunctionality of Active Front-End Adjustable Speed Drives (AFE-ASDs). In addition to powering large loads, these devices provide ancillary services such as balanced and unbalanced reactive power support and harmonic distortion mitigation. The proposed approach utilizes existing infrastructure and implements centralized control to coordinate reference signals, thereby improving power quality, reducing voltage variations, unbalances, and distortions, and enhancing the reliability of the electrical system.

Validated through simulations based on real-world data from a Brazilian offshore platform, the methodology also contributes to the validation of electronic converter technologies. This indirectly supports the integration of renewable energy sources and energy storage systems, aligning with global sustainability goals and the energy transition agenda.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE FELIPE LEITE PAES, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 27 dias do mês de setembro do ano de 2024, às 08:30 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de FELIPE LEITE PAES, intitulada **CONTRIBUIÇÕES AO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIAS EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DO CONTROLE COORDENADO DE CONVERSORES ELETRÔNICOS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFÃO (Orientador(a) - Participação Presencial) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia UNESP Câmpus de Sorocaba, Prof. Dr. RICARDO QUADROS MACHADO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Prof. Dr. MAURICIO BARBOSA DE CAMARGO SALLES (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas / Universidade de São Paulo, Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES (Participação Presencial) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP . Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: **APROVADO** . Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFÃO

Documento assinado digitalmente
 **FERNANDO PINHABEL MARAFÃO**
Data: 28/09/2024 12:03:35-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

"A Deus, minha esposa, minhas filhas, meus pais, mentores e amigos."

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a DEUS pela saúde e pela oportunidade de estar sob Seu cuidado e luz, sempre me proporcionando novas chances de evolução.

Agradeço à minha esposa, Larissa, que sempre esteve ao meu lado, enfrentando juntos todos os momentos difíceis. Você tem sido uma verdadeira guerreira, absorvendo problemas e compartilhando o peso de gerir nossa família, sempre colocando-a como prioridade máxima. Sei que renunciou a muitos sonhos para me apoiar nesta empreitada. Foram anos longos, sempre com os olhos no futuro, e o processo foi contínuo e árduo. Quando nos casamos, o desafio era concluir a graduação em engenharia; foram anos de esforço, mas, felizmente, chegaram ao fim. Contudo, era necessário continuar. Enfrentamos juntos o processo de pós-graduação lato sensu, investindo todas as nossas economias para podermos avançar. Deixamos de fazer muitas coisas, abrimos mão de muito, mas estávamos investindo no futuro da nossa família.

Então veio o mestrado, onde o desafio não era apenas financeiro; foram noites e noites de estudo e trabalho, equilibrando as demandas da empresa com as exigências acadêmicas. Foi nesse período que nasceu nossa primeira bênção, Manuela. Os desafios aumentaram, com sustos, horas em hospitais, noites sem dormir, mas você sempre esteve ao meu lado, especialmente quando pedi demissão da empresa para ministrar aulas e focar na conclusão da dissertação. Você me apoiou quando prestei o concurso do IFSP, e, pela graça de Deus, consegui ser aprovado, mesmo sem o título de mestre e enfrentando uma concorrência de 300 candidatos por vaga. Finalmente, uma excelente notícia: professor no Instituto Federal de São Paulo. E, logo em seguida, outra notícia excepcional: aprovado na defesa de mestrado.

Mas os desafios não pararam. Surgiu a oportunidade de fazer o doutorado, e eu sabia que você achava que precisávamos de um tempo para descansar, uma pausa na correria, mas, ainda assim, me apoiou incondicionalmente mais uma vez. Desta vez, o desafio foi ainda maior: um novo tema, um projeto de pesquisa complexo, muitas entregas e muito trabalho. Durante essa jornada, enfrentamos a pandemia, perdemos amigos e nossas perspectivas mudaram. Nesse período, nasceu mais uma bênção de Deus, a Luiza, que veio florescer o jardim de nossas vidas. Apesar da alegria, ela também trouxe novos desafios: mais noites sem dormir, visitas ao hospital, especialmente quando ela ficou internada e a médica nos alertou sobre a possibilidade de intubação. Meu chão se abriu, mas você estava lá, resiliente como sempre. Agora, o momento de conclusão deste ciclo está chegando, mas você me conhece e sabe que certamente virão outros desafios, e eu sei que você estará sempre ao meu lado.

Gostaria de agradecer às minhas filhas, Manuela e Luiza. Manuela, pelo amor incondicional, pelo cuidado e carinho, pela preocupação com quantas páginas ainda faltavam para o papai concluir o trabalho, e pela compreensão de não poder estar com vocês todos os finais de semana, mesmo quando, indignada, você dizia à mamãe: "Mas hoje é domingo, não é dia de trabalhar, ele precisa folgar." À minha pequena Luiza, pelo seu olhar especial e pelas lágrimas que derrama todos os dias quando não quer sair do carro. Um dia, você lerá este texto e não se lembrará, mas todas as vezes que o papai saía da garagem, você precisava estar no meu colo, buzinando, acendendo o farol, mexendo na seta, e, no final, sempre chorava quando a mamãe vinha te pegar de volta.

Gostaria de expressar minha gratidão aos meus pais, Dorival e Rosana, que sempre estiveram ao meu lado, prontos para me apoiar e fazer o que fosse necessário. Agradeço a Deus por ter me dado vocês, que, mesmo diante de dificuldades, fazem tudo ao seu alcance por mim. Aos meus irmãos, Samuel e Gersa, sobrinhos e toda a família, meu agradecimento por sempre torcerem por mim. Tive o privilégio de ser o primeiro a conquistar um diploma universitário, e é gratificante ver que isso está inspirando outros a seguirem o mesmo caminho.

Agradeço também aos meus mentores, especialmente ao professor orientador Fernando Pinhabel Marafão e ao coorientador Professor Luis de Oro Arenas, que dedicaram finais de semana, reuniões fora de horário e muitas interações para me guiar, oferecendo conselhos, críticas construtivas, cobranças e suporte de forma humanizada, entendendo cada contexto dessa trajetória. Sem eles, este momento não seria possível.

Estendo meus agradecimentos aos professores Augusto Matheus dos Santos Alonso, Helmo Kelis Morales Paredes, Flávio Alessandro Serrão Gonçalves, Rubens Hock Junior, Elisabetta Tedeschi, Marcus Vinicius, Rafael dos Santos, Danilo Iglesias Brandão e José Antenor Pomilio, que de alguma forma, em algum momento, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à empresa PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS) pelo financiamento e pela oportunidade de participar do Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) intitulado "Ferramenta para avaliação do desempenho de sistemas elétricos de plataformas típicas para produção em Libra", no âmbito do Processo 2018/00639-5, que possibilitou o acesso a informações cruciais sobre os modelos utilizados na simulação da plataforma FPSO. Expresso também minha gratidão aos colegas pesquisadores do Grupo de Automação e Sistemas Integráveis (GASI), do Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba

(ICTS), cuja colaboração foi essencial para a integração dos modelos desenvolvidos, viabilizando a avaliação do sistema elétrico, a identificação de oportunidades de melhoria e a criação de um ambiente de simulação preciso para a validação de novas propostas, como o controle coordenado apresentado neste trabalho.

Agradeço aos colegas doutorandos do GASI: Paulo Fernando Silva, José Olímpio de Arimateia Filho, Matheus Branco Arcadepani, Lucas Carvalho Souza, Alex Ferreira Silva e Luiz Bernardino, além de todos os demais integrantes do grupo. Sou especialmente grato pelas nossas conversas nos intervalos do café, pelas novas ideias compartilhadas, pelas risadas, pelas trocas de experiências e sonhos, e pela união, sempre pautada pela disposição de somar esforços em prol de um objetivo comum.

Agradeço aos colegas de profissão, professores e engenheiros que sempre torceram por este momento, em especial Elenilson Beda de Campos, Claudio Marcos Pereira, Kelvin Barbosa, Fernando Borges, Marcelo Patrício Santana, Rodrigo Diver, Marcelo Tirolli. Por fim, agradeço a todos que acreditaram neste sonho: amigos, colegas e alunos, por cada pensamento positivo, oração e palavra de ânimo. Tenho plena certeza de que este momento é fruto de uma somatória de esforços, que inclui meu desenvolvimento como aluno, professor e pesquisador, e cada contribuição de todos que se propuseram, de alguma forma, a somar neste projeto.

RESUMO

Com o avanço de tecnologias e a integração de fontes de energias renováveis, o setor de óleo e gás tem demonstrado compromisso na redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e na transição energética, focando na eletrificação e modernização dos sistemas elétricos de potência (SEP) em plataformas FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*). Normalmente, essas plataformas operam de forma isolada e alimentadas por geradores a gás (GTGs), sendo grandes emissores de GEE, e devido à limitação de potência, eventos como a conexão/desconexão de cargas elevadas podem comprometer a estabilidade dos SEPs, especialmente com a partida direta de grandes motores. Conversores de frequência variável (ASDs), com entrada passiva, são frequentemente empregados para acionar motores elétricos, introduzindo componentes harmônicas que afetam a qualidade da energia, resultando em variações de tensão e frequência, baixo fator de potência e componentes harmônicas nas tensões. O SEP geralmente é supervisionado por um sistema de gerenciamento de potência (*Power Management System* - PMS), que coordena ações através de uma infraestrutura de comunicação com os equipamentos e dispositivos conectados ao SEP. No contexto de modernização e aplicação de novas tecnologias, esta tese de doutorado propõe um controle coordenado utilizando conversores eletrônicos com entrada ativa (AFE-ASDs), para o gerenciamento avançado do fluxo de potência em plataformas marítimas de petróleo, como uma funcionalidade adicional ao PMS. A metodologia proposta é fundamentada no compartilhamento das parcelas de corrente dadas pela Teoria de Potência Conservativa (*Conservative Power Theory* – CPT), usando a Transformada Discreta de Fourier (TDF) com detector de picos para o empacotamento dos sinais e envio desses dados através da infraestrutura de comunicação do PMS, e visa mitigar os efeitos da potência reativa, as distorções harmônicas e desbalanços, fazendo uso da disponibilidade de potência remanescente dos AFE-ASDs distribuídos. A estratégia de controle é avaliada no ambiente de simulação MATLAB/SIMULINK, considerando, na modelagem dos equipamentos, dados de fabricantes e relatórios de cenários operacionais reais de uma plataforma FPSO típica. Os resultados obtidos demonstram que a implementação da estratégia de controle coordenado contribui para o SEP em diversos aspectos: melhoria do fator de potência, redução da variação de tensão em eventos de partida direta de máquinas, redução do risco de colapso de tensão sob condições de carregamento próximo do nominal dos GTGs, mitigação de efeitos de distorção harmônica de corrente e potência reativa de desbalanço.

Palavras-chave: Controle Coordenado de Potência, FPSO, Teoria de Potência Conservativa, Conversores Eletrônicos.

ABSTRACT

With the advancement of technologies and the integration of renewable energy sources, the oil and gas sector has shown a strong commitment to reducing greenhouse gas (GHG) emissions and supporting energy transition, focusing on the electrification and modernization of electric power systems (EPS) in FPSO (Floating Production Storage and Offloading) platforms. These platforms typically are islanded systems powered by gas turbine generators (GTGs), which are significant GHG emitters. Due to power limitations, events such as the connection/disconnection of large loads can compromise the stability of EPS, particularly during the direct starting of large motors. Adjustable Speed Drives (ASDs), with passive input, are often used to drive electric motors, introducing harmonic components that affect power quality, resulting in voltage and frequency variations, low power factor, and harmonic distortions in voltages. EPS are generally monitored by a Power Management System (PMS), which coordinates actions via a communication infrastructure with equipment and devices connected to the EPS. In the context of modernization and the adoption of new technologies, this doctoral thesis proposes a coordinated control strategy using active front-end Adjustable Speed Drives (AFE-ASDs) for advanced power flow management in offshore oil platforms, as an additional feature to the PMS. The proposed methodology is based on the current-based control strategy by sharing the current components from the Conservative Power Theory (CPT), using the Discrete Fourier Transform (DFT) with a peak detector to encapsulate signals and transmit this data through the PMS communication infrastructure, aiming to mitigate the effects of reactive power, harmonic distortions, and imbalances by utilizing the remaining power capacity of distributed AFE-ASDs. The control strategy is evaluated in a MATLAB/SIMULINK simulation environment, incorporating equipment modeling based on manufacturer data and real operational scenarios from a typical FPSO platform. The results demonstrate that the implementation of the coordinated control strategy improves EPS performance in several aspects: power factor improvement, reduction of voltage variations during direct machine starts, reduced risk of voltage collapse under near-nominal GTG loading conditions, and mitigation of harmonic current distortion and reactive power unbalances.

Keywords: Coordinated Control, FPSO, Conservative Power Theory, Electronic Converters.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração de uma plataforma FPSO, com destaque dos GTGs.....	24
Figura 2 — Topologia básica do sistema elétrico de uma plataforma FPSO.	24
Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado de uma plataforma FPSO.....	26
Figura 4 - Rendimento de GTGs em estudo de integração de energia eólica em plataforma offshore.	27
Figura 5 – Integração de funcionalidades do sistema PMS.....	30
Figura 6 – Infraestrutura de comunicação de um sistema PMS em plataformas offshore.	32
Figura 7 – Classificação das estratégias de controle coordenado.....	34
Figura 8 – Arquitetura hierárquica dos níveis de controle.	35
Figura 9 - Topologia do conversor LCI.....	41
Figura 10 – Esquemático da topologia do conversor PWM-CSC.....	42
Figura 11 – Esquemático da topologia do conversor CHB	43
Figura 12 – Esquemático simplificado da topologia do conversor NPC.....	45
Figura 13 – Esquemático da topologia do conversor FC.	46
Figura 14 – Esquemático da topologia do conversor MMC.	47
Figura 15 – Funcionalidade de <i>by-pass</i> em conversores aplicados no acionamento de motores.....	53
Figura 16 – Integração do sistema PMS com função adicional (controle coordenado).	55
Figura 17 – Metodologia de controle coordenado proposta.....	57
Figura 18 – Ciclo de atualização do controle coordenado proposto.	58
Figura 19 – Circuito elétrico simplificado.	59
Figura 20 - Algoritmo de seletividade proposto.....	62
Figura 21 - Capacidade de potência do AFE-ASD em função de sua temperatura.....	64
Figura 22 - Processo de empacotamento de sinais.	66
Figura 23 - Reconstrução de sinais.	66
Figura 24 - Sistema integrado de geração com turbinas a gás.	69
Figura 25 - Sistema integrado de geração com turbinas a gás, modelado no SIMULINK/Artemis.	69
Figura 26 - a) Circuito equivalente de um gerador síncrono b) Modelo de 8ª ordem do gerador considerando os enrolamentos de armadura, de campo e amortecedor.....	70
Figura 27 - Diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador síncrono.....	71
Figura 28 - Diagrama de blocos de excitatriz CA.	72
Figura 29 - Diagrama de bloco do sistema de excitação AC7B/IEEE.	73
Figura 30 - Modelagem do sistema de excitação AC7B/IEEE no Simulink/ARTEMiS.	74
Figura 31 - Diagrama de blocos da turbina a gás.	74
Figura 32 - Diagrama de blocos do modelo da turbina a gás no Simulink/ ARTEMiS.	75
Figura 33 - Diagrama de blocos do regulador de velocidade do sistema de geração.....	75
Figura 34 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade no modo <i>droop</i>	76

Figura 35 - Regulador de velocidade no modo <i>droop</i> com controle secundário no Simulink/Artemis.	76
Figura 36 - Equação mecânica do sistema de geração com 3 geradores.....	77
Figura 37 – Circuito equivalente de transformador tipo “T”.	79
Figura 38 – Diagrama de blocos do modelo LUT utilizado.....	80
Figura 39 – Nuvem de pontos de curvas: a) corrente e velocidade do motor b) conjugado e velocidade da carga c) conjugado e velocidade do motor.	81
Figura 40 – Modelo LUT desenvolvido.....	81
Figura 41 – Acoplamento do modelo LUT através de fontes de corrente.....	82
Figura 42 - Condições de operação do sistema elétrico da FPSO, através da configuração de chaves e barramentos.	89
Figura 43 - Sinais de tensão, velocidade, corrente e torque do motor em processo de partida direta sem controle coordenado.	93
Figura 44 - Sinais de tensão, velocidade, corrente e torque para evento do motor em processo de partida direta com controle coordenado.	94
Figura 45 – Tensão, velocidade, corrente e torque do motor partindo sem o controle coordenado.....	97
Figura 46 – Potência Ativa, Potência Reativa, Potência Aparente e Fator de Potência do motor partindo sem o controle coordenado.....	97
Figura 47 – Tensão, corrente, frequência e corrente de campo do GTG1 durante evento sem o controle coordenado.	98
Figura 48 - Corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 durante evento sem o controle coordenado.	98
Figura 49 – Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e velocidade de um motor em operação durante o evento sem o controle coordenado.	99
Figura 50 - Tensão, velocidade, corrente e torque do motor partindo com o controle coordenado.	100
Figura 51- Potência Ativa, Potência Reativa, Potência Aparente e Fator de Potência do motor partindo com o controle coordenado.	100
Figura 52 - Tensão, corrente, frequência e corrente de campo do GTG1 durante evento com o controle coordenado.	101
Figura 53 - Corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 durante evento com o controle coordenado.	101
Figura 54 – Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 sem o controle coordenado para estudos de casos 3A-3D.	104
Figura 55 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 com o controle coordenado para estudos de casos 3A-3D.	104
Figura 56 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 sem o controle coordenado - caso 3E.	106

Figura 57 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 com o controle coordenado para o caso 3E.	107
Figura 58 – Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para EC4/CB sem o controle coordenado.	112
Figura 59 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o caso 4B com o controle coordenado.....	112
Figura 60 – Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência de um motor em operação durante o evento de partida do caso 4B sem o controle coordenado.....	114
Figura 61 - Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência de um motor em operação durante o evento de partida do caso 4B com o controle coordenado.	114
Figura 62 – Tensão instantânea e corrente instantânea do GTG1 para o caso 4C.	115
Figura 63 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o caso 4D sem o controle coordenado.	116
Figura 64 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o estudo de caso 4D com o controle coordenado.	117
Figura 65 – Saturador de potência por temperatura: a) temperatura e capacidade de potência do AFE-ASD, b) fatores de seletividade, c) potências de compensação e disponibilidade total dos AFE-ASDs de compensação, d) referência de compensação de corrente reativa e de distorção, e) corrente do AFE-ASD em análise.....	119
Figura 66 – Parcelas de potência da CPT durante a simulação: a) A, P, Q, D e Ur durante os intervalos 1-8 de simulação, b) A, P e Q durante intervalos 2-4, c) D e Ur durante intervalos 3-6, d) D e Ur durante intervalo 4, e) D e Ur durante intervalo 5, f) A, P e Q durante intervalos 6-7, g) A, P e Q durante intervalos 7-8.....	121
Figura 67– Parcelas de compensação de corrente no contexto do algoritmo de seletividade: a) A, P, Q, D e Ur durante os intervalos 1-8 de simulação, b) fatores de seletividade, c) potências de compensação e disponibilidade total dos AFE-ASDs, d) parcelas de referência de compensação.	124
Figura 68– Parcelas de compensação de corrente reativa de um AFE-ASD: a) as três fases da parcela reativa da referência de compensação de um AFE-ASD (Int. 1-8), b) início de compensação (Int. 3), c) presença de desbalanceamento (Int. 5), d) saída da carga de desbalanceamento (Int. 5-6), e) redução da compensação antes da partida (Int. 6-7), f) compensação no instante de partida (Int. 6-7), g) compensação no instante de descarte de carga (Int. 7-8).	126
Figura 69 – Parcelas de compensação de corrente de distorção e reativa desbalanceada de um AFE-ASD (3 fases): a) parcelas de corrente de distorção (Int. 4-5), b) início da compensação da potência D (Int. 4), c) término da compensação da potência D (Int. 4-5), d) parcelas de corrente reativa desbalanceada (Int. 5-6), e) início da compensação da potência Ur (Int. 5), f) término da compensação da potência Ur (Int. 5-6).	128

Figura 70 – Empacotamento dos sinais de corrente através da TDF: a) sinais no domínio do tempo das parcelas de compensação reativa, de distorção e desbalanço (Int. 3-6), b) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a, c) vetor de dados com os sinais empacotados da fase b, d) vetor de dados com os sinais empacotados da fase c.	129
Figura 71– Sinais das parcelas de corrente de distorção: a) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a (Int. 3-6); b) detalhe dos dados referentes à corrente de distorção da fase a (Int. 4-5); c) sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase a; d) dados referentes à corrente de distorção da fase b (Int. 4-5); e) detalhe do sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase b; f) dados referentes à corrente de distorção da fase c (Int. 4-5); g) sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase c.	130
Figura 72– Sinais das parcelas das correntes reativas (balanceadas e desbalanceadas): a) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a (Int. 3-6); b) detalhe dos dados referentes às correntes reativas da fase a (Int. 4-5); c) sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase a; d) dados referentes às correntes reativas da fase b (Int. 4-5); e) detalhe do sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase b; f) dados referentes às correntes reativas da fase c (Int. 4-5); g) sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase c.....	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição de potência entre categorias de carga da FPSO.....	25
Tabela 2 - Dados técnicos de modelos de turbinas a gás com potência entre 25 e 40 MW.....	27
Tabela 3 – Modelos de conversores de potência em média tensão disponíveis no mercado.	49
Tabela 4 - Informações comparativas entre topologias de conversores em média tensão.	52
Tabela 5 - Saturador de potência dos AFE-ASDs através de medição de temperatura.....	63
Tabela 6 - Parâmetros da máquina síncrona presente no estudo.....	77
Tabela 7 – Lista dos geradores na plataforma FPSO em estudo.	77
Tabela 8 - Dados técnicos de transformadores da FPSO objeto de estudo.	78
Tabela 9 – Motores de média tensão da plataforma FPSO em estudo.	83
Tabela 10 – Modelagem RL de cabos da plataforma FPSO em estudo.	84
Tabela 11 – Lista de cargas em operação no modo de operação <i>Production</i>	85
Tabela 12 - Lista de cargas em operação no modo de operação <i>Production/ Offloading</i>	86
Tabela 13 - Lista de cargas em operação no modo de operação <i>Preservation</i>	86
Tabela 14 – Lista de cargas instaladas na FPSO modelada.....	87
Tabela 15 - Modos de operação e carregamento na geração da FPSO em estudo.	88
Tabela 16 – Casos e cenários simulados.	92
Tabela 17 – Resultados de variação de tensão e frequência nos geradores de turbina a gás para evento de partida direta de motor.....	94
Tabela 18 – Configuração do sistema elétrico para o estudo de caso 2.	95
Tabela 19 – Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 2.....	96
Tabela 20 – Parâmetros do sistema elétrico do estudo de caso 3.....	102
Tabela 21 – Condições operacionais exploradas no estudo de caso 3.	102
Tabela 22 - Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 3.	103
Tabela 23 – Variação de tensão nas simulações com e sem controle coordenado para os estudos de casos 3A-3D.....	105
Tabela 24 – Resultados em regime dos GTGs para estudos de casos 3A-3D.....	105
Tabela 25 – Variação de Tensão nas simulações para o 3E.....	107
Tabela 26 – Resultados em regime dos GTGs para simulações com e sem controle coordenado para o caso 3E.	108
Tabela 27 – Parâmetros do sistema elétrico do estudo de caso 4.....	109
Tabela 28 – Cenários de análise para estudo de caso 4.....	109
Tabela 29 - Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 4.	109
Tabela 30 – Resultados em regime dos GTGs para simulações com e sem controle coordenado - caso 4A.....	110

Tabela 31 – Resultados de potências, perdas, eficiência, emissão de CO2 e tensão para o caso 4A..	111
Tabela 32 - Variação de Tensão nas simulações para o caso 4B.	113
Tabela 33 – Resultado de distorção harmônica de tensão e corrente para o EC4/CC.....	116
Tabela 34 - Valores de referência tolerância de tensão.....	154
Tabela 35 - Limites de tensão para operação de motores elétricos IEC 60034-1.	155
Tabela 36 - Indicadores e limites de frequência.....	155
Tabela 37 - Limites de Distorção Harmônica de Tensão.	156
Tabela 38 - Indicadores e limites aplicáveis ao SEP de uma plataforma marítima.....	157

SUMÁRIO

1	Introdução	21
1.1	Transição energética e eletrificação de plataformas de petróleo.....	21
1.2	Sistema elétrico de uma plataforma marítima do tipo FPSO	23
1.3	Desafios e oportunidades relacionadas ao SEP de plataformas marítimas de petróleo	28
1.4	Controle coordenado aplicado ao sistema de gerenciamento de energia	32
1.5	Objetivos	37
1.6	Estrutura e organização da tese	38
2	Conversores eletrônicos de potência em plataformas de petróleo.....	40
2.1	Principais topologias de conversores eletrônicos de média tensão aplicadas em plataformas ...	40
2.1.1	Conversor comutado por carga LCI	40
2.1.2	Conversor fonte de corrente PWM CSC	42
2.1.3	Conversor multinível ponte H em cascata CHB.....	43
2.1.4	Conversor com ponto neutro grampeado NPC.....	44
2.1.5	Conversor multinível com capacitor flutuante	46
2.1.6	Conversor modular multinível.....	47
2.1.7	Conversores comerciais de média tensão aplicados na indústria de óleo e gás	48
2.2	Aplicações de condicionamento ativo de potência através de conversores multiníveis	50
2.3	Considerações parciais.....	51
3	Proposta de controle coordenado através de AFE-ASDs em plataformas FPSO.....	54
3.1	Controle coordenado integrado ao PMS	54
3.2	Desenvolvimento da metodologia.....	56
3.2.1	Etapa A: sinais amostrados.....	58
3.2.2	Etapa B: definições da teoria de potência conservativa	59
3.2.3	Etapa C: referência de potência de compensação.....	60
3.2.4	Etapa D: coeficiente de disponibilidade dos AFE-ASDs	60
3.2.5	Etapa E: algoritmo de seletividade	61
3.2.6	Etapa F: corrente total de compensação	62

3.2.7	Etapa G: cálculo de referência de compensação dos AFE-ASDs	63
3.3	Saturador de Temperatura.....	63
3.4	Infraestrutura de Comunicação	65
3.5	Considerações parciais.....	67
4	Modelagem computacional do SEP de uma FPSO	68
4.1	Sistema integrado de geração de turbinas a gás.....	68
4.2	Transformadores	78
4.3	Motores Elétricos	79
4.4	Cabos elétricos, cargas e modos de operação	83
4.5	Levantamento de cargas e modos de operação	85
4.6	Considerações parciais.....	90
5	Simulações computacionais	91
5.1	Estudo de Caso 1: variação de tensão frente a disponibilidade de AFE-ASDs	93
5.2	Estudo de Caso 2: suporte de potência reativa em cenário de colapso de tensão	95
5.3	Estudo de caso 3: diferentes configurações de chaves seccionadoras	101
5.3.1	Estudos de casos 3A ao 3D: três chaves fechadas e uma aberta	103
5.3.2	Estudo de caso 3E: duas chaves abertas e duas fechadas.....	106
5.4	Estudo de caso 4: análise em regime e eventos transitórios com compensação	108
5.4.1	Caso 4A: ajuste de fator de potência em regime	110
5.4.2	Caso 4B: suporte de potência reativa em conexão de cargas	111
5.4.3	Caso 4C: compensação de distorção harmônica de corrente.....	115
5.4.4	Caso 4D: suporte de potência reativa em descarte de cargas	116
5.5	Estudo de caso 5: análise de saturação de potência por temperatura do AFE-ASD	117
5.6	Estudo de caso 6: análise das etapas da metodologia de controle coordenado	120
5.7	Considerações parciais.....	132
6	Conclusões	134
6.1	Trabalhos futuros	135
6.2	Publicações	136
	Referências	138

Apêndice A – Normas aplicadas	153
Anexo 1 – Dados de manual (inversor WEG MVW3000)	159

CAPÍTULO 1

1 Introdução

Este capítulo aborda algumas das tendências sobre transição energética em plataformas marítimas de petróleo, descrevendo as características do sistema elétrico e destacando desafios e oportunidades. Além disso, apresenta os objetivos e motivações desta deste trabalho de doutorado.

O aumento da demanda global por energia é uma realidade que já perdura algumas décadas e com projeções de crescimento entre 30% e 76% até 2050 [1]. E, apesar dos investimentos e aumento na adoção de novas fontes de energia, ainda é prevista uma participação significativa dos combustíveis derivados do setor de óleo e gás na matriz energética mundial [2]. Além disso, o mercado de óleo e gás não se limita à produção de energia, pois também é responsável por suprir insumos para diversos setores, fornecendo materiais essenciais para as indústrias química, de produção de plástico, de fluidos lubrificantes, asfalto e outras [3], [4].

No Brasil, com a descoberta de reservas na camada pré-sal, a produção de hidrocarbonetos teve em aumento anual médio de produção de 4% nos últimos 10 anos e acúmulo de reservas comprovadas de 14,8 bilhões de barris [5], [6]. O Brasil ocupa a nona posição global na produção diária de óleo e gás, com plataformas offshore do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) desempenhando um papel crucial na extração e tornando o Brasil o líder mundial no número de plataformas deste tipo em operação [1], [7], [8].

Apesar da agenda global voltada para a redução de emissões de poluentes e a inserção de fontes alternativas de energia, a indústria de óleo e gás ainda exerce um papel crucial no atendimento à crescente demanda energética [9]. O foco das discussões está na modernização dessa indústria, visando torná-la mais eficiente e capaz de incorporar conceitos de transição energética em seus projetos e processos [10], [11]. Sob essa perspectiva, o setor tem avançado em estudos e aplicações relacionados à eletrificação de plataformas e à transição energética, incluindo estudos sobre a viabilidade de integração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia [12], [13], [14].

1.1 Transição energética e eletrificação de plataformas de petróleo

A eletrificação de plataformas marítimas é um tema que vem sendo estudado como uma resposta às demandas atuais de transição energética, e tem sido objeto de investigação em diversas aplicações, abrangendo perspectivas como a busca por fontes alternativas de energia,

a redução de emissões de poluentes e o gerenciamento energético eficiente [15], [16]. Nesse contexto, o desafio da indústria de óleo e gás concentra-se em implementar essa transição em seus projetos, sem deixar de priorizar a confiabilidade dos sistemas [17], [18], [19]. Os grandes equipamentos rotativos, responsáveis por operações de bombeamento, compressão de gás e outras aplicações e que antes eram acionados por turbinas a gás dedicadas, já são acionados por motores elétricos, caracterizando a evolução para plataformas FPSO *All Electric* [20], [21]. Essas plataformas operam sob condições de alta demanda de energia, com sistemas elétricos isolados e dependentes de geração local [22]. O sistema elétrico conta com a instalação de geradores elétricos movidos por turbinas a gás (GTG – *Gas Turbine Generator*), que são responsáveis por suprir à demanda de energia elétrica da plataforma, geradores a diesel para eventos de emergências, transformadores, motores elétricos de alta potência, cabos umbilicais, sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*) para circuitos prioritários e um sistema de gerenciamento de energia (PMS - *Power Manager System*) [14].

Apesar dos avanços tecnológicos nos projetos atuais de plataformas offshore, com o sistema elétrico sendo alimentado por geradores de turbinas a gás e as cargas representadas por motores elétricos, características como a emissão de CO₂ e a baixa eficiência dos geradores, em torno de 30% a 40%, ainda fazem parte dessa geração de plataformas [23], [24], [25]. A complexidade desses sistemas, aliada à baixa inércia e à regulação de tensão limitada, suscita alguns problemas associados à qualidade de energia, incluindo variações de tensão, baixo fator de potência e distorção harmônica nas correntes [26], [27]. Esses problemas impactam não apenas a eficiência operacional e a segurança das instalações, mas também representam desafios significativos para a confiabilidade e vida útil dos sistemas [28].

No campo da eletrificação de plataformas, várias estratégias estão sendo exploradas para aumentar a eficiência energética e a sustentabilidade em ambientes offshore. Essas estratégias incluem conectar sistemas offshore à rede elétrica terrestre [29], estabelecer conexões diretas entre plataformas e fontes de energia offshore, através de estruturas de microrredes [30], e reutilizar instalações de petróleo e gás descomissionadas em locais de produção de energia renovável [31]. O conceito de transformar plataformas offshore em centros de energia renovável, tem sido indicado como uma alternativa econômica e ecologicamente viável ao descomissionamento tradicional, reduzindo significativamente as emissões de carbono e permitindo a integração de novas funcionalidades aos sistemas existentes [32].

Em [33], os autores apresentaram o conceito de *Power Hubs* flutuantes. Com uma capacidade de geração de 450 MW, esses hubs têm como função centralizar o fornecimento de

energia para as unidades adjacentes. Os resultados indicaram uma eficiência de 45%, considerando a aplicação do conceito de geração por meio de ciclo combinado. Turbinas de geração através de ciclo combinado incluem o aproveitamento da queima dos gases através de uma turbina adicional a vapor [34].

A possibilidade de implantação de *Power Hubs* em plataformas offshore em fase de descomissionamento tem demonstrado ser uma opção atrativa no contexto estratégico. Em um estudo realizado por [35] foram indicadas vantagens, tais como a redução do aporte de investimento inicial, o aumento da eficiência de geração, especialmente com técnicas de ciclo combinado implementadas, e a diminuição da emissão de poluentes.

Em um estudo realizado por [32], foi investigada a implementação de *Power Hubs* com integração de plataformas offshore no contexto do pré-sal brasileiro. O foco do estudo foi analisar o comportamento do sistema elétrico e os desafios relacionados ao gerenciamento de energia e equipamentos, fluxo de potência, eventos de curto-circuito, indisponibilidade de energia e partida de máquinas. Os resultados demonstram que é possível operar tal sistema com um fornecimento estável e seguro.

Assim, o conceito de transição energética em plataformas offshore está se expandindo em várias frentes tecnológicas, dentre as quais se destacam: a integração de conversores eletrônicos de potência para conectar plataformas em *Power Hubs*; a aplicação de conversores eletrônicos para acionamento de cargas [36], [37] e o desenvolvimento e aplicação de tecnologias de armazenamento de energia [38], [39], [40]. A longo prazo, o setor busca a viabilidade de uma plataforma totalmente elétrica, eliminando a necessidade de gás para acionar turbinas ou sistemas de troca de calor ainda existentes nos processos de uma FPSO [9], [41].

1.2 Sistema elétrico de uma plataforma marítima do tipo FPSO

A Figura 1 apresenta uma ilustração em 3D de uma plataforma do tipo FPSO, com destaque para dois sistemas de geração a gás. Através dessa figura é possível observar que os geradores a gás ocupam parte representativa do espaço disponível na plataforma. Assim, a otimização de espaço e peso fazem parte da lista de requisitos em projetos de plataformas, pois impactam significativamente no custo e capacidade produtiva das plataformas.

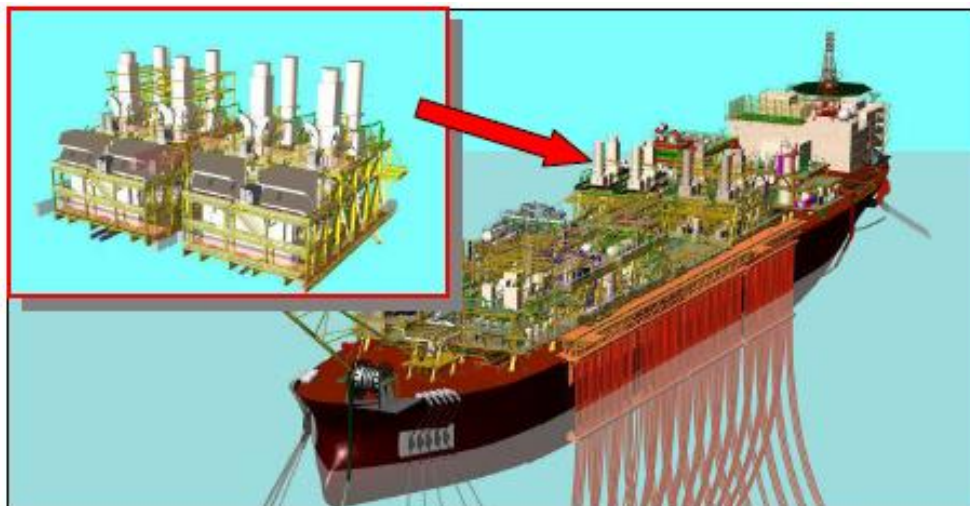


Figura 1 - Ilustração de uma plataforma FPSO, com destaque dos GTGs.

Fonte: Adaptado de [42].

A Figura 2 ilustra um exemplo do sistema elétrico de potência (SEP) de uma plataforma marítima FPSO, com seus barramentos de média e baixa tensão, geradores, transformadores e cargas, incluindo, cargas essenciais, não essenciais, auxiliares e de emergência. A organização das cargas em diferentes tipos/prioridades visa separá-las de modo que seja possível planejar estratégias para mitigar os riscos de interrupção de energia [42], [43].

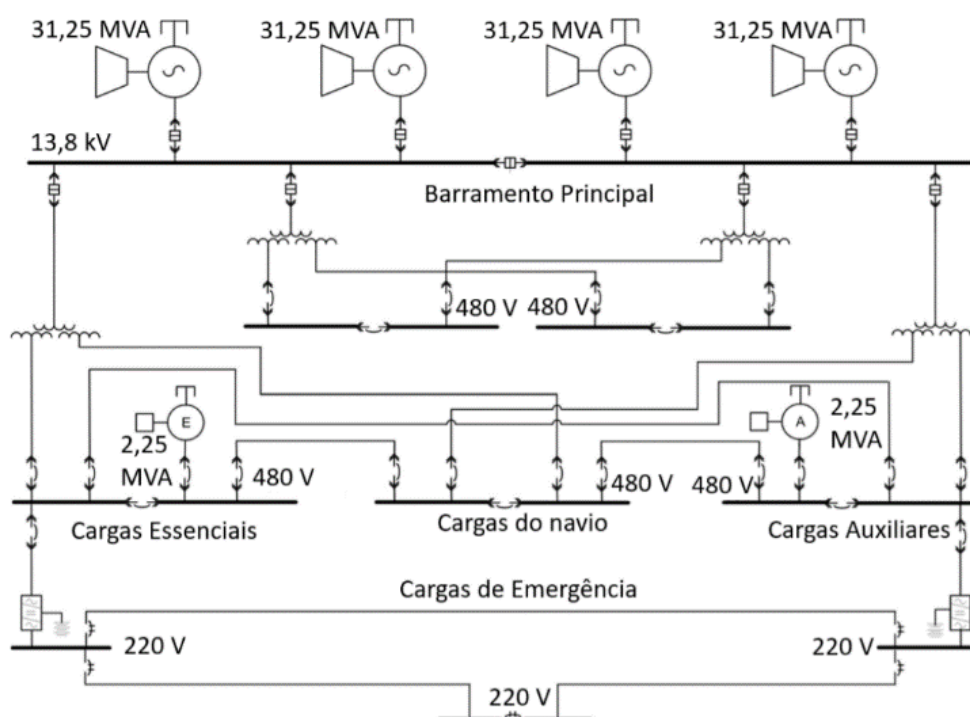


Figura 2 - Topologia básica do sistema elétrico de uma plataforma FPSO.

Fonte: Adaptado de [42].

As cargas não essenciais, predominantes em plataformas FPSO, não representam riscos operacionais ou de segurança durante interrupções de energia. As cargas auxiliares são responsáveis por dar suporte à partida dos equipamentos e geralmente têm geradores a diesel instalados para fornecer energia quando os geradores principais não estão disponíveis [44], [45]. Essa abordagem estruturada para categorização das cargas e a implementação de redundâncias desempenham um papel vital na garantia de operações ininterruptas e de segurança em plataformas de petróleo, especialmente em situações críticas que exigem recursos imediatos de *backup* e restauração da fonte de alimentação [46].

Em caso de falha, as cargas essenciais podem comprometer operações ou a segurança da instalação. Nestes circuitos são consideradas redundâncias entre circuitos alimentadores, incluindo a instalação de geradores de emergência [42]. Quanto às cargas de emergência, estas são equipamentos responsáveis pela segurança da plataforma, das pessoas e pelas operações críticas no processo. Para essas cargas, além das medidas utilizadas nas cargas essenciais, adiciona-se a instalação de sistemas com armazenamento de energia do tipo UPS, que garantem a continuidade ininterrupta da tensão em eventos de interrupção de energia ou transitórios do sistema elétrico [43]. A Tabela 1 apresenta informações sobre a distribuição típica de potência entre os diferentes tipos de carga.

Tabela 1 - Distribuição de potência entre categorias de carga da FPSO

Tipo de Carga	Potência
Não Essenciais	94.41 %
Auxiliares	2.48 %
Essenciais	1.98 %
Emergenciais	1.13 %

Fonte: Adaptado de [42].

Com o objetivo de simplificar o SEP típico de uma FPSO, é possível reduzir o diagrama unifilar sob a perspectiva de Média Tensão (MT), aglomerando as cargas em Baixa Tensão (BT) em blocos, conforme mostra a Figura 3. Assim sendo, o sistema elétrico da FPSO é composto por diferentes níveis de tensão, sendo que os barramentos principais são alimentados em MT e, a partir deles, há derivações para transformadores em BT. A baixa tensão abrange uma variedade de cargas e aplicações, com diferentes níveis de tensão: 690-720 V, 440-480 V e 220-240 V.

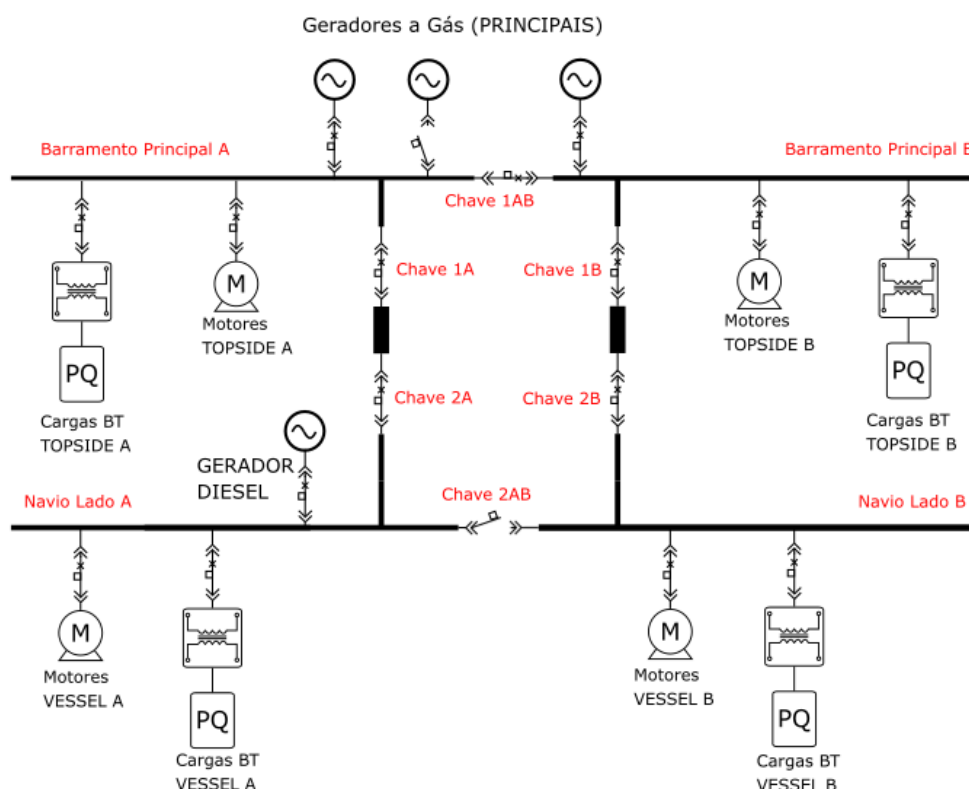


Figura 3 – Diagrama unifilar simplificado de uma plataforma FPSO.

Os geradores principais da Figura 3 são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica na FPSO, sendo máquinas síncronas operadas em MT, classe 15 kV, e com potência elevada, aproximadamente 40 MVA, movidas em sua grande maioria por turbinas a gás aero-derivadas que operam de forma agrupadas (duas ou três máquinas ligadas e uma de reserva). A potência é dividida de forma compartilhada entre as máquinas [47].

Quanto aos geradores de emergência, são máquinas síncronas que operam em média ou baixa tensão e normalmente são movidos por motores de combustão interna a diesel, com potências variando entre 0,3 e 20 MVA. Esses equipamentos são estrategicamente posicionados com o objetivo de atender cargas auxiliares, essenciais e de emergência quando solicitados [48].

No contexto dos geradores principais, a Tabela 4 apresenta um levantamento de dados técnicos dos modelos de turbinas dos principais fabricantes [49], [50], [51], [52], [53], [54], com potência gerada na faixa de 25 a 40 MW. Observa-se que esses modelos apresentam eficiência variando entre 36% e 41%, além de informações sobre emissões de NO_x (15 a 25 ppm), taxa de fluxo de massa dos gases de escape (105 a 130 kg/s) e temperatura de saída dos gases (500 a 569 °C). É importante destacar que os modelos listados não incluem a tecnologia de ciclo combinado.

Tabela 2 - Dados técnicos de modelos de turbinas a gás com potência entre 25 e 40 MW.

Fabricante	Modelo	Potência (MW)	Eficiência (%)	Emissão de NO _x (ppm)	Taxa de Fluxo de Massa dos Gases de Escape (kg/s)	Temperatura de Saída dos Gases de Escape (°C)	Ref.
General Electric	LM2500	33-36	37-39	25	115	566	[52]
Rolls-Royce	RB211	35-40	38-40	25	130	530	[51]
Siemens	SGT-A35	35-40	38-41	15-25	130	500	[50]
Mitsubishi	H-25	25-40	36	15	105	569	[49]

No contexto da análise da eficiência de turbinas a gás em função da variação de potência, a Figura 4, adaptada de [55], apresenta a curva de rendimento e a curva de consumo de gás em relação à potência fornecida pelos GTGs.

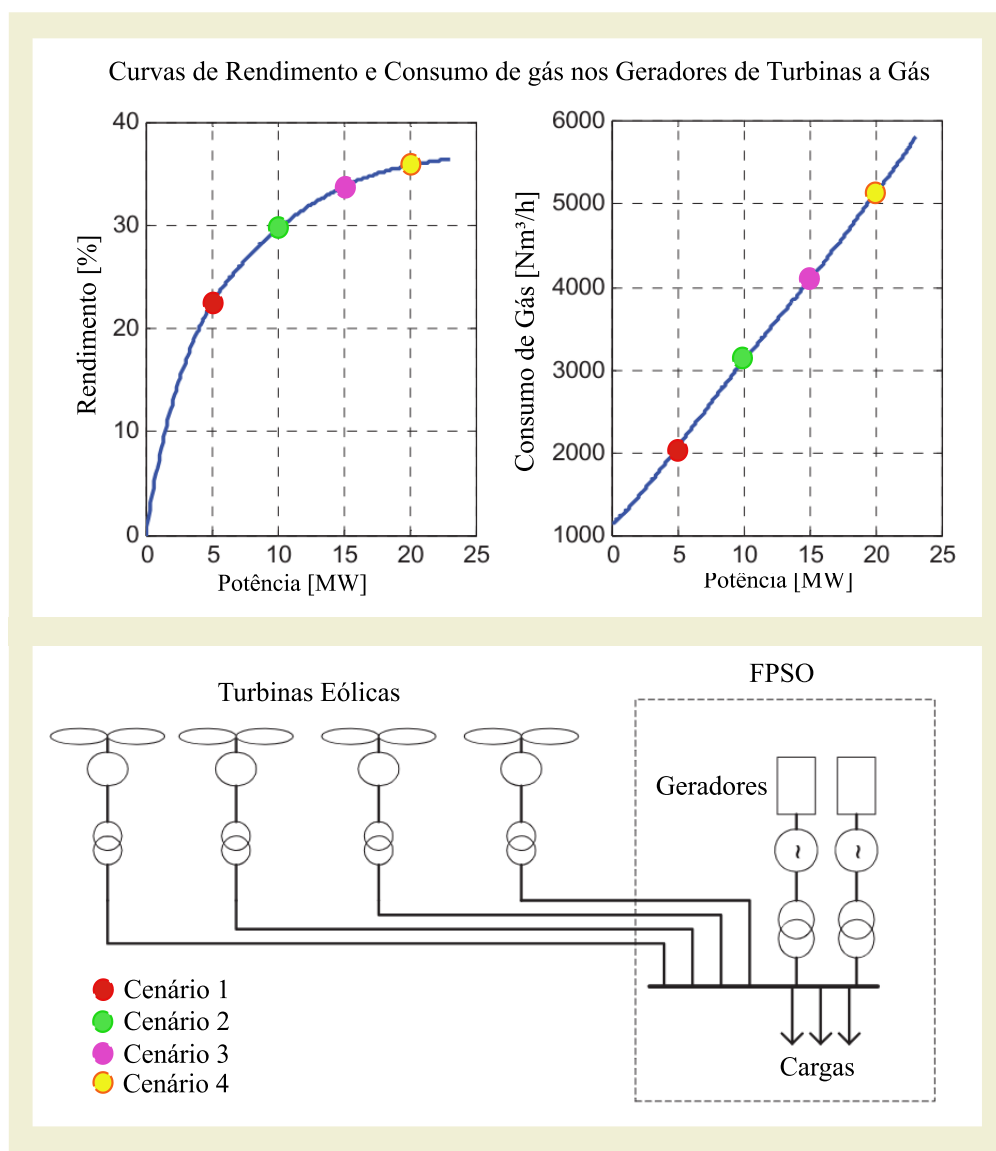


Figura 4 - Rendimento de GTGs em estudo de integração de energia eólica em plataforma offshore.

Fonte: Adaptado de [55].

O cenário disposto na Figura 4 considera a integração de turbinas eólicas, cujo objetivo é reduzir a participação dos GTGs no fornecimento de energia da plataforma. Nesse cenário, os GTGs passam a operar abaixo da potência nominal, o que, em termos de rendimento e consumo de gás, deve ser cuidadosamente considerado nas estratégias de operação. Observa-se que, dependendo do ponto de operação e do carregamento de potência dos GTGs, a relação de consumo de gás em Nm^3/h com a potência gerada em MW pode aumentar.

Quanto aos equipamentos de processo, como bombas de injeção de água, compressores de gás e outros equipamentos de grande porte, estes são, em sua maioria, acionados por máquinas de indução trifásica (MIT) conectadas ao barramento de média tensão. Apesar da tecnologia de ASD (*Adjustable Speed Drive*) já ser aplicada em projetos de plataformas offshore, ainda é usual o projeto de FPSOs com a aplicação do método de partida direta em motores elétricos com potências nominais em torno de alguns MW [56].

1.3 Desafios e oportunidades relacionadas ao SEP de plataformas marítimas de petróleo

Considerando que o sistema elétrico das plataformas se caracteriza como um sistema isolado e com geração limitada, eventos de entrada e saída de cargas podem provocar variações significativas de tensão [57]. E, sabendo-se que o método de partida direta de motores de elevada potência ainda faz parte da realidade de muitas plataformas em operação, incluindo novos projetos, essa característica pode acarretar diversos problemas de qualidade de energia elétrica, dentre eles os principais são: as variações de tensão e frequência nos barramentos e o risco de colapso de tensão em situações de elevado carregamento de potência dos geradores principais [45], [47], [58], [59].

A despeito da existência de sistemas de controle para regulação dos próprios geradores, e considerando a inércia dessas máquinas rotativas de grande porte, o tempo de resposta destes pode ser de vários segundos, fazendo com que as perturbações excedam os limites de tensão recomendados nas normas de qualidade de energia elétrica para plataformas offshore [60].

Ainda que não sejam utilizados em todos os projetos de plataformas, a aplicação de ASDs do tipo passivos para o acionamento de motores elétricos e outros conversores eletrônicos com entrada do tipo passiva podem contribuir para existência de distorção harmônica de corrente nos SEPs [61], [62]. Além disso, os cabos submarinos, aplicados em plataformas offshore, têm o potencial de criar condições de ressonância paralela ao interagir com as correntes harmônicas de ASDs [63]. Neste contexto, destaca-se que a utilização de umbilicais

para conectar geradores eólicos offshore também pode contribuir para o surgimento de frequências ressonantes, devido à sua capacitância intrínseca [64].

Considerando que a geração de energia por meio de turbinas eólicas flutuantes tem sido amplamente proposta para conexão em plataformas offshore [28], [65], [66], sua aplicação requer enfrentar vários desafios, entre eles o gerenciamento do fluxo energético da plataforma, pois a intermitência das fontes pode comprometer a confiabilidade do sistema [66], [67]. No contexto de oportunidades, a conexão dos sistemas de geração de energia eólica com as plataformas pode ser realizada através de conversores eletrônicos de potência, os quais além de condicionar a energia de fonte renovável, podem permitir a implementação de técnicas de controle com inclusão de serviços ancilares, através da multifuncionalidade desses conversores [47], [68].

Sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias e supercapacitores, gerenciados por conversores eletrônicos de potência, também têm sido estudados como tecnologias modernas que podem contribuir para a mitigação de intermitências de fontes renováveis e com outros serviços ancilares nas FPSOs [69], [30], [38], [39].

Nesse sentido, a aplicação da tecnologia AFE-ASD (*Active Front End Adjustable Speed Drive*) em plataformas offshore não apenas proporciona os benefícios reconhecidos, como partida em rampa e controle de velocidade e torque de motores elétricos, mas também tem grande potencial de ampliar sua abrangência, com a possibilidade de inserção de estratégias de controle multifuncional para oferta de funções ancilares através dos conversores [37], [48], [57], [70].

O sistema de gerenciamento de energia da plataforma, composto por dispositivos de controle integrados à infraestrutura de comunicação, abrange todo o SEP e é responsável pelo monitoramento, gerenciamento e tomadas de decisão do sistema elétrico [71], [72], incorporando estratégias de controle de tensão e frequência dos geradores. Além disso, o PMS inclui gerenciamento de cargas prioritárias, permitindo o descarte de cargas não prioritárias sob condições de falhas de geradores ou eventos pré-programados [72], [73]. A Figura 5 destaca as funcionalidades do PMS em uma plataforma FPSO.

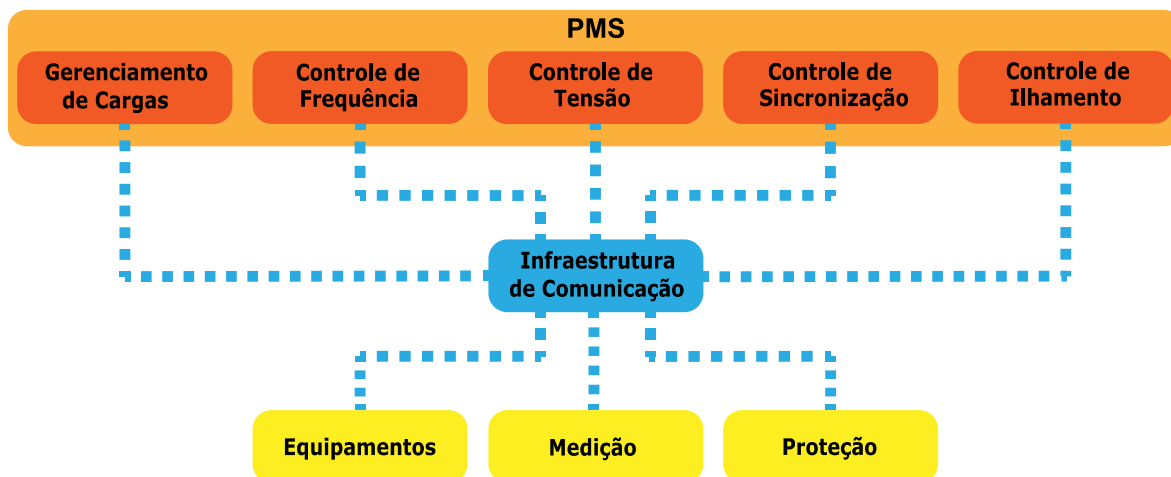


Figura 5 – Integração de funcionalidades do sistema PMS.

Fonte: Adaptado de [73], [74].

Como citado, no contexto de gerenciamento de cargas, além de atribuições de supervisão, o descarte de cargas (*Load Shedding*) também faz parte da rotina do PMS, desligando cargas para evitar a falha em cascata do sistema de geração [75]. O descarte de carga pode ser acionado em diversas condições, como perda súbita de um gerador, sobrecarga gradual dos geradores ou frequência do sistema abaixo de um valor pré-definido.

Sobre o controle de frequência do sistema elétrico, o PMS tem como atribuição a coordenação de ações para que se mantenha estável. Assim, seguindo parâmetros predefinidos e quando a frequência diverge do intervalo aceitável, o PMS ajusta os governadores dos geradores para corrigi-la, garantindo que permaneça dentro dos limites estabelecidos [74]. A estratégia de controle de frequência implementada pelo PMS é abordada em [76] sob duas óticas principais: a primeira estratégia consiste em operar um gerador no modo isócrona enquanto os demais funcionam em modo de resposta à carga, e a segunda, em fazer com que todos os geradores operem em modo de resposta à carga.

O PMS também tem um papel importante na regulação da tensão do sistema elétrico, assegurando sua estabilidade e mantendo-a dentro dos limites estabelecidos [73]. Isso é realizado pelo controle dos reguladores de tensão (AVRs - *Automatic Voltage Regulators*) dos geradores, por meio de instruções para elevar ou reduzir a tensão conforme necessário. Em [76] examina-se diversas técnicas de controle de tensão, incluindo o ajuste proporcional (*droop*) e o controle de tensão constante utilizando AVRs, e avalia-se detalhadamente o impacto dessas abordagens na estabilidade do sistema elétrico.

No contexto de fornecimento de potência ativa e reativa, o PMS ajusta os parâmetros visando uma distribuição equitativa entre os geradores [72]. Esta distribuição pode ser executada de maneira uniforme, proporcionalmente à capacidade de cada gerador, ou de acordo com uma configuração de carga especificamente determinada pelo operador [76], [77]. As metodologias para um compartilhamento eficaz da potência ativa através do PMS são discutidas em [76], destacando-se estratégias como a distribuição proporcional de carga, a aplicação de ajustes predeterminados e o controle manual por parte do operador. Essas abordagens são cruciais para otimizar a eficiência operacional dos sistemas de geração, garantindo uma gestão energética balanceada e adaptativa.

A partida de motores, coordenação de chaves e circuitos, sistema de proteção e outras funcionalidades também estão integradas ao sistema de gerenciamento de energia, sendo capaz de se comunicar com o sistema de segurança, permitindo a integração e sincronização de dados e informações importantes sobre o sistema de energia da plataforma FPSO [77]. No contexto de modernização do PMS, [72] aborda tendências de otimização de sistemas de gerenciamento de energia em sistemas ilhados, e destaca a oportunidade de aplicação de ferramentas de predição no que tange a operação do sistema elétrico, por meio de medições das grandezas, banco de dados com informações de eventos anteriores e integração com interface de operação.

Todas essas funcionalidades são garantidas através da infraestrutura de comunicação, sendo que a integração entre os diversos dispositivos e o PMS de plataformas FPSO deve atender os requisitos estabelecidos pela norma IEC-61850 [78], permitindo confiabilidade nos links de comunicação e interação entre os dispositivos de controle do SEP. Para [79] a utilização da IEC-61850 nos sistemas de comunicação contribui para confiabilidade do suprimento de energia elétrica nas plataformas FPSO da indústria de petróleo e gás. Nesse estudo destaca-se a funcionalidade de desligamento e inibição de cargas com base na potência disponível na plataforma, operacionalizada por meio de mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), resultando em respostas ágeis a eventos críticos, como quedas súbitas na geração de energia.

A Figura 6 apresenta uma solução de sistema de gerenciamento de energia baseada na IEC-61850 [71]. Observa-se a infraestrutura de rede de comunicação entre os diferentes dispositivos do sistema. No primeiro nível, é possível observar a integração de canais de comunicação entre os controladores e os dispositivos de campo, tais como painéis elétricos, motores elétricos, geradores, medidores e dispositivos de proteção. No segundo nível, de supervisão e controle, é possível observar a infraestrutura de comunicação entre controladores,

estações de operação, estações de engenharia e servidores. No terceiro nível, observa-se a infraestrutura de rede TCP/IP com possibilidade de acesso remoto de usuários, bem como supervisionar toda a planta do sistema elétrico. Assim sendo, o sistema de gerenciamento do sistema elétrico tem abrangência nos diferentes níveis hierárquicos, o qual abre as possibilidades para explorar à incorporação de estratégias de controle de sistemas de distribuição modernos, especificamente as microrredes de energia, no PMS das plataformas FPSO.

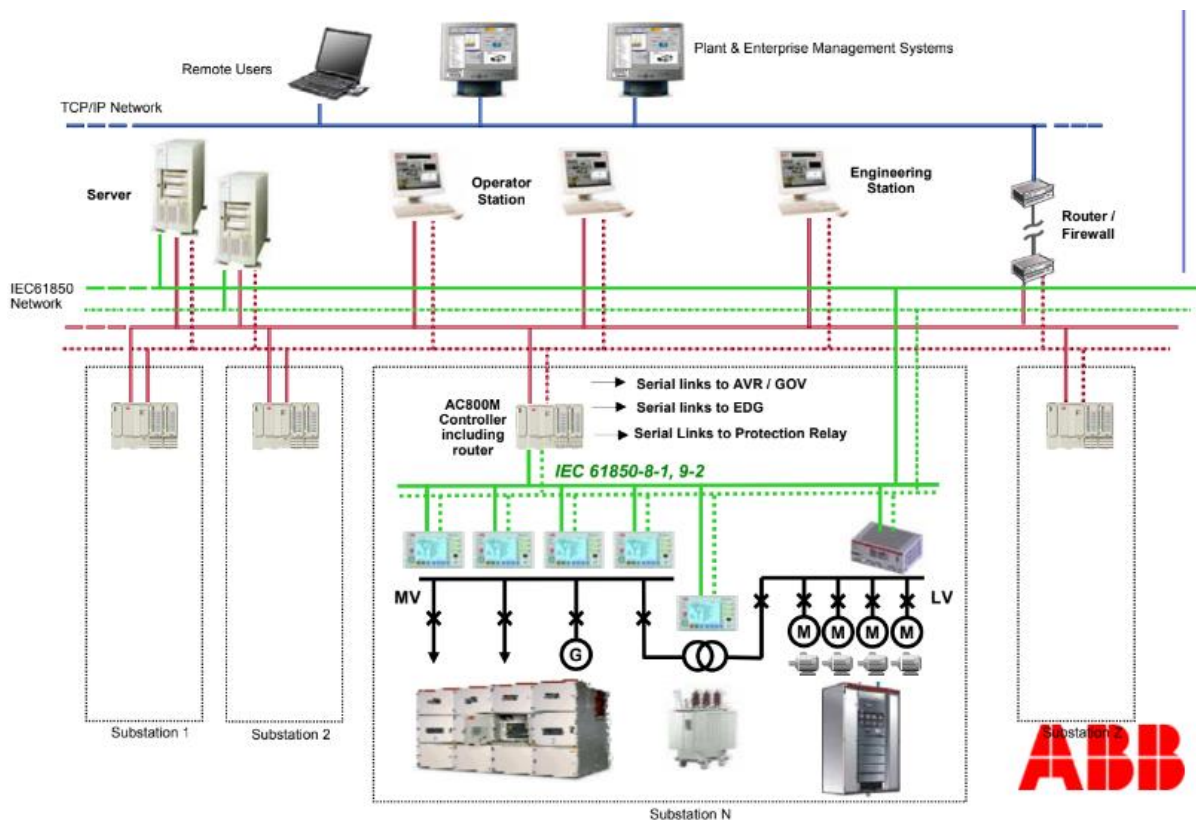


Figura 6 – Infraestrutura de comunicação de um sistema PMS em plataformas offshore.

Fonte: Adaptado de [71].

1.4 Controle coordenado aplicado ao sistema de gerenciamento de energia

Com o avanço da integração de fontes renováveis de energia nos sistemas elétricos, viabilizado pelo uso de conversores eletrônicos de potência (CEP), as discussões sobre a necessidade de gerenciamento dos recursos energéticos distribuídos (DER – *Distributed Energy Resources*) têm se intensificado substancialmente [80]. Nesse cenário, na última década, a utilização dos CEPs para o condicionamento ativo de energia se tornou um tema de grande relevância e ampla exploração na literatura, possibilitando a oferta de serviços ancilares aos

sistemas elétricos [81]. No entanto, essa aplicação impõe novos desafios, tanto do ponto de vista do controle local, no seu ponto de conexão, como também, do ponto de vista global, na coordenação e otimização do fluxo de potência dentro do sistema elétrico [82]. Esses desafios requerem abordagens que considerem a complexidade dos diversos elementos envolvidos no sistema, ressaltando a importância de estratégias de controle avançadas [83].

Nesse contexto, o controle coordenado tem sido destacado como uma das principais estratégias para o gerenciamento eficaz dos recursos energéticos distribuídos no sistema elétrico, sendo amplamente aplicado no controle e na operação de microrredes [84], [85]. Os objetivos principais do controle coordenado incluem o gerenciamento eficiente da potência ativa e reativa, a manutenção da estabilidade de tensão e frequência, além de garantir a confiabilidade do fornecimento de energia, tanto em condições de operação conectada à rede quanto em modo autônomo [86], [87]. A Figura 7 apresenta a classificação das estratégias de controle coordenado em duas categorias principais: as técnicas que não exigem infraestrutura de comunicação, conhecidas como estratégias de controle descentralizadas, e as técnicas que requerem infraestrutura de comunicação, classificadas como estratégias de controle centralizadas e distribuídas [87]. Cada uma dessas abordagens apresenta vantagens e limitações que devem ser cuidadosamente avaliadas de acordo com as características específicas do sistema e os objetivos de controle estabelecidos [88].

A estratégia de controle descentralizada, oferece uma abordagem em que cada CEP opera de maneira independente, tomando decisões baseadas exclusivamente em informações locais. Essa independência confere certo grau de confiabilidade ao sistema, já que a operação dos CEPs não depende de uma infraestrutura de comunicação que possa estar sujeita a falhas ou atrasos [86]. No entanto, essa autonomia também traz certas limitações, pois a atuação de cada CEP é restrita ao seu ponto de conexão, o que pode impedir o atendimento de objetivos globais dos sistemas ou até mesmo, contribuir para a estabilidade do mesmo [87], [89].

Na estratégia de controle centralizada, um controlador central desempenha o papel crucial de reunir informações de todos os dispositivos conectados ao sistema elétrico, permitindo a tomada de decisões operacionais de maneira centralizada e coordenada [87], [90]. Essa abordagem oferece a vantagem significativa de otimizar a operação do sistema, pois considera as interações entre todos os componentes, resultando em uma operação mais eficiente [91]. Contudo, essa estratégia exige uma infraestrutura de comunicação robusta para garantir a transmissão confiável de dados entre os dispositivos e o controlador central. Além disso, um

dos principais desafios é a vulnerabilidade a falhas no ponto central de controle, o que, em alguns casos, pode comprometer a operação de todo o sistema [92], [93].

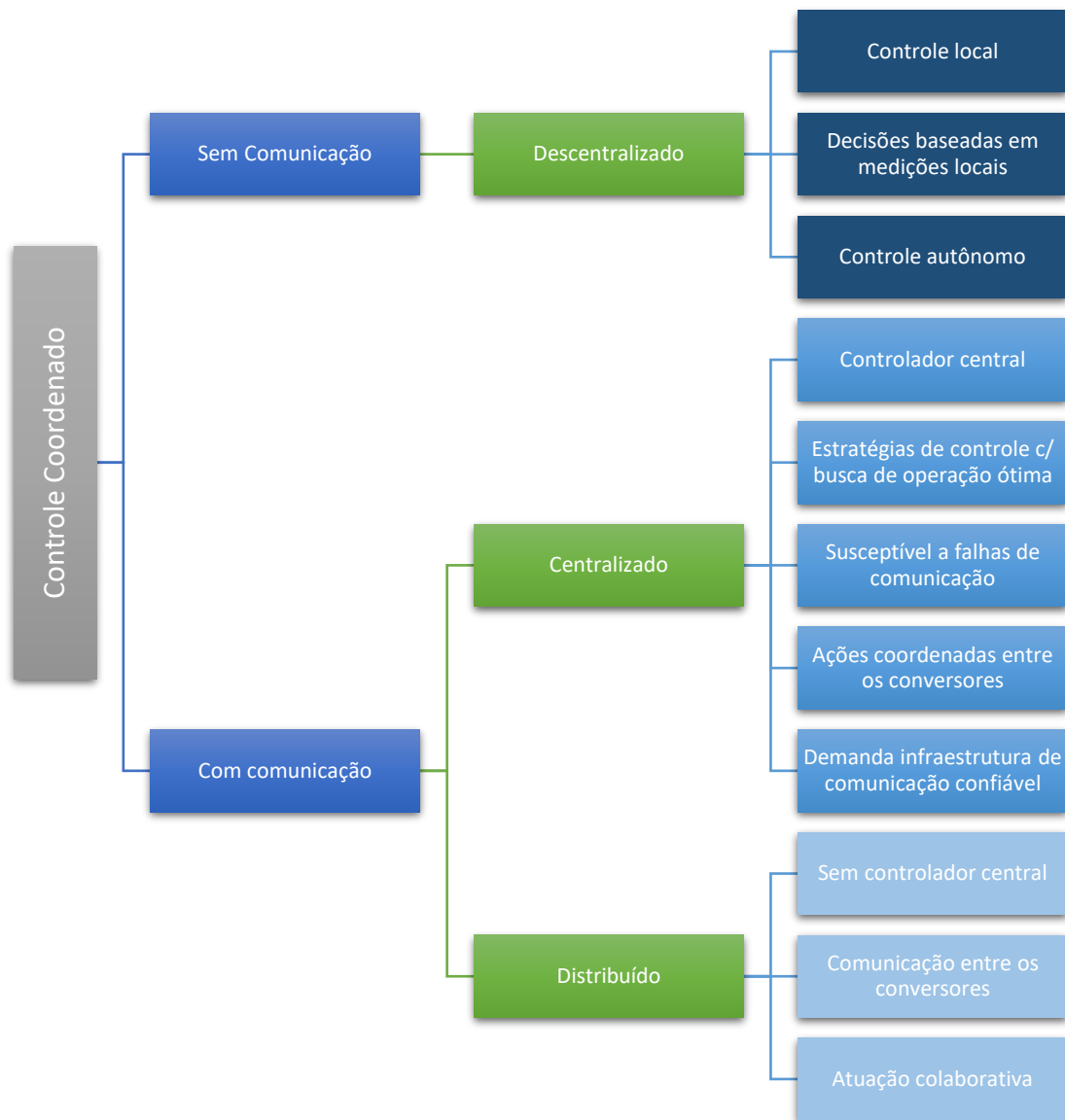


Figura 7 – Classificação das estratégias de controle coordenado.

Portanto, embora o controle centralizado possa oferecer uma otimização superior, sua implementação requer uma avaliação cuidadosa das necessidades de infraestrutura e dos riscos associados à centralização do controle.

A estratégia de controle distribuído combina características das abordagens centralizadas e descentralizadas. Embora ainda faça uso da comunicação, as decisões operacionais são tomadas de maneira colaborativa, permitindo o compartilhamento de informações e coordenação de ações de forma autônoma, reduzindo a dependência de um controlador central, mitigando o risco de falhas decorrentes de um único ponto de falha, como

ocorre na estratégia centralizada [87]. Adicionalmente, a abordagem distribuída pode aumentar a resiliência do sistema, uma vez que a tomada de decisão conjunta entre as unidades proporciona uma maior adaptabilidade frente a perturbações [87], [94].

Dando continuidade à análise das estratégias de controle coordenado, é relevante aprofundar a abordagem hierárquica, que se distingue pela estruturação sistemática das estratégias de controle em diferentes níveis [95]. O controle hierárquico emerge como uma metodologia para a gestão de sistemas elétricos complexos, segmentando as funções de controle em níveis primário, secundário e terciário [96], [97], [98].

No nível primário, o controle é responsável pela regulação direta de variáveis críticas como corrente e tensão em conversores multifuncionais. Este nível assegura a estabilidade imediata da microrrede, reagindo rapidamente às flutuações de carga e distúrbios no sistema, utilizando métodos como o controle *droop* para definir as referências de corrente, em função da potência ativa e reativa, injetada pelos CEPs [99]. Em contraste, o controle secundário atua supervisionando e ajustando o controle primário, corrigindo desvios de frequência e tensão e gerenciando a transição entre os modos conectado e isolado. Este nível de controle frequentemente requer comunicação entre os controladores locais e um controlador central, para garantir que os parâmetros do sistema permaneçam dentro dos limites aceitáveis [100]. Por fim, o nível terciário é responsável pela coordenação com a rede externa, gerenciando o fluxo de potência entre a microrrede e a rede principal e otimizando a operação com base em critérios econômicos, como custos de energia e eficiência operacional [101]. A Figura 8 apresenta a arquitetura hierárquica dos níveis de controle em uma microrrede.

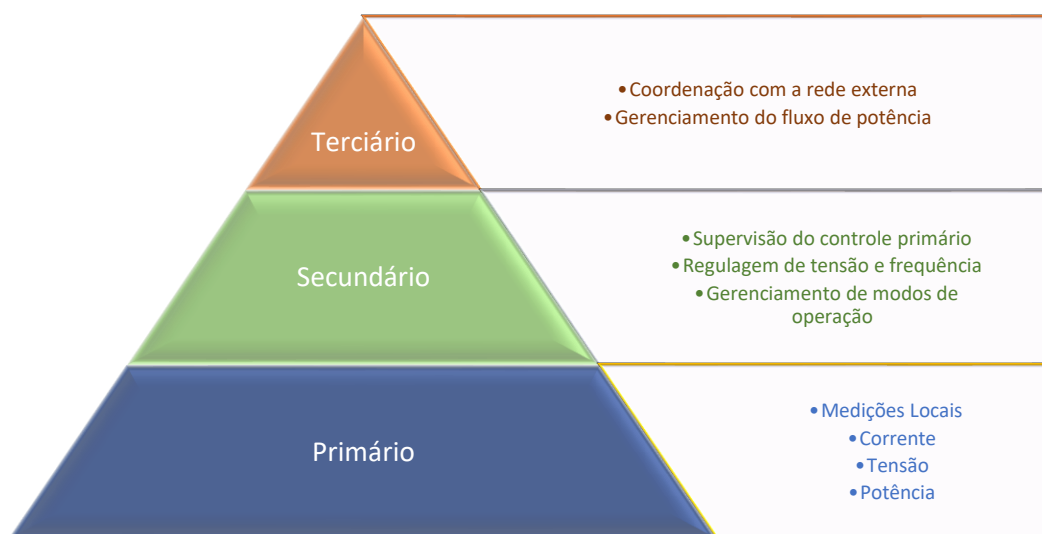


Figura 8 – Arquitetura hierárquica dos níveis de controle.

Fonte: Adaptado pelo autor.

Em aplicações de microrredes implementadas em BT, o controle coordenado de DERs em sistemas isolados é amplamente explorado, com diversas abordagens sugeridas para garantir o gerenciamento eficiente do fluxo de potência entre os recursos, assegurando a estabilidade do sistema e o compartilhamento adequado de potência ativa e reativa. Em [102], aplica-se um controle coordenado centralizado e hierárquico, utilizando a técnica de controle *droop* para o compartilhamento de potência entre os DERs. Já em [103], é adotado um controle descentralizado, também baseado no controle *droop*, mas com maior flexibilidade para lidar com a distribuição dos recursos. Em [104], [105] discute-se a adaptação do controle *droop* com a implementação de impedância virtual para aprimorar o compartilhamento de potência. Outros estudos [106], [107], [108], [109], [110] compartilham os mesmos objetivos, com proposições voltadas para o gerenciamento do sistema isolado, compartilhamento de potências e garantia da qualidade no fornecimento de tensão a microrrede.

Ainda em BT, em sistemas conectados à rede elétrica principal, os estudos [111], [112] propõem a implementação de controle coordenado por meio da implementação de um link de comunicação entre DERs, com atuação centralizada para o compartilhamento de energia com a rede. No mesmo sentido, [113] propõe adicionar múltiplos DERs e alcançar um gerenciamento eficiente de energia em microrredes.

Entre as proposições da literatura, voltadas ao controle coordenado centralizado, consta o método de controle baseado em parcelas de potência (PBC - *Power-Based Control*) [114], [115] que tem sido expandida para incluir camadas de controle no âmbito de tensão, distorção harmônica e frequência [116]. Destaca-se também a metodologia de controle coordenado baseada no compartilhamento de referências de correntes (CBC - *Current-Based Control*) [91], [96], [117], [118], a qual emprega a Transformada Discreta de Fourier (TDF) para extrair as suas componentes em frequência, em fase e quadratura, estabelecendo uma correlação entre as amplitudes de correntes detectadas com as parcelas de potências em cada frequência explorada, o que permite, além de controlar o fluxo das parcelas de potência ativa e reativa, contribuir na compensação seletiva das parcelas vinculadas à distorção harmônica. Adicionalmente, empregando as definições da Teoria de Potência Conservativa (CPT – *Conservative Power Theory*), como ferramenta adicional para decomposição da corrente em parcelas de corrente ortogonais, também tem sido propostas estratégias para compensação da potência vinculada aos desbalanços de carga em sistemas trifásicos, como explorado em [114].

Na área de óleo e gás, o controle coordenado tem sido proposto através das aplicações de CEPs para integração de fontes renováveis de energias, especialmente agrupando os

geradores de turbinas eólicas, sistema de armazenamento de energia (*Energy Storage Systems* - ESS), baseados em baterias (*Battery Energy Storage Systems* BESS) e/ou supercapacitores, e AFE-ASDs, utilizados para acionamento de motores elétricos nas plataformas. Essas tecnologias tem sido aplicadas para implementar soluções similares às utilizadas em microrredes elétricas em sistemas de distribuição de baixa tensão [28].

Diante esse panorama, no estudo apresentado em [20], discute-se a integração de uma turbina eólica ao sistema elétrico da plataforma, explorando o controle coordenado com um sistema de armazenamento de energia para fornecer suporte de potência reativa durante a partida direta de um motor. Através dos resultados de simulação foi possível reduzir a variação de tensão do barramento, em função do suporte de potência reativa oferecido pelo CEP. Em [119] propõe-se a utilização do CEP integrado ao BESS para prover serviço de energização de um transformador em uma plataforma marítima de petróleo. Em [29], é apresentada uma metodologia de controle coordenado baseada em PBC, que atua no compartilhamento de potência reativa para suporte em eventos de degrau de carga, com ajuste *droop* Volt/Var modificado. Já em [34], aborda-se a implementação de controle coordenado com compartilhamento de potência reativa e ajuste Volt/Var em um cenário de integração de energia eólica na plataforma.

Assim sendo, observa-se que entre os principais estudos e proposições disponíveis sobre controle coordenado aplicados no âmbito de plataformas offshore, existem diversas lacunas quanto a interpretar os cenários operacionais e oportunidades de melhorias, como também a ausência de propostas que explorem estratégias de compensação das parcelas de potência vinculada à distorção harmônica de corrente e a potência atrelada ao desbalanço de carga reativo. Neste contexto, entre as diversas técnicas e ferramentas disponíveis na literatura para compensação, a CPT tem-se destacado como uma ferramenta sólida para correlacionar os fenômenos físicos vinculados à natureza das cargas, mas também, como uma solução viável para o controle do fluxo de potência do sistema [83], [120], pelo fato de garantir a decomposição da corrente em componentes ortogonais e portanto, a compensação seletiva dessas componentes mediante o uso de CEP multifuncionais.

1.5 Objetivos

Considerando as diversas oportunidades e desafios trazidos pelo processo de transição energética das plataformas marítimas de petróleo, entendendo os ganhos do controle coordenado em sistemas elétricos de potência, e considerando a estrutura do sistemas de

gerenciamento de energia das plataformas FPSO, este trabalho tem como objetivo propor e implementar uma metodologia de controle coordenado centralizado, que permita ser integrada ao Sistema de Gerenciamento de Energia como função adicional, para garantir a operação de AFE-ASDs multifuncionais em plataformas FPSO. A proposta visa aprimorar a compensação de potência reativa balanceada, reduzir a distorção harmônica de corrente e mitigar o desbalanceamento de potência reativa, por meio do compartilhamento eficiente das parcelas de corrente entre os dispositivos, empregando as definições da Teoria da Potência Conservativa.

Objetivos específicos

- ✓ Desenvolver uma arquitetura de controle coordenado que possa ser incorporada ao PMS, adaptando métodos e técnicas para atender às condições de infraestrutura dos sistemas já existentes.
- ✓ Inserir as definições da CPT como ferramenta para obtenção das referências de compensação para garantir a ortogonalidade entre as parcelas de corrente, permitindo uma compensação seletiva e eficiente de potência reativa, distorção harmônica e desbalanceamentos de potência reativa no sistema elétrico da plataforma.
- ✓ Desenvolver um algoritmo de seletividade capaz de priorizar a compensação das componentes de corrente em função da quantidade de potência aparente disponível nos AFE-ASDs e das condições operacionais específicas da plataforma FPSO.
- ✓ Implementar a técnica de empacotamento de sinais através da Transformada Discreta de Fourier para integrar e compartilhar os sinais de corrente nos canais de comunicação, garantindo a factibilidade do compartilhamento dos sinais de medições e referências.
- ✓ Avaliar a estratégia de controle proposta em um ambiente de simulação modelada através de informações de uma plataforma FPSO real em operação na costa brasileira, avaliando o desempenho em termos de redução de variação de tensão, melhora do fator de potência, redução das distorções harmônicas e potências reativas desbalanceadas.

1.6 Estrutura e organização da tese

O Capítulo 2 explora as principais topologias de conversores eletrônicos de potência utilizados em plataformas offshore, com ênfase nos modelos mais relevantes disponíveis no mercado, além de aplicações voltadas para o condicionamento de qualidade de energia em média tensão, utilizando conversores multiníveis.

No Capítulo 3, detalha-se a metodologia de controle coordenado proposta, descrevendo suas etapas, como a aquisição de sinais de tensão e corrente, a utilização da CPT para decomposição ortogonal das correntes e potências, permitindo a compensação seletiva. Também é proposto um algoritmo que prioriza a compensação de parcelas de potência, considerando a disponibilidade dos AFE-ASDs. A metodologia inclui o cálculo e a geração de sinais de referência de compensação e a aplicação da TDF para o compartilhamento desses sinais por meio da infraestrutura de comunicação.

O Capítulo 4 apresenta os modelos do sistema em estudo, incluindo geradores modelados com polinômios de 8ª ordem, motores elétricos de alta potência modelados via LUT (*Look Up Table*) com dados de fabricantes, transformadores baseados em modelos disponibilizados pelo IEEE, e cabos modelados conforme dados reais de impedância e comprimento, e outras cargas representadas por blocos de potência constante.

No Capítulo 5, são expostos os resultados organizados conforme os cenários analisados. Esses cenários incluem a análise da redução de variação de tensão em partidas diretas de motores com suporte reativo, bem como a análise em cenários com dois geradores em operação e carga próxima à capacidade nominal, destacando o risco de colapso de tensão. Outras análises incluem variações nas chaves de seccionamento em barramentos de média tensão, descarte de cargas, e compensação da distorção harmônica de corrente. Adicionalmente, considerando dados de fabricantes, apresenta-se uma estratégia que gerencia o suporte de serviços ancilares vinculados aos AFE-ASDs, em função dos perfis de potência operacional limitados pela sua temperatura de operação. Por fim, o capítulo inclui a apresentação dos resultados sob a perspectiva da metodologia, demonstrando o compartilhamento das referências de compensação, a compensação de desbalanço e a aplicação da TDF no compartilhamento das referências.

Por fim, no Capítulo 6, são reportadas as conclusões do trabalho com uma análise geral das contribuições a partir dos resultados obtidos, sugerindo possíveis desenvolvimentos futuros e destacando as publicações geradas a partir desta pesquisa.

CAPÍTULO 2

2 Conversores eletrônicos de potência em plataformas de petróleo

Este capítulo oferece uma revisão bibliográfica das principais topologias de conversores de média tensão aplicadas em projetos na área de óleo e gás, um levantamento dos principais fabricantes e modelos de conversores disponíveis no mercado, aplicações de CEPs multiníveis em condicionamento ativo de energia e uma análise sobre atributos dos conversores multiníveis discutidos na literatura. de doutorado.

2.1 Principais topologias de conversores eletrônicos de média tensão aplicadas em plataformas

O estudo de conversores eletrônicos de potência (CEPs), aplicáveis em plataformas de petróleo, é fundamental para o entendimento da viabilidade de integração das estratégias de controle cooperativo anteriormente citadas, bem como de suas limitações em função dos níveis de potência destes conversores, e pela necessidade de garantir confiabilidade em atender os requisitos operacionais da plataforma.

Nesse sentido, tomando como ponto de partida o trabalho de [121], em que são apresentadas as principais topologias de conversores eletrônicos em média tensão, aplicados no acionamento de cargas de potência elevada das plataformas offshore, destacam-se: o Inversor de Carga Comutada (LCI, do inglês *Load-Commutated Inverter*), o Conversor em Ponte H em Cascata (CHB, do inglês *Cascaded H-Bridge Converter*), o Conversor com Ponto Neutro Grampeado (NPC, do inglês *Neutral Point Clamped*), o Conversor de Capacitor Flutuante (FC, do inglês *Flying-capacitor-based Multilevel Converter*), o Conversor de Fonte de Corrente PWM (CSC, do inglês *PWM Current Source Converter*) e, por fim, o Conversor Modular Multinível (MMC, do inglês *Modular Multilevel Converter*).

Na sequência, visando determinar as topologias que viabilizam a sua integração nas estratégias de controle coordenado apontadas, descrevem-se as principais características de cada um desses conversores.

2.1.1 Conversor comutado por carga LCI

O conversor LCI foi um dos primeiros conversores desenvolvidos para acionamento de motores de elevada potência [122], o qual consiste basicamente de um retificador controlado do lado da rede elétrica e um inversor para o acionamento da máquina, ambos baseados em

tiristores do tipo SCRs (*Silicon Controlled Rectifier*), interconectados por um link CC fortemente indutivo, responsável por diminuir a ondulação da corrente retificada, o qual fornece ao conversor LCI a característica de uma fonte de corrente e, conseqüentemente, traz uma proteção intrínseca para eventos de curtos-circuitos. Os tiristores do LCI operam com frequências relativamente baixas, 50 ou 60 Hz no lado da rede, e, geralmente, em frequências similares do lado da máquina (120 Hz), resultando em perdas de comutação reduzidas [121]. A Figura 9 apresenta o diagrama de uma configuração típica do conversor LCI para o acionamento de cargas de grande porte.

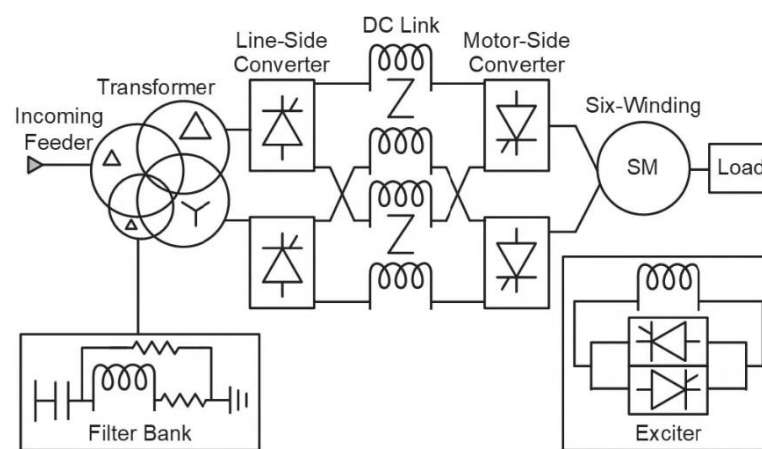


Figura 9 - Topologia do conversor LCI.

Fonte: Adaptado de [123]

Ao conversor LCI são atribuídas vantagens como: o baixo custo em função da aplicação de SCR, a capacidade de frenagem regenerativa devido sua entrada controlada, a capacidade de alimentação de cargas com potência nominal elevada (dezenas de MW), a alta eficiência e a confiabilidade de operação [121],[123]. Quanto às desvantagens, o uso de dispositivos SCR e a ausência de modulação por largura de pulso (PWM) na entrada afetam significativamente o desempenho do controle do lado da máquina, resultando em alta ondulação de torque e uma resposta transitória lenta. Além disso, a falta de PWM também impõe distorções harmônicas na corrente da rede e variação do fator de potência de entrada. Conseqüentemente, os conversores LCI requerem a integração de transformadores defasadores e/ou transformadores de interfaces, como ilustrado na Figura 9, bem como a implementação de filtros harmônicos sintonizados para reduzir a distorção harmônica total (DHT) da corrente da linha [121].

afetam significativamente o desempenho do controle do lado da máquina e as características harmônicas do lado da rede, incluindo alto *ripple* de torque, resposta transitória lenta e fator de potência de entrada variável.

2.1.2 Conversor fonte de corrente PWM CSC

O conversor PWM CSC representa uma evolução na topologia dos conversores fonte de corrente, com o chaveamento ocorrendo por meio de tiristores GTO, proporcionando melhor desempenho em comparação com os SCRs da topologia LCI. Essa topologia permite a utilização de vários esquemas PWM, como eliminação seletiva de harmônicos e modulação por espaço vetorial, melhorando o controle dos sistemas de acionamento [124]. Além disso, incorpora um indutor no link CC, eliminando a necessidade de um transformador de entrada e oferecendo uma solução compacta com capacidade de regeneração embutida [121]. Essa topologia também utiliza um filtro LC para assegurar a qualidade das formas de onda de entrada, e permite empregar técnicas de controle modernas, como a mitigação adaptativa de harmônicos, para reduzir a sensibilidade aos harmônicos existentes no sistema de energia. A Figura 10 apresenta um esquemático do conversor PWM CSC [125].

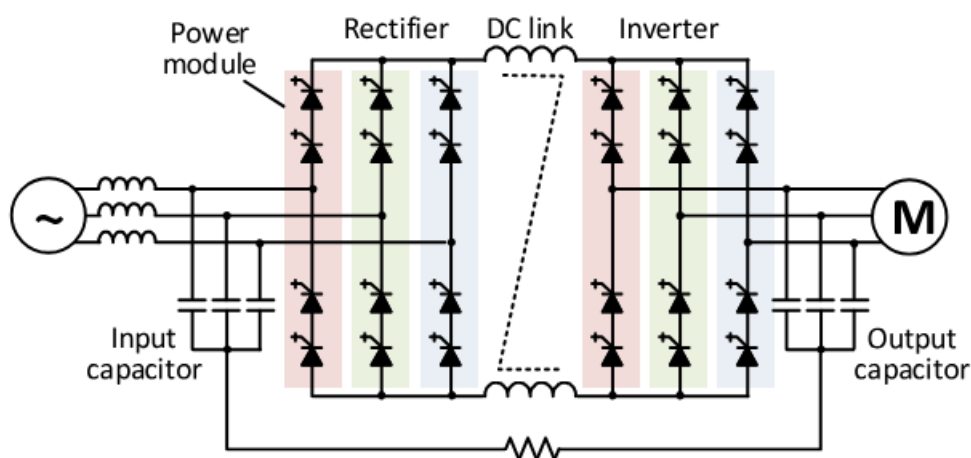


Figura 10 – Esquemático da topologia do conversor PWM-CSC.

Fonte: Adaptado de [125].

Entre as vantagens dessa topologia estão: a simplicidade do conversor, o baixo conteúdo harmônico e a possibilidade de dois ou mais PWM-CSCs operarem em paralelo para atender potências nominais mais elevadas no sistema de acionamento [126]. Sua principal desvantagem é um menor desempenho dinâmico devido ao grande indutor CC, o que restringe essa topologia para aplicações com baixa resposta dinâmica, tais como bombas, ventiladores e compressores [121].

2.1.3 Conversor multinível ponte H em cascata CHB

O conversor CHB possui um transformador com múltiplos enrolamentos, entre os enrolamentos secundários do transformador existe defasagem imposta pela construção dos mesmos, sendo que cada um deles é conectado a um módulo de potência, conectados em série para diminuir os esforços de tensão [125]. Cada módulo de potência é composto por um retificador que pode ser do tipo passivo ou ativo, um barramento CC e o inversor através de uma ponte H [121]. Através da Figura 11 é possível observar o esquemático do conversor CHB, sendo uma das topologias multinível mais populares para inversores de média e alta tensão para potências elevadas. Normalmente, IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) de alta corrente e baixa tensão são usados como dispositivos de comutação nos módulos de potência [127].

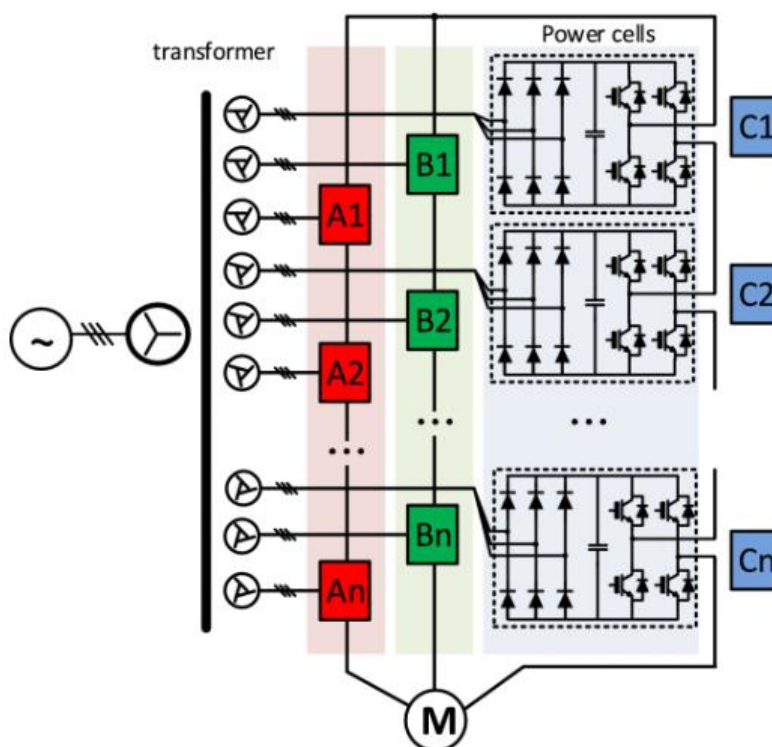


Figura 11 – Esquemático da topologia do conversor CHB

Fonte: Adaptado de [125].

Entre as vantagens dessa topologia estão: o baixo conteúdo harmônico, reduzindo a necessidade de filtros harmônicos; sistema de acionamento com estruturas modulares, permitindo adição de unidades redundantes e aumento da confiabilidade; a possibilidade de acionamento de máquinas síncronas e assíncronas [128]. No entanto, a presença do transformador no CHB apresenta desafios como alto custo, demanda de espaço e necessidade de resfriamento. Com diversos módulos e variações na tensão requerida, assim como no número de módulos instalados, são necessários dezenas de cabos para conectá-los aos transformadores,

resultando em aumento do espaço físico necessário e dos requisitos de resfriamento do equipamento [129].

A topologia CHB tem sido estudada para aplicações em plataformas offshore. Em [130], é discutida a confiabilidade dos conversores CHB no acionamento de bombas submersas. O estudo avalia a possibilidade de instalar um conversor como unidade de reserva, para cada 6 conversores, como uma estratégia alternativa para aumentar a confiabilidade no acionamento das bombas, e no contexto no estudo também são abordados eventos catastróficos de falha de conversores em plataformas no Brasil.

Ainda no contexto de confiabilidade de conversores na indústria de Óleo e Gás, em [131] é apresentado um método de resposta a falhas em conversores CHB. No cenário de danificação de um módulo de potência, realiza-se um *by-pass* na fase afetada e nas outras, de modo que seja mantido o nível de tensão igual entre as fases. Além disso, o método discute o aumento da tensão na saída dos módulos em operação, de forma que a tensão total disponível para acionamento da carga seja próxima da tensão nominal.

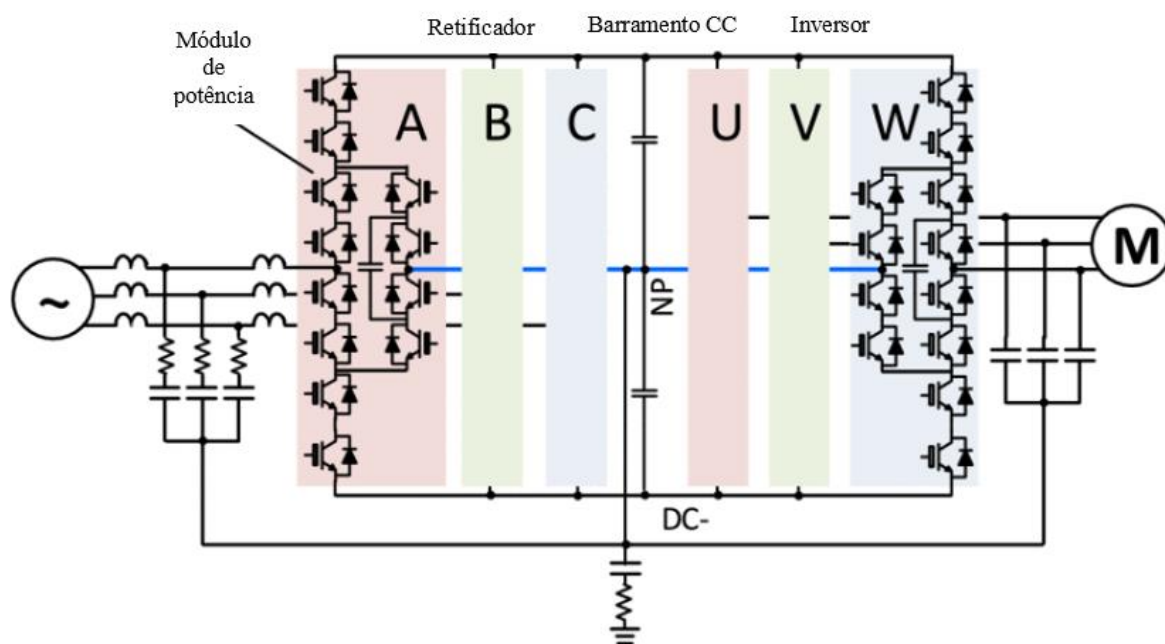
Em [56], aborda-se a aplicação de conversores CHB com entrada passiva e ativa para o acionamento de motores elétricos assíncronos em uma FPSO, bem como são apresentadas simulações computacionais demonstrando os benefícios alcançados quando comparados ao acionamento por partida direta, situação ainda presente em projetos de FPSO. No mesmo contexto, [60] trata da aplicação dos conversores CHB com entrada ativa, propondo uma metodologia de controle coordenado por meio de serviços ancilares como compartilhamento de potência.

2.1.4 Conversor com ponto neutro grampeado NPC

O conversor multinível NPC é amplamente aplicado em equipamentos na área de óleo e gás. A entrada pode ser ativa ou passiva, sendo baseada em fonte de tensão. O conversor de entrada passiva possui um retificador a diodos de 12 ou 24 pulsos, enquanto o inversor do lado da máquina utiliza IGBTs e diodos antiparalelos como unidade de potência para conexão em série. Enquanto isso, o barramento CC adota capacitores para desacoplar o ponto neutro, que é mantido através de diodos [125], [132].

Para aplicar a topologia com entrada ativa, substitui-se o retificador de diodo de entrada por uma réplica do inversor. Normalmente, na área de óleo e gás, eles são aplicados no acionamento de ventiladores e bombas, com excelente desempenho de ajuste de velocidade e torque. A maioria dos conversores NPC disponíveis no mercado opera na classe de tensão de 4

kV, geralmente com 3 níveis, sendo necessário adicionar mais níveis em série para aumentar o nível de tensão [121]. Na Figura 12 consta um conversor NPC de 5 níveis. Sob diferentes estados de comutação, a tensão de linha para neutro pode apresentar uma forma de onda de cinco níveis, levando a esforços de tensão e DHT de saída mais baixos [125].



Fonte: Adaptado de [125].

Figura 12 – Esquemático simplificado da topologia do conversor NPC

Apesar da possibilidade de adição de níveis no conversor NPC, controlar e manter a tensão através do capacitor flutuante é um desafio, e soluções especiais são frequentemente implementadas em produtos comercialmente disponíveis. O estresse de tensão desigual através dos dispositivos semicondutores também faz parte dos desafios dessa topologia [125].

Em [37], é proposta a implementação de multifuncionalidade em um conversor NPC de entrada ativa, com o objetivo de compensar reativo e distorção harmônica em uma plataforma offshore de O&G. Segundo os autores, a compensação de distorção harmônica foi limitada pela frequência de chaveamento de 3 kHz disponível em equipamentos comerciais. Além disso, o artigo discute o aproveitamento dos equipamentos já instalados em plataformas para serviços auxiliares e controle ativo.

Diversos estudos apresentam aplicações do conversor NPC em plataformas offshore, em [133] é apresentado um estudo de aplicação de um conversor NPC com tensão de 12 kV e capacidade de 20 MVA para acionamento de um compressor.

2.1.5 Conversor multinível com capacitor flutuante

A topologia do conversor FC é caracterizada por adicionar capacitores entre chaves em cascata para gerar níveis de tensão adicionais e, como consequência, reduzir os componentes harmônicos da tensão de saída [121], [134]. Para o conversor FC, alguns níveis de tensão podem ser obtidos por mais de um estado de comutação, o que proporciona grande flexibilidade no design do padrão de comutação. A aplicação de capacitores adicionais proporciona limitações para o conversor FC, pois são mais vulneráveis a falhas do que outros componentes, podendo contribuir para a redução de confiabilidade do conversor. As aplicações desses conversores incluem equipamentos como bombas de água na área de plataformas offshore [121]. O controle da tensão do capacitor é imprescindível e trata-se de uma tarefa complexa no âmbito do controle [135]. A Figura 13 apresenta o esquemático de um conversor FC.

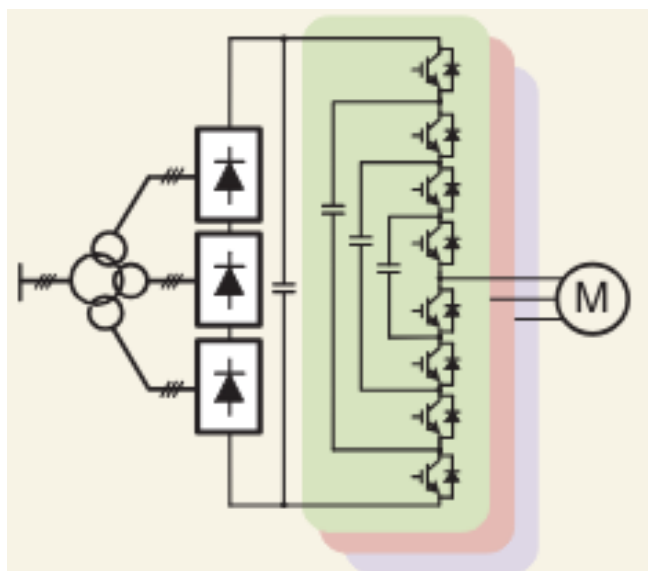


Figura 13 – Esquemático da topologia do conversor FC.

Fonte: Adaptado de [121].

Em [136] aborda-se a aplicação de um conversor FC, com foco na otimização do desempenho em motores de média tensão, especialmente em baixas velocidades e torque nominal. A metodologia visa controlar a corrente CA para equilibrar a potência entre os braços superior e inferior, reduzindo as oscilações de tensão nos capacitores CC. Os resultados das simulações computacionais foram obtidos para um conversor de 4,16 kV e potência nominal de 1 MW. Quanto confiabilidade do conversor FC, em [137] é apresentado uma estratégia de detecção de falhas nos módulos de potência, de maneira que seja possível isolar o módulo com defeito e restabelecer o funcionamento do conversor.

2.1.6 Conversor modular multinível

O conversor MMC é uma topologia desenvolvida inicialmente para aplicações em sistemas de transmissão de energia e tem sido recentemente estudado para aplicações no acionamento de máquinas de alta potência. Na sua configuração, cada fase é composta pelos braços superior e inferior, cada um contém uma série de submódulos (SMs) idênticos conectados em série e um indutor [125]. Os SMs são compostos por IGBTs de baixa tensão, diodos antiparalelos e um capacitor flutuante, e a tensão de saída pode ser ajustada dependendo dos SMs em série [138]. A Figura 14 apresenta o esquemático de um conversor MMC.

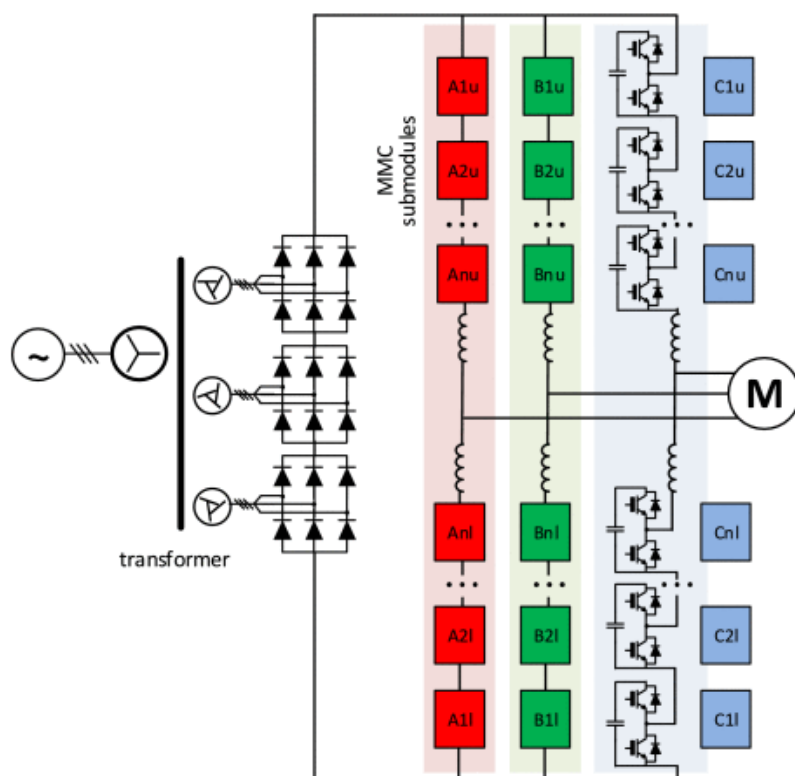


Figura 14 – Esquemático da topologia do conversor MMC.

Fonte: Adaptado de [125].

Entre os desafios dessa topologia, destaca-se a regulação da tensão CC dos capacitores dos SMs. Cada submódulo possui um capacitor flutuante e requer regulação adequada para garantir uma tensão equivalente entre os submódulos [139]. Como vantagens, destaca-se a confiabilidade devido à modularidade dos SMs, a redução de harmônicos de saída, a diminuição da frequência de comutação de cada SM e a capacidade de operar em quatro quadrantes [140]. No contexto das plataformas offshore, o MMC atende a aplicações no acionamento de compressores de óleo, bombas e ventiladores [121].

2.1.7 Conversores comerciais de média tensão aplicados na indústria de óleo e gás

Havendo elencando algumas das topologias de conversores aplicados na média tensão e acionamento de máquinas rotativas, apresenta-se na Tabela 3 um levantamento realizado dos principais conversores disponíveis no mercado, abrangendo a classe de tensão de aproximadamente 11 kV e capacidade de potência em dezenas de MW. O levantamento incluiu 27 modelos de conversores de 20 fabricantes. As cores destacadas na tabela permitem identificar as quatro topologias de conversores presentes: LCI (3 modelos), NPC (6 modelos), CHB (15 modelos) e MMC (3 modelos). A faixa de potência dos conversores listados varia entre 0,2 MW e 100,0 MW, com eficiência entre 96% e 99%.

Ainda através da Tabela 3, é possível verificar os limites máximos de frequência de saída dos conversores para acionamento de cargas, que variam de 60 Hz a 330 Hz. A tecnologia dos semicondutores utilizada também é apresentada na tabela, sendo: tiristor (3 modelos), IGCT (2 modelos) e IGBT (22 modelos). Além disso, as informações sobre a entrada dos conversores estão organizadas entre passiva, ativa e modelos de inversores que possuem linhas comerciais tanto passiva quanto ativa.

Tabela 3 – Modelos de conversores de potência em média tensão disponíveis no mercado.

Topologia	Fabricante	Modelo	Tensão (kV)	Potência (MW)	Tecnologia	Entrada	Frequência (Hz)	Eficiência (%)
LCI	ABB	MEGADRIVE	2,1 - 10,0	2,0 - 36,0	Tiristor	Ativa	120	99,0
	NIDEC	SILCOVERTS	1,2 - 11,0	0,2 - 65,0	Tiristor	Ativa	95	99,0
	SIEMENS	GL150	1,2 - 65,0	6,0 - 85,0	Tiristor	Ativa	150	99,0
NPC	ABB	ACS5000	4,16 - 13,8	3,0 - 36,0	IGCT	Passiva	250	98,5
	ABB	ACS580MV	3,3 - 11,0	0,2 - 6,3	IGBT	Passiva	120	96,0
	ABB	PCS8000	6,0 - 220,0	6,0 - 100,0	IGCT	Ativo	60	97,0
	EATON	SC9000	2,4 - 13,8	2,0 - 9,0	IGBT	Passiva	120	97,0
	GE	MV7000	3,0 - 13,8	4,0 - 38,0	IGBT	Passiva / Ativa	300	99,0
	INGETEA	MV700	1,0 - 11,0	1,7 - 11,1	IGBT	Passiva	70	98,0
CHB	AMTECH	AXPERT	1,0 - 11,0	0,2 - 12,5	IGBT	Passiva	120	97,0
	DELTA	MVD1000	1,0 - 11,0	1,0 - 12,3	IGBT	Passiva	75	97,0
	FUJI ELECTRIC	FRENIC4600FM6e	3,0 - 11,0	1,0 - 18,3	IGBT	Passiva / Ativa	120	97,0
	HICONICS	HIVERTHV4	3,3 - 11,0	0,2 - 28,0	IGBT	Passiva / Ativa	120	97,0
	INVT	GD5000	3,0 - 11,0	0,2 - 10,0	IGBT	Passiva / Ativa	120	96,0
	LSIS	M1000	3,0 - 11,0	0,2 - 12,5	IGBT	Ativa	120	96,0
	MICNO	HE1000	3,0 - 11,0	0,2 - 20,0	IGBT	Passiva	60	97,0
	ROCKWELL	PFLEX6000	2,0 - 11,0	0,2 - 14,0	IGBT	Passiva / Ativa	75	97,0
	SEVERN	MVC5100	3,0 - 13,8	0,2 - 14,7	IGBT	Passiva	120	97,0
	SCHNEIDER	ATV6000	2,4 - 13,8	1,0 - 20,0	IGBT	Passiva	120	98,5
	SIEMENS	GH180	2,3 - 11,0	3,0 - 25,0	IGBT	Passiva / Ativa	330	96,5
	TMEIC	TMdrive-MVG2	3,0 - 11,0	1,0 - 19,5	IGBT	Passiva	120	97,0
	VERTIV	MEGAVERT	0,6 - 10,0	0,3 - 10,0	IGBT	Passiva / Ativa	60	97,0
	WEG	MVW3000	1,1 - 13,8	0,1 - 12,0	IGBT	Passiva / Ativa	120	97,0
	YASKAWA	MV1000	1,0 - 13,8	1,0 - 12,0	IGBT	Passiva	120	97,0
MMC	GE	MM7	11,0 - 36,0	30,0 - 80,0	IGBT	Ativa	60	99,3
	NIDEC	SILCOVERT14000	6,0 - 13,8	2,0 - 100,0	IGBT	Passiva	330	98,0
	SIEMENS	GH150	4,16 - 13,8	4,0 - 47,0	IGBT	Passiva / Ativa	250	96,0

2.2 Aplicações de condicionamento ativo de potência através de conversores multiníveis

A aplicação de conversores eletrônicos de potência multiníveis tem sido explorada no contexto de condicionamento ativo de potência [141]. A seguir, serão apresentados alguns estudos que abordam esse tema.

Em [142], explora-se a aplicação de condicionamento ativo de potência através do conversor MMC para mitigação de correntes harmônicas, com resultados de compensação até a 13ª ordem. Entre as oportunidades apresentadas no uso dessa topologia, destaca-se a capacidade de sintetização de corrente de compensação de ordem elevada com baixa frequência de chaveamento nos IGBTs, mediante a aplicação da técnica de modulação PWM com deslocamento de fase, o que reduz as perdas na comutação.

No estudo apresentado por [143], foi utilizado um conversor MMC de 13 níveis para a aplicação de um condicionador unificado de qualidade de energia (UPQC - *Unified Power Quality Conditioner*), implementado em PSCAD/EMTDC. No contexto da compensação de distorção harmônica de corrente, os cenários simulados incluíram a compensação até a 17ª ordem, sendo possível reduzir o DHT de corrente de 21,6% para 4,1%.

Em [144], apresenta-se um estudo com estratégia de mitigação de corrente harmônica através de um conversor multinível. Neste artigo, é utilizada a técnica baseada na teoria PQ instantânea para obtenção de referência de compensação. O conversor utilizado como filtro ativo de potência consiste em um MMC de seis braços trifásicos, cada um com 12 submódulos conectados em série. Foi aplicada a técnica de modulação PWM com deslocamento de fase. As simulações foram realizadas no MATLAB/SIMULINK, com frequência de chaveamento de 3,6 kHz por módulo e a presença de carga não linear. Através dos resultados das simulações, foi possível observar a redução do DHT de corrente de 28% para 3,5% com redução de distorção até a 19ª ordem harmônica.

Quanto à aplicação do conversor CHB como filtro ativo, no estudo de [145], foram apresentados resultados de simulação com frequência de chaveamento de 5 kHz e presença de correntes de 5ª, 7ª, 11ª e 13ª ordem harmônica. Foram feitos comparativos entre conversores CHB com diferentes números de níveis, e os resultados mostraram redução da DHT de corrente para os conversores CHB-3 (10,6%), CHB-5 (7,5%), CHB-7 (6,8%), CHB-9 (6,2%) e CHB-13 (4,2%). Já em [146], foi apresentado um estudo de técnicas de controle para mitigação de distorção harmônica, com implementação em protótipo de baixa tensão de um filtro ativo

paralelo para o conversor CHB de 7 níveis, com frequência de chaveamento de 5 kHz. Através dos resultados, foi possível observar uma redução da DHT de corrente de 27% para 2%.

Em [147], apresenta-se a aplicação de um filtro ativo por meio de um conversor CHB assimétrico com 16 níveis. Nesse estudo, uma célula opera em alta frequência (15 kHz), enquanto as outras células são responsáveis por processar a maior parte da energia em baixa frequência. Destaca-se a utilização dessa estratégia para atender a sintetização de sinal em alta frequência (mitigação de distorção harmônica) com redução de perdas na comutação.

Em [148] realiza-se um estudo comparativo de aplicação de CEP multinível, para sistema de armazenamento de energia com capacidade multifuncional em plataformas de petróleo, e as topologias comparadas foram: NPC, CHB e MMC. Através dos resultados e considerando-se a complexidade de implementação, a topologia CHB destacou-se como a melhor escolha de aplicação.

2.3 Considerações parciais

Com base nas informações apresentadas na seção 2.1 (principais topologias de CEPs aplicados em plataformas) e na seção 2.2 (estudos e aplicações de conversores multiníveis para condicionamento ativo de potência), é possível destacar algumas informações para a compatibilização da metodologia de controle coordenado proposta através de AFE-ASDs.

No contexto de topologias dos CEPs, [121] apresenta informações comparativas no âmbito de acionamento de cargas, sob perspectiva de qualidade de energia, controlabilidade e atributos de hardware, que foram apresentadas na Tabela 4, sendo classificadas em três níveis: superior, intermediário e inferior. Os atributos analisados de qualidade de energia são: fator de potência, distorção harmônica na entrada e distorção harmônica na carga. Para controlabilidade são destacados a possibilidade de utilização de controle por PWM, desempenho dinâmico e desempenho em condições de baixa velocidade e alto torque. Quanto aos atributos de hardwares estão: complexidade e confiabilidade.

No contexto dos CEPs comerciais, através da Tabela 4, as informações mais relevantes sob a perspectiva de compatibilização da metodologia de controle coordenado proposta são: modelos de CEPs que possuem retificadores controlados ativos, *Active Front End* (AFE), eficiência dos CEPs, número de fabricantes e modelos por topologia. A topologia CHB se destaca pela maior quantidade de modelos e fabricantes disponíveis no mercado, muitos dos quais oferecem característica AFE. Vale destacar que o levantamento foi limitado aos modelos

com tensão e potência compatíveis com as faixas de operação dos AFE-ASDs das plataformas offshore e que viabilizem sua inserção na metodologia de controle coordenado.

Tabela 4 - Informações comparativas entre topologias de conversores em média tensão.

Topologia	Qualidade de Energia			Controlabilidade			Hardware	
	Fator de Potencia	Distorção Harmônica (Entrada)	Distorção Harmônica (Saída)	PWM	Desempenho Dinâmico	Desempenho (baixa velocidade e alto torque)	Complexidade	Confiabilidade
LCI	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓
PWM-CSC	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓
NPC	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
FC	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
CHB	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓
MMC	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Legenda			✓ Superior	✓ Intermediário	✗ Inferior			

Fonte: Adaptado de [121].

A eficiência é semelhante entre os diferentes modelos, fabricantes e topologias, variando entre 96% e 99%. A capacidade de entrada ativa também está disponível em todas as topologias presentes no mercado, embora seja limitada a determinados modelos e fabricantes.

Além das informações apresentadas na Tabela 3, o Anexo 1 contém dados extraídos do manual do conversor MVW3000, fabricado pela WEG [149]. Este conversor utiliza a topologia CHB e está disponível em diversos modelos, com diferentes potências e níveis de tensão, incluindo a faixa de tensão em estudo. A partir desse documento, foram coletadas informações relevantes para a contextualização do controle coordenado proposto: frequência de chaveamento do IGBT utilizado e frequência de chaveamento na saída do CEP, funcionalidade de by-pass e redução da capacidade do CEP por faixa de temperatura.

A frequência de chaveamento dos conversores varia em função da quantidade de células de potência em série que o modelo do CEP utiliza. Nos modelos com potência nominal entre 10-12 MW, essa frequência de chaveamento pode chegar a 12 kHz, sendo que cada IGBT possui frequência de chaveamento de 500 Hz. Conforme discutido em [142], isso é possível graças à aplicação da técnica de modulação com deslocamento de fase, o que se destaca como um aspecto relevante para sua aplicação nas metodologias de controle coordenado estudadas,

pois a compensação dos efeitos devidos à distorção harmônica de corrente exige uma taxa de frequência de chaveamento CEP (dezenas KHz) para sintetizar os sinais adequadamente.

Na Figura 15, adaptada de [149], ilustra-se uma funcionalidade de *by-pass* disponível no modelo MVW3000 da WEG, e em outros fabricantes, essa função permite conectar a carga diretamente no barramento, após a motor entrar em regime, o que pode ser explorado no contexto de multifuncionalidade para serviços ancilares e controle coordenado, pois permite maximizar a utilização de disponibilidade dos AFE-ASDs para serviços ancilares, durante eventos transitórios que demandem maior capacidade de potência.

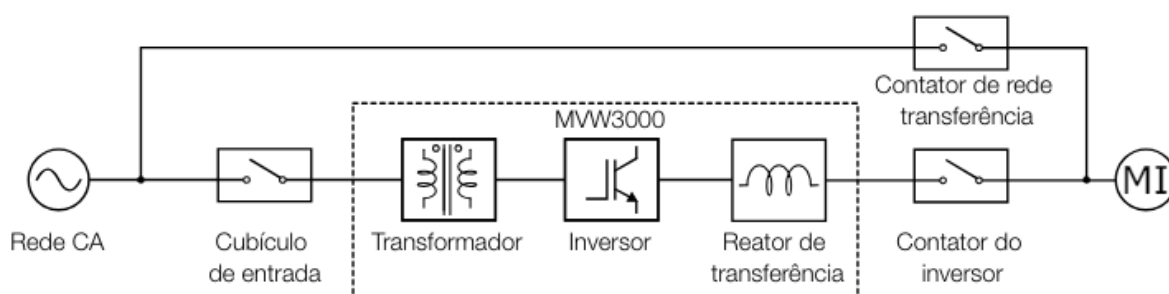


Figura 15 – Funcionalidade de *by-pass* em conversores aplicados no acionamento de motores.

Fonte: Adaptado de [149].

Ainda através dos dados contidos em [149], é possível observar informações sobre a redução da capacidade de potência em função da temperatura do conversor, em que se especifica que a partir de 40 °C até 50 °C ocorre uma redução da capacidade de potência em 2,5% por grau Celsius. Além disso, acima de 50 °C, o conversor entra em modo de falha devido à atingir sua temperatura máxima de operação. Com base nessas informações, é possível incorporar novas características ao controle coordenado, com monitoramento dessas informações de temperatura, que por sua vez podem limitar/saturar a capacidade dos CEPs. Além disso é importante avaliar, como essa característica pode impactar na metodologia proposta de controle coordenado.

Os estudos apresentados na seção 2.3, com foco na utilização de conversores multiníveis para o condicionamento ativo de energia, especialmente na mitigação de distorção harmônica de corrente, demonstram que vários dos desafios técnicos que podem estar vinculados ao controle coordenado através de conversores multiníveis têm sido abordados, viabilizando a proposta de uma metodologia de controle coordenado centralizado em plataformas FPSO.

CAPÍTULO 3

3 Proposta de controle coordenado através de AFE-ASDs em plataformas FPSO

Este capítulo apresenta a estrutura do controle coordenado de AFE-ASDs proposta para aplicação em plataformas do tipo FPSO. As seções estão organizadas de maneira que seja possível compreender os diversos níveis hierárquicos do sistema de gerenciamento de energia, com destaque para as camadas relacionadas à metodologia proposta, as premissas de aplicação, bem como o seu detalhamento matemático.

3.1 Controle coordenado integrado ao PMS

Em plataformas do tipo FPSO, o Sistema de Gerenciamento de Potência (PMS) é responsável por coordenar o funcionamento de diversos equipamentos presentes no sistema elétrico, através de infraestrutura de comunicação e dispositivos de controle. Da mesma forma, como aplicado em microrredes, o gerenciamento e controle do sistema elétrico pode ser organizado de maneira hierárquica de três níveis. No nível primário estão os sistemas de medição de tensão e corrente, sistema de proteção e o controle local dos GTGs. No nível secundário estão as estratégias de compartilhamento de potência entre geradores, e ajustes de referências de tensão e frequência. Nesse nível as ações são geridas por controladores que estão integrados via infraestrutura de comunicação. O nível terciário contempla o sistema de supervisão, monitoramento e Interface Homem Máquina - IHM, que possui comunicação com o nível secundário e recebe informações sobre as condições atuais do sistema elétrico, ao mesmo tempo que estabelece referências de ajuste para os controles do nível secundário. Através do nível terciário é possível integrar comunicação com servidores externos, nuvem de dados, com possibilidade de monitoramento e supervisão através de outros dispositivos. Considerando essas características de arquitetura hierárquica, o controle coordenado proposto busca integrar-se como uma nova funcionalidade ao PMS, sendo que cada etapa das estratégias adotadas permita ser acomodada nas camadas de controle previamente existentes.

Assim, adotam-se algumas premissas importantes para a formalização da metodologia:

- ✓ A arquitetura de gerenciamento do SEP da plataforma FPSO sendo tipicamente centralizada;
- ✓ A disponibilidade de infraestrutura de comunicação entre dispositivos, baseando-se na norma IEC-61850, com canais de comunicação integrados através de fibra óptica;

- ✓ Aplicação de AFE-ASDs multifuncionais e com possibilidade de disponibilidade de potência para serviços ancilares;
- ✓ Tensão comum no barramento de conexão entre os equipamentos participantes da estratégia de controle coordenado.

Assim, pode-se caracterizar que a estratégia de gerenciamento proposta se baseia em uma topologia de controle coordenado centralizado com atuação através dos AFE-ASDs, visando a compensação da potência reativa, a redução do conteúdo harmônico nas correntes e a correção do desbalanço de potência reativa no ponto de conexão dos GTGs. Estas melhorias contribuem tanto para a estabilidade do SEP, quanto para a redução de perdas.

A Figura 16 apresenta o sistema elétrico típico de uma FPSO, com o PMS e a infraestrutura de comunicação considerados, tendo o controle coordenado proposto como função adicional sendo integrada ao PMS.

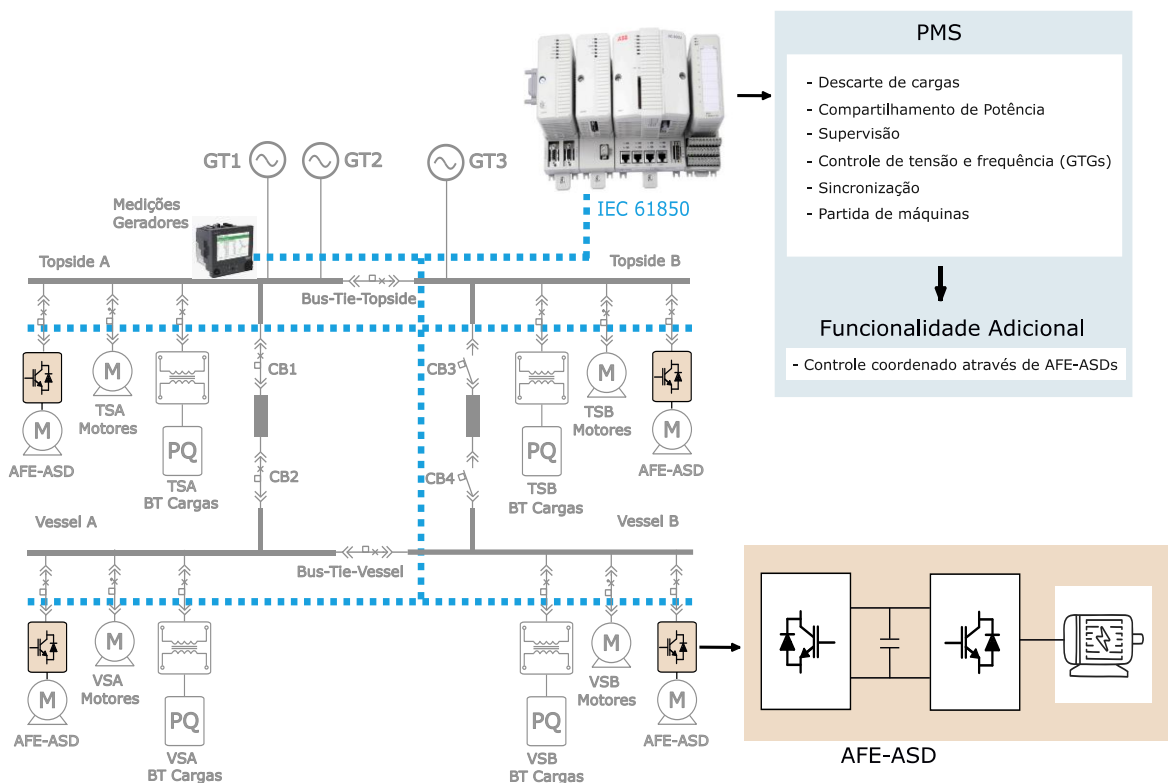


Figura 16 – Integração do sistema PMS com função adicional (controle coordenado).

No âmbito do controle coordenado em níveis, as ações de controle local são executadas pelos AFE-ASDs multifuncionais, que além de executarem sua função principal de acionamento das máquinas, também atuam com serviços ancilares, recebendo informações com

referências de compensação do nível secundário e atuando no nível primário, sintetizando as referências em correntes de compensação no ponto de conexão.

As estratégias de compensação são executadas no nível secundário de controle e, no contexto do SEP de uma FPSO, são implementadas no dispositivo de controle central, juntamente às outras estratégias do PMS, e são integradas ao nível primário e terciário. Com o nível primário, a integração acontece através da aquisição de sinais de tensão e corrente e para o compartilhamento de referências entre os AFE-ASDs. No contexto do controle coordenado, a integração do nível primário com o secundário acontece em função da necessidade de estabelecer parâmetros para as estratégias de compensação, ativação do controle coordenado, monitoramento e supervisão.

3.2 Desenvolvimento da metodologia

A metodologia fundamenta-se no compartilhamento das correntes de compensação entre AFE-ASDs multifuncionais, em função da sua disponibilidade de potência e critérios de operação dados por eventos típicos da plataforma FPSO. A Figura 17 ilustra a metodologia do controle coordenado proposto, com indicação de etapas do processo, nas subseções 3.2.1 – 3.2.7 detalham as etapas A-G, conforme descrito:

- ✓ Etapa A: Apresenta as informações sobre os sinais de corrente e tensão utilizados como entrada no controle coordenado;
- ✓ Etapa B: Descreve as definições da Teoria de Potência Conservativa (CPT - *Conservative Power Theory*) que foram empregadas para garantir a ortogonalidade (física e matemática) entre as parcelas de corrente calculadas e controladas;
- ✓ Etapa C: Detalha o cálculo dos cenários de compensação das parcelas de potência reativa balanceada, reativa desbalanceada e de distorção.
- ✓ Etapa D: Define as potências de disponibilidade individual de cada AFE-ASDs, e calcula-se o coeficiente de disponibilidade proporcional à capacidade total de potência aparente;
- ✓ Etapa E: Descreve o algoritmo de seletividade proposto que opera a partir dos cenários de compensação das parcelas de potência, e calcula o fator de seletividade para cada componente de potência: reativa balanceada, distorção e reativa desbalanceada;

-
- O diagrama ilustra o controle coordenado de um sistema de distribuição de energia. No topo, o bloco "Controle Coordenado" contém o CPT (Controlador de Potência Total), o bloco de "Potências de Compensação", o "Algoritmo de seletividade" e o bloco de "Potências e Disponibilidade dos AFE-ASDs".
- À esquerda, o bloco "Reconstrução dos sinais" recebe dados dos sensores (A, V) e os envia para o CPT. O CPT calcula a tensão $v^{PAC}[n]$ e a corrente $i^l[n]$. O bloco de "Potências de Compensação" calcula as potências $Q_l[n]$, $D_l[n]$ e $U_{rl}[n]$. O "Algoritmo de seletividade" calcula as potências $A_1^*[n]$, $A_2^*[n]$ e $A_3^*[n]$. O bloco de "Potências e Disponibilidade dos AFE-ASDs" calcula a potência $A_{av}^{ASDt}[n]$ e a disponibilidade $i^{ASD1}[n]$, $i^{ASDm}[n]$ e $v^{PAC}[n]$.
- À direita, o bloco "Empacotamento dos sinais com TDF" recebe os dados e os envia para o sistema de potência. O sistema de potência calcula a corrente total de compensação $i^*[n+N]$ e a corrente $i^l[n]$. O bloco de "Potências e Disponibilidade dos AFE-ASDs" calcula a potência $A_{av}^{ASDt}[n]$ e a disponibilidade $i^{ASD1}[n]$, $i^{ASDm}[n]$ e $v^{PAC}[n]$.
- Na parte inferior, o diagrama mostra a interface física entre o sistema de potência e os dispositivos de armazenamento. O sistema de potência fornece a tensão $v^{PAC}[n]$ e a corrente $i^l[n]$ para as cargas gerais (MT Cargas e Motores). Os dispositivos de armazenamento (AFE-ASDs) recebem a tensão $v^{PAC}[n]$ e a corrente $i^l[n]$ e fornecem a corrente $i^{ASDt}[n]$ para o sistema de potência. O sistema de potência também fornece a corrente $i^{GTG1}[n]$, $i^{GTG2}[n]$ e $i^{GTG3}[n]$ para as fontes renováveis (GT).

57

No contexto de aquisição de dados e compartilhamento de sinais de referência, a metodologia proposta aplica o empacotamento e desempacotamento de sinais, conforme será discutido na seção 3.4.

3.2.1 Etapa A: sinais amostrados

A metodologia proposta utiliza a Transformada Discreta de Fourier (TDF) para empacotar os sinais amostrados $x[n]$, a cada período $T = 1/f_{grid}$, respeitando uma janela de N amostras para atualização das referências de compensação $x^*[n + N]$, sendo N definida pela relação entre a frequência fundamental da rede e a frequência de amostragem. A Figura 18 ilustra o ciclo de atualização do controle coordenado.

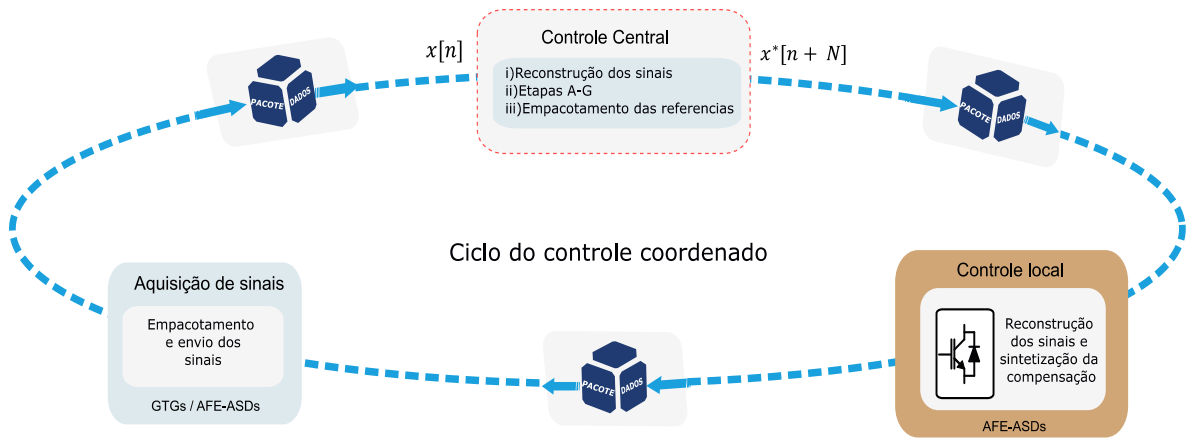


Figura 18 – Ciclo de atualização do controle coordenado proposto.

O SEP da FPSO pode ser dividido em três grupos principais de dispositivos: o grupo de geradores a gás, responsável pelo fornecimento de energia; o grupo de cargas não controláveis, que opera independentemente da gestão de compensação e injeção de potência; e o grupo dos AFE-ASDs, diferenciados por sua capacidade multifuncional. Dessa forma, o cálculo da corrente total da carga, representada pelo vetor trifásico $\mathbf{i}^l = [i_a^l, i_b^l, i_c^l]$, resulta da Lei de Correntes de *Kirchhoff* no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) conforme expressa em (1) e demonstrado na Figura 19.

$$\mathbf{i}^l[n] = \mathbf{i}^{GTGt}[n] + \mathbf{i}^{ASDt}[n] \quad (1)$$

$$\mathbf{i}^{GTGt}[n] = \sum_{j=1}^M \mathbf{i}^{GTGj}[n] \quad (2)$$

$$\mathbf{i}^{ASDt}[n] = \sum_{j=1}^K \mathbf{i}^{ASDj}[n] \quad (3)$$

sendo $\mathbf{i}^{GTt}$ e $\mathbf{i}^{ASDt}$ os vetores trifásicos das correntes fornecidas pelos GTGs $\mathbf{i}^{GTt}$ e pelos AFE-ASDs, descritas em (2) e (3), respectivamente. M e K definem o número de GTGs e AFE-ASDs instalados na plataforma, respectivamente.

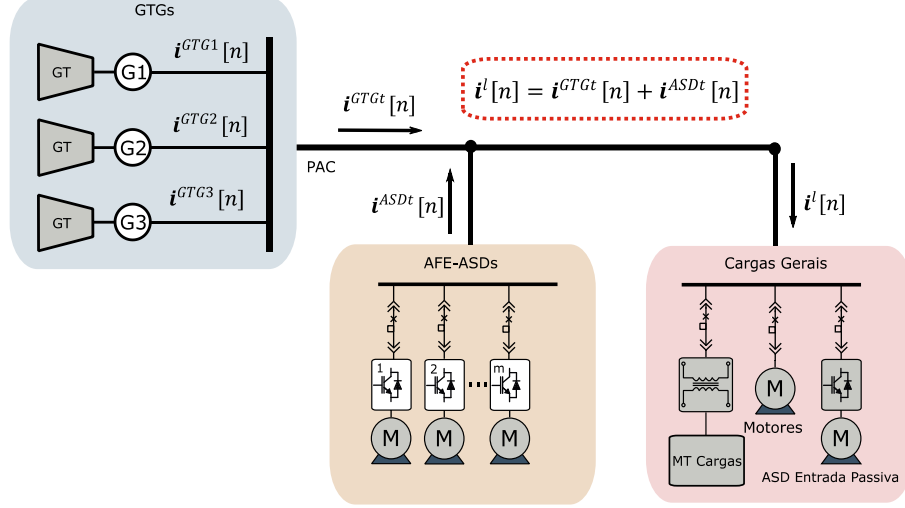


Figura 19 – Circuito elétrico simplificado.

3.2.2 Etapa B: definições da teoria de potência conservativa

A Teoria da Potência Conservativa CPT é definida no domínio do tempo e permite caracterizar o comportamento de sistemas elétricos polifásicos, especialmente sob condições não ideais de tensão e corrente, i.e., em cenários com cargas desbalanceadas e/ou não lineares e sob tensões deterioradas [150], [151]. Pela CPT, a Potência Aparente (A) trifásica pode ser decomposta nas parcelas de Potência Ativa (P), Potência Reativa (Q), Potência de Distorção (D) e nas Potências Ativa e Reativa de Desbalanço, U_a e U_r , conforme indicado em (4).

$$A = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2 + U_a^2 + U_r^2} \quad (4)$$

Para isso, as correntes trifásicas são decompostas em componentes ortogonais que representam os diferentes fenômenos físicos envolvidos no funcionamento dos circuitos elétricos, sejam eles relacionados à transferência de energia útil (ativa), trocas de energia/potência reativa ou não lineares e desbalanços, como em (5).

$$\mathbf{i} = \mathbf{i}_a^b + \mathbf{i}_r^b + \mathbf{i}_a^u + \mathbf{i}_r^u + \mathbf{i}_v \quad (5)$$

sendo, $\mathbf{i}_a^b$ a corrente ativa balanceada, $\mathbf{i}_r^b$ a corrente reativa balanceada, $\mathbf{i}_a^u$ e $\mathbf{i}_r^u$ as correntes de desbalanço ativa e reativa, respectivamente, e $\mathbf{i}_v$ representa a corrente de distorção (não

linearidades). O detalhamento matemático para cada uma dessas componentes pode ser consultado em [150].

Através dessa decomposição torna-se possível escolher a(s) parcela(s) de corrente a ser(em) compensada(s), permitindo a implementação de estratégias de seletividade. Ainda, considerando-se que os dispositivos distribuídos são ASDs, sem capacidade de injeção de potência ativa, a estratégia limita-se à compensação das parcelas de corrente reativa balanceada, reativa de desbalanço e de distorção.

3.2.3 Etapa C: referência de potência de compensação

As componentes de potência de compensação não ativas são determinadas pela CPT, conforme (4), utilizando como entradas os vetores trifásicos da corrente de carga $\mathbf{i}^l[n]$ e da tensão no barramento comum $\mathbf{v}^{PAC}[n]$. Assim, a metodologia contempla o cálculo de três cenários distintos de compensação, definidos em (6), (7) e (8).

$$A_1^*[n] = \sqrt{Q_l[n]^2 + D_l[n]^2 + Ur_l[n]^2} \quad (6)$$

$$A_2^*[n] = \sqrt{Q_l[n]^2 + D_l[n]^2} \quad (7)$$

$$A_3^*[n] = \sqrt{Q_l[n]^2} \quad (8)$$

Em (6) considera-se a potência total de compensação não ativa no PAC, incluindo as componentes de potências Q , D e U_r . Em (7) e (8) consideram-se cenários de compensação parcial, em função da disponibilidade de potência dos conversores. Assim, as parcelas de compensação A_1^* , A_2^* e A_3^* são escolhidas pelo algoritmo de seletividade discutido na Etapa E e detalhado na Figura 20.

3.2.4 Etapa D: coeficiente de disponibilidade dos AFE-ASDs

O controle coordenado proposto fundamenta-se no aproveitamento da disponibilidade dos AFE-ASDs para execução de serviços ancilares. Nesse contexto, calcula-se a potência de disponibilidade de cada conversor pela diferença entre a potência em operação e a potência nominal de cada equipamento, conforme (9).

$$A_{av}^{ASDj}[n] = A_{nom}^{ASDj} - A_{act}^{ASDj}[n] \quad (9)$$

A equação (10) define a capacidade total de potência de compensação dos ASDs, calculada como a soma das potências de disponibilidade individuais (j) de potência aparente de cada ASD.

$$A_{av}^{ASDt}[n] = \sum_{j=1}^K A_{av}^{ASDj}[n] \quad (10)$$

Por fim, calcula-se o coeficiente de disponibilidade individual de cada AFE-ASD, em (11), dado pela relação entre a disponibilidade A_{av}^{ASDj} e a capacidade total de potência de compensação dos ASDs A_{av}^{ASDt} .

$$\alpha^{ASDj}[n] = \frac{A_{av}^{ASDj}[n]}{A_{av}^{ASDt}[n]} \quad (11)$$

3.2.5 Etapa E: algoritmo de seletividade

O algoritmo de seletividade proposto está detalhado na Figura 20 e tem como requisito selecionar quais parcelas de potência serão compensadas e qual será o percentual de compensação aplicado. O algoritmo desenvolvido baseia-se na verificação da disponibilidade de potência aparente, expressa em (11), com relação aos cenários demonstrados em (6), (7) e (8). Ao final de cada ciclo rastreado pelo algoritmo, são calculados os coeficientes que podem variar de 0 a 1: f_Q (reativo), f_D (distorção) e f_{Ur} (desbalanço reativo). Esses coeficientes fazem parte da estratégia que determina quais componentes serão compensadas e em que proporção. Neste contexto, definiu-se o chamado Fator de Contribuição Mínima (MCF), como parâmetro responsável por ajustar o percentual mínimo das parcelas de compensação aplicáveis no algoritmo de seletividade.

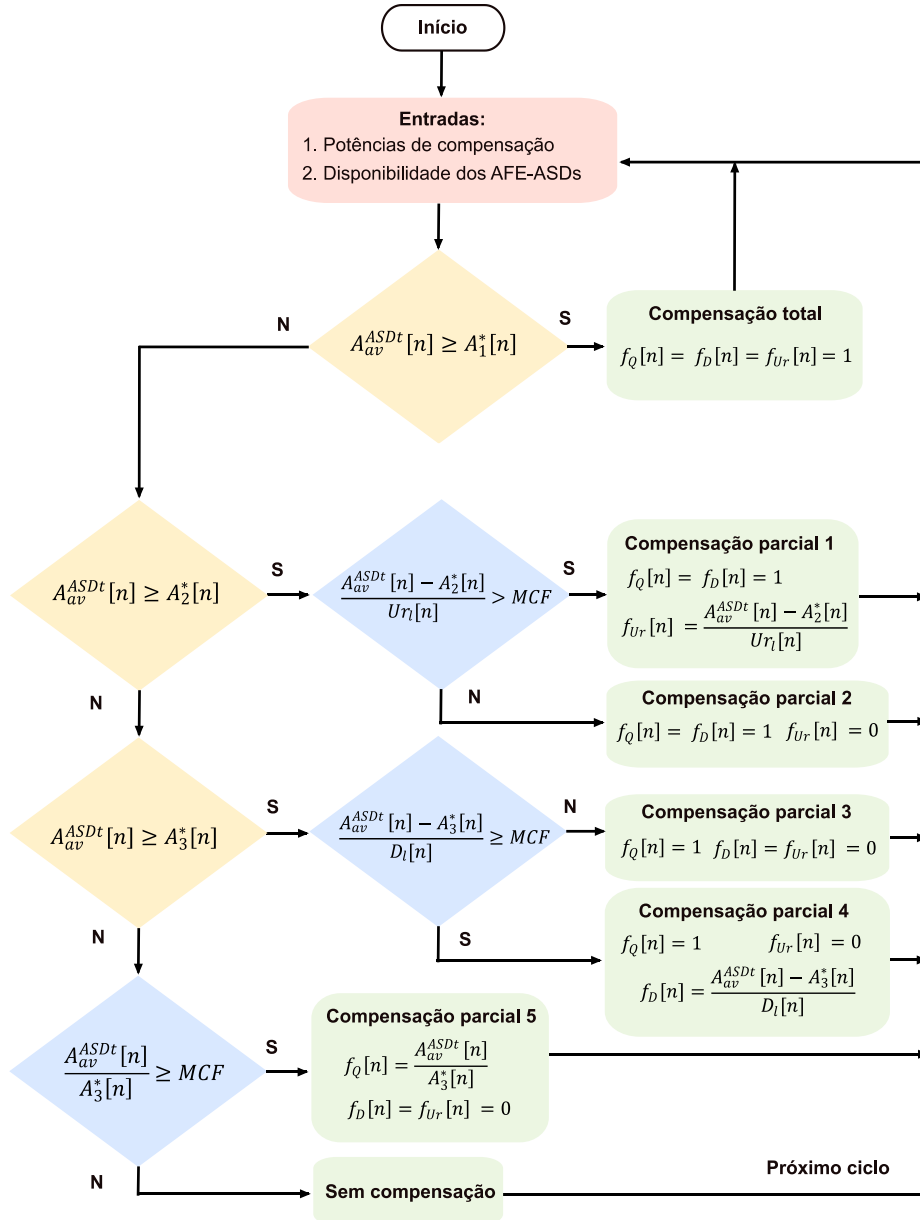


Figura 20 - Algoritmo de seletividade proposto.

3.2.6 Etapa F: corrente total de compensação

Conforme demonstrado em (5), a metodologia utiliza as componentes ortogonais da corrente de carga como referência de compensação. Dessa forma são obtidas as correntes: reativa balanceada i^{lr} , de distorção i^{lv} e reativa de desbalanço i^{lur} . Assim, a referência plena de compensação não ativa i^{c*} pode ser demonstrada em (12), garantindo a compensação da parcela de potência aparente descrita em (6).

$$i^{c*}[n + N] = i^{lr}[n] + i^{lv}[n] + i^{lur}[n] \quad (12)$$

A corrente de compensação total $\mathbf{i}^*$ é obtida em (13), a partir de (12), incluindo os coeficientes do algoritmo de seletividade f_Q , f_D e f_{Ur} , o que garante a inclusão das limitações de disponibilidade dos AFE-ASDs integrados ao controle coordenado.

$$\mathbf{i}^*[n + N] = \mathbf{i}^r[n] \cdot f_Q[n] + \mathbf{i}^v[n] \cdot f_D[n] + \mathbf{i}^{ur}[n] \cdot f_{Ur}[n] \quad (13)$$

A corrente de compensação total $\mathbf{i}^*[n + N]$ já está calculada em função das limitações de disponibilidade dos AFE ASDs integrados ao controle coordenado.

3.2.7 Etapa G: cálculo de referência de compensação dos AFE-ASDs

A referência de compensação para cada ASD é estabelecida em (14), como o produto da corrente de compensação total $\mathbf{i}^*$ e do coeficiente de disponibilidade individual de cada AFE-ASD α^{ASDj} .

$$\mathbf{i}^{ASDj*}[n + N] = \mathbf{i}^*[n + N] \times \alpha^{ASDj}[n] \quad (14)$$

3.3 Saturador de Temperatura

Através das informações contidas na folha de dados do conversor WEG MW3000 (modelo apresentado na Tabela 4), é possível verificar que os fabricantes podem restringir a capacidade de potência a partir de diferentes faixas de temperatura, por exemplo:

- ✓ **Até 40°C:** o conversor pode operar com 100% do valor nominal;
- ✓ **Entre 40°C e 50°C:** A capacidade do conversor é reduzida em 2,5% a cada grau que a temperatura se eleva;
- ✓ **A partir de 50°C:** O inversor entra em status de falha e é desconectado.

Com o objetivo de representar esse funcionamento, foi implementado um saturador dinâmico a partir da medição de temperatura do conversor. Este saturador atua conforme a função de saída de potência $A^{ASDj}(T)$, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Saturador de potência dos AFE-ASDs através de medição de temperatura.

Faixa 1	Faixa 2	Faixa 3
$T \leq 40^\circ C$	$40^\circ C < T \leq 50^\circ C$	$T > 50^\circ C$
$A^{ASDj}(T) = A_{nom}^{ASDj}$	$A^{ASDj}(T) = A_{nom}^{ASDj} (1 - 0,025(T - 40))$	$A^{ASDj}(T) = 0$

Considerando que a capacidade de potência dos AFE-ASDs depende da temperatura de operação, é necessário alterar (9) conforme expresso em (15).

$$A_{av}^{ASDj}[n] = A^{ASDj}(T) - A_{act}^{ASDj}[n] \quad (15)$$

A Figura 21 ilustra o funcionamento do saturador implementado, atuando em função do monitoramento da temperatura do conversor: até 40 °C a capacidade de potência do conversor está igual a 100 %, ou seja, potência nominal, entre 40 - 50 °C existe um decréscimo de 2,5 % por grau reduzido (variando de 100-75% da capacidade nominal) e a partir de 50°C o inversor entra em falha e é desconectado do sistema elétrico (capacidade de 0%).

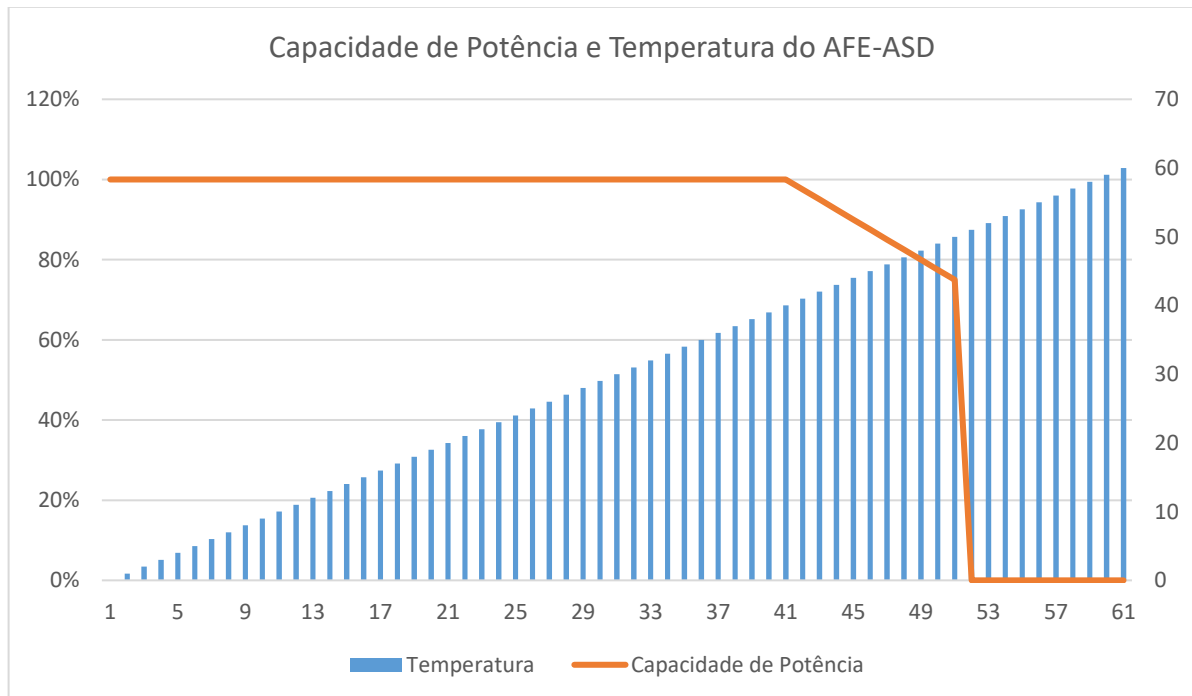


Figura 21 - Capacidade de potência do AFE-ASD em função de sua temperatura.

3.4 Infraestrutura de Comunicação

A infraestrutura de comunicação utilizada no PMS de projetos atuais de plataformas FPSO são baseados na norma IEC 61850, incluindo a arquitetura de barramento de processo. Esta incorpora uma rede Ethernet de alta velocidade que opera em taxas que variam de 100 Mbps a 1 Gbps, substituindo as conexões físicas tradicionais entre transformadores de instrumentos e equipamentos de controle e proteção. Sua principal função é transmitir digitalmente valores amostrados de corrente e tensão das unidades de medição para diversos dispositivos no sistema elétrico [79].

Considerando a premissa dessa infraestrutura, é viável propor metodologias que empreguem altas taxas de amostragem e transmissão de dados, entretanto, conforme ilustrado na Figura 17, a metodologia proposta neste trabalho enfatiza o empacotamento e desempacotamento de sinais utilizando a Transformada Discreta de Fourier (TDF), conforme aplicado em [152]. Assim, os sinais de tensão do Ponto de Acoplamento Comum (PAC), as correntes dos geradores e as correntes dos AFE-ASDs são processados utilizando a TDF, antes de serem transmitidos através do link de comunicação da IEC 61850. O processamento através da TDF transforma os sinais amostrados em um vetor com os valores de pico das componentes em fase e quadratura na frequência fundamental, além de outras frequências que se desejem monitorar. Tal vetor é atualizado uma vez por ciclo da frequência fundamental.

Na Figura 22 é apresentado o processo de empacotamento de sinais, podendo-se observar a utilização de um PLL para sincronização dos sinais unitários em fase $x_{h\parallel m}$ e em quadratura $x_{h\perp m}$, a multiplicação desses sinais pelo sinal da corrente i^{ASDt} e detecção de valores de pico em fase $I_{h\parallel m}^{ASDt}$ e valores de pico em quadratura $I_{h\perp m}^{ASDt}$. A Figura 22 está organizada em dois itens “a” e “b”, sendo que em “a” está disposto um diagrama de blocos que ilustra o processo de empacotamento e em “b” consta os respectivos sinais no tempo no processo de empacotamento conforme organizado em “a”.

Conforme apresentado na Figura 23, o processo de reconstrução do sinal é realizado através dos valores de pico e sinais unitários em fase $x_{h\parallel m}$ e quadratura $x_{h\perp m}$. Com o sinal reconstruído é possível aplicar a Teoria CPT para decomposição das correntes, o algoritmo de seletividade e o cálculo dos sinais de compensação para os AFE-ASDs. As referências de compensação também fazem parte desse processo, e os sinais são reconstruídos em cada AFE-ASD para controle.

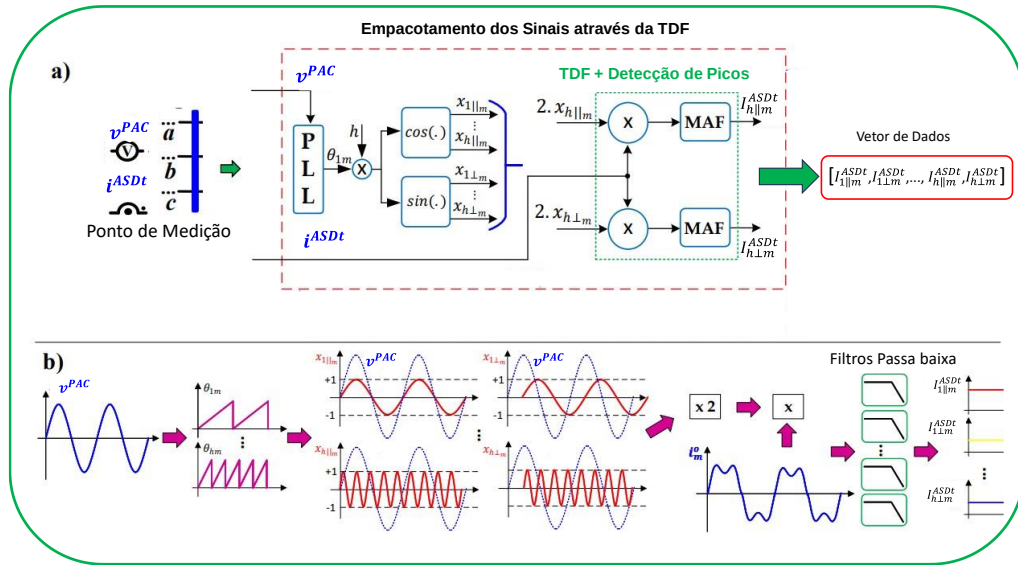


Figura 22 - Processo de empacotamento de sinais.

Fonte: Adaptado de [96]

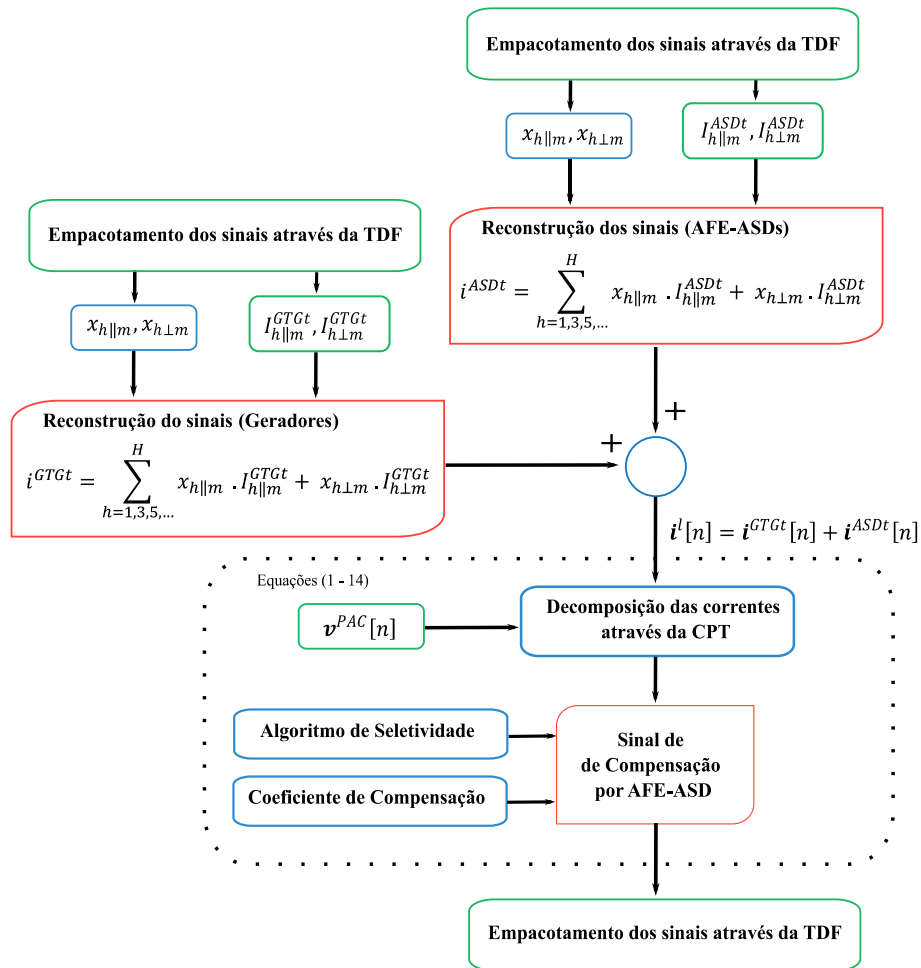


Figura 23 - Reconstrução de sinais.

Fonte: Adaptado de [96]

3.5 Considerações parciais

A metodologia proposta neste capítulo baseia-se em premissas fundamentais, como a arquitetura centralizada de gerenciamento do SEP da plataforma FPSO, a utilização de infraestrutura de comunicação conforme a norma IEC-61850, e a presença de conversores eletrônicos distribuídos nas plataformas de petróleo e gás. Adicionalmente, pressupõe-se que a tensão é comum entre os equipamentos participantes da estratégia de controle coordenado.

A CPT foi aplicada para gerar referências de compensação com base nas componentes ortogonais de corrente, possibilitando uma compensação seletiva da potência reativa (tanto balanceada quanto desbalanceada) e da potência de distorção, de acordo com a disponibilidade de cada conversor. O controle coordenado centraliza essa compensação, ajustando sua distribuição de maneira eficiente, conforme as condições operacionais do sistema. Para fins de seletividade, foi proposto um algoritmo que permite avaliar a disponibilidade de potência disponível para compensação em relação da demanda de compensação e dessa forma priorizar uma componente de potência em detrimento das outras, permitindo cenários de compensação total e parcial. Com a seletividade definida é possível compartilhar os sinais de referência de compensação entre os AFE-ASDs. No processo compartilhamento de sinais, adotou-se uma técnica de empacotamento através da TDF, permitindo o envio de valores de pico, em fase e quadratura com a frequência fundamental e outras harmônicas de interesse.

O controle coordenado também incorporou uma função para monitoramento de temperatura e saturação da capacidade de potência dos AFE-ASDs, para avaliar condições de desconexões dos conversores devido às limitações térmicas. Por fim, a metodologia foi proposta para ser adaptável ao PMS existente nas plataformas FPSO, integrando-se às camadas de controle primário (controle local dos AFE-ASDs), secundário (estratégias de compensação) e terciário (informações paramétricas e referências de operação).

CAPÍTULO 4

4 Modelagem computacional do SEP de uma FPSO

Este capítulo detalha os principais modelos utilizados na simulação da plataforma FPSO, desenvolvidos com base em dados de fabricantes e relatórios operacionais de SEPs de outras plataformas. Os equipamentos modelados incluem: GTGs, motores elétricos, transformadores, cargas constantes e cabos de alimentação.

O sistema em estudo é o sistema elétrico de uma plataforma do tipo FPSO, típica das operações na costa brasileira (vide Figura 16). Este sistema foi modelado a partir de dados técnicos fornecidos por fabricantes e por meio de uma cooperação técnica de equipe multidisciplinar de pesquisadores e empresas do segmento offshore de óleo e gás. Os modelos foram implementados no software MATLAB/SIMULINK, empregando o pacote ARTEMiS da Opal-RT, o qual permite a integração dos modelos com o hardware de processamento avançado do mesmo fornecedor, trazendo ganhos significativos de tempo computacional para as simulações.

Os geradores foram modelados usando modelos de polinômios de 8ª ordem, incorporando controle integrado de tensão e frequência. No que diz respeito aos motores de indução de média tensão conectados aos barramentos, foi utilizado um modelo do tipo LUT (*look-up-table*). Os transformadores foram modelados empregando a abordagem convencional de circuito equivalente IEEE. As cargas de baixa tensão foram caracterizadas por suas impedâncias equivalentes. Além disso, os cabos foram representados por resistências e indutâncias conectadas em série. Devido às restrições no tempo de simulação, os AFE-ASDs foram modelados como fontes de corrente, incorporando limitações de potência e corrente, conforme valores nominais de equipamentos típicos e possíveis percentuais de disponibilidade. Os resultados das simulações computacionais levam em conta a aplicação do empacotamento e desempacotamento dos sinais por meio da TDF, com as referências de compensação sendo atualizadas a cada período da frequência fundamental da rede ($T = 16,67$ ms).

4.1 Sistema integrado de geração de turbinas a gás

Sobre o sistema integrado de geração com turbinas a gás, a modelagem inclui o gerador síncrono, a turbina a gás, a excitatriz e os controles associados à tensão e à velocidade do gerador. A Figura 24 apresenta o diagrama simplificado do sistema integrado de geração modelado, enquanto a Figura 25 mostra os modelos do sistema no SIMULINK.

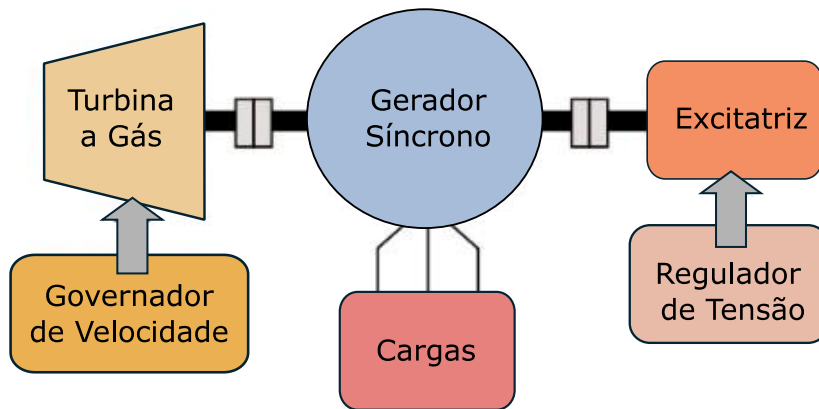


Figura 24 - Sistema integrado de geração com turbinas a gás.

Fonte: Adaptado de [153].

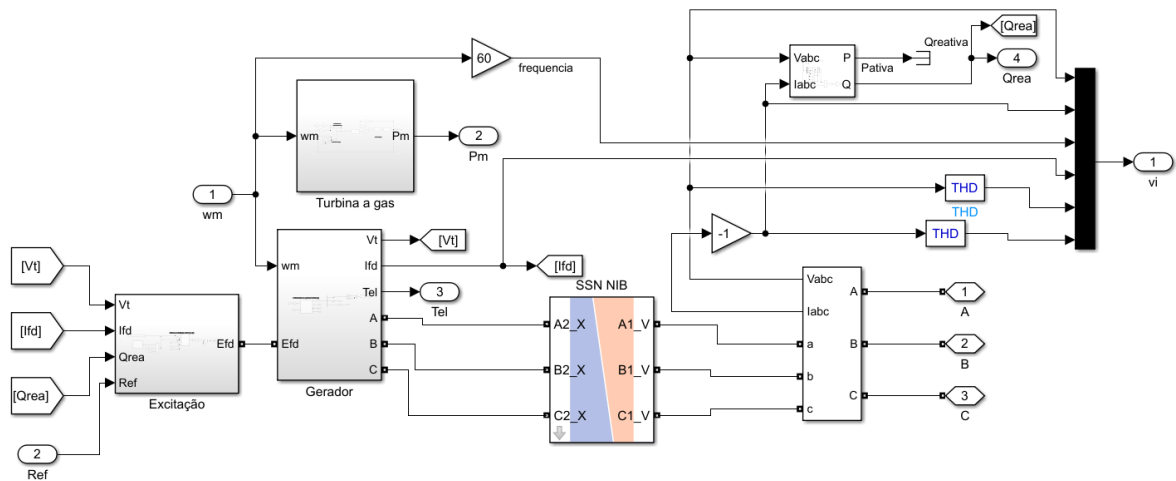


Figura 25 - Sistema integrado de geração com turbinas a gás, modelado no SIMULINK/Artemis.

A máquina síncrona pode ser representada por um circuito equivalente nas coordenadas abc , conforme ilustrado na Figura 26. Essa representação inclui três enrolamentos estacionários (L_{aa} , L_{bb} e L_{cc}), correspondentes às fases a , b e c , alimentados por corrente alternada, denominados enrolamentos do estator. Adicionalmente, há um enrolamento alimentado por corrente contínua, denominado enrolamento de campo (LF). Além disso, existem dois enrolamentos amortecedores (LQ e LD) nos eixos direto e de quadratura, que são uma simplificação de um conjunto de enrolamentos projetados para amortecer oscilações durante perturbações [153].

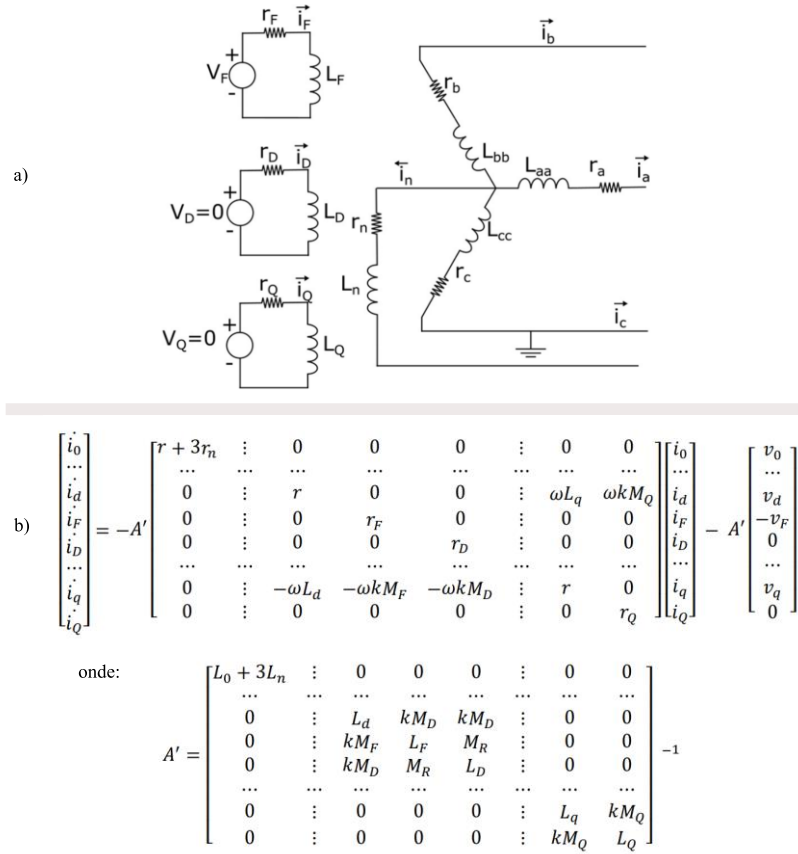


Figura 26 - a) Circuito equivalente de um gerador síncrono b) Modelo de 8ª ordem do gerador considerando os enrolamentos de armadura, de campo e amortecedor.

Fonte: Adaptado de [153].

Os seguintes elementos são indicados na Figura 26.a:

- ✓ L_{aa}, L_{bb} e L_{cc} : autoindutância das bobinas a, b, c ;
- ✓ i_a, i_b e i_c : corrente elétrica nas bobinas a, b, c ;
- ✓ r_a, r_b e r_c : resistência na bobina a, b, c ;
- ✓ L_F : autoindutância do enrolamento de campo;
- ✓ R_F : resistência do enrolamento de campo;
- ✓ L_D e L_Q : autoindutâncias dos eixos D e Q do enrolamento amortecedor;
- ✓ r_D e r_Q : resistências dos eixos D e Q do enrolamento amortecedor.

As equações diferenciais que representam o modelo de 8ª ordem do gerador síncrono são detalhadas nas equações da Figura 26.b, utilizando o modelo dq das transformadas de Park, onde:

- ✓ v_i, i_i e r_i : tensão, a corrente e a resistência dos enrolamentos ($i = d, q, F, D, Q$);

- ✓ L_i : indutância própria do enrolamento i ;
- ✓ r_n e L_n : resistência e indutância do neutro, respectivamente;
- ✓ ω : velocidade angular do gerador;
- ✓ M_R : indutância mútua entre os enrolamentos de campo e amortecedor no eixo d ;
- ✓ M_F : indutância mútua entre o enrolamento de campo e o enrolamento de armadura;
- ✓ M_D : indutância mútua entre o enrolamento de armadura e o enrolamento amortecedor do eixo d ;
- ✓ M_Q : indutância mútua entre o enrolamento de armadura e o enrolamento amortecedor do eixo q ;

No contexto do sistema integrado de geração com turbinas a gás, o sistema de excitação de um gerador consiste em uma excitatriz e um regulador automático de tensão (AVR). A Figura 27 apresenta o diagrama de blocos de um sistema de excitação do gerador síncrono.

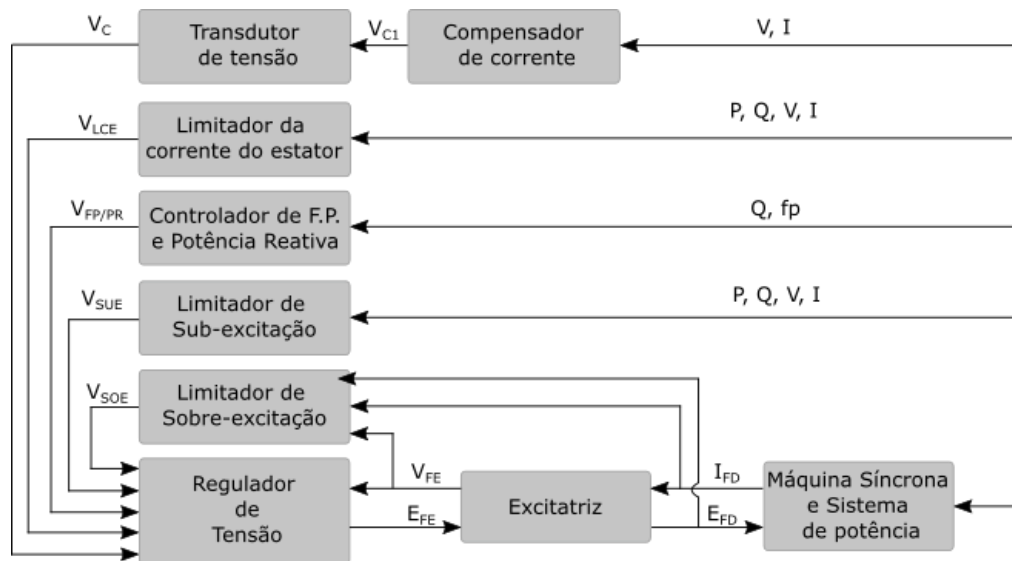


Figura 27 - Diagrama de blocos do sistema de excitação do gerador síncrono.

Fonte: Adaptado de [154].

A excitatriz serve como fonte de corrente contínua conectada ao enrolamento de campo do rotor do gerador. Essa fonte de excitação pode assumir várias formas, como uma máquina de corrente contínua (CC) conectada ao rotor por meio de anéis e escovas, uma máquina de corrente alternada (CA) utilizando uma ponte retificadora de tiristores trifásica, ou um sistema de excitação sem escovas (*brushless*) empregando uma ponte retificadora de diodos rotativa montada no eixo do gerador. A Figura 28 apresenta a modelagem da Excitatriz CA e *Brushless* recomendada pelo IEEE/2015 e utilizada na modelagem do sistema em estudo.

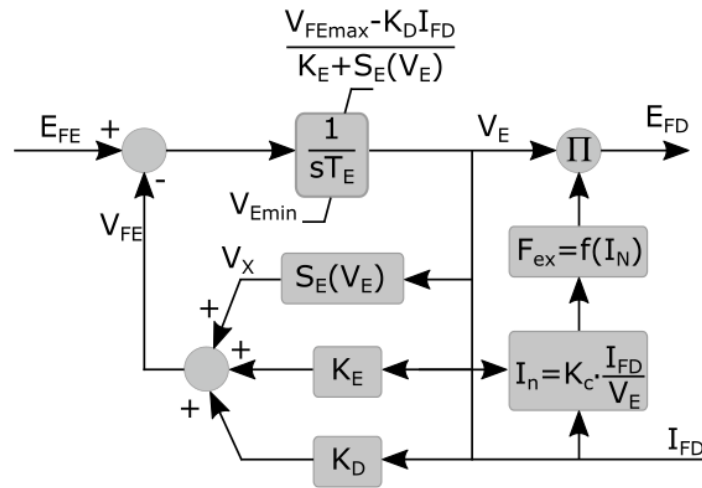


Figura 28 - Diagrama de blocos de excitatriz CA.

Fonte: Adaptado de [154].

Os seguintes elementos são indicados na Figura 28:

- ✓ E_{FE} : Tensão de campo da excitatriz;
- ✓ E_{FD} : Tensão de campo do gerador;
- ✓ T_E : Constante de tempo da excitatriz;
- ✓ K_E : Constante de ganho da excitatriz;
- ✓ S_E : Função de saturação da excitatriz;
- ✓ V_{FE} : Sinal proporcional a corrente de campo da excitatriz;
- ✓ I_N : Corrente de carga do retificador;
- ✓ I_{FD} : Corrente de campo do gerador;
- ✓ V_E : Tensão de saída da excitatriz;
- ✓ $F_{EX} = f(I_N)$: Curva de regulação do retificador;
- ✓ K_C : Fator de carga do retificador;
- ✓ K_D : Constante de desmagnetização;
- ✓ V_{FEmax} : Limite da tensão de campo da excitatriz.

O regulador de tensão tem o objetivo de controlar a tensão de saída do estator, além de permitir controladores auxiliares para regular a potência reativa, a magnitude da corrente do estator e limitar a subexcitação ou sobreexcitação da corrente de campo. Outras funções do regulador incluem aumentar a excitação do rotor em condições de curto-circuito e reduzir o amortecimento de oscilações de baixa frequência. Entre os diversos modelos de excitação disponíveis na literatura, utilizou-se o modelo AC7B/IEEE, conforme demonstrado na Figura 29, que integra o regulador de tensão com o modelo de excitatriz apresentado na Figura 28. Este

modelo é aplicável tanto a máquinas em CA com retificador estacionário quanto a máquinas *Brushless* com retificadores montados no eixo do rotor.

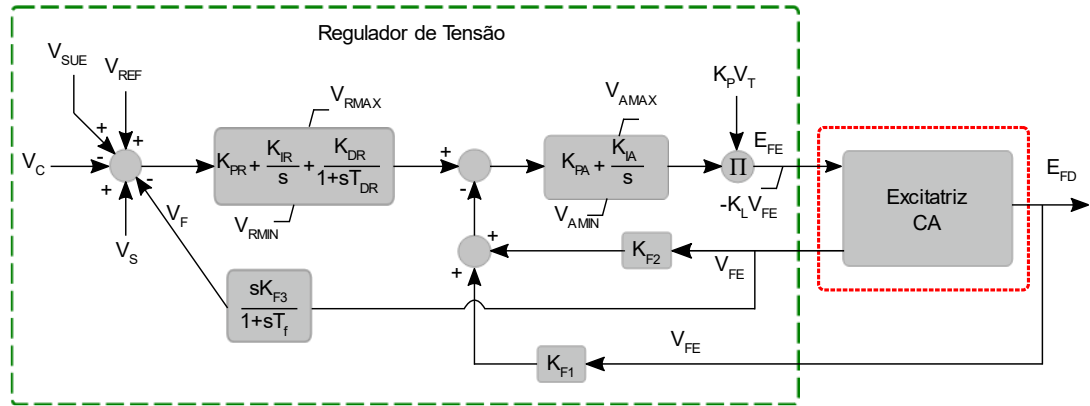


Figura 29 - Diagrama de bloco do sistema de excitação AC7B/IEEE.

Fonte: Adaptado de [154].

Os seguintes elementos são indicados na Figura 29:

- ✓ K_{PR} : Ganho proporcional do regulador de tensão;
- ✓ K_{IR} : Ganho integrativo do regulador de tensão;
- ✓ K_{DR} : Ganho derivativo do regulador de tensão;
- ✓ T_{DR} : Constante de tempo diferencial;
- ✓ K_{PA} : Ganho proporcional do loop da corrente de campo;
- ✓ K_{IA} : Ganho integrativo do loop da corrente de campo;
- ✓ T_A : Constante de tempo integrativa do regulador de tensão;
- ✓ K_F : Ganho do sistema estabilizante do controle de excitação;
- ✓ T_F : Constante de tempo da realimentação estabilizante da corrente de campo;
- ✓ K_{F1} : Ganho da realimentação estatizante da excitatriz;
- ✓ K_{F2} : Ganho da realimentação estatizante da excitatriz;
- ✓ K_{F3} : Ganho da realimentação estatizante da corrente de campo;
- ✓ V_{RMAX} : Tensão máxima de saída do regulador;
- ✓ V_{RMIN} : Tensão mínima de saída do regulador;
- ✓ V_{AMAX} : Tensão máxima de saída do regulador;
- ✓ V_{AMIN} : Tensão mínima de saída do regulador.

Na Figura 30 consta a modelagem do sistema de excitação AC7B/IEEE no Simulink/ARTEMiS.

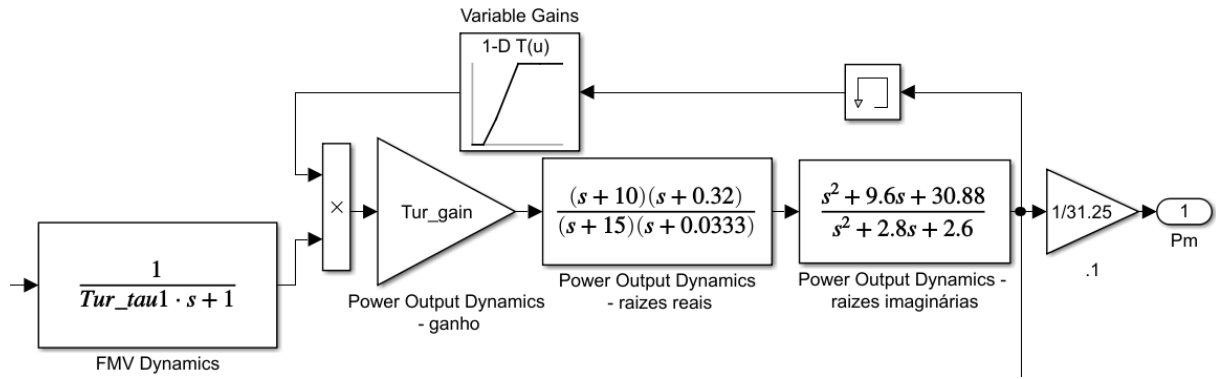


Figura 32 - Diagrama de blocos do modelo da turbina a gás no Simulink/ ARTEMiS.

Fonte: Adaptado de [154].

Ainda no contexto do sistema de geração, o regulador de velocidade desempenha um papel crucial na manutenção da velocidade mecânica da turbina próxima à velocidade síncrona, especialmente durante condições adversas, como variações de carga e distúrbios no sistema elétrico. O regulador de velocidade ajusta a saída de energia mecânica da turbina em resposta às mudanças na frequência da rede. Além disso, em cenários em que vários geradores estão conectados em paralelo, o regulador de velocidade deve garantir uma distribuição justa e controlada de energia entre os geradores. A Figura 33 apresenta o diagrama de blocos do regulador de velocidade do sistema de geração de turbina a gás.

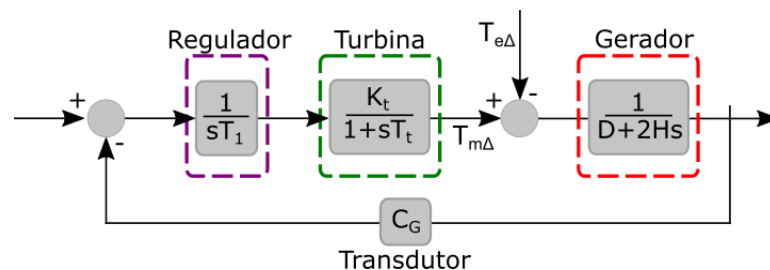


Figura 33 - Diagrama de blocos do regulador de velocidade do sistema de geração.

Fonte: Adaptado de [154].

Os dois principais métodos utilizados para controle de velocidade da turbina são o isócrono e o *droop*. O modo isócrono visa garantir que a velocidade da máquina permaneça em sincronismo com a velocidade síncrona, minimizando o erro na frequência, mas não assegura o compartilhamento de potência entre geradores operando em paralelo. Já o método *droop* opera com uma faixa de variação predefinida de frequência, garantindo o compartilhamento de potência entre os geradores. Devido à plataforma em estudo operar majoritariamente com 2 ou 3 geradores, o regulador de velocidade foi modelado no modo *droop* [155]. A Figura 34 apresenta

o diagrama de blocos do regulador de velocidade no modo *droop* com a inclusão do ajuste de variação de velocidade (5%).

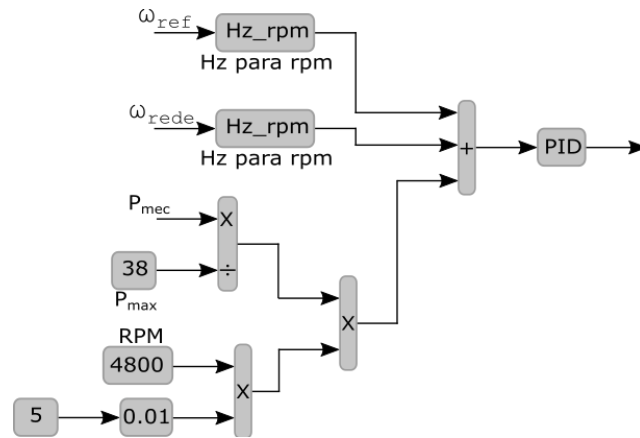


Figura 34 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade no modo *droop*.

Fonte: Adaptado de [154].

A Figura 35 mostra o sistema de controle de velocidade de uma turbina a gás no modo *droop*, com a inclusão de um controlador PI na saída do erro da velocidade mecânica, chamado controle secundário de velocidade. Validado por comparações entre modelos simulados e dados reais, o controle secundário garante erro zero em regime permanente e compartilhamento de carga. Os parâmetros do controlador foram ajustados para que a resposta transitória da frequência do gerador fosse semelhante aos dados obtidos dos equipamentos em operação em uma planta real.

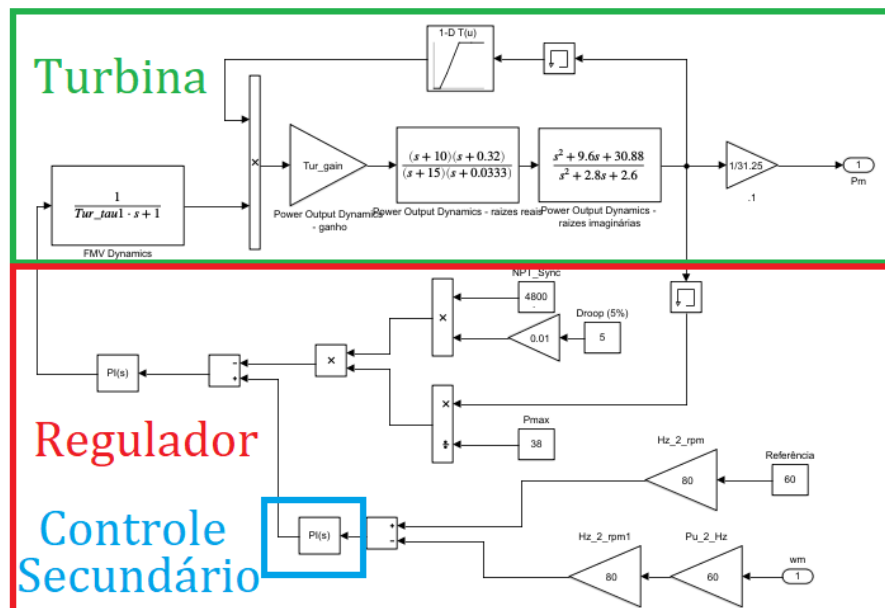


Figura 35 - Regulador de velocidade no modo *droop* com controle secundário no Simulink/Artemis.

Fonte: Adaptado de [155].

Considerando a operação em paralela dos geradores, de maneira oscilem de forma conjunta, as equações mecânicas foram representadas por uma mútua equivalente dos 3 geradores, conforme demonstrado na Figura 36.

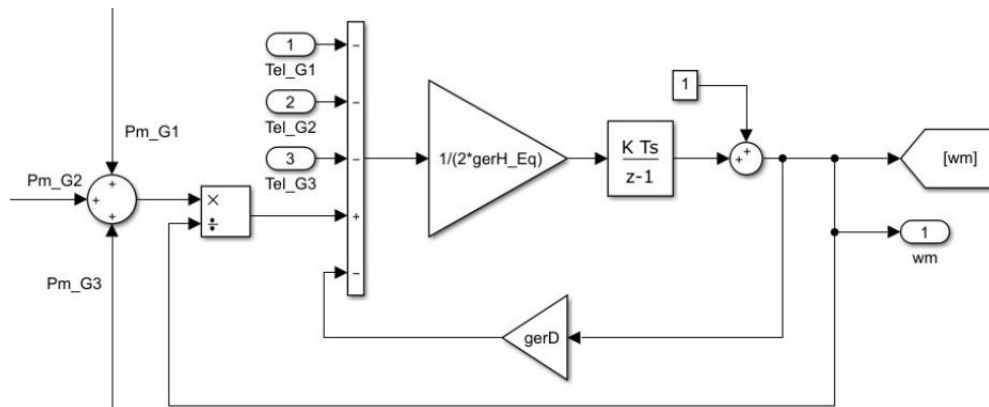


Figura 36 - Equação mecânica do sistema de geração com 3 geradores.

Fonte: Adaptado de [154].

A Tabela 6 apresenta a lista com características técnicas dos 4 geradores a gás presentes na FPSO em estudo.

Tabela 6 - Parâmetros da máquina síncrona presente no estudo.

Potência nominal	36,25 MVA
Tensão nominal	11 kV
X_d - Reatância de eixo direto	1,2 pu
X'_d - Reatância transitória de eixo direto	0,2 pu
X''_d - Reatância subtransitória de eixo direto	0,16 pu
X_q - Reatância de eixo em quadratura	1,19 pu
X''_q - Reatância subtransitória de eixo em quadratura	0,23 pu
T'_d - Constante de tempo transitória de curto-circuito de eixo direto	0,6833 pu
T''_d - Constante de tempo subtransitória de curto-circuito de eixo direto	0,0369 pu
T'_{d0} - Constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto	4,015 pu
T''_{d0} - Constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo direto	0,051 pu
T_a - Constante de armadura	0,0256 s
J - Constante de inércia	3175 kgm ²

Fonte: Adaptado de [154].

A seguir, na Tabela 7 estão os geradores presentes na plataforma em estudo: quatro geradores a gás (principais), cada um com 36,25 MVA, com três em operação e um de reserva.

Tabela 7 – Lista dos geradores na plataforma FPSO em estudo.

GTG – Geradores Principais				
Descrição	Potência	Tensão	Frequência	Corrente
GTG TSA1	36,25 MVA	11KV	60 Hz	1903 A
GTG TSA2	36,25 MVA	11KV	60 Hz	1903 A
GTG TSB1	36,25 MVA	11KV	60 Hz	1903 A
GTG TSB2	36,25 MVA	11KV	60 Hz	1903 A

Fonte: Adaptado de [154].

4.2 Transformadores

Na plataforma FPSO em estudo, os transformadores são responsáveis pela alimentação dos barramentos de baixa tensão, sendo que alguns estão conectados no barramento de média tensão (11 – 0,72 kV), e outros estão conectados em barramentos de baixa tensão (690-240V). A Tabela 8 apresenta os transformadores presentes no projeto da plataforma FPSO em estudo.

Tabela 8 - Dados técnicos de transformadores da FPSO objeto de estudo.

Transformadores Barramento MT					
Nome	Potência Nominal	Tensão Primária	Tensão Secundária	Dyn	UK
Transformador TSA	4500 kVA	11000 V	720 V	11	11%
Transformador TSB	4500 kVA	11000 V	720 V	11	11%
Transformador VSA	4500 kVA	11000 V	720 V	11	8%
Transformador TSB	4500 kVA	11000 V	720 V	11	8%
Transformador Equipamento TEG A	2 MVA	11000 V	720 V	11	11%
Transformador Equipamento TEG B	2 MVA	11000 V	720 V	11	11%
Transformadores Barramento BT					
Nome	Potência Nominal	Tensão Primária	Tensão Secundária	Dyn	UK
Transformador Topside BT01	200 kVA	690 V	250 V	11	4%
Transformador Topside BT02	200 kVA	690 V	250 V	11	4%
Transformador de Emergência BT01	250 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador de Emergência BT02	250 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador de Emergência BT 03	100 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador de Emergência BT 04	100 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador Equipamentos BT01	500 kVA	690 V	420 V	11	4%
Transformador Equipamentos BT02	500 kVA	690 V	420 V	11	4%
Transformador Vessel BT01	250 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador Vessel BT02	250 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador processo BT01	100 kVA	690 V	240 V	11	4%
Transformador processo BT02	100 kVA	690 V	240 V	11	4%

Fonte: Adaptado de [154].

Para a modelagem dos transformadores foi utilizado o bloco “*Three-Phase Transformer - Two Windings*” do Simulink, o qual se baseia no modelo equivalente de transformador tipo “T”, apresentado na Figura 37. Através de dados disponíveis em folha de dados de fabricantes (potência nominal, tensão do primário, tensão do secundário, impedância do transformador, corrente de excitação, perdas totais e perdas em vazio), os parâmetros do modelo “T” foram obtidos.

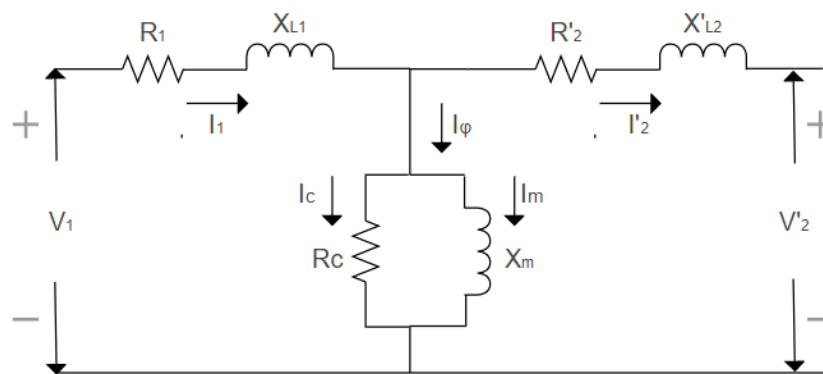


Figura 37 – Circuito equivalente de transformador tipo “T”.

Os seguintes elementos são indicados na Figura 37:

- ✓ R_1 : Perdas elétricas enrolamento do primário;
- ✓ X_{L1} : Reatância de dispersão do primário;
- ✓ I_1 : Corrente do primário;
- ✓ V_1 : Tensão no primário;
- ✓ I_c : Corrente de perdas do núcleo;
- ✓ R_{mc} : Perdas no núcleo.;
- ✓ I_ϕ : Corrente de excitação do transformador;
- ✓ X_m : Reatância de magnetização;
- ✓ I_m : Corrente de magnetização;
- ✓ R'_2 : Perdas elétricas do enrolamento secundário referida no primário;
- ✓ XL'_2 : Reatância de dispersão do secundário referida no primário;
- ✓ V'_2 : Tensão do secundário referida no primário;
- ✓ I'_2 : Corrente elétrica do secundário referida no primário.

4.3 Motores Elétricos

A inclusão das não-idealidades nos modelos de máquinas de indução trifásica (MIT) pode resultar em modelos matemáticos complexos. No entanto, a modelagem por meio de tabelas de busca, ou *look-up tables* (LUT), permite representar o comportamento das MITs sem recorrer a esses modelos, considerando os diversos efeitos não lineares. Esse método utiliza as curvas características do motor, tanto do perfil de conjugado eletromagnético quanto da corrente do estator, em função da velocidade, possibilitando a caracterização das MITs para diferentes cenários de operação [156].

Conforme (16) e (17), o conjugado e a corrente obedecem às relações de dependência, sendo alterados à medida que a tensão terminal do estator e a velocidade da MIT são modificadas. Dessa forma, a estratégia pode representar com precisão os valores de conjugado e corrente para regiões de escorregamento intermediário, o que permite estimar:

- ✓ Tempo de aceleração da carga, fator que impacta diretamente o processo de acionamento dos motores;
- ✓ Período em que a tensão do barramento que alimenta os motores fica reduzida, por conta do processo de partida do motor (informação importante para avaliação de cenários de colapso de tensão causados pela partida de grandes motores).

$$T_e = f(\omega, V_1^2) \quad (16)$$

$$I = g(\omega, V_1) \quad (17)$$

A Figura 38 apresenta o diagrama de blocos simplificado da modelagem da estratégia LUT utilizado para MIT.

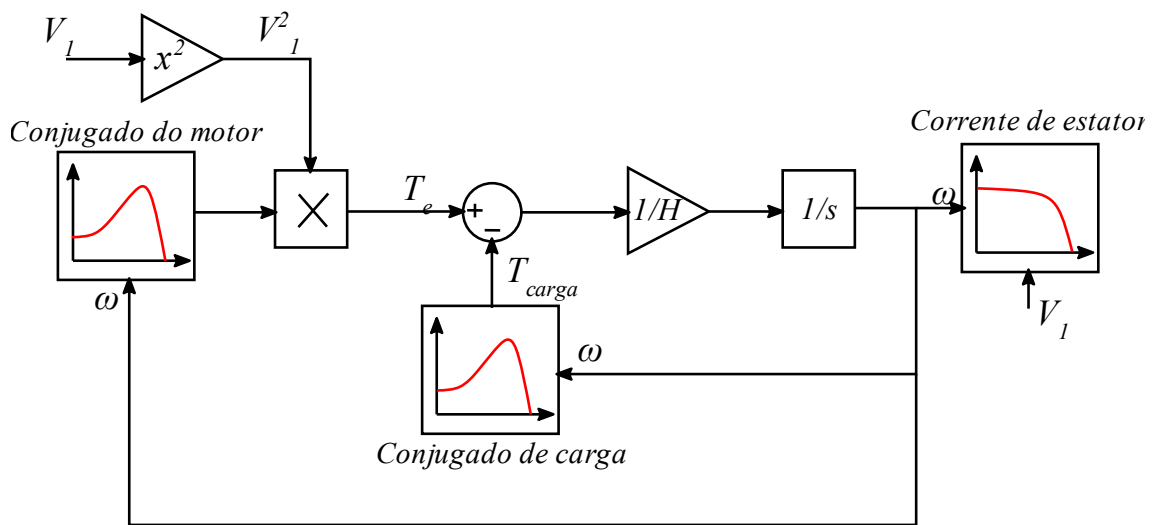


Figura 38 – Diagrama de blocos do modelo LUT utilizado.

Fonte: Adaptado de [154], [156].

Para a obtenção das curvas dos motores, os vetores de pontos foram construídos a partir das imagens das curvas de conjugado e corrente em função da velocidade, extraídas dos catálogos dos motores. A Figura 39 apresenta de forma simplificada a estratégia de coleta de dados por meio da nuvem de pontos, destacando a coleta de diferentes quantidades de pontos conforme o intervalo de velocidade. Essa abordagem foi implementada para maximizar a precisão da extração de dados em regiões com maior variação nas curvas.

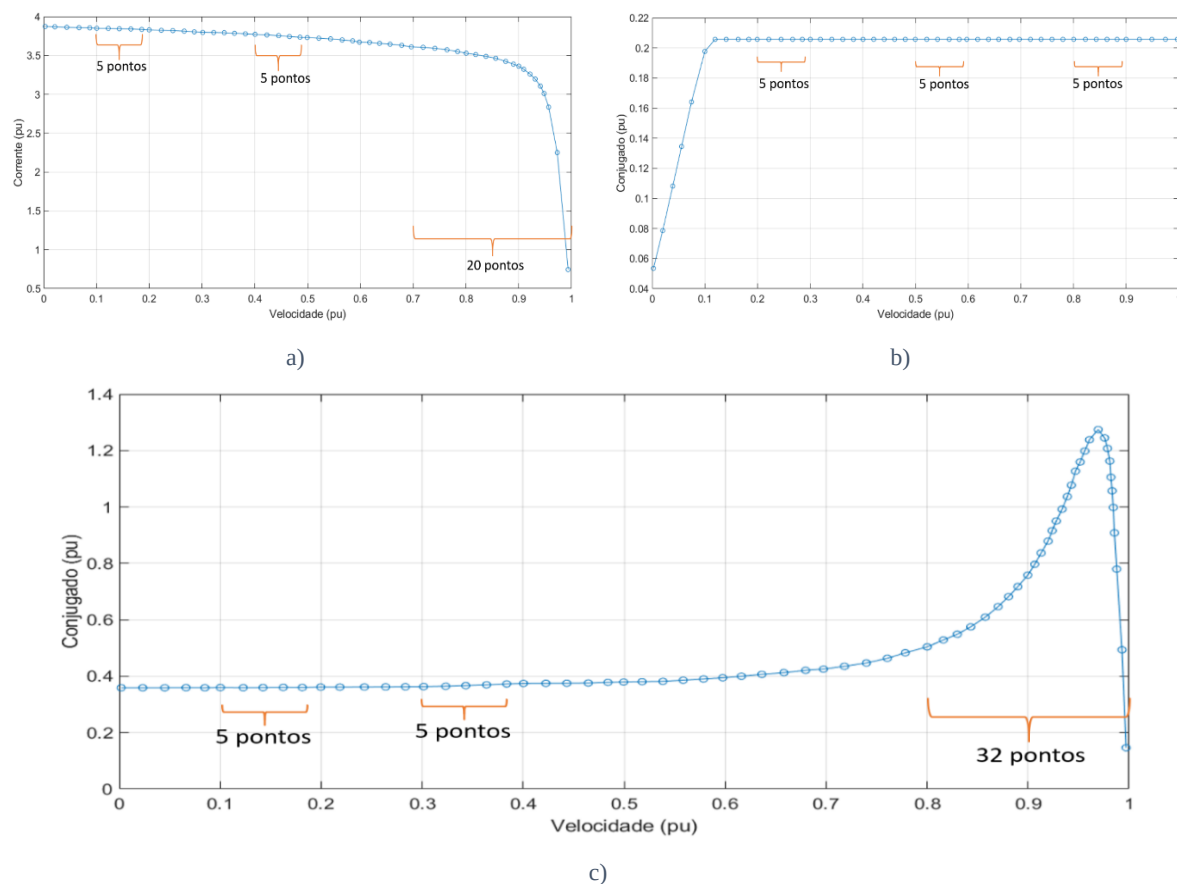


Figura 39 – Nuvem de pontos de curvas: a) corrente e velocidade do motor b) conjugado e velocidade da carga c) conjugado e velocidade do motor.

Fonte: Adaptado de [154].

A Figura 40 ilustra o bloco desenvolvido no ambiente SIMULINK para implementação do modelo LUT. Há três entradas elétricas para tensão trifásica (a, b, c), e outra referente ao modo de entrada mecânica que o modelo assume: 'W' para velocidade e 'T' para conjugado. Por fim, por meio da saída 'm' podem-se aferir os valores de corrente de fase (A), tensão de fase (V), conjugado eletromagnético (N.m) e velocidade do eixo do motor (RPM).

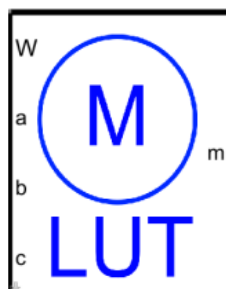


Figura 40 – Modelo LUT desenvolvido

Fonte: Adaptado de [154].

A Figura 41 representa o circuito elétrico equivalente do modelo LUT, acoplado ao ambiente *SimPowerSystem* por meio de fontes de corrente controladas

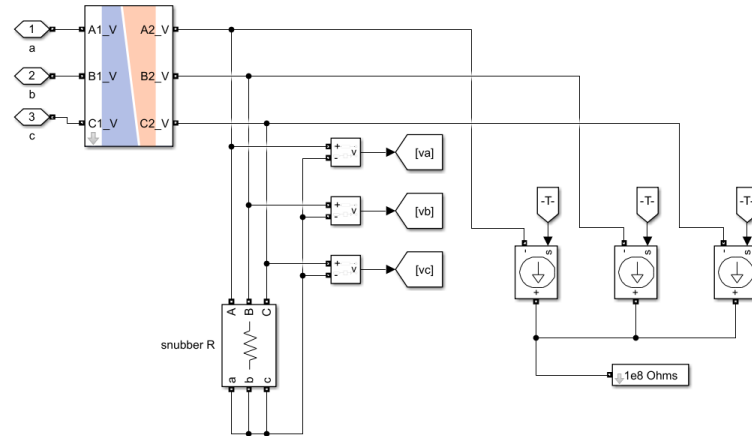


Figura 41 – Acoplamento do modelo LUT através de fontes de corrente.

Fonte: Adaptado de [154].

A modelagem LUT é composta por diferentes blocos internos que representam o comportamento do motor elétrico em diversos aspectos. Para representar o comportamento transitório do motor, utiliza-se uma tabela de busca adicional denominada 'PF-curve', que contém uma nuvem de pontos representando a evolução do fator de potência do motor para diferentes valores de escorregamento 's'. Ajustes adicionais foram realizados na curva obtida com os parâmetros originais do fabricante para garantir que o fator de potência tenha o valor nominal em regime permanente. Essa nuvem de pontos é estimada a partir da expressão do fator de potência, obtida por meio do circuito equivalente do motor e seus respectivos parâmetros informados pelo fabricante.

Devido à simulação no domínio do tempo (não fasorial), um bloco PLL é utilizado para sincronizar os valores de corrente calculados com a tensão medida. Com a frequência angular calculada pelo PLL, é possível inserir o comportamento típico de defasagem de corrente em relação à tensão, por meio dos blocos responsáveis por modelar o comportamento do fator de potência.

A dinâmica de abertura e fechamento da conexão do motor à rede de energia, correspondente ao contator (*breaker*), é modelada por meio de um bloco 'step'. Quando o motor é acionado, o valor de saída do step é 1, habilitando as saídas de tensão e corrente que determinam o ponto operacional do motor. Caso contrário, as saídas de tensão e corrente são desabilitadas, e o motor fica inoperante. A modelagem também inclui o cálculo do conjugado e da corrente

do estator, além de blocos específicos para a implementação da dinâmica mecânica do motor, proporcionando uma descrição completa de seu funcionamento.

A Tabela 9 contém a relação dos motores de média tensão conectados nos barramentos de 11 kV que compõe o sistema elétrico da plataforma FPSO em estudo. Os motores foram catalogados e agrupados em função do nível de potência, da corrente nominal e do rendimento e fator de potência a plena carga, chegando a um total de 48 motores.

Tabela 9 – Motores de média tensão da plataforma FPSO em estudo.

V (kV)	P (KW)	In (A)	CARGA	EFF (%)	FP	f (Hz)	QTD
11	250	15,88	Bomba	95	0.87	60	2
11	260	16,4	Bomba	95.5	0.87	60	3
11	300	19,05	Bomba	95	0.87	60	2
11	370	23,45	Bomba	92	0.90	60	2
11	395	23,7	Bomba	95.5	0.87	60	1
11	395	23,7	Bomba	96.3	0.91	60	2
11	500	32	Cargo	95.5	0.86	60	1
11	500	32	Cargo	96.5	0.86	60	1
11	770	47,25	Bomba	94	0.91	60	4
11	1000	67	Cargo	96.5	0.82	60	6
11	1400	86,83	Bomba	93	0.91	60	2
11	1800	108	Bomba	96.1	0.91	60	3
11	2500	151,08	Bomba	96.5	0.90	60	4
11	5400	-	Thruster	-	-	60	2
11	6100	376,63	Compressor	96.6	0.88	60	2
11	10815	652,91	Compressor	96.6	0.90	60	2
11	12600	757,54	Compressor	97	0.90	60	2
11	13000	763,02	Bomba	97.2	0.92	60	3
11	600	37	Bomba	-	-	60	1
11	2200	132,18	Bomba	96	0.91	60	2
11	2200	132,95	Bomba	96	0.91	60	1

Fonte: Adaptado de [154].

4.4 Cabos elétricos, cargas e modos de operação

Os cabos elétricos foram modelados com base nos valores de comprimento e seção transversal de uma plataforma típica. Além disso, os valores das impedâncias normalizadas pelo comprimento, expressas em unidades de Ω/km , de cada cabo foram obtidos a partir do catálogo do fabricante [157]. A Tabela 10 apresenta a lista de valores de resistência e indutância de cada cabo utilizado na modelagem da rede elétrica da FPSO em estudo. Cada cabo é identificado

(tag_cabo) considerando a nomenclatura dos barramentos e os respectivos ramos de conexão com as cargas, geradores e transformadores. A coluna 'n_condutores' indica o número de condutores por cabo considerado no cálculo da resistência (R) e da indutância (L), conforme (18) e (19).

$$R = \frac{R_{\Omega/\text{km}} \cdot C}{n_{\text{condutores}}} \quad (18)$$

$$L = \frac{X_{\Omega/\text{km}} \cdot C}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot n_{\text{condutores}}} \quad (19)$$

Onde:

- ✓ R: resistência do cabo;
- ✓ L: indutância do cabo;
- ✓ $R_{\Omega/\text{km}}$: Resistência normalizada pelo comprimento do cabo;
- ✓ $X_{\Omega/\text{km}}$: Reatância normalizada pelo comprimento do cabo;
- ✓ $n_{\text{condutores}}$: Número de condutores por cabo.

Tabela 10 – Modelagem RL de cabos da plataforma FPSO em estudo.

tag_cabo	n_condutores	comprimento [km]	R [Ohm]	L [H]	tag_cabo	n_condutores	comprimento [km]	R [Ohm]	L [H]
'C441-EESG-2101-A03'	4	0,11	0,002393	0,000013276175	'C441-EESG-2101-B18'	1	0,25	0,129250	0,000086208928
'C441-EESG-2101-A02'	4	0,14	0,003045	0,000016896950	'C441-EESG-2101-B19'	1	0,16	0,082720	0,000055173714
'C441-EESG-2101-A04'	4	0,10	0,002175	0,000012069250	'C441-EESG-2101-B20'	1	0,25	0,129250	0,000086208928
'C441-EESG-2101-A06'	1	0,06	0,008340	0,000029602819	'C441-EESG-2101-B21'	1	0,16	0,082720	0,000055173714
'C441-EESG-2101-A07'	2	0,16	0,006960	0,000038621600	'C441-EESG-2101-B22'	1	0,16	0,082720	0,000055173714
'C441-EESG-2101-A08'	2	0,25	0,010875	0,000060346249	'C441-EESG-2101-B23'	2	0,13	0,033605	0,000022414321
'C441-EESG-2101-A09'	2	0,16	0,041360	0,000027586857	'C441-EESG-2101-B24'	1	0,06	0,008340	0,000029602819
'C441-EESG-2101-A10'	2	0,31	0,013485	0,000074829349	'C441-EESG-2101-B25'	1	0,13	0,067210	0,000044828642
'C441-EESG-2101-A11'	2	0,22	0,009570	0,000053104699	'C441-EESG-2101-B26'	1	0,04	0,020680	0,000013793428
'C441-EESG-2101-A12'	1	0,16	0,032960	0,000048383103	'C441-EESG-2101-B27'	1	0,13	0,067210	0,000044828642
'C441-EESG-2101-A13'	1	0,20	0,051800	0,000062600944	'C441-EESG-2101-B28'	1	0,13	0,067210	0,000044828642
'C441-EESG-2101-A14'	1	0,16	0,032960	0,000048383103	'C441-EESG-2101-B29'	1	0,06	0,031020	0,000020690143
'C441-EESG-2101-A15'	1	0,13	0,046540	0,000042414792	'C443-EESG-5000-A06'	4	0,10	0,003475	0,000012334508
'C441-EESG-2101-A16'	1	0,25	0,129250	0,000086208928	'C443-EESG-5000-A07'	1	0,10	0,013900	0,000049338032
'C441-EESG-2101-A17'	1	0,13	0,046540	0,000042414792	'C443-EESG-5000-A10'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A18'	1	0,16	0,082720	0,000055173714	'C443-EESG-5000-A11'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A19'	1	0,25	0,129250	0,000086208928	'C443-EESG-5000-A12'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A20'	1	0,16	0,082720	0,000055173714	'C443-EESG-5000-A13'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A21'	1	0,15	0,077550	0,000051725357	'C443-EESG-5000-A14'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A22'	1	0,16	0,082720	0,000055173714	'C443-EESG-5000-A15'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A23'	1	0,06	0,008340	0,000029602819	'C443-EESG-5000-B06'	4	0,10	0,003475	0,000012334508
'C441-EESG-2101-A24'	1	0,13	0,067210	0,000044828642	'C443-EESG-5000-B07'	1	0,10	0,013900	0,000049338032
'C441-EESG-2101-A25'	1	0,25	0,129250	0,000086208928	'C443-EESG-5000-B09'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A26'	1	0,13	0,067210	0,000044828642	'C443-EESG-5000-B10'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-A27'	1	0,06	0,031020	0,000020690143	'C443-EESG-5000-B12'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-B02'	4	0,11	0,002393	0,000013276175	'C443-EESG-5000-B13'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-B03'	4	0,14	0,003045	0,000016896950	'C443-EESG-5000-B14'	1	0,10	0,051700	0,000034483571
'C441-EESG-2101-B04'	4	0,10	0,002175	0,000012069250	'C441-EESG-2102-A'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B06'	1	0,06	0,008340	0,000029602819	'C441-EESG-2102-B'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B07'	2	0,16	0,006960	0,000038621600	'C772-EELP-0100'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B08'	2	0,25	0,010875	0,000060346249	'C890-EEPC-2104'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B09'	2	0,31	0,013485	0,000074829349	'CM441-EESG-2102-A'	1	0,10	0,019000	0,000026525824
'C441-EESG-2101-B10'	2	0,22	0,009570	0,000053104699	'CM441-EESG-2102-B'	1	0,10	0,019000	0,000026525824
'C441-EESG-2101-B12'	1	0,20	0,051800	0,000062600944	'C443-EESG-5500-A'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B13'	1	0,16	0,032960	0,000048383103	'C443-EESG-5500-B'	8	0,10	0,001000	0,000003315728
'C441-EESG-2101-B14'	1	0,20	0,051800	0,000062600944	'CM443-EESG-5500-A'	1	0,10	0,019000	0,000026525824
'C441-EESG-2101-B15'	1	0,16	0,032960	0,000048383103	'CM443-EESG-5500-B'	1	0,10	0,019000	0,000026525824
'C441-EESG-2101-B16'	1	0,13	0,046540	0,000042414792	'CM-bypass'	1	1,00	0,000001	0,000000000000
'C441-EESG-2101-B17'	1	0,25	0,129250	0,000086208928					

Fonte: Adaptado de [154].

4.5 Levantamento de cargas e modos de operação

As Tabelas 11, 12 e 13 apresentam a lista de cargas que estarão em operação para os modos de operação da plataforma FPSO: *Production*, modo de operação que inclui os equipamentos e processos responsáveis pela extração e produção de petróleo, bem como todas as cargas auxiliares, essenciais e emergenciais, *Production / Offloading*, nesse modo de operação inclui as cargas presentes no modo *Production* e as cargas *Offloading*, incluindo os equipamentos responsáveis por fazer o descarregamento do óleo junto ao navio de coleta, e finalmente o modo *Preservation*, modo de operação que inclui as cargas auxiliares, essenciais e emergência. Na tabela 14 consta a lista completa de cargas instalada na plataforma em estudo.

Tabela 11 – Lista de cargas em operação no modo de operação *Production*.

Lista de Cargas - Modo de Operação <i>Production</i>					
Painel Elétrico	Equipamentos	Eficiência (%)	Fator de Potência	Potência Ativa (kW)	Potência Aparente (kVA)
120-DREM-0002A	Heating Medium Pump A	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001A	Seawater Lift Pump A	96,5	0,90	2641,50	2935,00
122-DREM-0001C	Seawater Lift Pump C	96,5	0,90	2641,50	2935,00
124-DREM-0007A	Produced Water Recycle Pump A	93,0	0,91	191,40	210,33
125-DREM-0002A	Cooling Medium Pump A	94,0	0,91	819,10	900,11
125-DREM-0002C	Cooling Medium Pump C	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101A	Water Injection Pump A	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001A	HP Feed Pump A	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0003A	Reverse Osmosis Charge Pump 'A' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
126-DREM-0030A	Water Injection Booster Pump A	95,5	0,87	245,00	281,61
662-DREM-0010A	Crude Oil Pump A	95,0	0,87	410,50	471,84
662-DREM-0008A	Crude Oil Recycle Pump A	95,0	0,87	210,50	241,95
771-DREM-0100A	LP Gas Compressor A	96,6	0,90	10744,30	11938,11
771-DREM-0901A	CO2 Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	97,0	0,90	10584,50	11760,56
771-DREM-0401A	VRU Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	96,6	0,88	4109,70	4670,11
772-EEPT-2110A	TEG Regeneration Heater Transformer A	100,0	0,80	1534,00	1917,50
772-PKRP-0100	Hydrocarbon Dewpoint Package	91,0	0,78	229,70	294,49
441-EEPT-2101A	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	3456,70	3840,78
441-EESG-2101A	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus A Link	-	-	3036,60	3374,00
120-DREM-0002B	Heating Medium Pump B	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001B	Seawater Lift Pump B	96,5	0,90	2641,50	2935,00
125-DREM-0002B	Cooling Medium Pump B	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101B	Water Injection Pump B	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001B	HP Feed Pump B	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0030B	Water Injection Booster Pump B	95,5	0,87	245,00	281,61
126-DREM-0003B	Reverse Osmosis Charge Pump 'B' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
441-EEPT-2101B	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	440,50	489,44
441-EESG-2101B	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus B Link	-	-	2414,30	2841,40
890-EEPT-2104	11/0.72kV Power and Control Transformer 1000kVA	100,0	0,80	700,00	875,00
Total				76079,70	84567,94

Tabela 12 - Lista de cargas em operação no modo de operação *Production/ Offloading*.

Lista de Cargas - Modo de Operação <i>Production / Offloading</i>					
Painel Elétrico	Equipamentos	Eficiência (%)	Fator de Potência	Potência Ativa (kW)	Potência Aparente (kVA)
120-DREM-0002A	Heating Medium Pump A	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001A	Seawater Lift Pump A	96,5	0,90	2641,50	2935,00
122-DREM-0001C	Seawater Lift Pump C	96,5	0,90	2641,50	2935,00
124-DREM-0007A	Produced Water Recycle Pump A	93,0	0,91	191,40	210,33
125-DREM-0002A	Cooling Medium Pump A	94,0	0,91	819,10	900,11
125-DREM-0002C	Cooling Medium Pump C	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101A	Water Injection Pump A	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001A	HP Feed Pump A	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0003A	Reverse Osmosis Charge Pump 'A' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
126-DREM-0030A	Water Injection Booster Pump A	95,5	0,87	245,00	281,61
662-DREM-0010A	Crude Oil Pump A	95,0	0,87	410,50	471,84
662-DREM-0008A	Crude Oil Recycle Pump A	95,0	0,87	210,50	241,95
771-DREM-0100A	LP Gas Compressor A	96,6	0,90	10744,30	11938,11
771-DREM-0901A	CO2 Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	97,0	0,90	10584,50	11760,56
771-DREM-0401A	VRU Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	96,6	0,88	4109,70	4670,11
772-EEPT-2110A	TEG Regeneration Heater Transformer A	100,0	0,80	1534,00	1917,50
772-PKRP-0100	Hydrocarbon Dewpoint Package	91,0	0,78	229,70	294,49
441-EEPT-2101A	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	3479,20	2199,53
441-EESG-2101A	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus A Link	-	-	5289,90	6297,21
120-DREM-0002B	Heating Medium Pump B	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001B	Seawater Lift Pump B	96,5	0,90	2641,50	2935,00
125-DREM-0002B	Cooling Medium Pump B	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101B	Water Injection Pump B	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001B	HP Feed Pump B	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0030B	Water Injection Booster Pump B	95,5	0,87	245,00	281,61
126-DREM-0003B	Reverse Osmosis Charge Pump 'B' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
441-EEPT-2101B	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	440,50	313,81
441-EESG-2101B	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus B Link	-	-	4667,60	5581,56
890-EEPT-2104	11/0.72kV Power and Control Transformer 1000kVA	100,0	0,80	700,00	875,00
Total				80608,80	88414,42

Tabela 13 - Lista de cargas em operação no modo de operação *Preservation*.

Lista de Cargas - Modo de Operação <i>Preservation</i>					
Painel Elétrico	Equipamentos	Eficiência (%)	Fator de Potência	Potência Ativa (kW)	Potência Aparente (kVA)
120-DREM-0002A	Heating Medium Pump A	92,0	0,90	395,80	439,78
667-DREM-0001A	LP Service Pump A	96,0	0,91	1708,30	1877,25
441-EEPT-2101A	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	1362,60	1497,36
441-EESG-2101A	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus A Link	-	-	137,10	150,66
120-DREM-0002B	Heating Medium Pump B	92,0	0,90	395,80	439,78
667-DREM-0001B	LP Service Pump B	96,0	0,91	1708,30	1877,25
441-EEPT-2101B	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	93,90	103,19
Total				5801,80	6385,27

Tabela 14 – Lista de cargas instaladas na FPSO modelada.

Lista de Cargas Instalada na FPSO em estudo					
Painel Elétrico	Equipamentos	Eficiência (%)	Fator de Potência	Potência Ativa (kW)	Potência Aparente (kVA)
120-DREM-0002A	Heating Medium Pump A	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001A	Seawater Lift Pump A	96,5	0,90	2641,50	2935,00
122-DREM-0001C	Seawater Lift Pump C	96,5	0,90	2641,50	2935,00
124-DREM-0007A	Produced Water Recycle Pump A	93,0	0,91	191,40	210,33
125-DREM-0002A	Cooling Medium Pump A	94,0	0,91	819,10	900,11
125-DREM-0002C	Cooling Medium Pump C	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101A	Water Injection Pump A	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0101C	Water Injection Pump C	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001A	HP Feed Pump A	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0001C	HP Feed Pump C	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0003A	Reverse Osmosis Charge Pump 'A' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
126-DREM-0030A	Water Injection Booster Pump A	95,5	0,87	245,00	281,61
662-DREM-0010A	Crude Oil Pump A	95,0	0,87	410,50	471,84
662-DREM-0008A	Crude Oil Recycle Pump A	95,0	0,87	210,50	241,95
667-DREM-0001A	LP Service Pump A	96,0	0,91	1708,30	1877,25
771-DREM-0100A	LP Gas Compressor A	96,6	0,90	10744,30	11938,11
771-DREM-0901A	CO2 Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	97,0	0,90	10584,50	11760,56
771-DREM-0401A	VRU Compressor A (includes 1st & 2nd stages)	96,6	0,88	4109,70	4670,11
772-EEPT-2110A	TEG Regeneration Heater Transformer A	100,0	0,80	1534,00	1917,50
772-PKRP-0100	Hydrocarbon Dewpoint Package	91,0	0,78	229,70	294,49
441-EEPT-2101A	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	3479,20	4500,00
441-EESG-2101A	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus A Link	-	-	5289,90	6297,20
120-DREM-0002B	Heating Medium Pump B	92,0	0,90	395,80	439,78
122-DREM-0001B	Seawater Lift Pump B	96,5	0,90	2641,50	2935,00
122-DREM-0001D	Seawater Lift Pump D	96,5	0,90	2641,50	2935,00
124-DREM-0007B	Produced Water Recycle Pump B	93,0	0,91	191,40	210,33
125-DREM-0002B	Cooling Medium Pump B	94,0	0,91	819,10	900,11
125-DREM-0002D	Cooling Medium Pump D	94,0	0,91	819,10	900,11
126-DREM-0101B	Water Injection Pump B	97,2	0,92	11121,40	12088,48
126-DREM-0001B	HP Feed Pump B	96,1	0,91	1685,70	1852,42
126-DREM-0030B	Water Injection Booster Pump B	95,5	0,87	245,00	281,61
126-DREM-0003B	Reverse Osmosis Charge Pump 'B' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
126-DREM-0030C	Water Injection Booster Pump C	95,5	0,87	245,00	281,61
126-DREM-0003C	Reverse Osmosis Charge Pump 'C' Motor	96,3	0,91	369,70	406,26
662-DREM-0010B	Crude Oil Pump B	95,0	0,87	410,50	471,84
662-DREM-0008B	Crude Oil Recycle Pump B	95,0	0,87	210,50	241,95
667-DREM-0001B	LP Service Pump B	96,0	0,91	1708,30	1877,25
667-DREM-0001C	LP Service Pump C	96,0	0,91	1708,30	1877,25
771-DREM-0100B	LP Gas Compressor B	96,6	0,90	10744,30	11938,11
771-DREM-0901B	CO2 Compressor B (includes 1st & 2nd stages)	97,0	0,90	10584,50	11760,56
771-DREM-0401B	VRU Compressor B (includes 1st & 2nd stages)	96,6	0,88	4109,70	4670,11
772-EEPT-2110B	TEG Regeneration Heater Transformer B	100,0	0,80	1534,00	1917,50
441-EEPT-2101B	11/0.72kV Topsides Transformer, 4500kVA	-	-	3479,20	4500,00
441-EESG-2101B	Topsides-Vessel HV Switchboard Bus B Link	-	-	4667,60	5581,56
890-EEPT-2104	11/0.72kV Power and Control Transformer 1000kVA	100,0	0,80	700,00	875,00
Total				133439,70	150207,11

Na Tabela 15 apresenta-se diversos cenários de disponibilidade de geração, incluindo os quatro geradores principais a gás e dois geradores a diesel sob a perspectiva dos modos de operação.

Tabela 15 - Modos de operação e carregamento na geração da FPSO em estudo.

Modo de Operação	Potência Aparente (kVA)	GTG1 (kVA)	GTG2 (kVA)	GTG3 (kVA)	GTG4 (kVA)	GD1 (kVA)	GD2 (kVA)	Disp. Total (kVA)	Carregamento (%)
Carga Total	150207	36250	36250	36250	36250	3362	3362	151724	99,00%
Production	84567	☒	☒	☒	☒	☒	☒	151724	55,74%
		☒	☒	☒	☒	☒	☐	148362	57,00%
		☒	☒	☒	☒	☐	☐	145000	58,32%
		☒	☒	☒	☐	☐	☐	108750	77,76%
		☒	☒	☐	☐	☒	☒	79224	106,74%
		☒	☒	☐	☐	☐	☒	75862	111,47%
		☒	☐	☐	☐	☒	☒	42974	196,79%
		☒	☐	☐	☐	☐	☒	39612	213,49%
		☐	☐	☐	☐	☒	☒	6724	1257,69%
		☐	☐	☐	☐	☐	☒	3362	2515,38%
Production Offloading	90080	☒	☒	☒	☒	☒	☒	151724	59,37%
		☒	☒	☒	☒	☒	☐	148362	60,72%
		☒	☒	☒	☒	☐	☐	145000	62,12%
		☒	☒	☒	☐	☐	☐	108750	82,83%
		☒	☒	☐	☐	☒	☒	79224	113,70%
		☒	☒	☐	☐	☐	☒	75862	118,74%
		☒	☐	☐	☐	☒	☒	42974	209,61%
		☒	☐	☐	☐	☐	☒	39612	227,41%
		☐	☐	☐	☐	☒	☒	6724	1339,68%
		☐	☐	☐	☐	☐	☒	3362	2679,35%
Preservation	6385	☒	☒	☒	☒	☒	☒	151724	4,21%
		☒	☒	☒	☒	☒	☐	148362	4,30%
		☒	☒	☒	☒	☐	☐	145000	4,40%
		☒	☒	☒	☐	☐	☐	108750	5,87%
		☒	☒	☐	☐	☒	☒	79224	8,06%
		☒	☒	☐	☐	☐	☒	75862	8,42%
		☒	☐	☐	☐	☒	☒	42974	14,86%
		☒	☐	☐	☐	☐	☒	39612	16,12%
		☐	☐	☐	☐	☒	☒	6724	94,96%
		☐	☐	☐	☐	☐	☒	3362	189,92%

Na Tabela 15 estão destacados através de flags na cor verde os geradores que estão ativos, no respectivo cenário listado, e em vermelho os resultados de carregamento percentual de cenários que não são factíveis, pois ultrapassam a capacidade nominal do sistema de geração. Os dois principais modos de operação (*Production* e *Production/Offloading*), estão dimensionados para operar com carregamento próximo de 80% da potência nominal do sistema de geração, com apenas 3 dos 4 geradores principais disponíveis e os geradores a diesel desligados.

Além dos modos de operação apresentados, as condições de redundância entre os circuitos através de chaves permitem a operação do sistema elétrico com diferentes configurações, nesse contexto a Figura 42 apresenta algumas possibilidades de operação do sistema elétrico de uma FPSO, através das chaves disponíveis no projeto em estudo: *Bus-tie Topside A*, *Bustie Vessel*, *Bus Link A* (Circuit Breaker 1 e 2) e *Bus Link B* (Circuit Breaker 3 e 4).

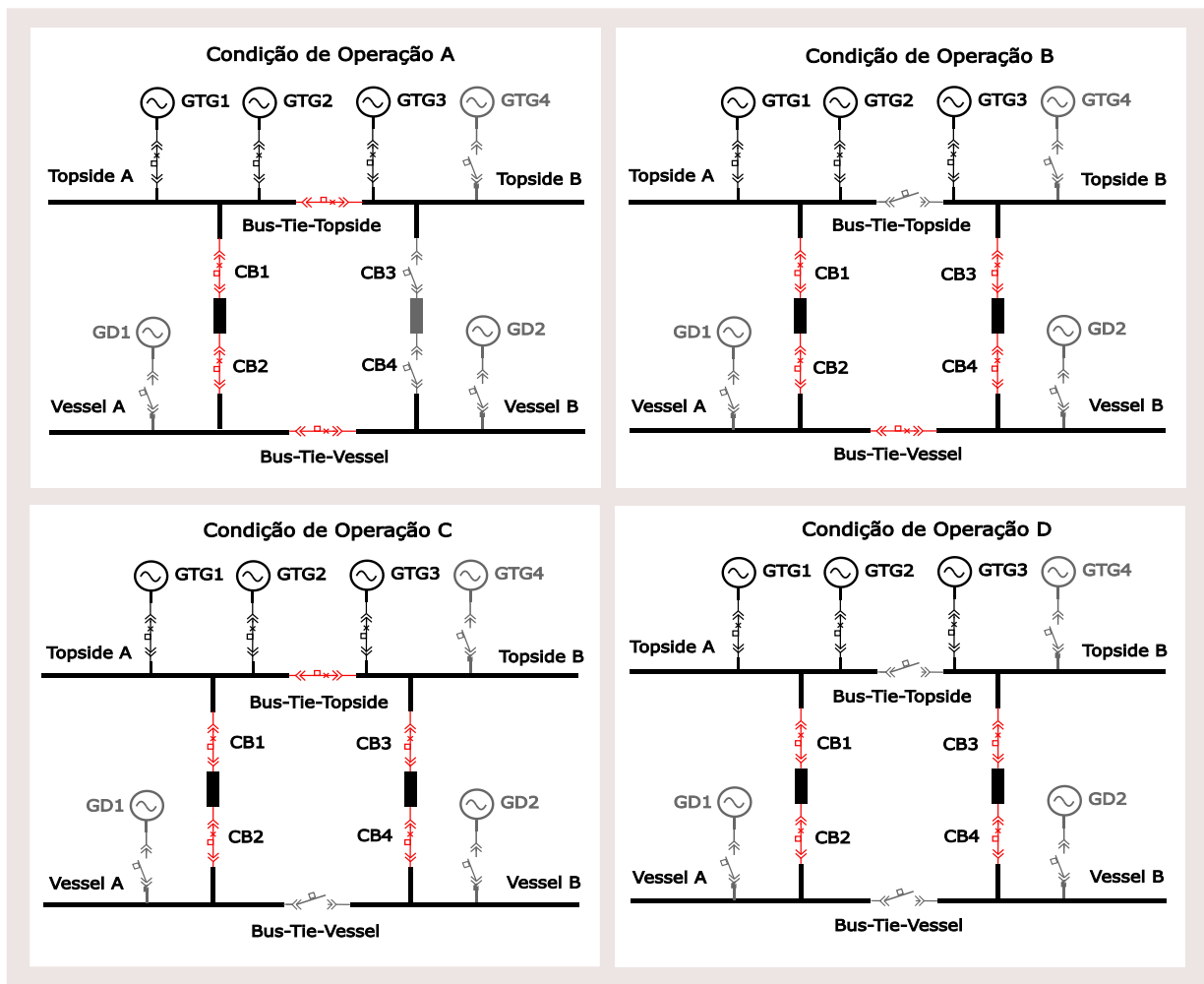


Figura 42 - Condições de operação do sistema elétrico da FPSO, através da configuração de chaves e barramentos.

As condições de operação A, B e C, mostradas na Figura 42, são similares, mantendo três das quatro vias de circuitos fechados, alterando apenas o trajeto da distribuição de energia no sistema elétrico. Observa-se que, na condição de operação D, apenas duas vias estão fechadas, especificamente as chaves referentes ao *Bus Link A* e *Bus Link B*, enquanto as chaves *Bus-tie Topside* e *Bus-tie Vessel* estão abertas. Nessa condição de operação, o sistema elétrico está dividido em dois sistemas, sendo necessário gerenciá-los como duas unidades distintas.

4.6 Considerações parciais

Partindo de uma topologia típica do SEP de uma plataforma FPSO, este capítulo discorreu sobre a modelagem dos principais equipamentos utilizados, desenvolvidos a partir de informações de fabricantes e relatórios de equipamentos em operação. Além disso, a análise do sistema elétrico permitiu o levantamento de cargas para cada modo de operação, as condições de carregamento dos geradores e os cenários operacionais possíveis, considerando a configuração das chaves seccionadoras.

Assim, com o objetivo de demonstrar o funcionamento do controle coordenado proposto, os modelos apresentados e informações adicionais descritas serão utilizados no Capítulo 5, para a avaliação computacional sob diferentes modos de operação de uma FPSO.

CAPÍTULO 5

5 Simulações computacionais

Este capítulo apresenta as diversas simulações realizadas, organizados em estudos de caso, com foco em demonstrar a contribuição que o controle coordenado proposto pode proporcionar ao SEP de uma FPSO, sob a perspectiva de redução das variações de tensão, melhoria do fator de potência, compensação da potência de distorção e da potência reativa desbalanceada.

Considerando a topologia do sistema elétrico de uma FPSO de referência, conforme Figura 16, e utilizando-se dos modelos e demais informações apresentadas no Capítulo 4, as simulações foram desenvolvidas no ambiente MATLAB/SIMULINK e organizadas através de diferentes estudos de caso, buscando-se evidenciar as contribuições que o controle coordenado proposto pode proporcionar ao SEP de uma plataforma FPSO. As simulações foram configuradas para rodar com passo fixo de $T_s = 83,33 \mu s$.

- ✓ **Estudo de caso 1:** a simulação foi baseada em uma situação operacional com três geradores de turbina a gás (11 kV – 3 x 36,25 MVA) e uma carga operando abaixo de 70% da potência nominal. O objetivo foi analisar a variação de tensão na barra durante a partida direta de um motor com potência nominal de aproximadamente 11 MVA. Assim, foram simulados cenários com diferentes contribuições no que tange a potência reativa exigida, 100%, 50% e sem ativação do controle coordenado.
- ✓ **Estudo de caso 2:** a simulação está baseada em uma situação operacional com apenas 2 geradores de turbina a gás (11 kV – 2 x 36,25 MVA) e com um carregamento de carga de aproximadamente 90% da potência gerada, incluindo a partida direta de um motor com potência nominal de aproximadamente 11 MVA. Nesse estudo de caso, o objetivo foi avaliar a possibilidade de colapso de tensão nessas condições, com e sem a ativação do controle coordenado.
- ✓ **Estudo de caso 3:** a simulação busca explorar a funcionalidade do controle coordenado para diferentes configurações de condições operacionais, através da alteração das combinações dos quatro conjuntos de chaves entre os barramentos Topside A, Topside B, Vessel A e Vessel B, conforme ilustrado na Figura 42. O sistema elétrico é alimentado por três geradores com turbinas a gás (11 kV – 3 x 36,25 MVA). Foram avaliados 5 cenários com e sem a implementação do controle coordenado.
- ✓ **Estudo de caso 4:** a simulação aborda uma análise completa sob a perspectiva do modo de operação *production/offloading*, análise da contribuição do controle

coordenado em regime, degrau de carga (partida direta de um motor de indução), presença de distorção harmônica e descarte de cargas.

- ✓ **Estudo de caso 5:** a simulação baseia-se nas configurações do sistema elétrico, semelhante ao estudo de caso 4. No entanto, o foco é explorar a interação e o comportamento do controle coordenado proposto, em um cenário em que o saturador de potência por temperatura esteja implementado em um dos AFE-ASD.
- ✓ **Estudo de caso 6:** a simulação baseia-se nas configurações do sistema elétrico, semelhante ao estudo de caso 4. O foco desse estudo de caso é explorar a metodologia proposta em diferentes fases da simulação, considerando eventos como: compensação de reativos, distorção e desbalanço, suporte de reativo em partida direta de motor de indução e descarte de carga.

Os estudos de caso também estão resumidos na Tabela 16, destacando as principais diferenças entre os cenários em análise.

Tabela 16 – Casos e cenários simulados.

Estudo de Caso	Modo de Operação	GTGs	Alterações das chaves (Bus-tie)	Partida direta de motor	Distorção harmônica de corrente	Desbalanço	Análise em Regime	Descarte de cargas
1	<i>Production</i>	03	não	sim	não	não	não	não
2	<i>Production</i>	02	não	sim	não	não	não	não
3A – 3D	<i>Production / Offloading</i>	03	sim	sim	não	não	sim	não
3E	<i>Customizado</i>	02	sim	sim	não	não	sim	não
4A	<i>Production / Offloading</i>	03	não	não	não	não	sim	não
4B	<i>Production / Offloading</i>	03	não	sim	não	não	não	não
4C	<i>Production / Offloading</i>	03	não	não	sim	não	não	não
4D	<i>Production / Offloading</i>	03	não	não	não	não	não	sim
5A	<i>Production / Offloading</i>	03	não	não	sim	não	não	sim
6A	<i>Production / Offloading</i>	03	sim	sim	não	sim	sim	não

5.1 Estudo de Caso 1: variação de tensão frente a disponibilidade de AFE-ASDs

Conforme explorado na Figura 17 do capítulo 3, a metodologia de controle coordenado proposto opera a partir das medições de tensão e corrente no PAC (saída dos geradores de turbinas a gás), e possui a capacidade de calcular as correntes de compensação reativa, de distorção harmônica e reativas de desbalanço que serão compensadas pelos AFE-ASDs, entretanto, dependendo da disponibilidade dos AFE-ASDs não é possível atender 100% dos valores esperados, dessa forma o estudo de caso 1A tem como objetivo explorar o percentual de compensação em três cenários: 100%, 50% e 0% (sem ativação do controle coordenado).

As Figuras 43 e 44 mostram os sinais de tensão eficaz, corrente eficaz, torque eletromagnético e velocidade do motor durante o processo de partida no barramento Topsis B, aos 50 segundos. A Figura 43 apresenta o comportamento dessas variáveis sem o controle coordenado ativado, enquanto a Figura 44 exibe o comportamento com o controle coordenado ativo nos AFE-ASDs.

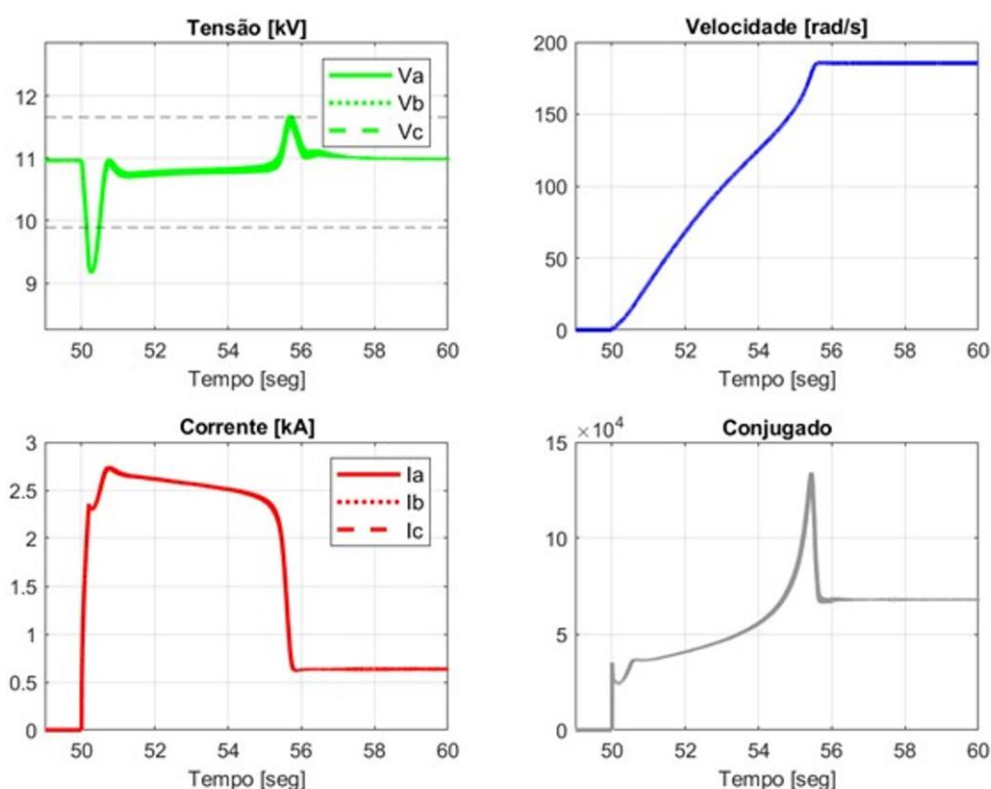


Figura 43 - Sinais de tensão, velocidade, corrente e torque do motor em processo de partida direta sem controle coordenado.

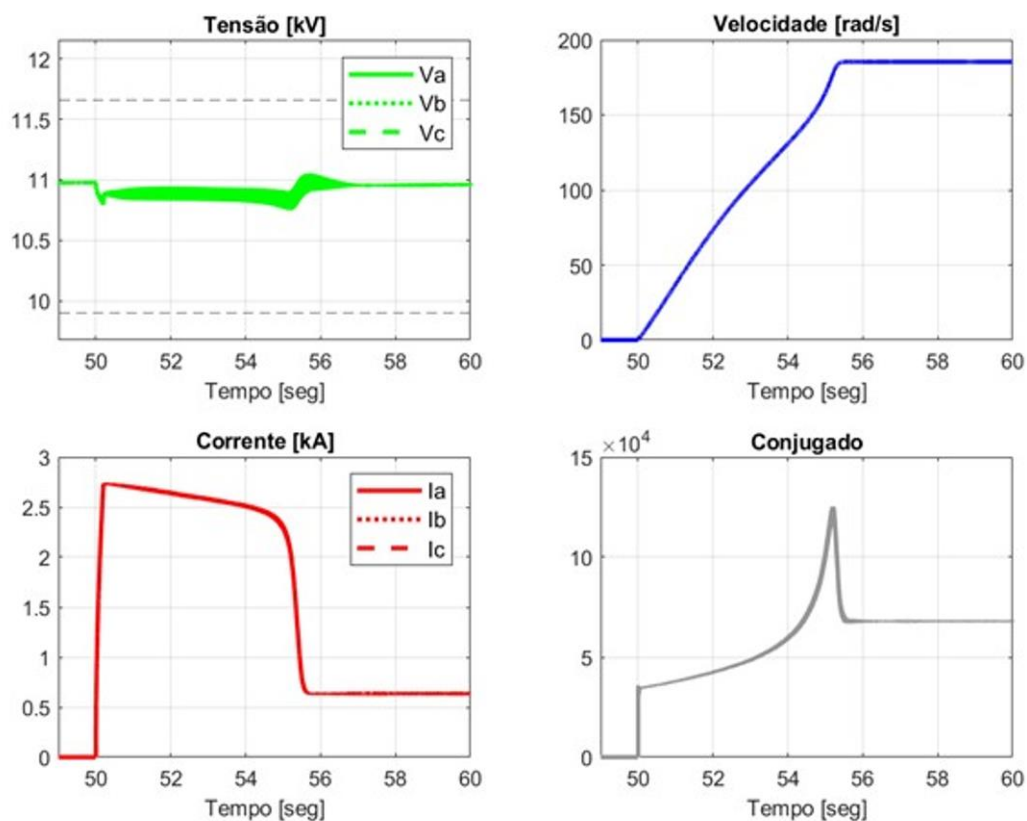


Figura 44 - Sinais de tensão, velocidade, corrente e torque para evento do motor em processo de partida direta com controle coordenado.

A Tabela 17 fornece dados para uma análise comparativa das situações apresentadas nas Figuras 43 e 44, incluindo uma situação intermediária com 50% de compensação. O objetivo é investigar a contribuição parcial do suporte reativo durante a partida de grandes motores.

Tabela 17 – Resultados de variação de tensão e frequência nos geradores de turbina a gás para evento de partida direta de motor.

Tensão Nominal [kV]	11	IEC61892 (Ref.)	+ 6 %	- 10 %
Frequência Nominal [Hz]	60		+ 6 %	- 5 %
<i>Percentual de compensação AFE-ASD [0 %] – Sem controle coordenado</i>				
GTG (1, 2 e 3)	Max.	Variação (+)	Min.	Variação (-)
Tensão [kV]	11,72	+ 6,55%	9,24	-16 %
Frequência [Hz]	60,12	+ 0,20%	58,55	-2,42 %
<i>Percentual de compensação AFE-ASD [50 %] – Com controle coordenado</i>				
Tensão [kV]	11,41	+ 3,73%	10,17	-7,55 %
Frequência [Hz]	60,12	+ 0,20%	58,57	-2,38 %
<i>Percentual de compensação AFE-ASD [100 %] – Com controle coordenado</i>				
Tensão [kV]	11,09	+ 0,82%	10,81	-1,73 %
Frequência [Hz]	60,13	+ 0,22%	58,67	-2,22 %

A metodologia de controle coordenado opera com base na disponibilidade dos AFE-ASDs, o que implica que, dependendo da configuração do sistema, podem ocorrer situações de compensação total da potência não ativa no PAC, parcial ou nenhuma compensação durante a operação. A Tabela 17 ilustra o comportamento do sistema elétrico em três condições distintas de compensação (0%, 50% e 100%). Nota-se uma redução na variação de tensão de (+6,55% - 16,5%) no cenário sem compensação de reativos, para (+3,73% - 7,55%) no cenário com 50% de compensação. Com 100% de compensação, os valores são ainda melhores (+0,82% - 1,73%). Nota-se uma pequena melhoria na variação de frequência, entretanto todas as situações estão dentro dos limites da norma.

5.2 Estudo de Caso 2: suporte de potência reativa em cenário de colapso de tensão

O objetivo desse estudo de caso é avaliar a contribuição do suporte de potência reativa fornecido pelo controle coordenado, em uma situação de colapso de tensão ocasionada por uma partida direta de motor, com o sistema elétrico operando em níveis de potência próximos a capacidade total dos geradores. Conforme apresentado na Tabela 18, inicialmente apresentam-se os resultados da simulação sem a ativação do controle coordenado e depois os resultados com a ativação do controle coordenado através do AFE-ASDs.

Tabela 18 – Configuração do sistema elétrico para o estudo de caso 2.

Número de Geradores (GTGs)	Bus-tie (Topside)	Bus link A (CB1 e CB2)	Bus link B (CB3 e CB4)	Bus-tie (Vessel)	Controle Coordenado
02	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Não
					Sim

Para configurar este estudo de caso, o carregamento de carga está em aproximadamente 90% da capacidade de geração (2 geradores de 36,25 MVA) e o evento que ocasiona o colapso de tensão ocorre no instante $t = 195,7$ s da simulação, quando um motor com uma potência aproximada de 11 MVA é acionado (partida direta do motor).

Conforme demonstrado no estudo de caso 1, quanto maior a capacidade dos AFE-ASDs de suprir a demanda das correntes de compensação calculadas, melhores são os resultados obtidos na variação de tensão no evento de partida, dessa forma para a simulação do estudo de caso 2, a Tabela 19 apresenta os AFE-ASDs que estão ativos através do controle coordenado e suas respectivas disponibilidades no instante do evento de partida do motor. Constatam 2 AFE-ASDs com disponibilidade exclusiva para o controle coordenado e 4 AFE-ASDs com 10% da disponibilidade do valor nominal.

Tabela 19 – Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 2.

Cargas	Barramento	Potência Nominal dos AFE-ASDs	Disponibilidade dos AFE- ASDs
CO2 Compressor	Topside A	12 MVA	100%
CO2 Compressor	Topside B	12 MVA	100%
LP Gas Compressor	Topside B	12 MVA	10%
LP Gas Compressor	Topside A	12 MVA	10%
Cargo HPU Motor 1	Vessel A	1 MVA	10%
Cargo HPU Motor 4	Vessel B	1 MVA	10%

Conforme demonstrado na Figura 15 na seção 2.4 que apresenta as principais topologias de conversores em média tensão, observa-se que a funcionalidade de *by-pass*, presente em alguns conversores comerciais, pode ser uma das alternativas para disponibilizar os AFE-ASDs de forma exclusiva para o controle coordenado. Além disso, existe a possibilidade de utilizar AFE-ASDs de equipamentos reservas disponíveis na instalação. Por outro lado, a disponibilidade parcial pode ser obtida através de algumas alternativas: sobredimensionamento do conversor em relação a carga acionada, redução de potência da carga (redução de pressão, vazão ou outra variável de processo) por um pequeno instante de tempo, de forma a permitir mais disponibilidade para um determinado evento, considerando-se um estágio de operação ou processo que não demande a potência plena do conversor.

Os resultados referentes ao cenário do estudo de caso 2, sem a ativação do controle coordenado, constam nas Figuras 45 a 49. A Figura 45 ilustra o comportamento da tensão, corrente, velocidade e torque do motor durante sua tentativa de partida, que não se torna possível devido a tensão do sistema elétrico entrar em colapso. Uma vez que a simulação não foi preparada com mecanismos de proteção, observa-se que o modelo matemático do sistema tenta restabelecer a tensão. No entanto, na prática, sob tais condições, as proteções seriam ativadas, resultando em uma interrupção do sistema elétrico.

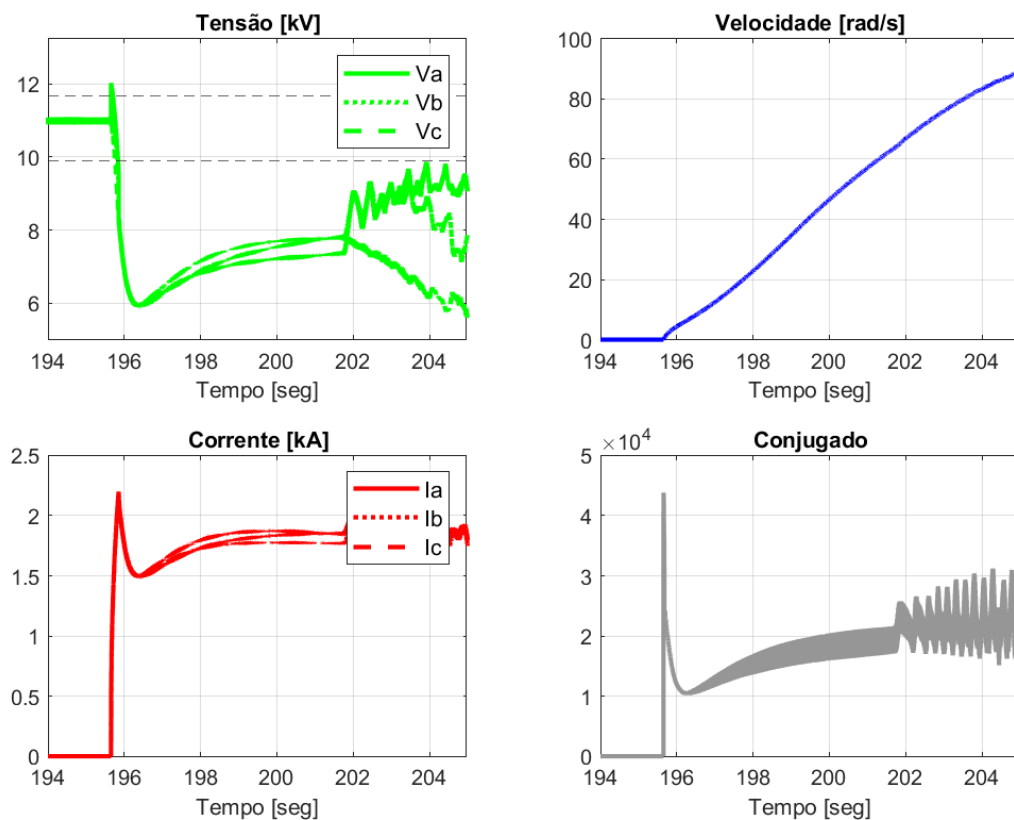


Figura 45 – Tensão, velocidade, corrente e torque do motor partindo sem o controle coordenado.

A Figura 46 fornece informações adicionais sobre o comportamento da potência aparente, potência ativa, potência reativa e fator de potência durante a tentativa de partida do motor. Nota-se que a alta demanda de potência reativa pelo motor em processo de partida excede a capacidade do sistema de geração, fazendo com que a tensão oscile para níveis inaceitáveis e, conseqüentemente, entre em colapso.

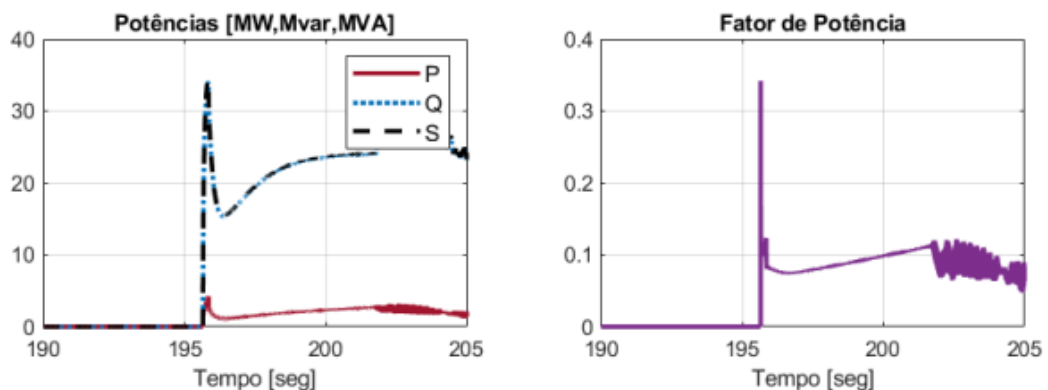


Figura 46 – Potência Ativa, Potência Reativa, Potência Aparente e Fator de Potência do motor partindo sem o controle coordenado.

A Figura 47 ilustra o comportamento da tensão, corrente, frequência e corrente de campo do GTG1 no momento do evento, e pode-se notar que a tensão do gerador oscila de 11 kV para 6 kV. Através da corrente de campo é possível observar que o controle de tensão do gerador busca restabelecer a tensão no barramento de saída, entretanto o sistema já se encontra em colapso.

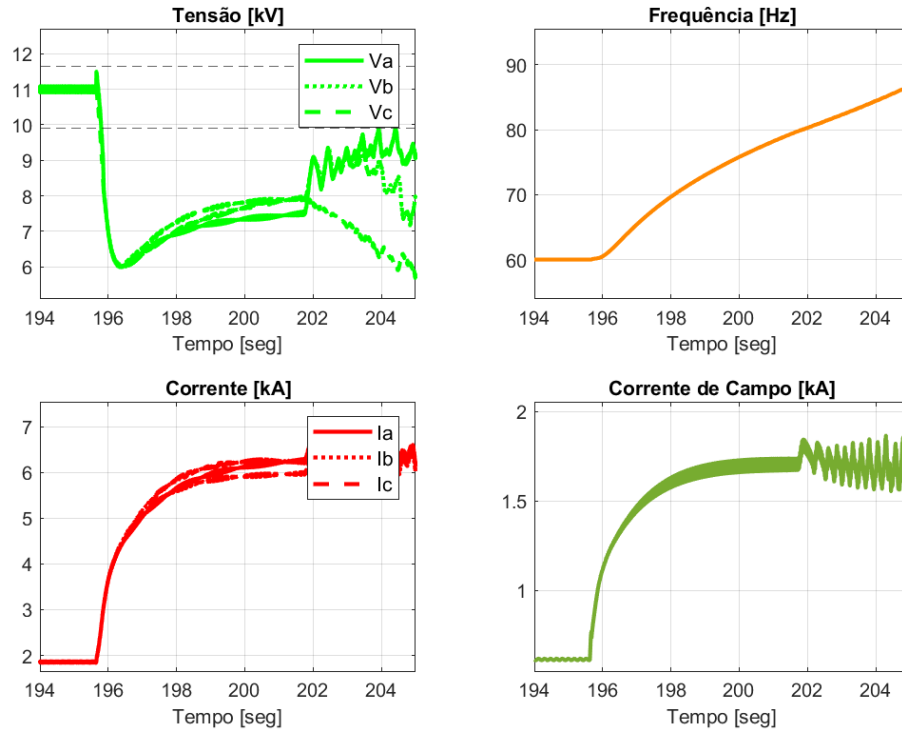


Figura 47 – Tensão, corrente, frequência e corrente de campo do GTG1 durante evento sem o controle coordenado.

A Figura 48 fornece informações adicionais sobre a potência do gerador. Observa-se que durante o evento de partida, há uma alta demanda por potência reativa. Ao tentar atender a essa demanda próxima ao seu limite de capacidade operacional, o sistema elétrico sofre um colapso de tensão e uma perda de capacidade de fornecer potência ativa.

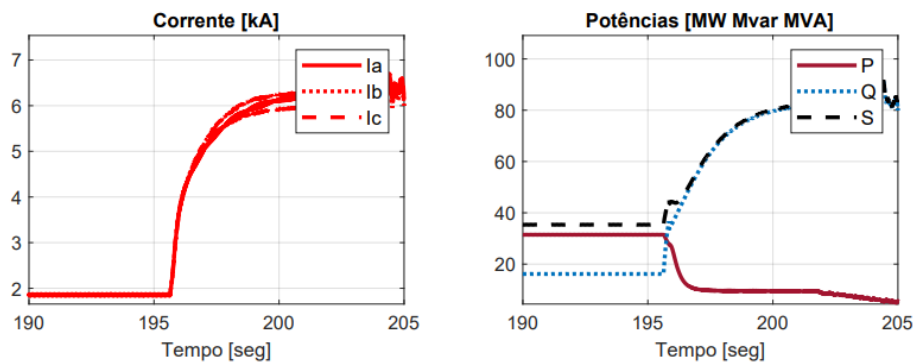


Figura 48 - Corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 durante evento sem o controle coordenado.

A Figura 49 demonstra o comportamento de um motor que já estava em operação no instante do evento. Observa-se que as variações de tensão resultantes do evento levam a variações nas características desta outra carga em operação. Especificamente, há um aumento no escorregamento, causando uma mudança em seu ponto de operação e, conseqüentemente, exigindo mais potência reativa. Essa situação agrava a tensão no sistema elétrico e, quando combinada com outros motores enfrentando condições semelhantes, contribui para o cenário de colapso de tensão.

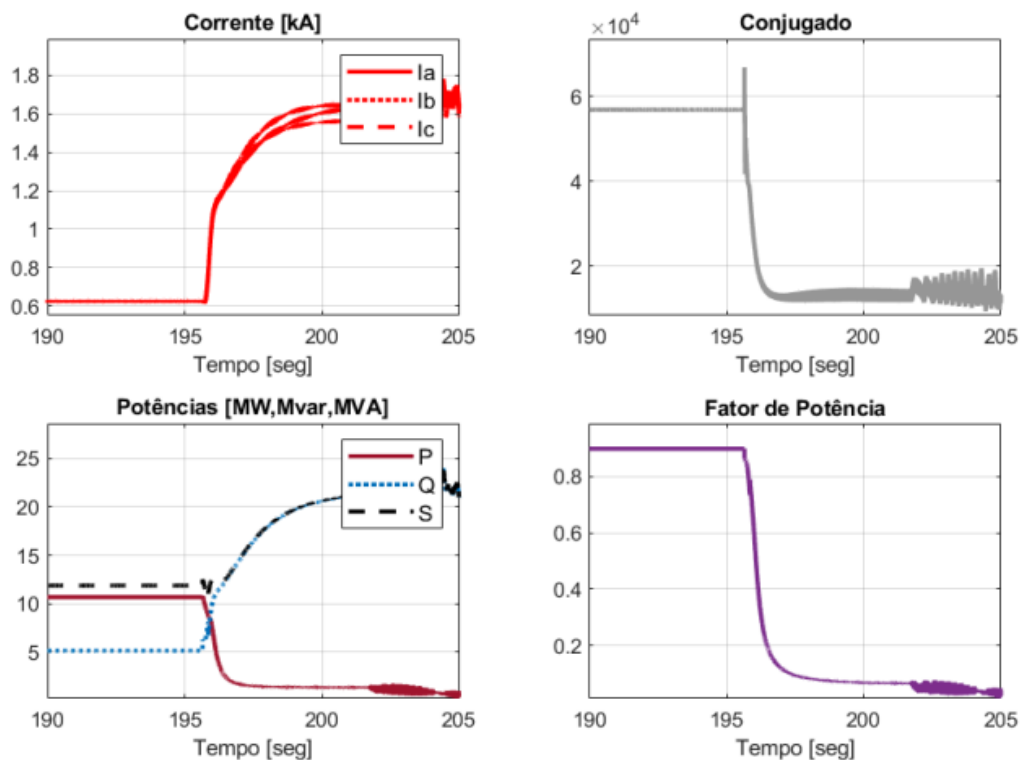


Figura 49 – Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e velocidade de um motor em operação durante o evento sem o controle coordenado.

As Figuras 50 a 53 apresentam informações sobre o desempenho do sistema sob as condições descritas na Tabela 16, com o controle coordenado ativado. A Figura 50 ilustra o comportamento da tensão, velocidade, corrente e torque do motor durante o processo de partida. Apesar da existência de variação de tensão no barramento, o processo de partida é concluído e o motor entra em regime, com operação dentro dos parâmetros nominais.

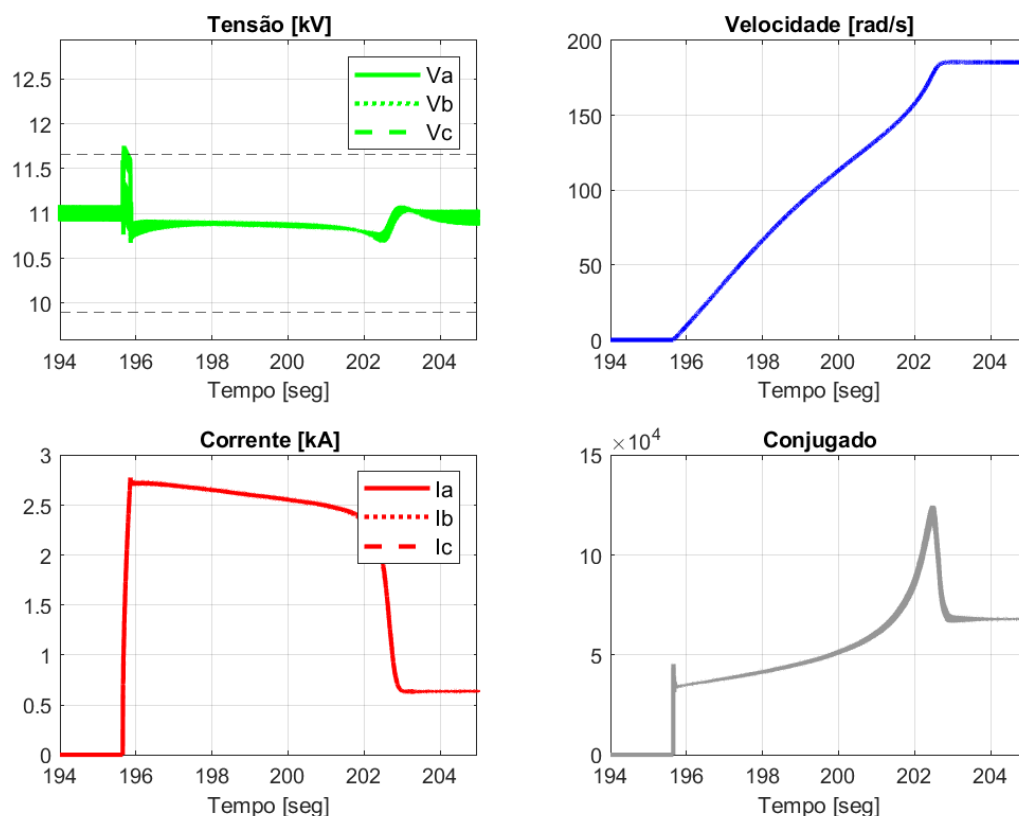


Figura 50 - Tensão, velocidade, corrente e torque do motor partindo com o controle coordenado.

A Figura 51 apresenta as informações sobre a potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência do motor durante o processo de partida.

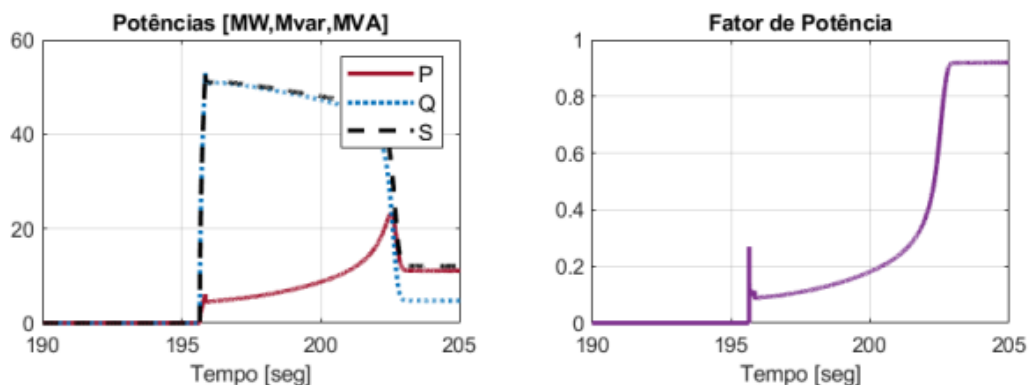


Figura 51- Potência Ativa, Potência Reativa, Potência Aparente e Fator de Potência do motor partindo com o controle coordenado.

A Figura 52 fornece informações sobre o gerador durante o evento de partida, e pode-se observar que a tensão e a frequência sofrem flutuações, entretanto, permanecem dentro da faixa especificada nos valores normativos da Tabela 17.

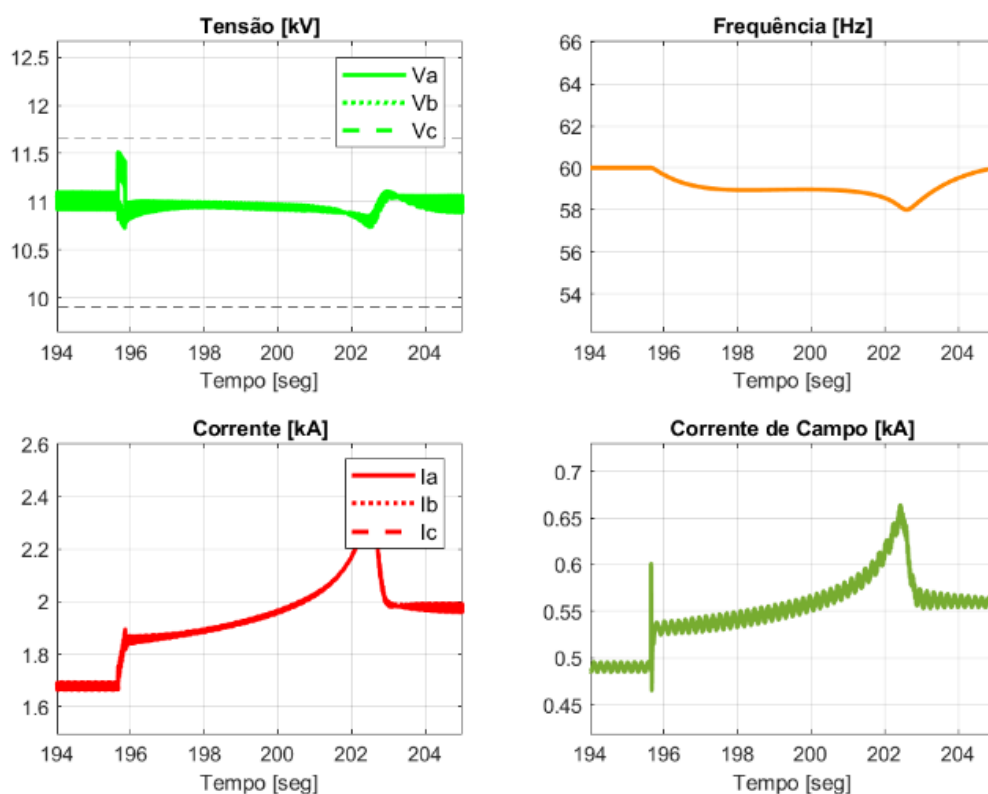


Figura 52 - Tensão, corrente, frequência e corrente de campo do GTG1 durante evento com o controle coordenado.

A Figura 53 fornece detalhes adicionais sobre o gerador, mostrando que a potência aparente se estabiliza após a máquina iniciar dentro de sua faixa operacional.

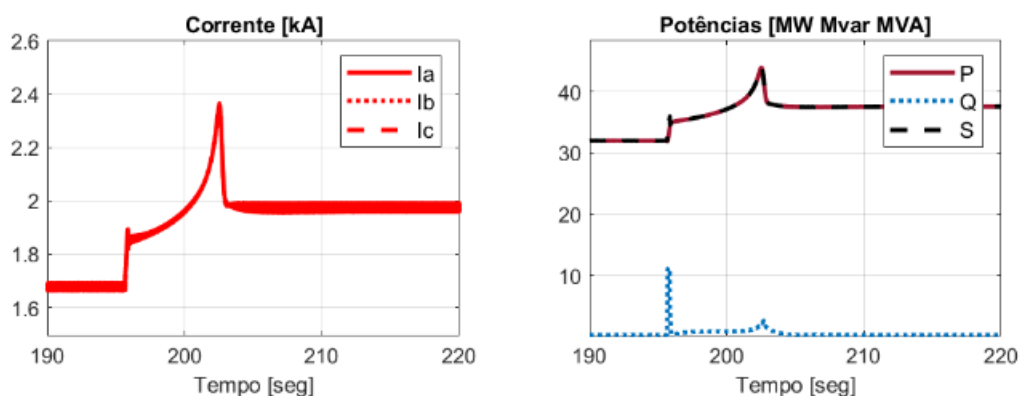


Figura 53 - Corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 durante evento com o controle coordenado.

5.3 Estudo de caso 3: diferentes configurações de chaves seccionadoras

Conforme demonstrado na Figura 42, como estratégia de redundância e confiabilidade, é possível configurar o sistema elétrico através do fechamento e abertura de chaves entre os barramentos. Dessa forma, o estudo de caso 3 tem como objetivo explorar a capacidade do

controle coordenado frente às diferentes configurações que representam cenários de operação do sistema elétrico da plataforma FPSO em estudo. A Tabela 20 apresenta informações sobre os parâmetros do sistema elétrico explorado no estudo de caso 3, incluindo modo de operação, potência dos geradores, tensão e frequência.

Tabela 20 – Parâmetros do sistema elétrico do estudo de caso 3.

Modo de Operação	Production / Offloading
GTG1	36,25 MVA
GTG2	36,25 MVA
GTG3	36,25 MVA
Tensão Nominal	11 kV
Frequência Nominal	60 Hz

A Tabela 21 lista as condições de operação da plataforma FPSO exploradas nesse estudo de caso, de acordo com diferentes configurações de disjuntores dos barramentos.

Tabela 21 – Condições operacionais exploradas no estudo de caso 3.

Estudo de Caso	Bus-tie (Topside)	Bus link A (CB1 e CB2)	Bus link B (CB3 e CB4)	Bus-tie (Vessel)	Controle Coordenado
3A	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Não
					Sim
3B	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado	Não
					Sim
3C	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Não
					Sim
3D	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado	Não
					Sim
3E	Aberto	Fechado	Fechado	Aberto	Não
					Sim

Na Tabela 21 pode-se observar que os estudos de caso 3A ao 3D compartilham a característica de sempre ter 3 dos 4 conjuntos de chaves seccionadoras fechados, garantindo que todos os GTGs estejam interconectados dentro do mesmo sistema elétrico. No entanto, no caso 3E, a condição é diferente, com apenas 2 dos 4 conjuntos de disjuntores dos barramentos fechados (disjuntores dos barramentos Topside e Vessel estão abertos), dividindo assim o sistema elétrico da plataforma FPSO em dois lados, A e B. Nesta condição operacional, o PMS da plataforma deve gerenciar os circuitos de forma independente. GTG1 e GTG2 estão ligados

ao circuito A (Topside A e Vessel A), enquanto o GTG3 está conectado ao circuito B (Topside B e Vessel B). Portanto, neste contexto, a metodologia avaliada deve demonstrar flexibilidade para se adaptar, operando em ambos os circuitos de forma independente um do outro.

A Tabela 22 apresenta a potência nominal dos AFE-ASDs, o barramento ao qual estão conectados e sua respectiva disponibilidade de energia para utilização por meio de controle coordenado.

Tabela 22 - Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 3.

Cargas	Barramento	Potência Nominal dos AFE-ASDs	Disponibilidade dos AFE- ASDs
CO2 Compressor	Topside A	12 MVA	100%
LP Gas Compressor	Topside B	12 MVA	100%
Cargo HPU Motor 1	Vessel A	1 MVA	10%
Cargo HPU Motor 4	Vessel B	1 MVA	10%

Os casos 3A-3D foram simulados e, devido a compartilharem da mesma característica de possuírem 3 dos 4 conjuntos de chaves fechadas, os resultados foram similares no que tange ao funcionamento do controle coordenado. Dessa forma, a apresentação dos resultados e análise dos casos estão organizados em duas partes: casos 3A-3D e caso 3E. A análise busca observar as variações de tensão durante a partida direta de um motor de aproximadamente 11 MVA, conectado ao barramento Topside A, com ênfase especial na contribuição do suporte reativo com o controle coordenado. No contexto da análise em regime, o objetivo é observar a capacidade do controle coordenado de aumentar o fator de potência e a disponibilidade de potência nos GTGs.

5.3.1 Estudos de casos 3A ao 3D: três chaves fechadas e uma aberta

A Figura 54 ilustra as tensões eficazes e a frequência, além das correntes eficazes do GTG1, sem controle coordenado. Observa-se, pelas correntes de campo, que o sistema de controle do GTG1 está respondendo para restaurar o nível de tensão. No entanto, devido à dinâmica lenta dos geradores, a oscilação do barramento persiste por alguns segundos. Também é observado que há uma sobretensão quando o ciclo de partida do motor termina, levando a uma segunda oscilação de tensão no barramento. Também é possível observar uma pequena variação na frequência, de aproximadamente 2 Hz. A Figura 55 ilustra o desempenho do GTG1 em simulações realizadas considerando os casos 3A ao 3D, com controle coordenado.

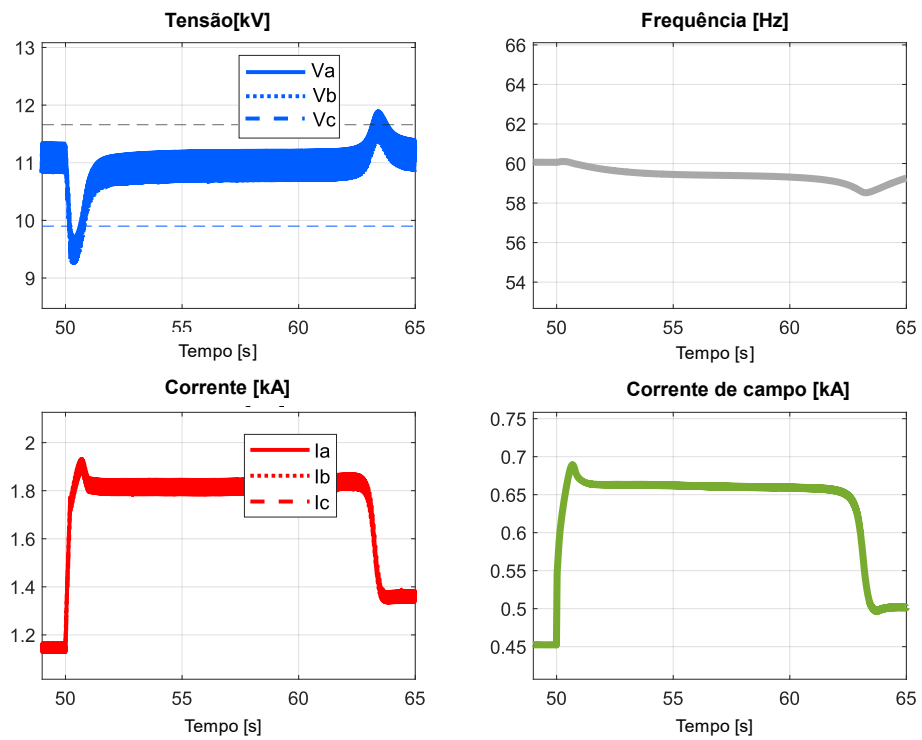


Figura 54 – Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 sem o controle coordenado para estudos de casos 3A-3D.

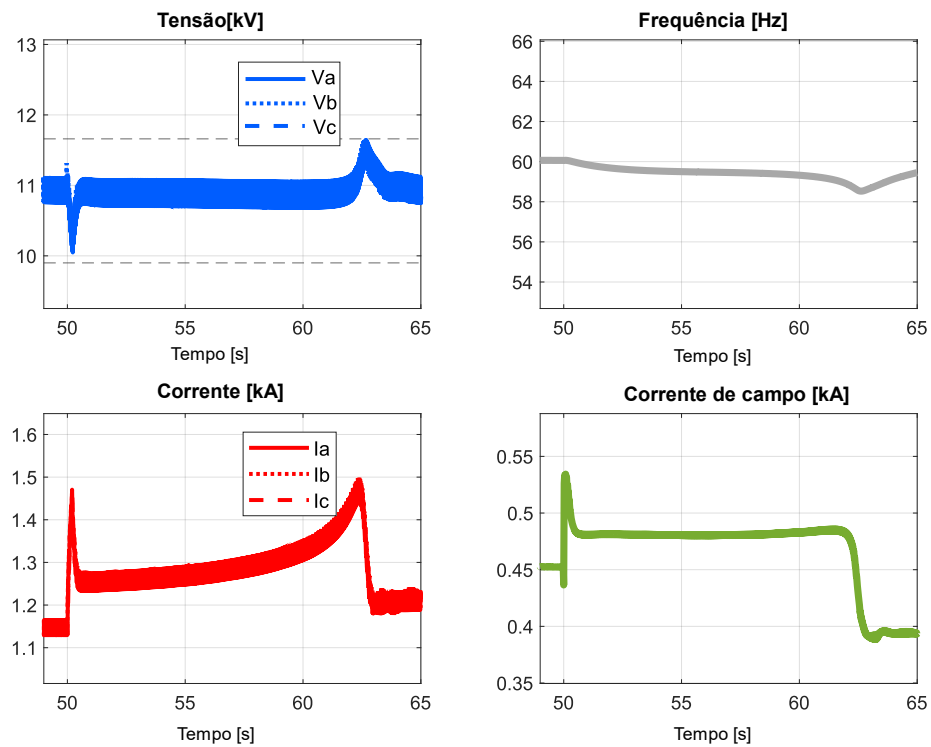


Figura 55 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 com o controle coordenado para estudos de casos 3A-3D.

Através da Figura 55 é possível observar a variação de tensão durante a partida do motor, entretanto em menor grau, com os valores nominais sendo restaurados mais rapidamente do que no caso da Figura 54. A redução da variação de tensão, garantindo conformidade com os limites normativos, e sua rápida atuação são resultados diretos da implementação do controle coordenado, pois utiliza a disponibilidade de potência dos AFE-ASDs para suprir a potência reativa requerida no instante da partida do motor.

A Tabela 23 apresenta os resultados de variação de tensão demonstrados na Figura 54 e Figura 55, destaca-se o efeito do uso do controle coordenado durante o evento de partida direta de um motor de indução de 11 MVA. Observa-se que o controle coordenado aplicado proporciona uma contribuição significativa, especialmente no início do ciclo de partida da máquina, resultando em uma redução na variação de tensão de 15% para 7%.

Tabela 23 – Variação de tensão nas simulações com e sem controle coordenado para os estudos de casos 3A-3D.

Controle Coordenado	Casos	Tensão (Max.)	Tensão (Min.)	Variação (+)	Variação (-)
Não	3A-3D	11,87 kV	9,34 kV	8 %	15 %
Sim	3A-3D	11,66 kV	10,19 kV	6 %	7 %

A Tabela 24 apresenta os principais parâmetros dos GTGs para os casos 3A-3D, com e sem controle coordenado. Através dos resultados, observa-se que o uso do controle coordenado impacta significativamente a potência reativa demandada e as respectivas correntes dos GTGs, potência aparente e fator de potência. Estes dados destacam o potencial de aumentar a disponibilidade dos GTGs em aproximadamente 10% através do uso de AFE-ASDs e abordagens de controle coordenado.

Tabela 24 – Resultados em regime dos GTGs para estudos de casos 3A-3D.

Grandeza	Casos 3A-3D					
	Sem Controle Coordenado			Com Controle Coordenado		
	GTG1	GTG2	GTG3	GTG1	GTG2	GTG3
Tensão [kV]	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03	11,03
Corrente [kA]	1,36	1,36	1,36	1,24	1,24	1,24
Frequência [Hz]	60,02	60,02	60,02	60,02	60,02	60,02
Potência Ativa [kW]	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27
Potência Reativa [kVAr]	12,20	12,20	12,20	4,33	4,33	4,33
Potência Aparente [kVA]	26,06	26,06	26,06	23,67	23,67	23,67
Fator de Potência	0,88	0,88	0,88	0,98	0,98	0,98

5.3.2 Estudo de caso 3E: duas chaves abertas e duas fechadas

No estudo de caso 3E, devido à abertura de dois conjuntos de quatro chaves que interligam os barramentos, cargas e geradores, o sistema elétrico é dividido em duas partes: lado A e lado B. No lado A, permanecem em operação dois dos três geradores disponíveis, enquanto no lado B opera apenas um gerador. Dessa forma, o evento de partida direta de um motor conectado no Topside A impactará apenas o lado A, ou seja, os GTGs 1 e 2.

A Figura 56 ilustra a tensão eficaz, corrente eficaz, frequência e corrente de campo do GTG1 do cenário E sem controle coordenado. Observa-se que a variação de tensão mostrada na Figura 56 é mais significativa do que na Figura 54 dos casos 3A-3D. Essa diferença ocorre devido à divisão do sistema elétrico, resultando em menor capacidade de geração, com apenas dois geradores em operação ao invés de três. Dessa forma, o evento de partida impacta o sistema elétrico com mais intensidade.

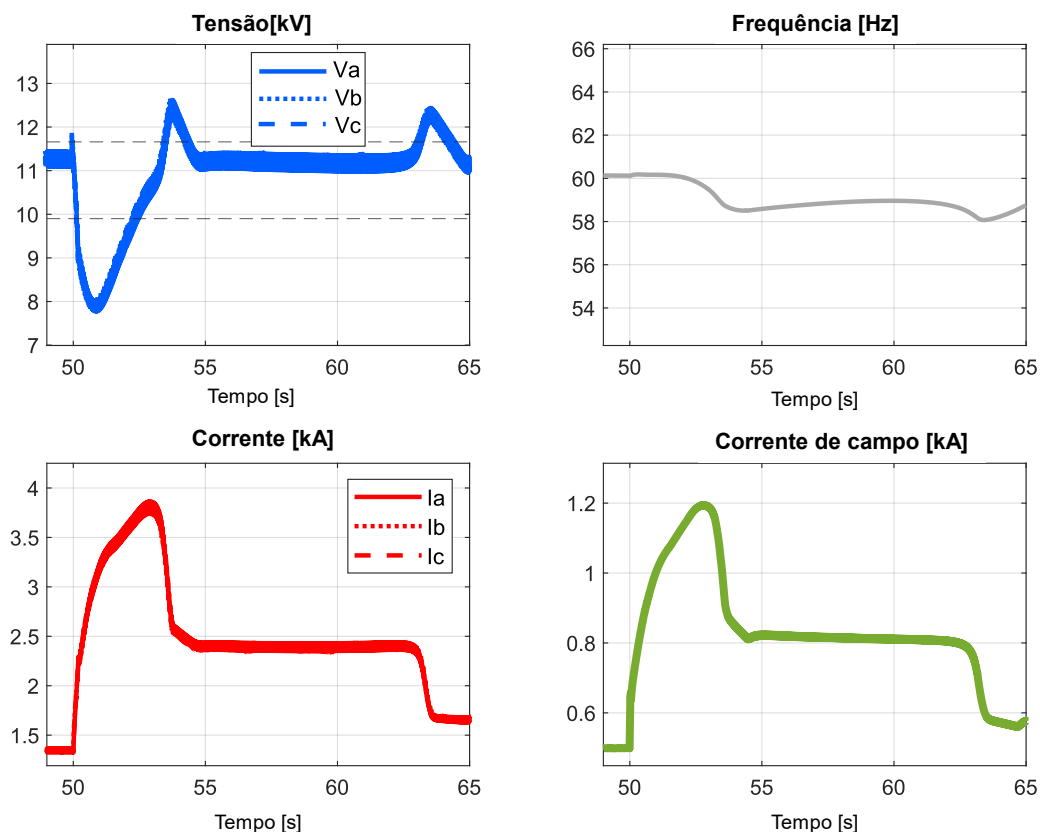


Figura 56 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 sem o controle coordenado - caso 3E.

A Figura 57 retrata o comportamento do GTG1 com controle coordenado ativo apenas no lado A (barramento impactado pela partida do motor). Nota-se uma diferença no perfil de variação da corrente de campo entre a Figura 56 e a Figura 57, refletindo o esforço do controlador de tensão do GTG1 para restaurar a tensão.

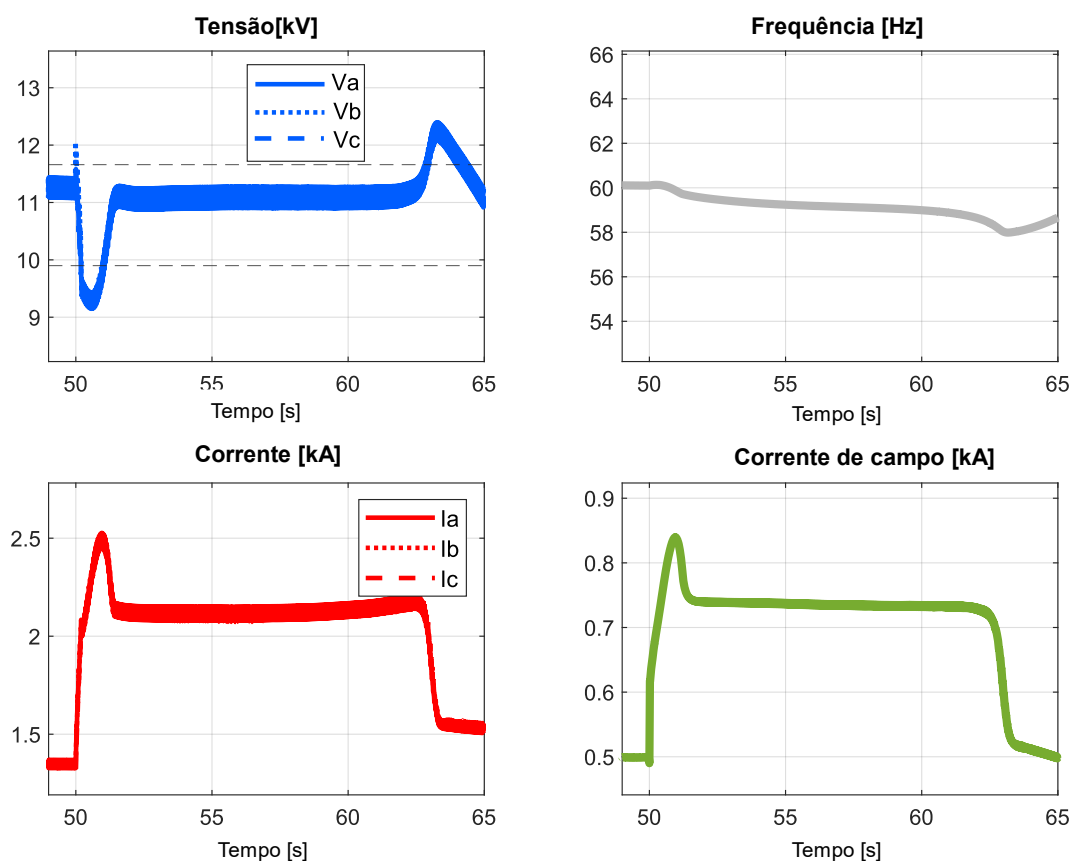


Figura 57 - Tensão, corrente, frequência, e corrente de campo do GTG1 com o controle coordenado para o caso 3E.

A Tabela 25 apresenta a variação de tensão eficaz registrada no barramento Topside A durante o evento de partida do motor, conforme ilustrado nas Figuras 56 e 57. Observa-se que, mesmo com controle coordenado, a partida direta de um motor no Topside A resultou em uma subtensão de 16,91%. Além da capacidade reduzida de geração devido à divisão do circuito em duas partes, apenas 50% da disponibilidade dos AFE-ASDs pôde ser utilizada, afetando assim os resultados. Apesar dessa queda, quando comparada aos resultados sem controle coordenado, observa-se que a subtensão foi de 29,37%, uma situação que pode levar a desligamentos dos equipamentos conectados ao barramento em cenários reais.

Tabela 25 – Variação de Tensão nas simulações para o 3E..

Controle Coordenado	Cenários	Tensão (Max.)	Tensão (Min.)	Variação (+)	Variação (-)
Não	3E	12,63 kV	7,77 kV	14,81 %	29,37 %
Sim	3E	12,06 kV	9,14 kV	9,63 %	16,91 %

A Tabela 26 apresenta os resultados da análise em regime, conforme mencionado anteriormente, o controle coordenado foi ativado exclusivamente para o lado A do sistema elétrico elétrica, devido ao cenário de partida do motor no barramento do Toppide A. Assim, podem ser observadas diferenças entre os GTG1. GTG2 e o GTG3, pois operam como dois sistemas independentes.

Tabela 26 – Resultados em regime dos GTGs para simulações com e sem controle coordenado para o caso 3E.

Grandeza	Cenário E					
	Sem Controle Coordenado			Com Controle Coordenado		
	GTG1	GTG2	GTG3	GTG1	GTG2	GTG3
Tensão [kV]	11,06	11,06	11,02	11,06	11,06	11,02
Corrente [kA]	1,66	1,66	0,71	1,54	1,54	0,71
Frequência [Hz]	60,07	60,07	60,05	60,02	60,02	60,05
Potência Ativa [kW]	28,35	28,35	11,75	28,34	28,34	11,75
Potência Reativa [kVAr]	14,45	14,45	6,73	8,19	8,19	6,73
Potência Aparente [kVA]	31,82	31,82	13,54	29,50	29,50	13,54
Fator de Potência	0,89	0,89	0,87	0,96	0,96	0,87

Na Tabela 26, observa-se que a carga de potência nos geradores GTG1 e GTG2 é maior do que nos geradores GTG3. A distribuição das cargas dessa maneira teve como objetivo ilustrar um cenário crítico da partida do motor, com o lado A operando a aproximadamente 72% de sua capacidade nominal antes da partida e aproximadamente 87% após a partida do motor.

5.4 Estudo de caso 4: análise em regime e eventos transitórios com compensação

O estudo de caso 4 foi organizado em quatro simulações (4A - 4D), e para cada cenário foi avaliado o comportamento do sistema elétrico com e sem o controle coordenado. Os parâmetros do sistema elétrico, como tensão, frequência, potência dos geradores e modo de operação dessa simulação, estão descritos na Tabela 27, que lista as condições de operação da plataforma FPSO exploradas nesse estudo de caso.

A Tabela 28 organiza os cenários simulados, sem e com a utilização do controle coordenado. São eles: 4A (análise em regime permanente com ênfase na compensação de reativos), 4B (análise de um evento de partida direta de um motor de 11 MVA), 4C (análise em regime permanente com a presença de distorção harmônica de corrente) e 4D (análise de um evento de desconexão de um motor de 11 MVA).

Tabela 27 – Parâmetros do sistema elétrico do estudo de caso 4.

Modo de Operação	<i>Production / Offloading</i>
GTG1	36,25 MVA
GTG2	36,25 MVA
GTG3	36,25 MVA
Tensão Nominal	11 kV
Frequência Nominal	60 Hz
Bus-tie (Topside)	Fechado
Bus link A (CB1 e CB2)	Aberto
Bus link B (CB3 e CB4)	Fechado
Bus-tie (Vessel)	Fechado

Tabela 28 – Cenários de análise para estudo de caso 4.

Estudo de Caso	Operação em Regime	Partida direta de Motor	Distorção Harmônica de corrente	Descarte de Carga	Controle Coordenado
4A	Sim	Não	Não	Não	Não
					Sim
4B	Não	Sim	Não	Não	Não
					Sim
4C	Não	Não	Sim	Não	Não
					Sim
4D	Não	Não	Não	Sim	Não
					Sim

A Tabela 29 lista a potência nominal dos AFE-ASDs, o barramento ao qual estão conectados e sua respectiva disponibilidade de energia para utilização por meio de controle coordenado.

Tabela 29 - Disponibilidade dos AFE-ASDs para controle coordenado no estudo de caso 4.

Cargas	Barramento	Potência Nominal	Disponibilidade dos AFE- ASDs
CO2 Compressor	Topside A	12,0 MVA	100%
LP Gas Compressor	Topside B	12,0 MVA	100%
CO2 Compressor	Topside B	12,0 MVA	50%
LP Gas Compressor	Topside A	12,0 MVA	50%
Cargo HPU Motor 1	Vessel A	1,0 MVA	100%
Cargo HPU Motor 4	Vessel B	1,0 MVA	100%

5.4.1 Caso 4A: ajuste de fator de potência em regime

O foco desta subseção foi analisar a contribuição do controle coordenado no suporte de reativos com ajuste do fator de potência, em regime permanente e no modo de operação *Production / Offloading*, comparando os casos sem e com compensação. A Tabela 30 apresenta um compilado de resultados sob a perspectiva dos geradores.

Tabela 30 – Resultados em regime dos GTGs para simulações com e sem controle coordenado - caso 4A.

Grandeza	Cenário A					
	Sem Controle Coordenado			Com Controle Coordenado		
	GTG1	GTG2	GTG3	GTG1	GTG2	GTG3
Tensão [kV]	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Corrente [kA]	1,37	1,37	1,28	1,20	1,20	1,18
Frequência [Hz]	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Corrente de Campo [kA]	0,50	0,50	0,48	0,38	0,38	0,38
Potência Ativa [kW]	23,10	23,10	21,86	22,77	22,78	22,52
Potência Reativa [kVAr]	12,33	12,33	10,78	0,22	0,23	0,04
Potência Aparente [kVA]	26,18	26,18	24,38	22,77	22,78	22,52
Fator de Potência	0,88	0,88	0,90	1,00	1,00	1,00

A partir da Tabela 30, observa-se a diferença na potência aparente dos geradores para os casos analisados: sem o controle coordenado, com uma potência de 76,74 MVA, e com o controle coordenado, com 68,07 MVA. Nesse modo de operação, o controle coordenado através do suporte de reativos por meio de AFE-ASDs resultou em uma redução de 11,29 % na potência aparente dos geradores, o que pode possibilitar a entrada de equipamentos adicionais em operação, sem a necessidade de investimentos adicionais em geração de energia. Para cenários operacionais nos quais o carregamento dos geradores se aproxima dos valores nominais, o suporte de reativos por meio dos AFE-ASDs pode proporcionar uma operação do sistema elétrico em uma região mais estável, tornando-o menos vulnerável a colapsos de tensão.

Ainda neste contexto e com informações sobre os casos com e sem o controle coordenado para o caso 4A, a Tabela 31 traz informações como a somatória de potências dos geradores, das potências consumidas pelas cargas, perdas, eficiência da plataforma, emissão de CO₂ e tensão eficaz no PAC. Observa-se uma pequena redução nas perdas observadas entre os casos, o que tem relação com a redução das correntes dos geradores demonstradas na Tabela 30, refletindo na melhoria da eficiência da plataforma.

Tabela 31 – Resultados de potências, perdas, eficiência, emissão de CO₂ e tensão para o caso 4A.

Grandezas	Estudo de caso 4A	
	Sem Controle Coordenado	Com Controle Coordenado
Potência Total Gerada [MW]	68,05	68,07
Potência Total Consumida [MW]	67,71	67,75
Perda Total [MW]	0,34	0,32
Eficiência da Plataforma [%]	99,50	99,53
Emissão de CO ₂ [kg/s]	12,96	12,96
Tensão no PAC [kV]	10,99	11,00

Ainda através da Tabela 31, observa-se o aumento de potência consumida entre os casos simulados, enquanto a tensão no PAC também aumenta, situação que justifica este comportamento, pois os motores conectados neste barramento reproduzem o conjugado conforme a tensão disponibilizada.

5.4.2 Caso 4B: suporte de potência reativa em conexão de cargas

No caso 4B avalia-se a contribuição do controle coordenado no evento de partida direta de uma máquina com aproximadamente 11 MVA. Esta análise tem o propósito de destacar as oportunidades na operação sem controle coordenado e avaliar as vantagens, focando principalmente na variação de tensão, decorrentes da implementação do controle coordenado para o suporte reativo durante o evento de partida.

O comportamento das grandezas: tensão e corrente eficaz, frequência e potências do GTG1 são apresentados na Figura 58 para simulação sem o controle coordenado e na Figura 59 com o controle coordenado. Além da redução da variação de tensão observada entre os casos, nota-se também a diferença de potência demandada para o GTG1 no instante de partida, pois o controle coordenado através do AFE-ASDs contribui com o suporte de potência reativa.

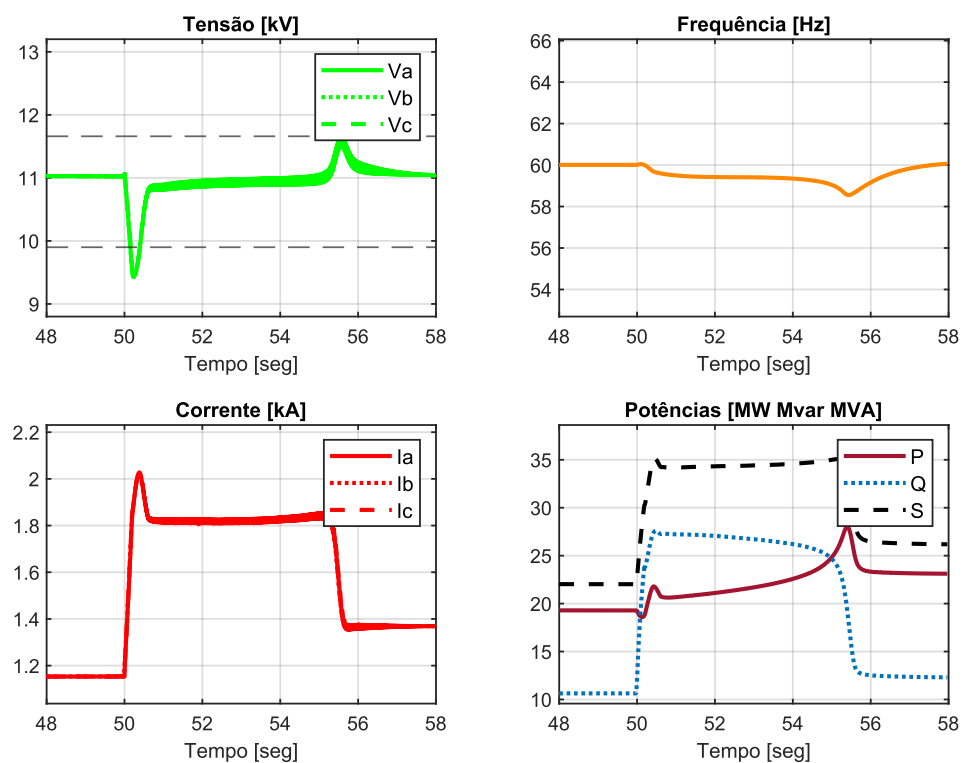


Figura 58 – Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para EC4/CB sem o controle coordenado.

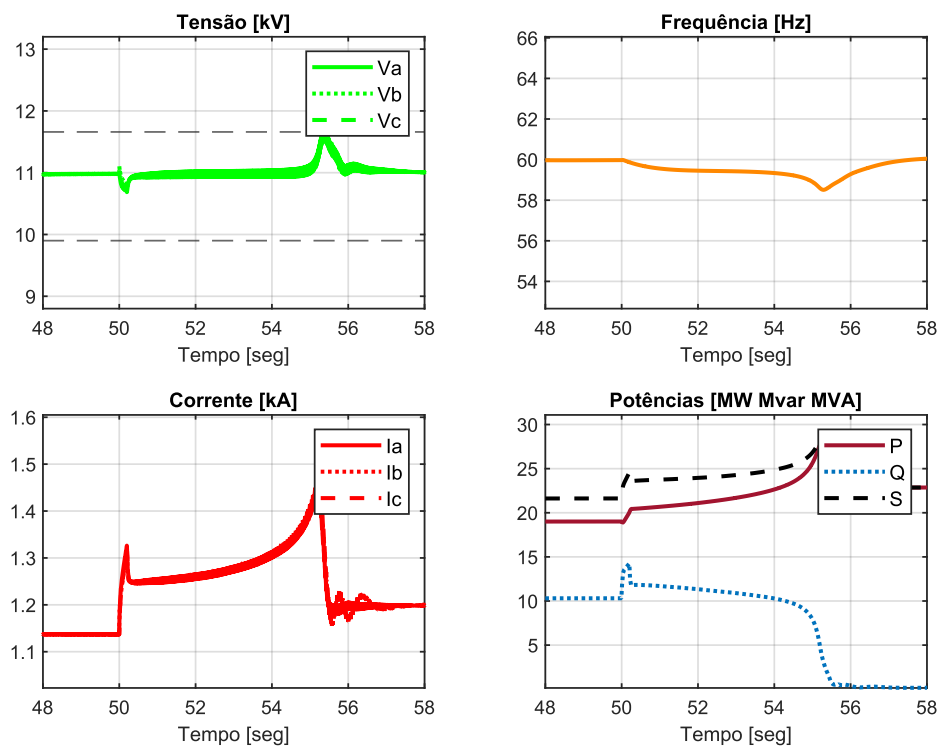


Figura 59 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o caso 4B com o controle coordenado.

A Tabela 32 apresenta um comparativo, com valores máximos e mínimos de tensão e corrente observados durante os casos sem e com controle coordenado. Nota-se a diferença da variação de tensão de 14,45% sem o controle coordenado para 2,64% com a implementação do controle coordenado.

Tabela 32 - Variação de Tensão nas simulações para o caso 4B.

Controle Coordenado	Cenários	Tensão (Max.)	Tensão (Min.)	Variação (+)	Variação (-)
Não	B	11,67 kV	9,41 kV	6,00 %	14,45 %
Sim	B	11,66 kV	10,71 kV	6,00 %	2,64 %

Devido à rápida velocidade de resposta no suporte de reativo através dos AFE-ASDs, é possível reduzir a variação de tensão no PAC e, conseqüentemente, reduzir o efeito de perturbação em cascata que os outros motores que já estão em operação podem sofrer e proporcionar ainda mais oscilação para o sistema elétrico. A Figura 60 apresenta o comportamento das grandezas: corrente eficaz, conjugado, potências e fator de potência de um motor que estava operando em regime no instante da partida do caso sem a ativação do controle coordenado, e a Figura 61 apresenta de forma correlata para o caso com o controle coordenado.

Na Figura 60, observa-se que a oscilação de tensão gerada no ponto de conexão ocasiona perturbação durante o evento transitório nas grandezas monitoradas: oscilação no conjugado desenvolvido pelo motor, aumento em aproximadamente 50% da corrente elétrica, redução do fator de potência de ($\sim 8\%$) e aumento na potência ativa ($\sim 15\%$) e na potência reativa ($\sim 50\%$).

Na Figura 61, constam o monitoramento das mesmas grandezas monitoradas na Figura 55, entretanto para o caso com controle coordenado ativo e observa-se que as variações são menores que 5% nas grandezas supracitadas. Desse modo é possível ponderar que o suporte de reativo através do controle coordenado implementado em eventos de partida de motores pode contribuir para mitigação do efeito em cascata, no que tange a solicitação de maior demanda de potência ocasionada pela perturbação no sistema elétrico.

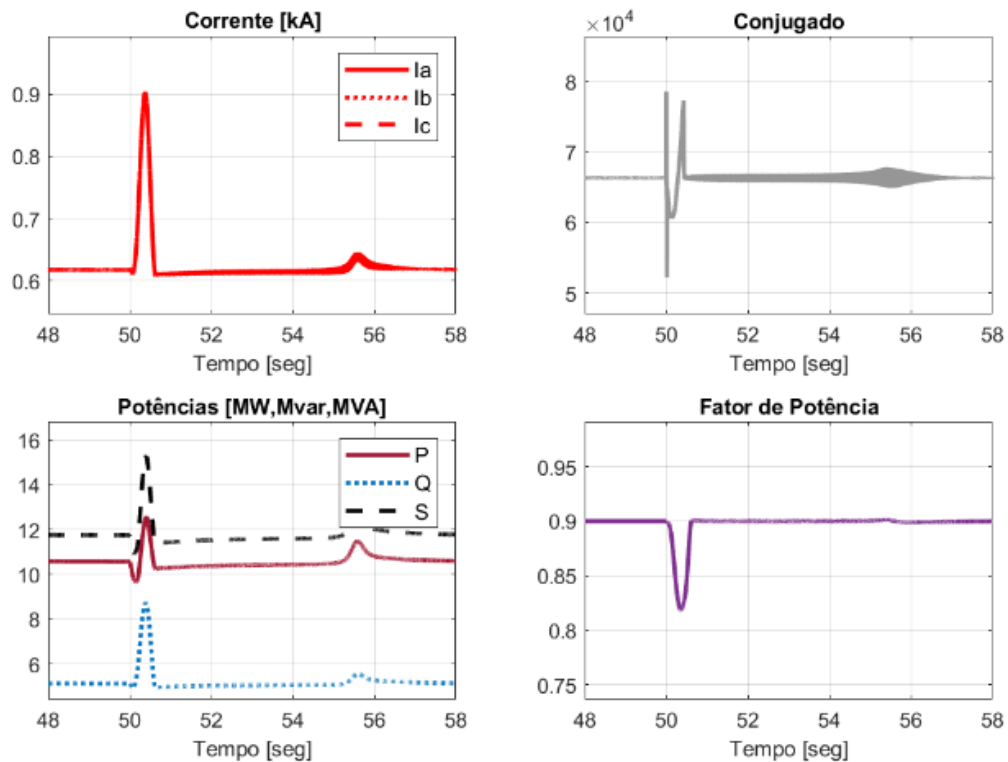


Figura 60 – Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência de um motor em operação durante o evento de partida do caso 4B sem o controle coordenado.

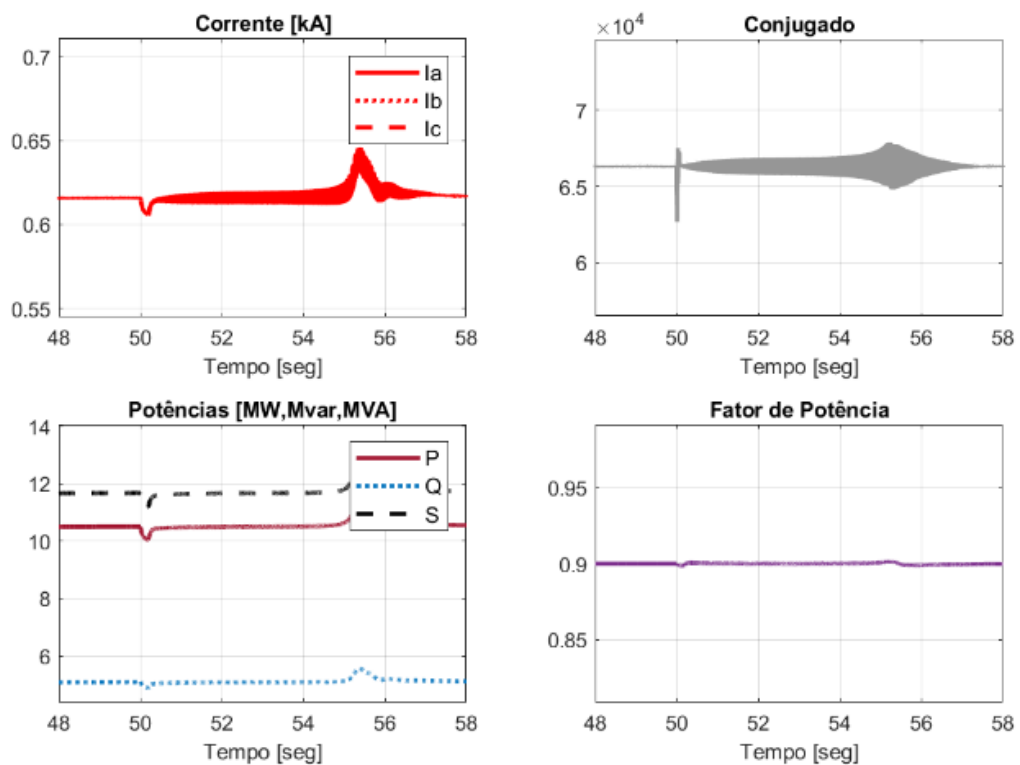


Figura 61 - Corrente, torque, potência ativa, potência reativa, potência aparente e fator de potência de um motor em operação durante o evento de partida do caso 4B com o controle coordenado.

5.4.3 Caso 4C: compensação de distorção harmônica de corrente

No caso 4C, avalia-se a contribuição do controle coordenado proposto para a mitigação da distorção harmônica de corrente. Inicialmente, investiga-se a operação do sistema elétrico na presença de distorção harmônica sem a intervenção do controle coordenado para compensação. Em seguida, examina-se a eficácia da compensação da distorção harmônica utilizando o controle coordenado, sob as mesmas condições de operação. Na Figura 62 consta a tensão e corrente instantânea do GTG1 e no instante 30 s é possível observar o início da compensação de distorção harmônica, através do controle coordenado.

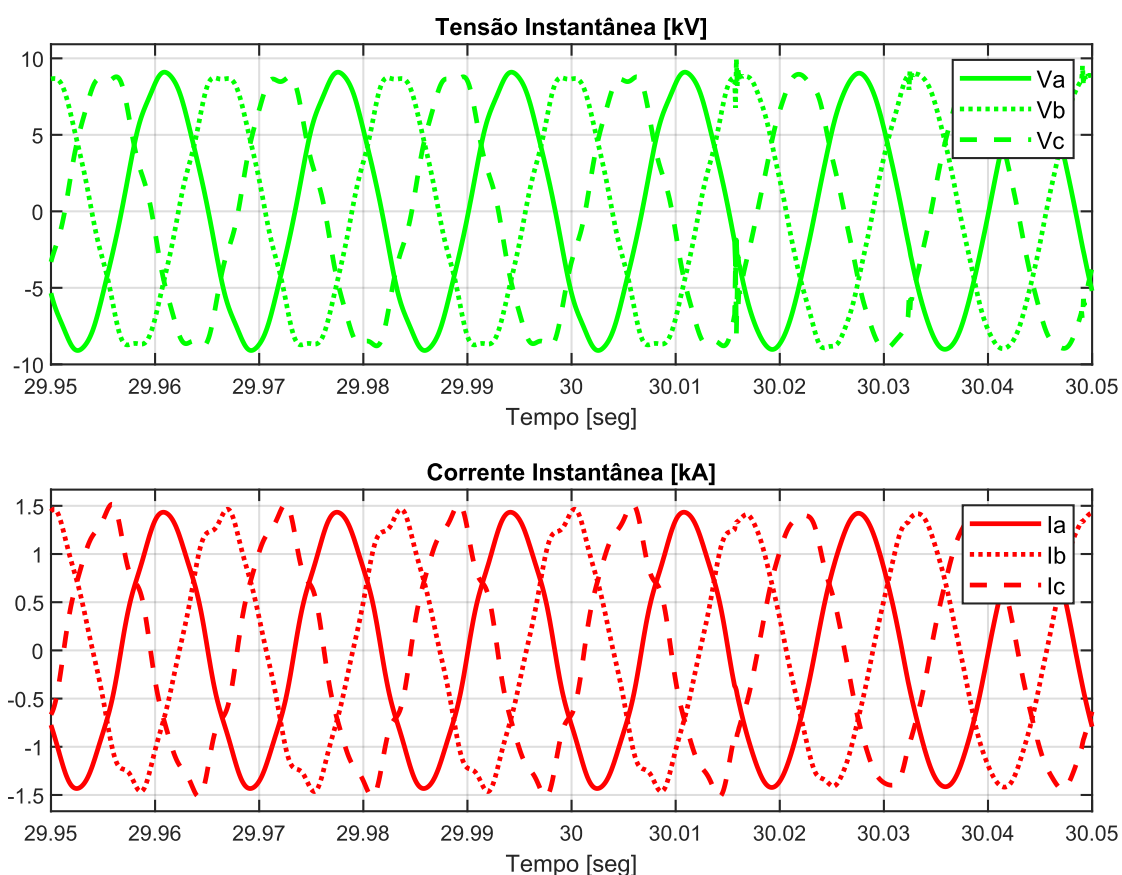


Figura 62 – Tensão instantânea e corrente instantânea do GTG1 para o caso 4C.

A Tabela 33 apresenta de distorção harmônica total de tensão e corrente nos geradores para o caso 4C. A Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTv) reduz de 3,89% para 0,98% e a Distorção Harmônica Total de Corrente (DHTi) de 5,42% para 1,39%.

Tabela 33 – Resultado de distorção harmônica de tensão e corrente para o EC4/CC

Grandeza	Estudo de caso 4C					
	Sem Controle Coordenado			Com Controle Coordenado		
	GTG1	GTG2	GTG3	GTG1	GTG2	GTG3
DHTv [%]	3,89	3,89	3,89	0,98	0,98	0,98
DHTi [%]	5,42	5,42	5,42	1,39	1,39	1,39

5.4.4 Caso 4D: suporte de potência reativa em descarte de cargas

A análise dos casos de simulação 4D visa identificar o comportamento do sistema elétrico, com a implementação do controle coordenado, durante eventos de desconexão de cargas. Especificamente, compara a operação sem e com controle coordenado durante evento de desconexão de um motor elétrico de aproximadamente 11 MVA. Através das informações contidas nas Figuras 63 e 64 é possível observar o comportamento das grandezas: tensão e corrente eficaz, frequência e potências do GTG1 para os casos sem e com a ativação do controle coordenado.

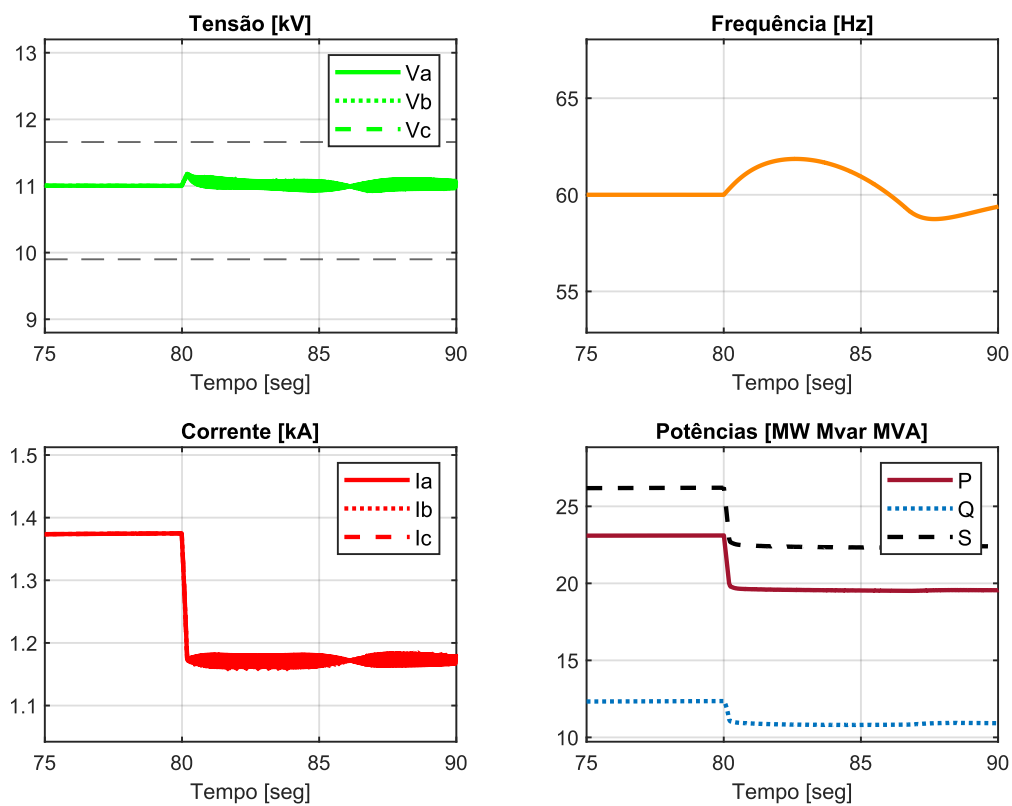


Figura 63 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o caso 4D sem o controle coordenado.

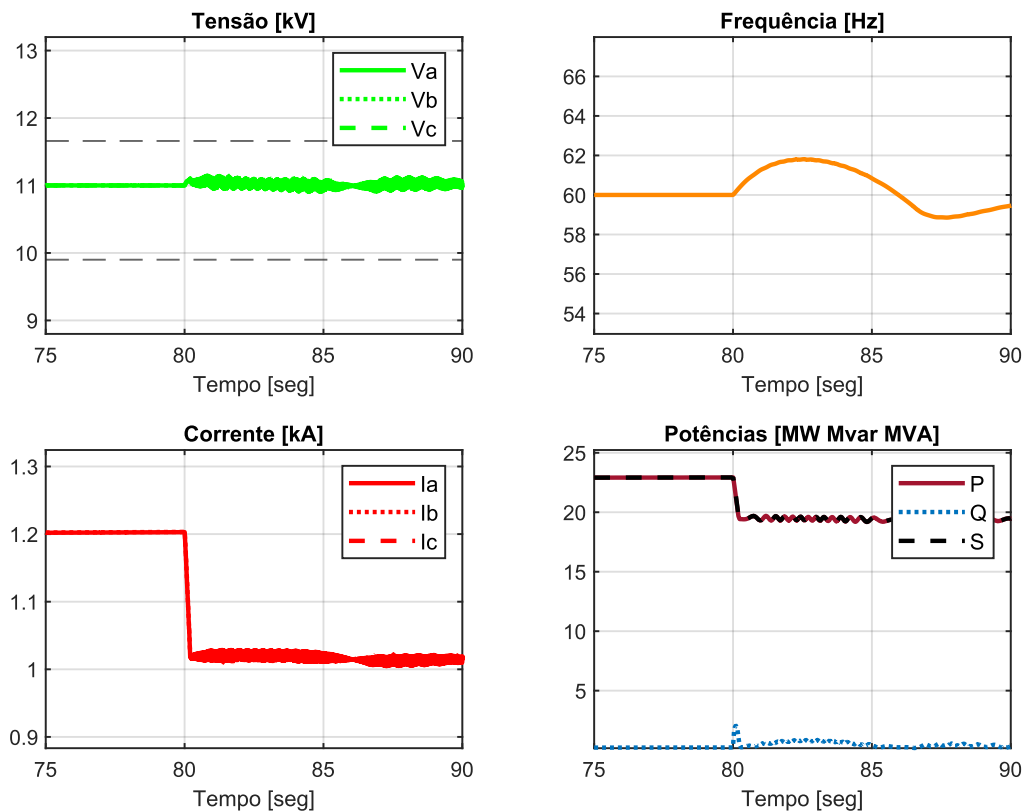


Figura 64 - Tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa e potência aparente do GTG1 para o estudo de caso 4D com o controle coordenado.

Nota-se que a variação de tensão existente se manteve com valores próximos entre os casos simulados e dentro dos limites normativos, entretanto observa-se que frequência oscila no instante do evento, situação que poderia ser mitigada caso o controle coordenado possuísse entre os recursos distribuídos, algum equipamento com capacidade de injeção e/ou absorção de energia ativa, considerando a ativação das parcelas de corrente ativa dadas pela CPT, o que pode ser explorado em expansões futuras da metodologia proposta.

5.5 Estudo de caso 5: análise de saturação de potência por temperatura do AFE-ASD

As condições de simulação, como a quantidade de geradores, configuração das chaves, modo de operação e disponibilidade dos AFE-ASDs, permanecem idênticas às dos cenários descritos no Estudo de Caso 4. No entanto, este estudo de caso visa explorar a funcionalidade do saturador de temperatura, implementado conforme descrito no capítulo 3, seção 3.8. O saturador de potência por temperatura implementado considera três faixas distintas: até 40°C, o AFE-ASD disponibiliza 100% de sua capacidade nominal; entre 40°C e 50°C, a capacidade é reduzida em 2,5% por grau adicional; ao atingir 50°C, o sistema entra em falha e o conversor é

desligado. A Figura 65 ilustra o comportamento do sistema elétrico da plataforma FPSO em estudo frente à funcionalidade de saturação de potência por aumento de temperatura. A Figura 66.a ilustra o comportamento da potência do AFE-ASD em análise em relação à sua temperatura, com o gráfico dividido em quatro intervalos distintos.

- ✓ **Intervalo 1:** A temperatura permanece constante, e a capacidade de potência do AFE-ASD não sofre alterações;
- ✓ **Intervalo 2:** A partir do instante 32 s, há um aumento da temperatura, dentro do limite nominal de 40 °C e sem restrição na capacidade de potência do AFE-ASD;
- ✓ **Intervalo 3:** Com a temperatura acima de 40 °C, a capacidade de potência do AFE-ASD começa a diminuir a uma taxa de 2,5 % por grau adicional, até alcançar 75 % da capacidade nominal quando a temperatura atinge 50 °C;
- ✓ **Intervalo 4:** Neste intervalo, a temperatura ultrapassa 50 °C, o que resulta no desligamento do AFE-ASD e na redução total da sua capacidade de potência.

A Figura 65.b mostra o comportamento dos fatores de seletividade f_Q , f_D e f_U . Durante os intervalos 1 a 3, todos os três fatores permanecem com valor unitário. No intervalo 4, os fatores f_D e f_{Ur} são zerados, enquanto o f_Q atinge um valor de aproximadamente 0,85, indicando que a compensação será realizada apenas para a potência reativa, correspondendo a 85% da demanda.

A Figura 65.c apresenta o comportamento da potência de disponibilidade total dos AFE-ASDs, juntamente com as potências de compensação A1, A2 e A3. Observa-se que a disponibilidade total diminui gradualmente a partir do intervalo 3, com uma queda abrupta no início do intervalo 4. Durante o intervalo 3, apesar da redução na disponibilidade, ela ainda supera as potências de compensação A1, A2 e A3, o que mantém unitários os fatores de seletividade na Figura 65.b.

No intervalo 4, a disponibilidade total dos AFE-ASDs é menor, resultando na redução dos fatores f_D e f_{Ur} para zero, e no valor de f_Q inferior a 1, indicando que a compensação será limitada à potência reativa, proporcional à disponibilidade.

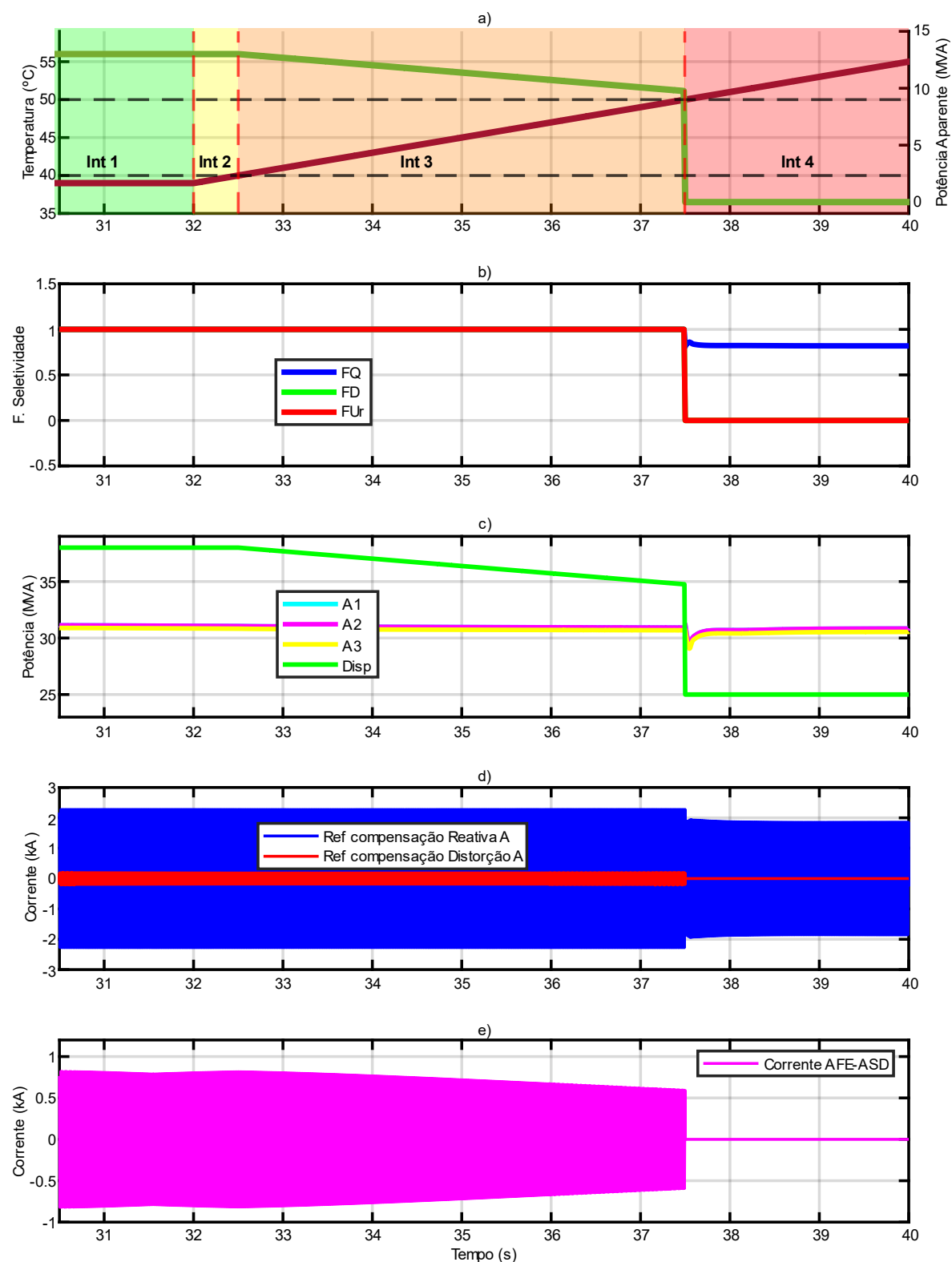


Figura 65 – Saturador de potência por temperatura: a) temperatura e capacidade de potência do AFE-ASD, b) fatores de seletividade, c) potências de compensação e disponibilidade total dos AFE-ASDs de compensação, d) referência de compensação de corrente reativa e de distorção, e) corrente do AFE-ASD em análise.

A Figura 65.d ilustra as parcelas das correntes de compensação $i^{lr}(k) \times f_Q(k)$ e $i^{lv}(k) \times f_D(k)$ obtidas através da CPT, ponderadas pelos fatores de seletividade. Essas parcelas representam as referências de compensação total. Observa-se que, até o início do intervalo 4, não há alteração nas correntes de compensação, pois havia disponibilidade total para a compensação. No início do intervalo 4, a corrente de compensação reativa é reduzida proporcionalmente ao fator de seletividade f_Q , enquanto a corrente de compensação de distorção é zerada, conforme o fator de seletividade f_D .

A Figura 65.e sintetiza o comportamento da corrente do AFE-ASD que sofreu elevação de temperatura. Observa-se que, a partir do intervalo 3, há uma redução na corrente injetada pelo conversor, e, na transição do intervalo 3 para o intervalo 4, a corrente é reduzida a zero como consequência do desligamento do AFE-ASD devido à temperatura elevada.

A análise da Figura 65 revela que o saturador de potência por temperatura implementado, ao restringir a capacidade de potência devido ao aumento de temperatura, impacta diretamente na disponibilidade total de compensação dos AFE-ASDs, na qual o controle coordenado proposto se adapta a essas variações.

5.6 Estudo de caso 6: análise das etapas da metodologia de controle coordenado

Este estudo de caso tem como objetivo analisar a interação da metodologia de controle coordenado proposta nos diferentes intervalos da simulação. A Figura 66.a apresenta as parcelas de potência da CPT (A , P , Q , D e U_r) na saída do GTG1, organizadas por intervalos, sendo que cada intervalo ilustra uma etapa específica da simulação. As Figuras 66.b a 66.g detalham o comportamento das parcelas de potência correspondentes a esses intervalos, conforme descrito a seguir:

- ✓ **Intervalo 1:** Esta etapa da simulação, correspondente aos primeiros 0 a 10 segundos, refere-se à inicialização rápida da plataforma FPSO, com a inserção dos modelos dos GTGs, transformadores e motores. Durante esse período, o controle coordenado ainda não está ativo, e os valores de tensão e corrente não atingiram o regime permanente, de modo que não será realizada uma análise específica dessa fase de inicialização.

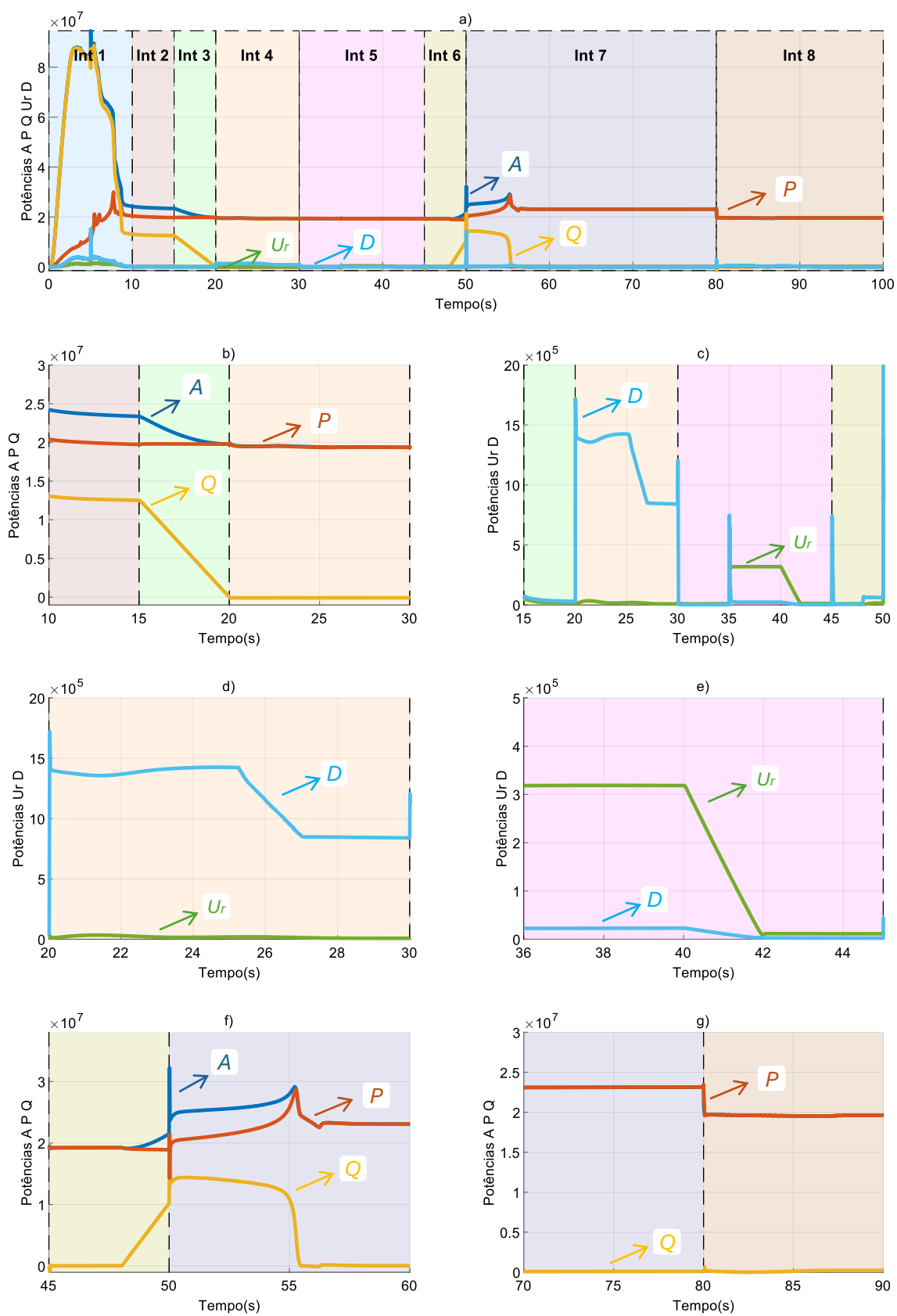


Figura 66 – Parcelas de potência da CPT durante a simulação: a) A, P, Q, D e U_r durante os intervalos 1-8 de simulação, b) A, P e Q durante intervalos 2-4, c) D e U_r durante intervalos 3-6, d) D e U_r durante intervalo 4, e) D e U_r durante intervalo 5, f) A, P e Q durante intervalos 6-7, g) A, P e Q durante intervalos 7-8.

- ✓ **Intervalo 2:** Nesse período de 10 a 15 segundos, os valores de tensão e corrente estão entrando em regime de operação da plataforma FPSO, permitindo observar o comportamento das parcelas de potência sem a ativação do controle coordenado proposto.
- ✓ **Intervalo 3:** Nesse período, entre 15 e 20 segundos, o controle coordenado é ativado com o objetivo de demonstrar a compensação das parcelas de potência individualizada. A compensação inicia-se apenas para a parcela de potência reativa balanceada, sendo aplicada de forma gradual até alcançar a compensação total.
- ✓ **Intervalo 4:** Neste intervalo, entre 20 e 30 segundos, o controle coordenado está inicialmente ativado apenas para a parcela de potência reativa balanceada. Aos 20 segundos, uma carga com componentes harmônicos de 5ª e 7ª ordem é acoplada, e, aos 25 segundos, a compensação de potência de distorção é ativada de forma gradual. No final desse período, aos 30 segundos de simulação, a carga é desconectada.
- ✓ **Intervalo 5:** Neste intervalo, entre 30 e 45 segundos, o controle coordenado é ativado inicialmente apenas para a parcela de potência reativa balanceada. Aos 35 segundos, uma carga desbalanceada é detectada e, aos 40 segundos, a compensação de potência reativa desbalanceada é ativada gradualmente pelo controle coordenado. No final desse período, aos 45 segundos de simulação, a carga é desconectada.
- ✓ **Intervalo 6:** Entre os 45 e 50 segundos de simulação, o controle coordenado é desativado gradualmente para evitar oscilações no sistema elétrico e aumentar a disponibilidade dos AFE-ASDs. Essa medida prepara o sistema para o próximo intervalo, quando ocorrerá a partida de uma máquina, que demandará potência reativa para mitigar a variação de tensão.
- ✓ **Intervalo 7:** Entre 50 e 80 segundos, ocorre a partida direta de um motor de aproximadamente 11 MVA. O controle coordenado é ativado simultaneamente à partida, aos 50 segundos, direcionando instantaneamente toda a potência disponível dos AFE-ASDs para suprir a demanda de potência reativa. Entre 57 e 80 segundos, o motor já está operando em regime permanente.
- ✓ **Intervalo 8:** Neste intervalo, entre 80 e 100 segundos de simulação, ocorre o descarte do motor iniciado no intervalo anterior. Esse descarte é realizado no instante de 80 segundos, com o controle coordenado ativado.

A Figura 67 está organizada para ilustrar: a) as parcelas de potências da CPT na saída do GTG1 durante todos os intervalos da simulação; b) os fatores f_Q , f_D e f_{Ur} , obtidos pelo

algoritmo de seletividade proposto; c) as potências de compensação A_1^* , A_2^* , A_3^* conforme (6), (7) e (8) e a potência de disponibilidade total dos AFE-ASDs $A_{av}^{ASDt}[n]$ conforme (10); e, d) a corrente total de compensação $i^*[n+N]$, separada nas parcelas reativa, de distorção e desbalanço reativa.

A Figura 67.a apresenta as parcelas de potência A , P , Q , D e Ur na saída do GTG1, conforme mostrado na Figura 66.a. A partir dos intervalos e do comportamento das potências, as Figuras 67.b, 67.c e 67.d podem ser analisadas para complementar a avaliação dos dados.

Na Figura 67.b, durante os intervalos 1 e 2 observa-se que os fatores de seletividade são nulos, pois ainda o controle coordenado não havia sido ativado. A partir do intervalo 3 até o final do intervalo 6, eles possuem valor unitário, pois estão atendendo a primeira condição do algoritmo de seletividade, sendo que a potência de disponibilidade total de compensação é maior que as potências de compensação. No intervalo 6 ocorre a partida programada do motor e durante os primeiros segundos (até o instante 56s), devido alta demanda de potência reativa, os fatores f_D e f_{Ur} são nulos e o fator f_Q recebe um valor menor do que 1, fazendo a compensação parcial de que o sistema está requerendo. Após esse evento, as condições de disponibilidade são restabelecidas, e os fatores voltam a assumir o valor unitário.

A Figura 67.c complementa as informações da Figura 67.b, apresentando os valores calculados das potências de compensação A_1^* , A_2^* , A_3^* e a potência de disponibilidade total dos AFE-ASDs $A_{av}^{ASDt}[n]$. As condições previstas no algoritmo de seletividade baseiam-se nas comparações entre a potência de disponibilidade de compensação dos AFE-ASDs e as potências de compensação, atribuindo os valores dos fatores de seletividade conforme discutido na Figura 67.b.

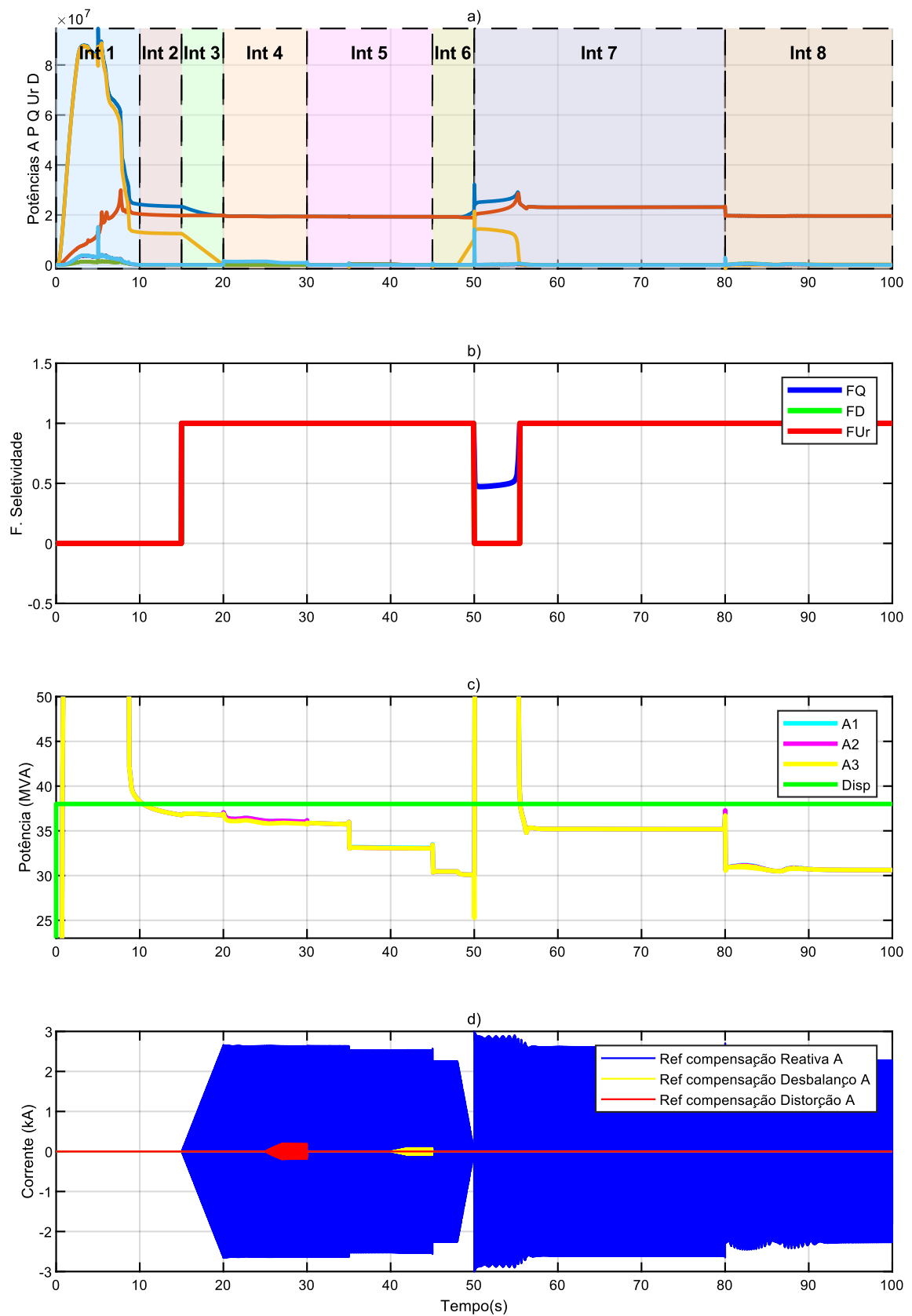


Figura 67– Parcelas de compensação de corrente no contexto do algoritmo de seletividade: a) A, P, Q, D e Ur durante os intervalos 1-8 de simulação, b) fatores de seletividade, c) potências de compensação e disponibilidade total dos AFE-ASDs, d) parcelas de referência de compensação.

A Figura 67.d apresenta as parcelas de compensação já ponderadas pelos fatores de seletividade. Observa-se que, durante os intervalos 1 e 2, os valores são nulos, enquanto, a partir do intervalo 3, assumem valores graduais. Conforme a corrente reativa de compensação aumenta, a Figura 67.a mostra que a parcela de potência reativa diminui, e, quando a corrente se estabiliza, a potência no GTG aproxima-se de zero. No instante 4, aos 25 segundos de simulação, inicia-se gradualmente a compensação da componente de corrente de distorção, e, no instante 5, aos 40 segundos, tem início a compensação gradual da corrente reativa desbalanceada. O efeito dessas compensações na potência dos GTGs pode ser observado nas Figuras 66.b e 66.c. No intervalo 6, nota-se a redução da referência de compensação, com o objetivo de garantir disponibilidade para a partida programada no início do intervalo 7. Nesse instante, a referência de compensação é ajustada de acordo com os fatores de seletividade, compensando até o limite da disponibilidade dos AFE-ASDs, mas de forma parcial à demanda gerada pelo evento de partida. Finalmente, no intervalo 8, as demandas de compensação são atendidas durante o descarte do motor e no regime de operação.

A Figura 68 ilustra os sinais de corrente das três fases da parcela reativa da referência de compensação de um AFE-ASD $i^{ASDj*}[n + N]$. Na Figura 68.a, é apresentada a janela completa da simulação, cobrindo os intervalos de 1 a 8. Nas Figuras 68.b a 68.g, são detalhadas apenas as partes dos intervalos que requerem uma análise e explicação mais aprofundadas.

Na Figura 68.a, observa-se que o comportamento da referência da parcela de corrente reativa, apresentada na Figura 67.d, é replicado de forma proporcional. No entanto, nota-se uma diferença nos valores de fase no intervalo 5, correspondente ao instante de simulação em que ocorre a presença da carga desbalanceada.

A Figura 68.b apresenta os sinais da referência de corrente reativa de compensação por fase que serão enviados para o ASD^j no início do intervalo 3. Na Figura 68.c, é mostrado o intervalo 5, no instante de 35 s da simulação, quando ocorre a carga desbalanceada. Observa-se que o sinal de uma das fases apresenta uma amplitude menor, consequência da presença desse desbalanceamento.

A Figura 68.d mostra a transição do intervalo 5 para o intervalo 6 da simulação, correspondente à janela em que ocorre a saída da carga desbalanceada. A Figura 68.e apresenta o final do intervalo 6 e o início do intervalo 7, onde é possível observar a estratégia de redução de compensação no momento do evento programado de partida direta do motor. Essa estratégia visa maximizar a atuação do suporte de potência reativa durante a partida, utilizando os AFE-ASDs, uma vez que se constatou que a variação de tensão existente não é causada pela falta de

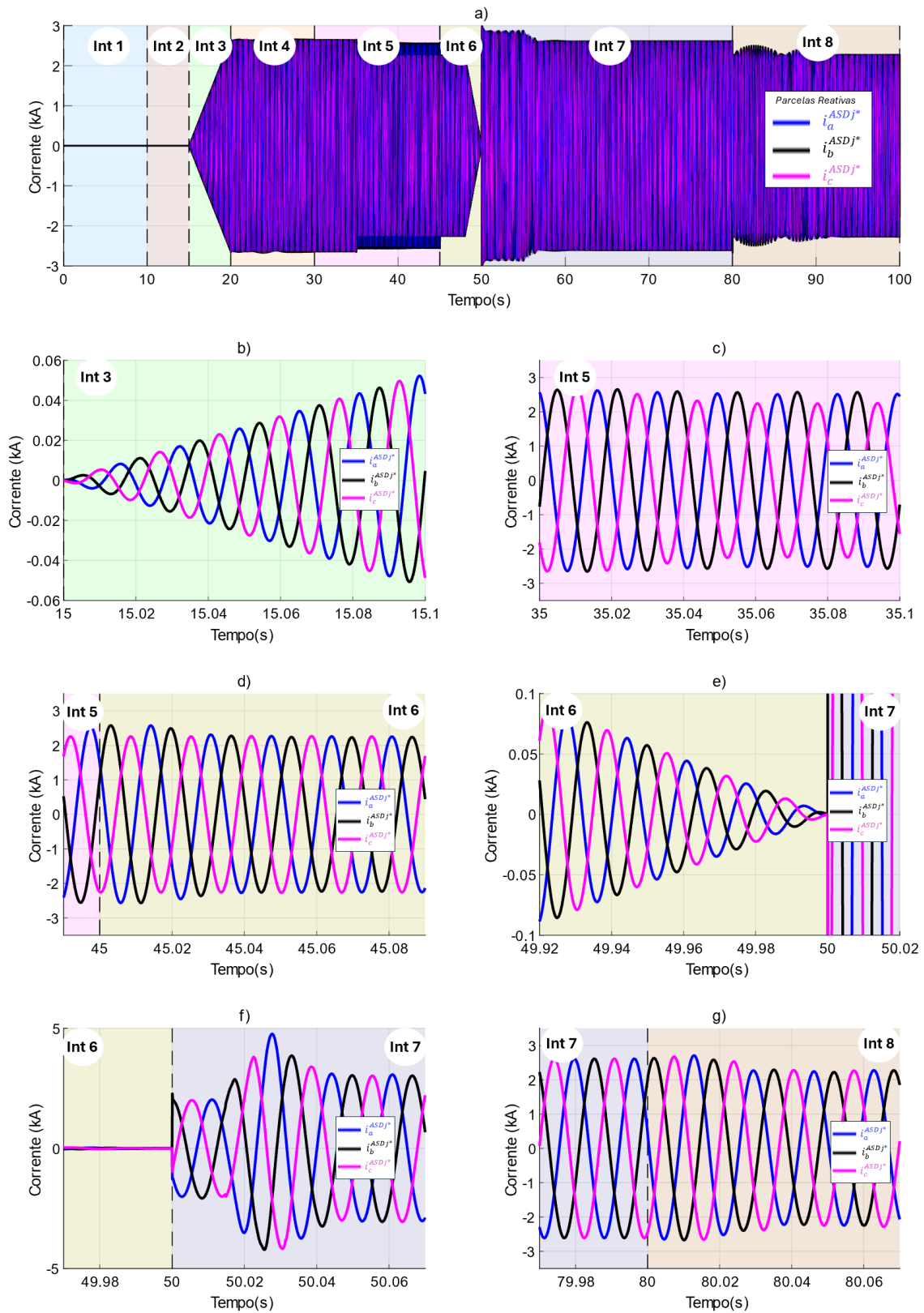


Figura 68– Parcelas de compensação de corrente reativa de um AFE-ASD: a) as três fases da parcela reativa da referência de compensação de um AFE-ASD (Int. 1-8), b) início de compensação (Int. 3), c) presença de desbalance (Int. 5), d) saída da carga de desbalance (Int. 5-6), e) redução da compensação antes da partida (Int. 6-7), f) compensação no instante de partida (Int. 6-7), g) compensação no instante de descarte de carga (Int. 7-8).

capacidade de potência dos GTGs, mas sim pelo tempo de resposta que o sistema de controle dos GTGs necessita para fornecer essa potência reativa, situação que pode ser mitigada com o uso de um CEP para essa função. Complementando, a Figura 68.f apresenta o início da compensação pelos AFE-ASDs no instante do evento programado de partida. Finalmente, a Figura 68.g exibe a compensação de potência reativa durante o evento de descarte de cargas.

A Figura 69 tem como objetivo ilustrar os sinais de referência de compensação das correntes de distorção e reativa desbalanceada. Na Figura 69.a, observa-se a compensação da corrente de distorção durante os intervalos 4 e 5, representada pelas três fases dos sinais de corrente de distorção. O início gradual da compensação ocorre aos 25 s, como detalhado na Figura 69.b, com a compensação plena alcançada em aproximadamente 27 s, e o término em 30 s, conforme mostrado com mais detalhe na Figura 69.c. Nota-se que as formas de ondas das correntes de fases têm diferentes comportamentos, refletindo a natureza da carga com distorção harmônica inserida, que apresenta diferentes valores de corrente harmônica em cada fase.

Na Figura 69, sob a perspectiva da compensação da corrente reativa desbalanceada, a Figura 69.d apresenta, durante os intervalos 5 e 6, as parcelas de referência de corrente reativa desbalanceada para o AFE-ASD. O início gradual deste processo de compensação é mostrado na Figura 69.e, aos 40 s da simulação. O término da compensação pode ser observado na Figura 70.f, na transição do intervalo 5 para o intervalo 6, aos 45 s da simulação.

A Figura 70 apresenta os sinais enviados ao AFE-ASD, empacotados pela TDF e pelo detector de picos. Trata-se do envio de um vetor de dados dos sinais em fase e quadratura, referentes ao sinal $i^{ASDj*}[n + N]$. Na Figura 70.a, visualiza-se o sinal no domínio do tempo para a fase "a" antes do processo de empacotamento, sendo separado em componentes de corrente reativa balanceada, reativa desbalanceada e de distorção. As Figuras 70.b, 70.c e 70.d exibem, respectivamente, os dados do vetor (valores de pico em fase e quadratura para a frequência fundamental, e para as ordens harmônicas 3ª, 5ª, 7ª, 9ª, 11ª e 13ª) para as fases "a", "b" e "c". Observa-se que os sinais no domínio do tempo, representados na Figura 70.a, são reproduzidos nos dados da Figura 70.b.

As Figuras 71 e 72 detalham o empacotamento das parcelas de correntes de referência de compensação para o AFE-ASD, com foco nas parcelas de distorção na Figura 71 e nas correntes reativas (balanceadas e desbalanceadas) na Figura 72.

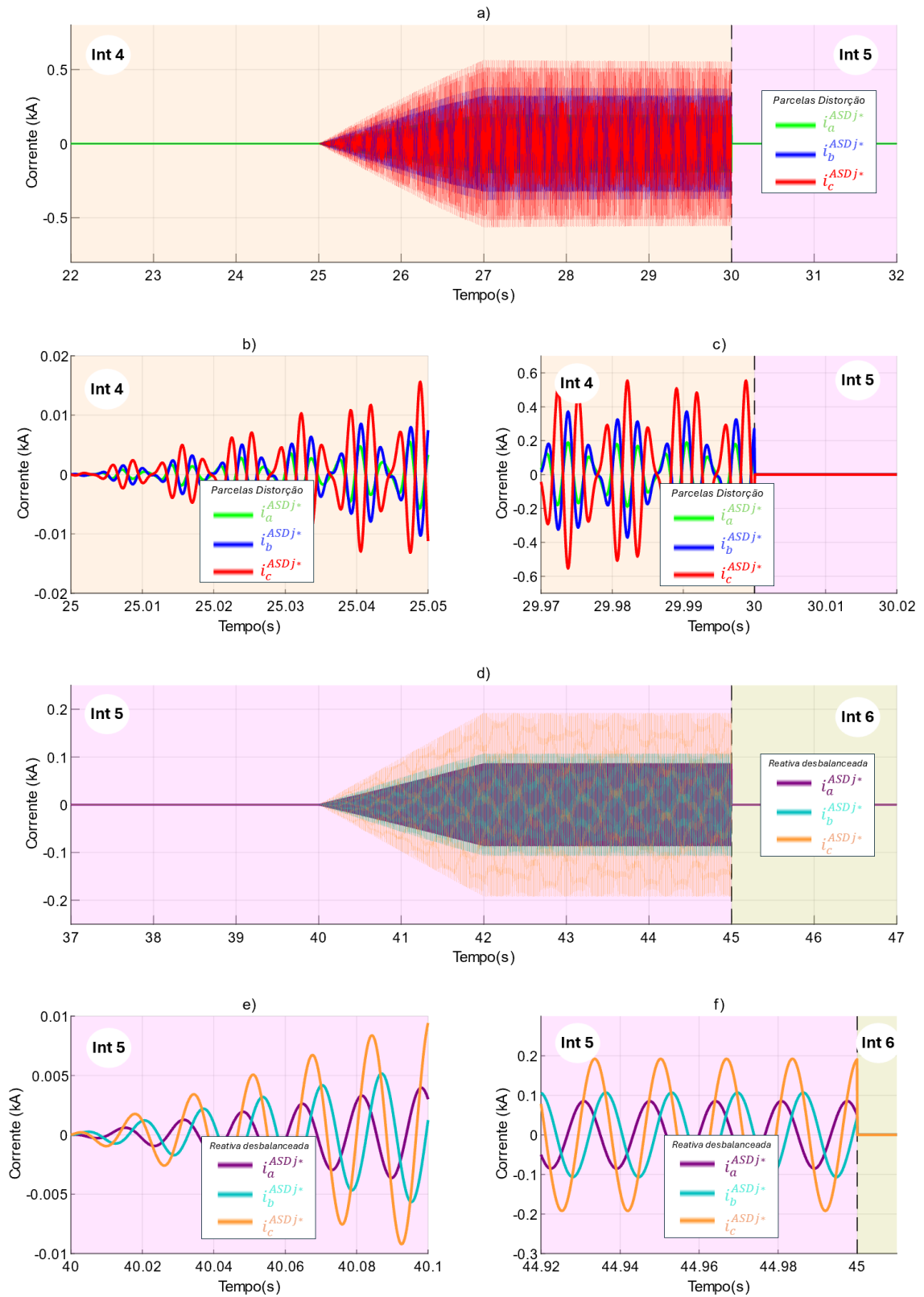


Figura 69 – Parcelas de compensação de corrente de distorção e reativa desbalanceada de um AFE-ASD (3 fases): a) parcelas de corrente de distorção (Int. 4-5), b) início da compensação da potência D (Int. 4), c) término da compensação da potência D (Int. 4-5), d) parcelas de corrente reativa desbalanceada (Int. 5-6), e) início da compensação da potência Ur (Int. 5), f) término da compensação da potência Ur (Int. 5-6).

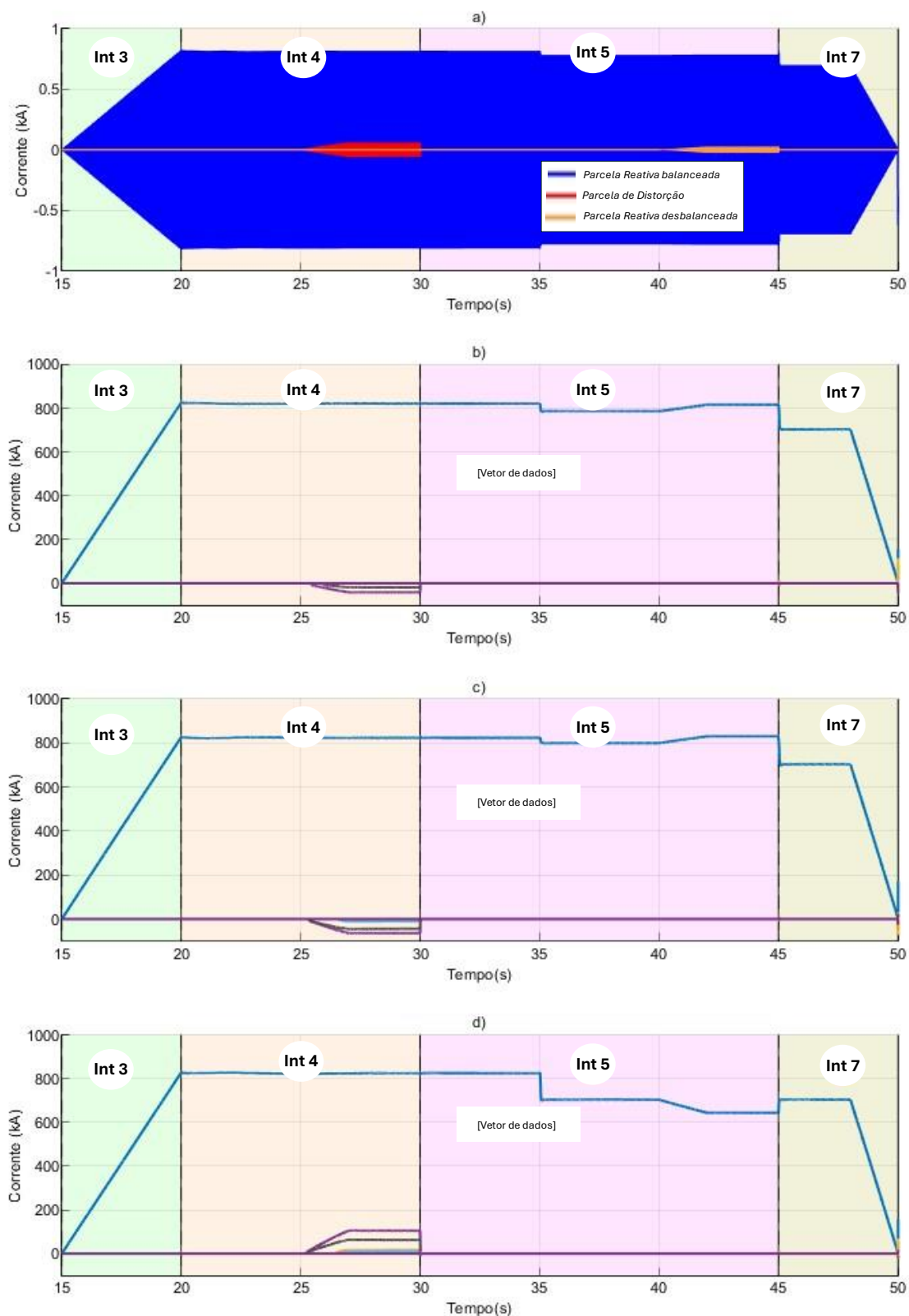


Figura 70 – Empacotamento dos sinais de corrente através da TDF: a) sinais no domínio do tempo das parcelas de compensação reativa, de distorção e desbalanço (Int. 3-6), b) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a, c) vetor de dados com os sinais empacotados da fase b, d) vetor de dados com os sinais empacotados da fase c.

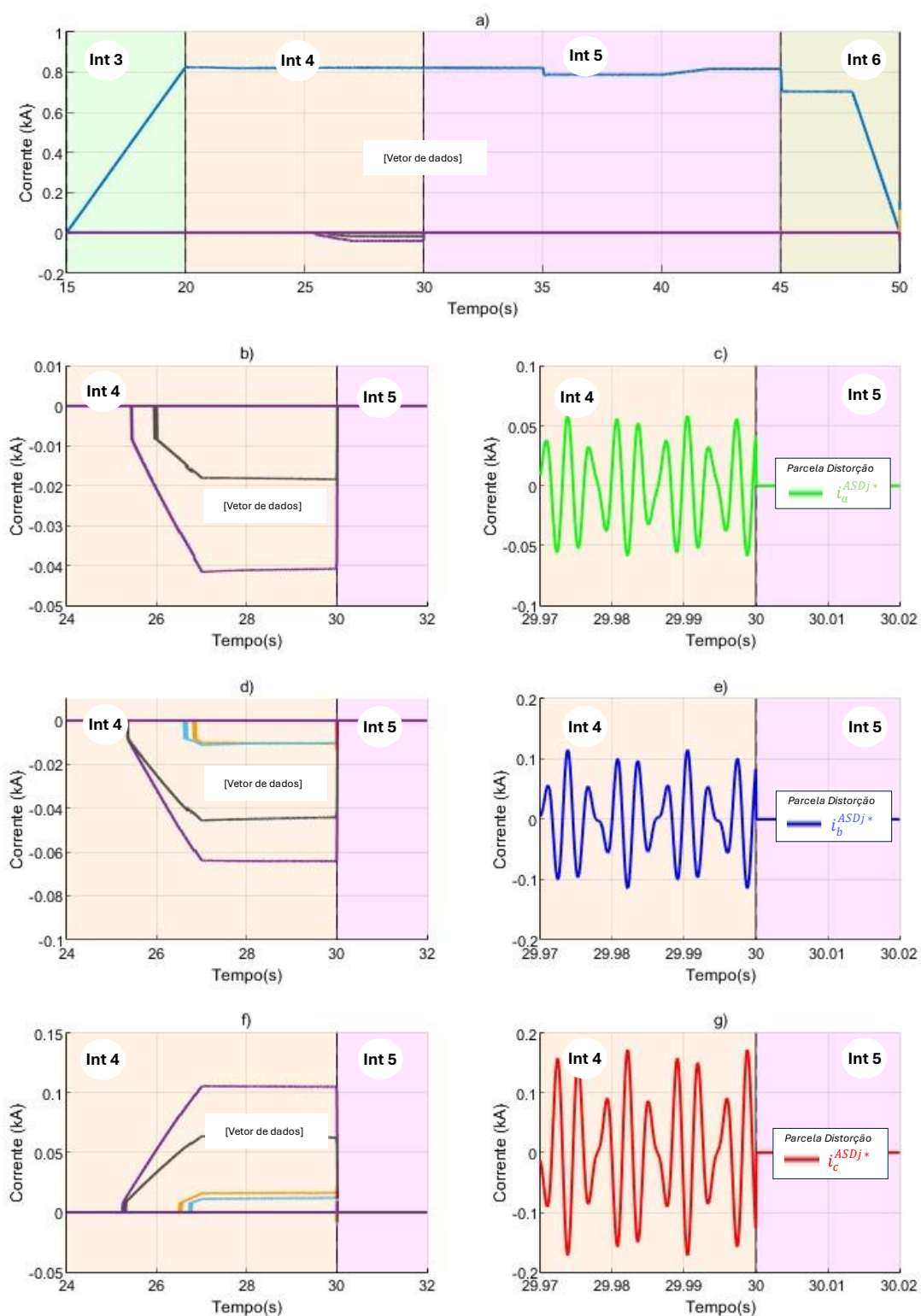


Figura 71– Sinais das parcelas de corrente de distorção: a) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a (Int. 3-6); b) detalhe dos dados referentes à corrente de distorção da fase a (Int. 4-5); c) sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase a; d) dados referentes à corrente de distorção da fase b (Int. 4-5); e) detalhe do sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase b; f) dados referentes à corrente de distorção da fase c (Int. 4-5); g) sinal no domínio do tempo da corrente de distorção da fase c.

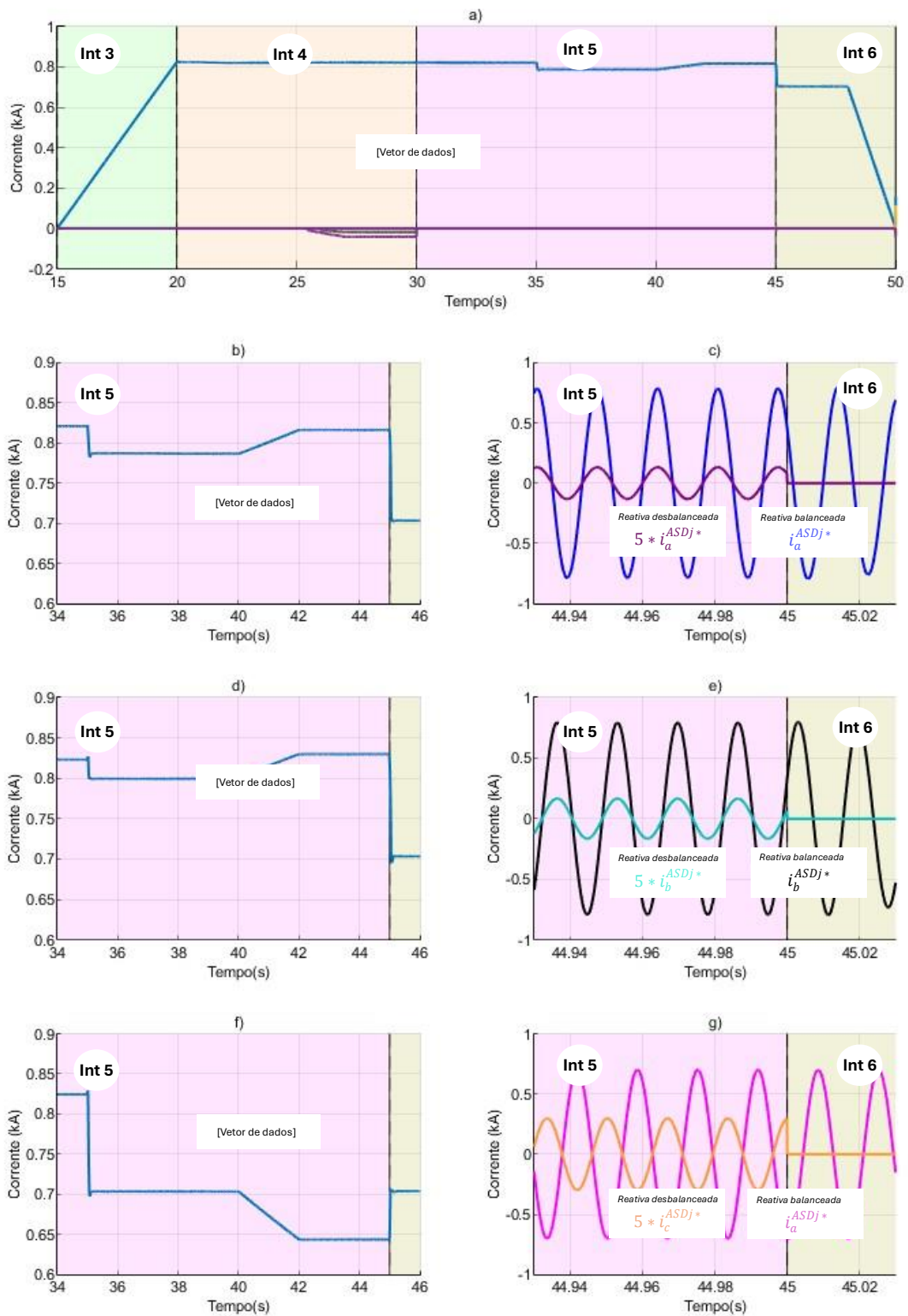


Figura 72– Sinais das parcelas das correntes reativas (balanceadas e desbalanceadas): a) vetor de dados com os sinais empacotados da fase a (Int. 3-6); b) detalhe dos dados referentes às correntes reativas da fase a (Int. 4-5); c) sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase a; d) dados referentes às correntes reativas da fase b (Int. 4-5); e) detalhe do sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase b; f) dados referentes às correntes reativas da fase c (Int. 4-5); g) sinal no domínio do tempo das correntes reativas da fase c.

A Figura 71.a apresenta o vetor de dados, conforme mostrado na Figura 70.b, com os valores de pico em fase e quadratura para a frequência fundamental e para as ordens harmônicas de 3ª, 5ª, 7ª, 9ª, 11ª e 13ª, referentes à fase "a" nos intervalos de 3 a 6. As Figuras 71.b e 71.c detalham os sinais empacotados via TDF e no domínio do tempo para a corrente de distorção da fase "a". Da mesma forma é apresentado para a fase "b" nas Figuras 71.d e 71.e, e para a fase "c" nas Figuras 71.f e 71.g.

A Figura 72 é similar à Figura 71, mas foca no detalhamento dos sinais empacotados e no sinal no domínio do tempo para as parcelas de correntes reativas (balanceadas e desbalanceadas). A Figura 72.a também apresenta os valores de pico em fase e quadratura para a frequência fundamental e as ordens harmônicas de 3ª, 5ª, 7ª, 9ª, 11ª e 13ª, referentes à fase "a" nos intervalos de 3 a 6. As Figuras 72.b e 72.c mostram o detalhamento dos sinais empacotados via TDF e no domínio do tempo para as correntes reativas da fase "a". Da mesma forma, o comportamento é apresentado para a fase "b" nas Figuras 72.d e 72.e, e para a fase "c" nas Figuras 72.f e 72.g.

5.7 Considerações parciais

Neste capítulo, foram simulados diferentes cenários de operação do SEP de uma FPSO de referência, com vistas à avaliação da estratégia de controle coordenado proposta. Inicialmente, foi analisada a capacidade de compensação de potência reativa durante a conexão de cargas, levando-se em consideração a disponibilidade dos AFE-ASDs. Embora a compensação ideal para minimizar as variações de tensão seria o atendimento pleno da demanda instantânea, verificou-se que compensações parciais também podem ser eficazes na redução das variações de tensão.

Além disso, também foi analisado o impacto do controle coordenado, em um cenário em que a soma das potências das cargas se aproximava da capacidade de geração dos GTGs, tornando o SEP vulnerável a colapsos de tensão, quando da conexão de novas cargas. Nesses cenários, a compensação de potência reativa aliviou o sistema de geração (GTGs) e aumentou a capacidade de potência aparente do SEP.

Conforme mostrado na Figura 42, o SEP da plataforma pode ser operado em diferentes configurações de interligação entre os barramentos Topside e Vessel. Assim, o controle coordenado foi avaliado em diferentes combinações de rede, mostrando-se capaz de atender adequadamente aos cenários analisados. Também foram avaliados eventos de conexão de cargas, como partidas diretas, considerando a disponibilidade de potência dos AFE-ASDs na

plataforma, além de cenários com distorção harmônica de corrente e operação em regime permanente. O controle coordenado mostrou-se eficaz na redução das variações de tensão em eventos de conexão de cargas, e contribuiu para a mitigação da distorção harmônica, reduzindo o DHT das correntes dos GTGs. Na análise em regime permanente, verificou-se que o controle coordenado ajusta o fator de potência e alivia o sistema de geração, compensando parte da demanda de potência reativa.

O impacto da limitação de potência dos AFE-ASDs no controle coordenado, em função da temperatura, também foi explorado. Com base nessa análise, a metodologia de controle foi adaptada para ajustar a disponibilidade de potência dos conversores, de acordo com a variação de temperatura. Por fim, foram apresentadas as principais etapas do processo metodológico durante diversos eventos, incluindo o comportamento das potências calculadas pela CPT, os fatores de seletividade, a disponibilidade dos AFE-ASDs, as referências de compensação e os sinais de referência de corrente, transmitidos através do empacotamento de dados utilizado (TDF e detector de picos).

6 Conclusões

A busca por soluções que contribuam para a modernização e inclusão de novas tecnologias em setores relevantes para o desenvolvimento sustentável é uma das principais demandas da indústria de óleo e gás. Nesse sentido, esta pesquisa contribuiu para o atendimento dos principais desafios e oportunidades vinculadas à definição de estratégias flexíveis de gerenciamento avançado do fluxo de potência, como suporte nas diversas configurações de operação dos sistemas elétricos (isolados) de plataformas marítimas de petróleo e a melhora dos seus índices de qualidade de energia elétrica, o que também favorece a integração de novos recursos energéticos nas tendências de transição energética desse setor. Para isso, foi proposta uma metodologia de controle coordenado de AFE-ASDs multifuncionais que pode ser incorporada ao sistema de gerenciamento de potência (PMS) de uma plataforma FPSO. O esquema de controle proposto fundamentou-se em soluções recentemente exploradas em aplicações de microrredes elétricas, com arquitetura de controle hierárquico, em que os níveis de controle são compatíveis com os implementados no PMS das plataformas FPSO, e cuja infraestrutura de comunicação é baseada na norma IEC-61850, como aplicado em projetos dessas plataformas. Dessa forma é possível integrar a metodologia de controle coordenado proposta como uma funcionalidade adicional ao PMS.

O emprego das definições da Teoria da Potência Conservativa como estratégia de compensação seletiva das parcelas de potências reativa, balanceadas e desbalanceadas, assim como, a potência de distorção, permitiu avaliar detalhadamente os ganhos nos índices de qualidade de energia elétrica, em diversos cenários de operação de uma plataforma típica, tais como durante partida e descarte de máquinas de alta potência, presença de componentes harmônicas impostas por ASDs com entrada passiva e desbalanços no fluxo de reativos.

Os resultados do Capítulo 5 indicaram que a aplicação da metodologia proposta pode trazer contribuições importantes para operação do SEP das plataformas. Assim, em condições de regime permanente, os estudos indicaram que o controle coordenado proposto é capaz de prover benefícios como: (i) redução de perdas elétricas, com respectivo aumento da eficiência do SEP; (ii) melhoria do fator de potência, com respectivo aumento da disponibilidade de fornecimento de energia pelos geradores síncronos instalados; (iii) mitigação de correntes harmônicas e reativas desbalanceadas, promovendo o aprimoramento das condições operacionais de motores e máquina rotativas; dentre outros. Os resultados de regime também indicaram que, apesar das melhorias citadas, o controle coordenado baseado nas parcelas não

ativas de corrente não produz melhora significativa nas emissões de fases de efeito estufa, uma vez que estes estão diretamente associados à demanda de potência ativa nos GTGs. No caso dos estudos considerando condições transitórias, principalmente a partida de motores de grande porte, os resultados indicaram que o controle coordenado é capaz de reduzir significativamente as variações de tensão no ponto de acoplamento (barramento) comum da plataforma, minimizando o risco de desligamento ou mau funcionamento de cargas sensíveis ou mesmo a operação indevida de outros motores.

Destaca-se que, a revisão bibliográfica realizada e a identificação de soluções comerciais de AFE-ASDs que operam em média tensão (~ 13 KV), com potências elevadas (~ 20 MW), especialmente as topologias baseadas em CEPs multiníveis, valida a premissa da capacidade destes equipamentos atuarem como condicionadores ativos de energia, sintetizando as correntes de compensação solicitadas pelo controlador central, proporcionalmente à sua capacidade de potência disponível, e as prioridades dadas pelo algoritmo de seletividade proposto.

Por fim, entendendo que um dos principais desafios das estratégias de controle coordenado centralizado é a dependência dos links de comunicação dos equipamentos controláveis com o controlador central, assumiu-se que, devido ao grau de confiabilidade e a presença de sistemas de monitoramento redundantes, o sistema de processamento do PMS possui a capacidade de processar todos os passos da metodologia em tempo real, i.e., a cada período da rede ($\sim 16,67$ ms), incluindo a técnica de empacotamento de sinais utilizada.

6.1 Trabalhos futuros

Através dos modelos desenvolvidos, com a composição do sistema elétrico de uma plataforma FPSO e a aplicação do controle coordenado apresentado neste trabalho, é possível explorar diversas oportunidades. A seguir, algumas oportunidades para trabalhos futuros:

- ✓ **Compensação de Potência Ativa através dos ASDs:** os conversores AFE comerciais já possuem funções regenerativas de energia, injetando potência ativa em situações de frenagem de carga, dessa forma é possível explorar essa possibilidade na metodologia do controle coordenado, para eventos transitórios, de maneira a reduzir variação de frequência no sistema elétrico.
- ✓ **Malha de Tensão:** estudar aplicação de malha de monitoramento e controle de tensão junto às estratégias de compensação de potência reativa, com objetivo de mitigar efeitos de sobretensão.

- ✓ **Integração do BESS e Turbinas Eólicas nas estratégias de controle coordenado:** explorar a multifuncionalidade de CEPs do sistema BESS e Turbinas Eólicas no controle coordenado e ampliar a atuação da metodologia para injeção de potência ativa para mitigação de variação de frequência em eventos de descarte de cargas.
- ✓ **Energização de umbilicais:** explorar a aplicação do controle coordenado, especificamente na compensação de energia reativa nos processos de energização de umbilicais.
- ✓ **Hubs de Energia:** estudar aplicações de controle coordenado em cenários de conexão elétrica entre plataformas, avaliando limitações de controle centralizado, descentralizado e distribuído.
- ✓ **Controle Distribuído entre GTGs e CEPs:** estudar integração de controle integrado no compartilhamento de potências entre os GTGs e CEPs integrados ao SEP da plataforma.
- ✓ **Estudo de limitações de comunicação:** estudar as implicações de restrições de comunicação, através de experimentos com *hardware-in-the-loop*, avaliando-se os tempos de cálculo e atualização das referências do controle coordenado e, considerando-se as configurações de hardware dos controladores e a infraestrutura de comunicação aplicados no PMS.

6.2 Publicações

Durante o período de doutorado, foram submetidos e apresentados 7 trabalhos em congressos acadêmicos, além de 1 trabalho submetido a uma revista, como segue:

F. L. Paes, L. D. O. Arenas, A. M. S. Alonso, M. P. Santana, H. K. M. Paredes, F. A. S. Gonçalves, E. Tedeschi, F. P. Marafão, “Coordinated Control of Adjustable Speed Drives Applied to Oil and Gas Production Platforms,” *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, Florianópolis, Brazil, 2023, pp. 1-8, doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10407290. (**PUBLI-CADO**).

F. L. Paes; L. C. Souza; A. M. S. Alonso; L. D. O. Arenas; D. I. Brandão; E. Tedeschi; F. P. Marafão, “Evaluating A Coordinated Control Proposal in Operational Scenarios of an FPSO Oil and Gas Platform,” *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, Rio de Janeiro, Brazil, 2024, pp. 1-8, doi:

10.1109/PCICBrasil54376.2024.10553099. **(PUBLICADO)**

F. L. Paes, J. B. O. Reis, M. V. M. Rodrigues, L. D. O. Arenas, F. A. S. Gonçalves, H. K. M. Paredes, F. P. Marafao, "Cooperative Control of Power Converters in Oil and Gas Production Platforms", *Brazilian Congress of Automation (CBA 2022)*. **(PUBLICADO)**

F. L. Paes, L. C. Souza, A. M. S. Alonso, H. K. M. Paredes, F. A. S. Goncalves, L. D. O. Arenas, F. P. Marafão, " Contribuições ao Sistema de Gerenciamento de Potência em Plataformas FPSO através do Controle Coordenado de Conversores Multifuncionais," *Eletrônica de Potência (ACEITO)*

M. V. M. Rodrigues, H. K. M. Paredes, **F. L. Paes**, M. B. Arcadepani, F. A. S. Gonçalves and F. P. Marafão, "Aprimoramento da Qualidade da Energia Elétrica em Instalações Monofásicas," *2021 14th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, São Paulo, Brazil, 2021, pp. 375-379, doi: 10.1109/INDUSCON51756.2021.9529441. **(PUBLICADO)**

M. P. de Santana, H. K. M. Paredes, F. S. Gonçalves, **F. L. Paes**, E. V. Liberado, E. G. Junior, F. S. Oliveira, R. M. P. Rosa and F. P. Marafao, "Modeling and Tuning of Speed Regulators for FPSOs Generation Systems," *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, Florianopolis, Brazil, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10408478. **(PUBLICADO)**

L.C. Souza, **F. L. Paes**, L.D.O. Arenas, D. I. Brandão, E. Tedeschi, F. P. Marafão. "An overview on recent advances and research in offshore O&G power systems," *2024 Rio Oil and Gas Conference (ROG.e 2024)*, Rio de Janeiro, Brazil, 2024. **(PUBLICADO)**

A. M. S. Alonso; L. C. Souza; **F. L. Paes**; L. D. O. Arenas; H. K. M. Paredes; F. A. S. Gonçalves; F. P. Marafão; F. S. Oliveira; M. J. M. Spelta, "Operation Assessment for the Electrical Power System of an Oil and Gas Platform Integrating VFD and Wind Turbine Models," *2024 Rio Oil and Gas Conference (ROG.e 2024)*, Rio de Janeiro, Brazil, 2024. **(PUBLICADO)**

Referências

- [1] R. C. Camargo, H. Sakamoto, L. F. N. Lourenço, M. B. C. Salles, and L. Kulay, “Eco-efficiency of power supply systems for offshore platforms,” *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 7, p. 100475, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100475.
- [2] N. Dutt, “Editorial Welcome to International Journal of Energy Resources Applications: A Journal focussing on the energy demand and applications,” *International Journal of Energy Resources Applications*, pp. 1–4, Sep. 2022, doi: 10.56896/IJERA.2022.1.1.001.
- [3] A. K. Yazdi, P. F. Wanke, T. Hanne, F. Abdi, and A. H. Sarfaraz, “Supplier selection in the oil & gas industry: A comprehensive approach for Multi-Criteria Decision Analysis,” *Socioecon Plann Sci*, vol. 79, p. 101142, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.seps.2021.101142.
- [4] A. Karimu, G. Agordoh, P. Quartey, and R. Brännlund, “The Economics of Oil and Gas Resources,” in *The Economics of the Oil and Gas Industry*, London: Routledge, 2023, pp. 75–91. doi: 10.4324/9781003315056-9.
- [5] J. D. O. Alves and W. R. Faria, “Reserves, well drilling and production: Assessing the optimal trajectory of oil extraction for Brazil,” *Resources Policy*, vol. 88, p. 104341, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.resourpol.2023.104341.
- [6] L. C. Souza *et al.*, “Análise Computacional do Sistema Elétrico de Potência de Uma Plataforma FPSO de Petróleo em Regime Permanente,” in *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–8. doi: 10.1109/PCICBrasil54376.2024.10553041.
- [7] S. B. Schaffel, F. F. Westin, O. M. Hernandez, and E. L. La Rovere, “Replacing Fossil Fuels by Wind Power in Energy Supply to Offshore Oil&Gas Exploration and Production Activities – Possibilities for Brazil,” in *Day 2 Wed, October 30, 2019*, OTC, Oct. 2019. doi: 10.4043/29879-MS.
- [8] F. De Jesus Delgado, P. H. Neves Goncalves, and M. Chambriard, “Brazil Oil and Gas Sector Piece De Resistance: The Pre-Salt Play Developments,” in *Day 2 Wed, October 30, 2019*, OTC, Oct. 2019. doi: 10.4043/29840-MS.
- [9] L. Riboldi, S. Völler, M. Korpås, and L. O. Nord, “An Integrated Assessment of the Environmental and Economic Impact of Offshore Oil Platform Electrification,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 11, p. 2114, Jun. 2019, doi: 10.3390/en12112114.
- [10] S. L. Kovács, “Oil and gas industry: environmental and sustainability in the energy transition to net-zero,” in *84th EAGE Annual Conference & Exhibition*, European Association of Geoscientists & Engineers, 2023, pp. 1–5. doi: 10.3997/2214-4609.2023101044.
- [11] J. A. B. Maissey and S. Brown, “Electrification Solution for Greenfield and Brownfield Facilities Utilizing Offshore Floating Microgrids, as an Alternative to Power from Shore,” in *Day 3 Wed, May 03, 2023*, OTC, Apr. 2023. doi: 10.4043/32223-MS.

- [12] J. Olubodun, "Assessment of the Prospect and Challenges of the African Oil and Gas Industry in Harnessing Energy for a More Sustainable World," in *Day 2 Tue, August 02, 2022*, SPE, Aug. 2022. doi: 10.2118/211937-MS.
- [13] X. Cheng, M. Korpas, and H. Farahmand, "The impact of electrification on power system in Northern Europe," in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, IEEE, Jun. 2017, pp. 1–7. doi: 10.1109/EEM.2017.7981866.
- [14] R. N. Fard, "Integration of Distributed Energy Resources into Offshore and Subsea Grids," *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, vol. 3, no. 1, pp. 36–45, Mar. 2018, doi: 10.24295/CPSSSTPEA.2018.00004.
- [15] M. C. Abraham-Dukuma, M. O. Dioha, O. C. Aholu, N. V. Emodi, C. Ogbumbada, and A. Isah, "A marriage of convenience or necessity? Research and policy implications for electrifying upstream petroleum production systems with renewables," *Energy Res Soc Sci*, vol. 80, p. 102226, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102226.
- [16] A. Ray and K. Rajashekara, "Electrification of Offshore Oil and Gas Production: Architectures and Power Conversion," *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 15, p. 5812, Aug. 2023, doi: 10.3390/en16155812.
- [17] Z. Li *et al.*, "Reducing carbon footprint of deep-sea oil and gas field exploitation by optimization for Floating Production Storage and Offloading," *Appl Energy*, vol. 261, p. 114398, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114398.
- [18] S. Oliveira-Pinto, P. Rosa-Santos, and F. Taveira-Pinto, "Electricity supply to offshore oil and gas platforms from renewable ocean wave energy: Overview and case study analysis," *Energy Convers Manag*, vol. 186, pp. 556–569, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.02.050.
- [19] A. R. Ardal, K. Sharifabadi, O. Bergvoll, and V. Berge, "Challenges with integration and operation of offshore oil & gas platforms connected to an offshore wind power plant," in *2014 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe*, IEEE, Jun. 2014, pp. 1–9. doi: 10.1109/PCICEurope.2014.6900054.
- [20] K. Basha, A. Intieri, A. Mantini, M. Ermini, and S. Del Puglia, "Decarbonizing FPSO: Lifecycle Assessment of State-of-the-Art Rotating Equipment Solutions," in *Day 4 Thu, May 04, 2023*, OTC, Apr. 2023. doi: 10.4043/32513-MS.
- [21] S. Fang, Y. Xu, S. Wen, T. Zhao, H. Wang, and L. Liu, "Data-Driven Robust Coordination of Generation and Demand-Side in Photovoltaic Integrated All-Electric Ship Microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 3, pp. 1783–1795, May 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2954676.
- [22] A. A. Adeyemo, E. Alves, F. Marra, D. Brandao, and E. Tedeschi, "Suitability assessment of high-power energy storage technologies for offshore oil and gas platforms: A life cycle cost perspective," *J Energy Storage*, vol. 61, p. 106643, May 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106643.

- [23] T. Antunes, R. Castro, P. Santos, and A. Pires, “Standardization of Power-from-Shore Grid Connections for Offshore Oil & Gas Production,” *Sustainability*, vol. 15, no. 6, p. 5041, Mar. 2023, doi: 10.3390/su15065041.
- [24] M. Voldsund *et al.*, “Low carbon power generation for offshore oil and gas production,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 17, p. 100347, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.ecmx.2023.100347.
- [25] H. Myklebust, K. Eriksson, B. Westman, and G. Persson, “Valhall power from shore after five years of operation,” in *2017 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC Europe)*, IEEE, May 2017, pp. 1–4. doi: 10.23919/PCICEurope.2017.8015056.
- [26] L. A. Vitoi, D. Brandao, and E. Tedeschi, “Active Power Filter Pre-Selection Tool to Enhance the Power Quality in Oil and Gas Platforms,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, p. 1024, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14041024.
- [27] R. M. Vidaurre and M. Z. Fortes, “The interaction of submarine cables and the power quality of an oil rig’s electrical system,” *Electrical Engineering*, vol. 102, no. 3, pp. 1521–1530, Sep. 2020, doi: 10.1007/s00202-020-00972-1.
- [28] E. Alves, S. Sanchez, D. Brandao, and E. Tedeschi, “Smart Load Management with Energy Storage for Power Quality Enhancement in Wind-Powered Oil and Gas Applications,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 15, p. 2985, Aug. 2019, doi: 10.3390/en12152985.
- [29] A. Karbozov, M. G. Majumder, H. S. Krishnamoorthy, and K. Rajashekara, “Triple Active Bridge Based Multiport Energy Router for Subsea – Renewable Interconnection,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 59, no. 4, pp. 4528–4538, Jul. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3267031.
- [30] N. Anglani, S. R. Di Salvo, G. Oriti, and A. L. Julian, “Steps towards Decarbonization of an Offshore Microgrid: Including Renewable, Enhancing Storage and Eliminating Need of Dump Load,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 3, p. 1411, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031411.
- [31] R. Itiki, S. G. Di Santo, C. Itiki, M. Manjrekar, and B. H. Chowdhury, “A comprehensive review and proposed architecture for offshore power system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 79–92, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.04.008.
- [32] L. F. N. Lourenco, D. F. Pereira, R. M. Monaro, M. B. C. Salles, and R. M. P. Rosa, “Assessment of an Isolated Offshore Power Grid Based on the Power Hub Concept for Pre-Salt Oil and Gas Production,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 87671–87680, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3199761.
- [33] J. Hetland, H. M. Kvamsdal, G. Haugen, F. Major, V. Kårstad, and G. Tjellander, “Integrating a full carbon capture scheme onto a 450MWe NGCC electric power generation hub for offshore operations: Presenting the Sevan GTW concept,” *Appl Energy*, vol. 86, no. 11, pp. 2298–2307, Nov. 2009, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.03.019.
- [34] K. Kunitomi *et al.*, “Modeling combined-cycle power plant for simulation of frequency

- excursions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 724–729, May 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807112.
- [35] D. Flórez-Orrego, R. A. Freire, J. A. M. da Silva, C. Albuquerque Neto, and S. de Oliveira Junior, “Centralized power generation with carbon capture on decommissioned offshore petroleum platforms,” *Energy Convers Manag*, vol. 252, p. 115110, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115110.
- [36] P. Pandele, E. Thibaut, and E. Meyer, “All-Electrical FPSO Scheme With Variable-Speed Drive Systems,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 49, no. 3, pp. 1188–1197, May 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2252133.
- [37] J. Banda, S. Chapaloglou, and E. Tedeschi, “MV Multi-functional Retrofit Converter for Enhanced Power Quality on O&G Platforms,” in *2022 IEEE 13th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/PEDG54999.2022.9923203.
- [38] J. K. Banda, A. A. Adeyemo, F. Marra, and E. Tedeschi, “Co-operative Control of BESS and Wind Turbines for Heavy Motor Starting on Industrial Isolated Grids,” in *2023 11th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2023 - ECCE Asia)*, IEEE, May 2023, pp. 192–198. doi: 10.23919/ICPE2023-ECCEAsia54778.2023.10213912.
- [39] A. Adeyemo, F. Marra, and E. Tedeschi, “Sizing of energy storage for spinning reserve and efficiency increase in isolated power systems within a stochastic unit commitment framework,” *SSRN Electronic Journal*, 2024, doi: 10.2139/ssrn.4733919.
- [40] S. Chapaloglou, D. Varagnolo, and E. Tedeschi, “Techno-Economic Evaluation of the Sizing and Operation of Battery Storage for Isolated Oil and Gas Platforms with High Wind Power Penetration,” in *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, Oct. 2019, pp. 4587–4592. doi: 10.1109/IECON.2019.8926739.
- [41] L. Rusu and V. Stratigaki, “Offshore Renewables for a Transition to a Low Carbon Society,” *J Mar Sci Eng*, vol. 11, no. 6, p. 1185, Jun. 2023, doi: 10.3390/jmse11061185.
- [42] M. F. Oliveira, “Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural,” Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.
- [43] A. L. Sheldrake, *Handbook of Electrical Engineering: For Practitioners in the Oil, Gas, and Petrochemical Industry*. Hoboken, NJ, USA, 2016.
- [44] C. H. P. Teles, “Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas offshore de óleo e gás com aplicação a Bacia de Santos,” Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.
- [45] F. L. Paes *et al.*, “Coordinated Control of Adjustable Speed Drives Applied to Oil and Gas Production Platforms,” in *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th*

- Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–8. doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10407290.
- [46] D. Kumar and F. Zare, “A Comprehensive Review of Maritime Microgrids: System Architectures, Energy Efficiency, Power Quality, and Regulations,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 67249–67277, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2917082.
- [47] L. F. da Rocha, L. A. Vitoi, E. Tedeschi, and D. I. Brandao, “Control Strategies for Multifunctional Active Front-End Converter in Oil and Gas Platforms,” in *2021 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, IEEE, Nov. 2021, pp. 1–8. doi: 10.1109/COBEP53665.2021.9684089.
- [48] F. L. Paes *et al.*, “Controle Cooperativo de Conversores de Potência em Plataformas de Produção de Petróleo e Gás,” Oct. 2022. doi: 10.20906/CBA2022/3280.
- [49] POWER MHI, “H-25 Series.” Accessed: Jun. 04, 2024. [Online]. Available: <https://power.mhi.com/products/gasturbines/lineup/h25>
- [50] SIEMENS ENERGY, “SGT-A35 gas turbine.” Accessed: Sep. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt-a30-a35-rb.html#/>
- [51] Rodrigo Dias and Waldyr Luiz Ribeiro Gallo, “Exergetic and Thermoeconomic Analysis of a Cogeneration Plant on a Brazilian Pre-Salt Oil Offshore Platform,” 2015. doi: 10.20906/CPS/COB-2015-0654.
- [52] GEVERNNOVA, “LM2500 aeroderivative gas turbine.” Accessed: Jun. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.gevernova.com/>
- [53] GTW, “2024 Gas Turbine Market Forecast.”
- [54] M. Faqih, M. B. Omar, R. Ibrahim, and B. A. A. Omar, “Dry-Low Emission Gas Turbine Technology: Recent Trends and Challenges,” *Applied Sciences*, vol. 12, no. 21, p. 10922, Oct. 2022, doi: 10.3390/app122110922.
- [55] M. Korpås, L. Warland, W. He, and J. O. G. Tande, “A Case-Study on Offshore Wind Power Supply to Oil and Gas Rigs,” *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 18–26, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.082.
- [56] H. M. A. Antunes, D. I. Brandao, V. H. M. Biajo, M. H. S. Alves, F. S. Oliveira, and S. M. Silva, “Floating, Production, Storage, and Offloading Unit: A Case Study Using Variable Frequency Drives,” *IEEE Trans Ind Appl*, pp. 1–9, 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3258420.
- [57] H. M. A. Antunes, D. I. Brandao, V. H. M. Biajo, F. S. Oliveira, and S. M. Silva, “Floating, Production, Storage, and Offloading Unit: A Contingency Operating Mode Using Variable Frequency Drives,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 68149–68159, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3400686.
- [58] F. R. ; S. F. P. . ; V. W. Silva, “Colapso de tensão causado pela partida de grandes motores,” in

15^o Encontro de Engenharia Elétrica Petrobras, Rio de Janeiro: GP/CE/Universidade Petrobras., 2019.

- [59] M. A. Hossain, S. J. Kelly, M. F. Ahmed, and M. J. Roa, “Cause and effect of catastrophic failure of shipboard and offshore vessel/platform power sources,” in *Industry Applications Society 60th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, IEEE, 2013, pp. 1–8. doi: 10.1109/PCIcon.2013.6666029.
- [60] J. M. S. Callegari, L. A. Vitoi, and D. I. Brandao, “VFD-Based Coordinated Multi-Stage Centralized/Decentralized Control to Support Offshore Electrical Power Systems,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 14, no. 4, pp. 2863–2873, Jul. 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3224616.
- [61] A. H. Hoevenaars, M. McGraw, and J. Alexander, “Rightsizing Generators Through Harmonic Mitigation Realizes Energy, Emissions, and Infrastructure Reductions,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 53, no. 1, pp. 675–683, Jan. 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2603143.
- [62] P. Pande, E. Thibaut, and E. Meyer, “All-electrical FPSO scheme with variable-speed drive systems,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 49, no. 3, pp. 1188–1197, 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2252133.
- [63] X. Liang and W. Jackson, “Influence of Subsea Cables on Offshore Power Distribution Systems,” in *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE, Oct. 2008, pp. 1–7. doi: 10.1109/08IAS.2008.377.
- [64] G. Kim, J. Ahn, S. Chae, and E.-H. Kim, “Analysis of Resonant Frequency of Transmission Line Based on Large Scale Offshore Wind Farm,” in *2019 International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEE)*, IEEE, Oct. 2019, pp. 221–225. doi: 10.1109/ISEE2.2019.8921149.
- [65] I. Legorburu, K. R. Johnson, and S. A. Kerr, “Multi-use maritime platforms - North Sea oil and offshore wind: Opportunity and risk,” *Ocean Coast Manag*, vol. 160, pp. 75–85, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.ocecoaman.2018.03.044.
- [66] N. Saadallah and Y. Heggelund, “Electrification of Oil and Gas Platforms by Wind Energy,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 7, p. 3062, Mar. 2023, doi: 10.3390/en16073062.
- [67] L. Eyni, M. Stanko, H. Schumann, and A. Qureshi, “Dynamic Process Modeling of Topside Systems for Evaluating Power Consumption and Possibilities of Using Wind Power,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 24, p. 9482, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15249482.
- [68] K. de S. Medeiros, J. M. S. Callegari, L. F. da Rocha, and D. I. Brandao, “Power Quality Assessment of Oil and Gas Platform with High Penetration of Floating Offshore Wind Power,” in *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10408371.
- [69] Y. Arellano-Prieto, E. Chavez-Panduro, P. Salvo Rossi, and F. Finotti, “Energy Storage

- Solutions for Offshore Applications,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 17, p. 6153, Aug. 2022, doi: 10.3390/en15176153.
- [70] F. L. Paes *et al.*, “Evaluating A Coordinated Control Proposal in Operational Scenarios of an FPSO Oil and Gas Platform,” in *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–8. doi: 10.1109/PCICBrasil54376.2024.10553099.
 - [71] ABB, “The Trend of Power Quality Management by ABB Power Management System (PMS),” 2008.
 - [72] P. Xie *et al.*, “Optimization-Based Power and Energy Management System in Shipboard Microgrid: A Review,” *IEEE Syst J*, vol. 16, no. 1, pp. 578–590, Mar. 2022, doi: 10.1109/JSYST.2020.3047673.
 - [73] K. G. Ravikumar, T. Alghamdi, J. Bugshan, S. Manson, and S. K. Raghupathula, “Complete power management system for an industrial refinery,” in *2015 IEEE Petroleum and Chemical Industry Committee Conference (PCIC)*, IEEE, Oct. 2015, pp. 1–9. doi: 10.1109/PCICON.2015.7435114.
 - [74] ABB, “Marine Power Manager PMS Object Control Libraries Generator Operation Manual,” 2018.
 - [75] R. F. Silva, R. S. Takeda, M. Z. Fortes, and G. G. Sotelo, “Energy efficiency calculation of turbine-generator groups for the load sharing feature,” in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, IEEE, May 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/SBSE.2018.8395922.
 - [76] F. D. Painter, J. MacKay, and A. R. O. Mora, “A user’s perspective: Design considerations for Power Management Systems at Islanded facilities - Part 1,” in *2012 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe Conference Proceedings (PCIC EUROPE)*, Czech Republic, 2012, pp. 1–6.
 - [77] P. Auscher and G. Robine, “EMS for Interconnected O&G Offshore Facilities a Success Story,” in *2021 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC Europe)*, IEEE, Jun. 2021, pp. 1–11. doi: 10.23919/PCICEurope50407.2021.9805423.
 - [78] IEC 61850, “IEC 61850 series: Communication networks and systems for power utility automation (parts 1–10),” 2011, *Switzerland*.
 - [79] R. Preston, L. Bevrote, Q. Houston, and R. Munoz, “Utilizing IEC 61850 for a Power Management System of an Offshore Platform,” in *2019 72nd Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, IEEE, Mar. 2019, pp. 1–7. doi: 10.1109/CPRE.2019.8765891.
 - [80] A. S. Bubshait, A. Mortezaei, M. G. Simoes, and T. D. C. Busarello, “Power Quality Enhancement for a Grid Connected Wind Turbine Energy System,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 53, no. 3, pp. 2495–2505, May 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2657482.
 - [81] J. P. Bonaldo, H. K. M. Paredes, A. Costabeber, and J. A. Pomilio, “Adaptive saturation system for grid-tied inverters in low voltage residential micro-grids,” in *2015 IEEE 15th International*

- Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, IEEE, Jun. 2015, pp. 784–789. doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165264.
- [82] T. D. C. Busarello, A. Mortezaei, A. Peres, and M. G. Simoes, “Application of the Conservative Power Theory Current Decomposition in a Load Power-Sharing Strategy Among Distributed Energy Resources,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 54, no. 4, pp. 3771–3781, Jul. 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2820641.
 - [83] H. K. Morales-Paredes, J. P. Bonaldo, and J. A. Pomilio, “Centralized Control Center Implementation for Synergistic Operation of Distributed Multifunctional Single-Phase Grid-Tie Inverters in a Microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 10, pp. 8018–8029, Oct. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2801780.
 - [84] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
 - [85] G. dos Reis, E. Liberado, F. Marafão, C. Sousa, W. Silva, and D. Brandao, “Model-Free Power Control for Low-Voltage AC Dispatchable Microgrids with Multiple Points of Connection,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 19, p. 6390, Oct. 2021, doi: 10.3390/en14196390.
 - [86] L. S. Araujo, J. M. S. Callegari, B. J. Cardoso Filho, and D. I. Brandao, “Heterogeneous microgrids: Centralized control strategy with distributed grid-forming converters,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 158, p. 109950, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.109950.
 - [87] P. Ilyushin, V. Volnyi, K. Suslov, and S. Filippov, “State-of-the-Art Literature Review of Power Flow Control Methods for Low-Voltage AC and AC-DC Microgrids,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 7, p. 3153, Mar. 2023, doi: 10.3390/en16073153.
 - [88] J. Ronaldo Silveira Junior, B. R. P. Conrado, A. Matheus dos Santos Alonso, and D. Iglesias Brandao, “Interoperability of single-controllable clusters: Aggregate response of low-voltage microgrids,” *Appl Energy*, vol. 340, p. 121042, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121042.
 - [89] J. M. Guerrero, J. Matas, L. Garcia de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, “Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters Using Resistive Output Impedance,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 2, pp. 994–1004, Apr. 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.892621.
 - [90] K. Zuo and L. Wu, “A review of decentralized and distributed control approaches for islanded microgrids: Novel designs, current trends, and emerging challenges,” *The Electricity Journal*, vol. 35, no. 5, p. 107138, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.tej.2022.107138.
 - [91] A. M. S. Alonso, F. P. Marafão, and E. Tedeschi, “Dispatchable Microgrids: An Extended Provision of Systemic Ancillary Services to Low-Voltage Distribution Grids,” *IEEE Access*, vol.

- 12, pp. 76692–76706, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3406899.
- [92] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. K. Kishore, “Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC–DC Microgrid: A Review,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 6, no. 2, pp. 738–759, Jun. 2018, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2786588.
 - [93] J. M. Soares Callegari, L. S. Araujo, D. A. De Lisboa Brandão, B. J. Cardoso Filho, and D. I. Brandao, “Centralized Strategy Incorporating Multiple Control Actions Applied to Advanced Microgrids,” in *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/SPEC56436.2023.10408015.
 - [94] J. Hu and A. Lanzon, “Distributed Finite-Time Consensus Control for Heterogeneous Battery Energy Storage Systems in Droop-Controlled Microgrids,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 4751–4761, Sep. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2868112.
 - [95] B. Zhang, C. Dou, D. Yue, Z. Zhang, and T. Zhang, “A Cyber-Physical Cooperative Hierarchical Control Strategy for Islanded Microgrid Facing With Random Communication Failure,” *IEEE Syst J*, vol. 14, no. 2, pp. 2849–2860, Jun. 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2956774.
 - [96] A. M. S. Alonso, “Multi-Purpose Coordinated Control of Distributed Energy Resources in Transactive AC Microgrids,” Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2021.
 - [97] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T.-L. Lee, and P. C. Loh, “Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, Apr. 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2194969.
 - [98] P. C. Loh, D. Li, Y. K. Chai, and F. Blaabjerg, “Hybrid AC–DC Microgrids With Energy Storages and Progressive Energy Flow Tuning,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 28, no. 4, pp. 1533–1543, Apr. 2013, doi: 10.1109/TPEL.2012.2210445.
 - [99] X. Hou *et al.*, “Distributed Hierarchical Control of AC Microgrid Operating in Grid-Connected, Islanded and Their Transition Modes,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 77388–77401, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2882678.
 - [100] J. N. N. da Costa, J. A. Passos Filho, and W. Peres, “Development of Steady-State Voltage Control Techniques Applied to Microgrids,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 83887–83899, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3410955.
 - [101] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, “Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, Mar. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597.
 - [102] A. Micallef, M. Apap, C. Spiteri-Staines, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Reactive Power Sharing and Voltage Harmonic Distortion Compensation of Droop Controlled Single Phase Islanded Microgrids,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1149–1158, May 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2291912.

- [103] A. H. Yazdavar, M. A. Azzouz, and E. F. El-Saadany, "A Novel Decentralized Control Scheme for Enhanced Nonlinear Load Sharing and Power Quality in Islanded Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 29–39, Jan. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2731217.
- [104] W. Deng, N. Dai, K.-W. Lao, and J. M. Guerrero, "A Virtual-Impedance Droop Control for Accurate Active Power Control and Reactive Power Sharing Using Capacitive-Coupling Inverters," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 56, no. 6, pp. 6722–6733, Nov. 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.3012934.
- [105] P. Sreekumar and V. Khadkikar, "Direct Control of the Inverter Impedance to Achieve Controllable Harmonic Sharing in the Islanded Microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 1, pp. 827–837, Jan. 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2574308.
- [106] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Microgrids: Experiences, barriers and success factors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 659–672, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.198.
- [107] L. S. De Araujo, A. M. D. S. Alonso, and D. I. Brandao, "Decentralized Control of Voltage- and Current-Controlled Converters Based on AC Bus Signaling for Autonomous Microgrids," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 202075–202089, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3036592.
- [108] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castañón, A. Vargas-Martínez, and Y. Zhang, "A Review of Optimal Control Techniques Applied to the Energy Management and Control of Microgrids," *Procedia Comput Sci*, vol. 52, pp. 780–787, 2015, doi: 10.1016/j.procs.2015.05.133.
- [109] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, "Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2434849.
- [110] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 882–892, Dec. 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2358612.
- [111] Z. Cheng, J. Duan, and M.-Y. Chow, "To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, no. 1, pp. 6–24, Mar. 2018, doi: 10.1109/MIE.2018.2789926.
- [112] T. Caldognetto, P. Tenti, A. Costabeber, and P. Mattavelli, "Improving Microgrid Performance by Cooperative Control of Distributed Energy Sources," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 50, no. 6, pp. 3921–3930, Nov. 2014, doi: 10.1109/TIA.2014.2313648.
- [113] Z. Zeng, R. Zhao, and H. Yang, "Coordinated control of multi-functional grid-tied inverters using conductance and susceptance limitation," *IET Power Electronics*, vol. 7, no. 7, pp. 1821–1831, Jul. 2014, doi: 10.1049/iet-pel.2013.0692.
- [114] T. Caldognetto, S. Buso, P. Tenti, and D. I. Brandao, "Power-Based Control of Low-Voltage

- Microgrids,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 3, no. 4, pp. 1056–1066, Dec. 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2413361.
- [115] F. P. Marafao, A. M. S. Alonso, F. Gothner, E. Tedeschi, and D. I. Brandao, “Power- and Current-Based Control of Distributed Inverters in Low-Voltage Microgrids: Considerations in Relation to Classic Droop Control,” in *2020 Fifteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, IEEE, Sep. 2020, pp. 1–10. doi: 10.1109/EVER48776.2020.9242545.
- [116] J. M. S. Callegari, H. A. Pereira, and D. I. Brandao, “Voltage Support and Selective Harmonic Current Compensation in Advanced AC Microgrids,” *IEEE Trans Ind Appl*, pp. 1–12, 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3268644.
- [117] A. M. dos Santos Alonso, D. I. Brandao, T. Caldognetto, F. P. Marafão, and P. Mattavelli, “A selective harmonic compensation and power control approach exploiting distributed electronic converters in microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105452, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105452.
- [118] A. M. dos Santos Alonso, D. I. Brandao, E. Tedeschi, and F. P. Marafão, “Distributed selective harmonic mitigation and decoupled unbalance compensation by coordinated inverters in three-phase four-wire low-voltage networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 186, p. 106407, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106407.
- [119] J. K. Banda, L. S. Araujo, D. I. Brandao, F. P. Marafão, and E. Tedeschi, “Exploring Bess Services for Transformer Energization on Offshore Oil and Gas Platforms,” in *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–7. doi: 10.1109/PCICBrasil54376.2024.10553154.
- [120] J. P. Bonaldo, H. K. Morales Paredes, and J. A. Pomilio, “Control of Single-Phase Power Converters Connected to Low-Voltage Distorted Power Systems With Variable Compensation Objectives,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 31, no. 3, pp. 2039–2052, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2440211.
- [121] F. Deng, J. Hou, Y. Zhang, M. Cheng, Y. Hu, and S. Vazquez, “A Furtherance of High-Power Adjustable-Speed Drive Systems: Medium-Frequency ac Link-Powered Machine Drive Systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 17, no. 4, pp. 17–31, Dec. 2023, doi: 10.1109/MIE.2022.3218915.
- [122] S. C. Richu and P. P. Rajeevan, “A Load Commutated Multilevel Current Source Inverter Fed Open-End Winding Induction Motor Drive With Regeneration Capability,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 35, no. 1, pp. 816–825, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPEL.2019.2916224.
- [123] A. Mohammad, B. Armstrong, A. R. Khatib, and S. Manson, “Load Commutated Inverter Modeling: Impacts and Solutions for an Isolated Power System,” in *Record of Conference Papers - Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, Institute of Electrical and

- Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 345–351. doi: 10.1109/PCIC43643.2023.10414312.
- [124] J. I. Leon, S. Kouro, L. G. Franquelo, J. Rodriguez, and B. Wu, “The Essential Role and the Continuous Evolution of Modulation Techniques for Voltage-Source Inverters in the Past, Present, and Future Power Electronics,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 5, pp. 2688–2701, May 2016, doi: 10.1109/TIE.2016.2519321.
- [125] N. R. Zargari, Z. Cheng, and R. Paes, “A Guide to Matching Medium-Voltage Drive Topology to Petrochemical Applications,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Mar. 2018, pp. 1912–1920. doi: 10.1109/TIA.2017.2785759.
- [126] L. Ding and Y. W. Li, “DC current balance with common-mode voltage reduction for parallel current source converters,” in *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, IEEE, Oct. 2017, pp. 824–829. doi: 10.1109/ECCE.2017.8095870.
- [127] Z. Yang, J. Sun, X. Zha, and Y. Tang, “Power Decoupling Control for Capacitance Reduction in Cascaded-H-Bridge-Converter-Based Regenerative Motor Drive Systems,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 34, no. 1, pp. 538–549, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2818719.
- [128] V. G. Monopoli *et al.*, “Applications and Modulation Methods for Modular Converters Enabling Unequal Cell Power Sharing: Carrier Variable-Angle Phase-Displacement Modulation Methods,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 16, no. 1, pp. 19–30, Mar. 2022, doi: 10.1109/MIE.2021.3080232.
- [129] A. Dekka, B. Wu, and M. Narimani, “A Series-Connected Multilevel Converter: Topology, Modeling, and Control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 8, pp. 5850–5861, Aug. 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2875642.
- [130] F. P. Feletto, R. A. Durham, E. da C. Bortoni, and J. G. de Carvalho Costa, “Improvement of MV Cascaded H-Bridge Inverter (CHBI) VFD Availability for High-Power ESP Oil Wells,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 55, no. 1, pp. 1006–1011, Jan. 2019, doi: 10.1109/TIA.2018.2866481.
- [131] S. Ouni, M. Narimani, Z. Cheng, and N. R. Zargari, “A New Postfault Control Method for CHB Inverter to Increase Maximum Output Voltage,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 56, no. 5, pp. 5499–5510, Sep. 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2997306.
- [132] J. Rodriguez, S. Bernet, P. K. Steimer, and I. E. Lizama, “A Survey on Neutral-Point-Clamped Inverters,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 7, pp. 2219–2230, Jul. 2010, doi: 10.1109/TIE.2009.2032430.
- [133] M. Verma, N. Bhatia, S. D. Holdridge, and T. O’Neal, “Isolation Techniques for Medium-Voltage Adjustable Speed Drives: Drive Topologies for Maintaining Line-Side Performance,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 25, no. 6, pp. 92–100, Nov. 2019, doi: 10.1109/MIAS.2019.2923114.
- [134] J. Rodriguez, S. Bernet, B. Wu, J. O. Pontt, and S. Kouro, “Multilevel Voltage-Source-Converter

- Topologies for Industrial Medium-Voltage Drives,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 6, pp. 2930–2945, Dec. 2007, doi: 10.1109/TIE.2007.907044.
- [135] Z. Ye, Y. Lei, Z. Liao, and R. C. N. Pilawa-Podgurski, “Investigation of Capacitor Voltage Balancing in Practical Implementations of Flying Capacitor Multilevel Converters,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 37, no. 3, pp. 2921–2935, Mar. 2022, doi: 10.1109/TPEL.2021.3119409.
- [136] S. Du, B. Wu, N. R. Zargari, and Z. Cheng, “A Flying-Capacitor Modular Multilevel Converter for Medium-Voltage Motor Drive,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 32, no. 3, pp. 2081–2089, Mar. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2565510.
- [137] D. D. Le, S. Hong, and D.-C. Lee, “Fault detection and tolerant control for flying-capacitor modular multilevel converters feeding induction motor drives,” *Journal of Power Electronics*, vol. 22, no. 6, pp. 947–958, Jun. 2022, doi: 10.1007/s43236-022-00425-x.
- [138] A. Dekka, B. Wu, R. L. Fuentes, M. Perez, and N. R. Zargari, “Evolution of Topologies, Modeling, Control Schemes, and Applications of Modular Multilevel Converters,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 5, no. 4, pp. 1631–1656, Dec. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2742938.
- [139] B. Li, “Hybrid Back-to-Back MMC System for Variable Speed AC Machine Drives,” *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, vol. 5, no. 2, pp. 114–125, Jun. 2020, doi: 10.24295/CPSSSTPEA.2020.00010.
- [140] S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard, and P. Barbosa, “Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 30, no. 1, pp. 37–53, Jan. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2309937.
- [141] Q. Xu, F. Ma, A. Luo, Z. He, and H. Xiao, “Analysis and Control of M3C-Based UPQC for Power Quality Improvement in Medium/High-Voltage Power Grid,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 31, no. 12, pp. 8182–8194, Dec. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2016.2520586.
- [142] E. Kontos, G. Tsolaridis, R. Teodorescu, and P. Bauer, “High Order Voltage and Current Harmonic Mitigation Using the Modular Multilevel Converter STATCOM,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16684–16692, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2749119.
- [143] Yunbo Long, Xiangning Xiao, Yonghai Xu, Yu Baolai, Yunfei Xu, and Junwei Hao, “MMC-UPQC: Application of Modular Multilevel Converter on Unified Power Quality Conditioner,” in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2013, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672613.
- [144] M. S. Hamad, K. H. Ahmed, and A. I. Madi, “Current harmonics mitigation using a modular multilevel converter-based shunt active power filter,” in *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, IEEE, Nov. 2016, pp. 755–759. doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884436.
- [145] V. Narasimhulu, D. V. Ashok Kumar, and Ch. Sai Babu, “Recital analysis of multilevel cascade

- H-bridge based active power filter under load variation,” *SN Appl Sci*, vol. 1, no. 12, p. 1621, Dec. 2019, doi: 10.1007/s42452-019-1669-8.
- [146] A. A. Valdez-Fernández, G. Escobar, G. A. Catzin-Contreras, M. E. Hernández-Ruíz, and R. Morales-Caporal, “A $6h \pm 1$ Repetitive Scheme for the Three-Phase CHB Seven-Level Converter Used in an APF Application,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 12, no. 2, pp. 1641–1653, Apr. 2024, doi: 10.1109/JESTPE.2024.3349933.
- [147] L. Silva, S. Pimentel, and A. Pomilio, “SISTEMA DE FILTRAGEM ATIVA COM INVERSOR MULTINÍVEL ASSIMÉTRICO EM CASCATA DE DEZENOVE NÍVEIS E CONTROLE DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS CC,” *Eletrônica de Potência*, vol. 11, pp. 17–24, Mar. 2006.
- [148] S. A. Abdul-Azeez, J. K. Banda, L. S. Araujo, and E. Tedeschi, “Multi-Level BESS Power Conversion Topologies for Isolated Grids: a Systematic Comparison,” in *2024 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, IEEE, Jun. 2024, pp. 533–538. doi: 10.1109/SPEEDAM61530.2024.10609092.
- [149] WEG, “Inversor de Frequência de Média Tensão MVW3000,” Mar. 2022. Accessed: Jan. 09, 2024. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h93/hd6/WEG-10004617270-MVW3000-manual-usuario-pt.pdf>
- [150] H. K. M. Paredes, “Teoria de Potência Conservativa: Uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades,” UNICAMP, Campinas, 2011.
- [151] P. Tenti, H. K. M. Paredes, and P. Mattavelli, “Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 26, no. 3, pp. 664–673, Mar. 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2093153.
- [152] A. M. S. Alonso, L. D. O. Arenas, D. I. Brandao, E. Tedeschi, R. Q. Machado, and F. P. Marafão, “Current-Based Coordination of Distributed Energy Resources in a Grid-Connected Low-Voltage Microgrid: An Experimental Validation of Adverse Operational Scenarios,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 17, p. 6407, Sep. 2022, doi: 10.3390/en15176407.
- [153] M. P. de Santana, E. L. G. Junior, E. J. Agnoletto, H. K. Morales Paredes, and F. P. Marafão, “Modelo de Gerador Síncrono de Ordem Reduzida para Otimizar Simulações Computacionais de Sistemas de Energia de Plataformas de Petróleo e Gás,” in *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–9. doi: 10.1109/PCICBrasil54376.2024.10553201.
- [154] F. P. Marafão *et al.*, “Ferramenta para avaliação do desempenho de sistemas elétricos 13.8kV de plataformas típicas para produção em Libra,” Sorocaba, 2022.
- [155] M. P. de Santana *et al.*, “Modeling and Tuning of Speed Regulators for FPSOs Generation Systems,” in *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference and 17th Brazilian Power Electronics Conference (SPEC/COBEP)*, IEEE, Nov. 2023, pp. 1–7. doi:

10.1109/SPEC56436.2023.10408478.

- [156] F. A. Serrão Gonçalves *et al.*, “Estratégias para Modelagem de Motores de Indução E Estudo de Caso em Uma Plataforma Marítima de Petróleo,” in *2024 IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference Brasil (PCIC Brasil)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–11. doi: 10.1109/PCICBrasil54376.2024.10552927.
- [157] PRYSMIAN, “Guia de dimensionamento de cabos para média tensão,” https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensionamento_Media_Tensao.pdf.

Apêndice A – Normas aplicadas

A.1 Principais normas consultadas

As principais normas consultadas que tratam de indicadores e limites para grandezas elétricas aplicáveis a sistemas elétricos variados (incluindo o de plataformas de O&G), estão indicadas a seguir, em conjunto com uma descrição simplificada de suas finalidades:

- ✓ *ABNT NBR IEC 61892 - Unidades marítimas fixas e móveis - Instalações elétricas (Partes 1, 2 e 3)* tratam especificamente dos requisitos de projeto, instalação e operação do sistema elétrico aplicados em plataformas de produção de óleo e gás.
- ✓ *IEC 60034-1 - Rotating electrical machines (Part 1: Rating and performance)*: norma específica para máquinas elétricas girantes e consta como referência de parâmetros de alguns indicadores na norma nacional ABNT NBR IEC 61892.
- ✓ *IEC 61000-2-4 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances*: norma que proporciona informações sobre compatibilidade eletromagnética em sistemas elétricos industriais e citada como referência para distorção harmônica de tensão na ABNT NBR IEC 61892.
- ✓ *IEEE Std 519-2014 - IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*: norma americana que proporciona informações sobre requisitos de distorção harmônica para sistemas elétricos de potência.

Além do estabelecimento dos índices de mérito aplicáveis aos sistemas elétricos de potência de interesse, a coletânea de normas também apresenta diversas informações sobre os métodos construtivos, níveis de proteção e outras características pertinentes. Todavia, com objetivo de trazer apenas informações que são aplicáveis ao escopo da tese, tais aspectos adicionais não foram considerados.

Limites de tensão e frequência

Assim, a ABNT NBR IEC 61892-1 apresenta a definição de parâmetros para instalações elétricas em unidades fixas ou móveis, destinadas à extração e produção de petróleo. Tal norma se aplica às instalações alimentadas em corrente alternada (CA) e níveis de tensão de até 35 kV ou em corrente contínua (CC) e níveis de tensão de até 1,5 kV. Alguns dos requisitos e tolerâncias de tensão estabelecidos na norma e de interesse do projeto estão indicados na Tabela 34.

Tabela 34 - Valores de referência tolerância de tensão.

Características de tensão	Valor
Tolerância de tensão (regime permanente)	+6 / -10%
Tolerância de desbalanceamento de tensão (sequência negativa)	7%
Variação cíclica ou flutuação de tensão (regime permanente)	2%
Transitórios de tensão (desvio de tensão nominal)	+20 / -20%
Tempo de restabelecimento dos transitórios de tensão	Máximo 1,5 s

Fonte: ABNT NBR IEC 61892-1.

Sendo que:

- ✓ **Tolerância de tensão:** desvio máximo da tensão nominal durante as condições de operação normal (regime permanente), excluindo-se os transitórios e variações cíclicas de tensão (flutuações).
- ✓ **Tolerância de desbalanceamento de tensão:** diferença entre o maior e o menor valor de tensão eficaz entre as fases.
- ✓ **Variação cíclica de tensão:** trata-se do desvio periódico entre os valores eficazes máximo e mínimo da tensão nominal, podendo ser consequência direta do uso de cargas de comportamento repetitivo/cíclico.
- ✓ **Transitório de tensão:** trata-se da variação rápida de tensão que ultrapassa os limites de tolerância da tensão nominal, retornando em seguida para faixa de valores admissíveis após certo intervalo de tempo específico após o início da perturbação (faixa de tempo em segundos).
- ✓ **Tempo de restabelecimento de transitório de tensão:** é o tempo transcorrido desde o instante em que a tensão cruza a faixa de valores admissíveis (para mais ou para menos), até o restabelecimento e permanência da tensão dentro dos limites estabelecidos de operação normal.

Com relação à operação dos motores elétricos, a norma IEC 60034-1 traz limites de operação mais restritivos do que a ABNT NBR IEC 61892-1, conforme indicados na Tabela 35.

Tabela 35 - Limites de tensão para operação de motores elétricos IEC 60034-1.

Indicadores de tensão	Valor
Diferença entre componente de sequência negativa e positiva (longos períodos)	< 1%
Diferença entre componente de sequência negativa e positiva (períodos curtos)	< 1,5 %
Limitação de transitórios na tensão de alimentação (variação entre limites)	±20 %

Fonte: ABNT NBR 60034-1.

Os principais requisitos relacionados à frequência para sistemas isolados, conforme estabelecidos na ABNT NBR IEC 61892-2, estão indicados na Tabela 36.

Tabela 36 - Indicadores e limites de frequência.

Características da frequência	Valor
Tolerância de frequência (regime permanente)	±5%
Variação cíclica da frequência (regime permanente)	0,5%
Tolerância de transitório de frequência	±10 %
Tempo de restabelecimento dos transitórios de frequência	Máximo 5s
Recomenda-se que a soma das excursões da frequência em qualquer condição de operação (tolerância e transitórios) não exceda ±25% da frequência nominal.	

Fonte: ABNT NBR IEC 61892-2.

Sendo:

- ✓ **Tolerância de frequência:** é o desvio máximo da frequência nominal durante condições de operação, excluindo os transitórios e variações cíclicas de frequência.
- ✓ **Variação cíclica de frequência:** é o desvio periódico na frequência durante a operação em regime permanente.
- ✓ **Transitórios de frequência:** são variações rápidas do valor de frequência que ultrapassam os limites de tolerância por um determinado intervalo de tempo, depois de iniciado o distúrbio, retornando e permanecendo dentro dos limites em seguida (faixa de tempo em segundos).
- ✓ **Tempo de restabelecimento dos transitórios de frequência:** é o intervalo de tempo decorrido desde o momento do não atendimento aos limites normais de tolerância até o restabelecimento e permanência da frequência dentro daqueles limites.

Distorção harmônica de tensão

A ABNT NBR IEC 61892 estabelece que os limites aceitáveis para a distorção harmônica de tensão (DHTv) estão condicionados diretamente com as condições de conformidade definidas pela norma IEC 61000-2-4 2002 classe 1, sumarizadas na Tabela 37.

Tabela 37 - Limites de Distorção Harmônica de Tensão.

Grandezas	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTv) IEC 61000-2-4	5%	8%	10%
Distorção Harmônica de Tensão (individual)	< 3%		

Fonte: ABNT NBR IEC 61892.

As exigências requeridas pela norma IEC 61000-2-4 são estabelecidas de forma diferente para três classes, definidas por características dos equipamentos e do ponto de conexão em análise, resumidas a seguir.

Classe 1: abrange equipamentos sensíveis às perturbações do sistema elétrico (cenário de redes protegidas com níveis de compatibilidade mais baixo do que redes públicas);

Classe 2: abrange equipamentos industriais e nível de compatibilidade similar aplicado ao PAC (Ponto de Acoplamento Comum) entre rede de distribuição e ambiente industrial;

Classe 3: classe de compatibilidade superior aos supracitados, é aplicada para pontos de conexão internos numa instalação elétrica industrial (em que normalmente apresenta transitórios de cargas e controle de velocidade através de conversores).

Em condições normais de operação os níveis de emissão de distorção harmônica dos equipamentos devem estar em conformidade com os limites estabelecidos na Tabela 37, Classe 1. Todavia, desde que os equipamentos de geração, distribuição e os consumidores envolvidos sejam projetados para operar de forma tolerante a condições mais flexíveis, limites superiores de distorção de tensão podem ser aceitos.

Resumo das principais normas aplicáveis em plataformas marítimas

Além das informações discutidas nas seções anteriores, a Tabela 38 sintetiza os principais indicadores e limites estabelecidos pelas normas consultadas.

Tabela 38 - Indicadores e limites aplicáveis ao SEP de uma plataforma marítima.

Local	Descrição / Grandeza	Condição	Valor	Norma
PAC	Tolerância de tensão	Regime permanente	+6 / -10%	IEC 61892-1
	Tolerância de desbalanceamento de tensão		7 %	
	Variação cíclica de tensão	Regime permanente	2%	
	Tolerância de tensão	Transitório	+20 / -20%	
	Tempo de restabelecimento da tensão		até 1,5 s	
Motor	Diferença entre componente de sequência negativa e positiva	longos períodos	< 1%	IEC 60034-1
	Diferença entre componente de sequência negativa e positiva	períodos curtos	< 1,5 %	
	Limitação de transitórios na tensão de alimentação	variação entre limites	±20%	
PAC	Distorção Harmônica Total de Tensão	Classe 1	5%	IEC 61892 / IEC 61000-2-4
	Distorção Harmônica Total de Tensão	Classe 2	8%	
	Distorção Harmônica Total de Tensão	Classe 3	10%	
	Distorção Harmônica de Tensão	Individual	< 3%	
PAC	Tolerância de frequência	Regime permanente	±5 %	IEC 61892-2
	Variação cíclica da frequência		0,5%	
	Tolerância de frequência	Transitório	±10 %	
	Tempo de restabelecimento de frequência		até 5 s	
Motor	Corrente de curto-circuito	Subtransitória	$6,25 \cdot I_n$	IEC 61892-2
	Corrente de curto-circuito	Simétrica T/2	$4 \cdot I_n$	
	corrente curto-circuito	Valor de pico	$10 \cdot I_n$	
PAC	Distorção Harmônica individual - Tensão	1 KV < V ≤ 69 KV	3	IEEE Std 519
	Distorção Harmônica Total - Tensão		5	
PAC	Distorção Harmônica de Corrente ($I_{sc}/I_L < 20$)	3 ≤ h < 11	4.0	IEEE Std 519
		11 ≤ h < 17	2.0	
		17 ≤ h < 23	1.5	
		23 ≤ h < 35	0.6	
		35 ≤ h ≤ 50	0.3	
		TDD	5.0	
	Distorção Harmônica de Corrente ($20 < I_{sc}/I_L < 50$)	3 ≤ h < 12	7.0	
		11 ≤ h < 18	3.5	
		17 ≤ h < 24	2.5	
		23 ≤ h < 36	1.0	

		35<=h<=51	0.5	
		TDD	8.0	
PAC	Distorção Harmônica de Corrente ($50 < I_{sc}/I_L < 100$)	3<=h<13	10.0	IEEE Std 519
		11<=h<19	4.5	
		17<=h<25	4.0	
		23<=h<37	1.5	
		35<=h<=52	0.7	
		TDD	12.0	
	Distorção Harmônica de Corrente ($100 < I_{sc}/I_L < 1000$)	3<=h<14	12.0	
		11<=h<20	5.5	
		17<=h<26	5.0	
		23<=h<38	2.0	
		35<=h<=53	1.0	
		TDD	15.0	
	Distorção Harmônica de Corrente ($I_{sc}/I_L > 1000$)	3<=h<15	15.0	
		11<=h<21	7.0	
		17<=h<27	6.0	
		23<=h<39	2.5	
		35<=h<=54	1.4	
		TDD	20.0	

Sendo:

- ✓ I_{sc} : corrente de curto-circuito;
- ✓ I_L : corrente da carga;
- ✓ I_n : corrente nominal;
- ✓ TDD: Distorção de demanda total;
- ✓ h: ordem harmônica.

Anexo 1 – Dados de manual (inversor WEG MVW3000)



INFORMAÇÕES GERAIS

Tabela 2.2: Especificações gerais

ALIMENTAÇÃO DE POTÊNCIA	Tensões	1150 - 13800 V ($\pm 10\%$, -20% com redução da potência de saída) (Valores padrões na Tabela 2.1 na página 2-2 e sob consulta)
	Frequência	50 ou 60 Hz $\pm 5\%$ (outros valores sob consulta)
	Desbalanceamento de tensão entre fases	$< 3\%$
	Cos ϕ	$> 0,95$
	Categoria de sobre-tensão	Categoria III
ALIMENTAÇÃO AUXILIAR	Tensões (trifásicas)	220, 380, 400, 415, 440, 460, 480 V padrão (525 V e outros valores opcional)
	Frequência	50 ou 60 Hz ($\pm 5\%$)
	Desbalanceamento de tensão entre fases	$< 3\%$
GRAU DE PROTEÇÃO	Padrão	NEMA 1, IP21
	Opcional	IP41 e IP42
DIMENSÕES	Largura/ Altura/ Profundidade (mm)	16 mecânicas distintas. Para todas as mecânicas disponíveis, consultar a Figura 4.3 na página 4-3 e Tabela 4.2 na página 4-3 até Tabela 4.16 na página 4-6
CONDIÇÕES AMBIENTAIS	Temperatura	0 a 40 °C (até 50 °C com redução de 2,5% / °C na corrente de saída)
	Umidade	5 a 90% sem condensação
	Altitude	0 a 1000 m (até 4000 m com redução de 10% / 1000 m na corrente de saída)
	Grau de poluição	2 (poluição não condutora)
REVESTIMENTO DE CARTÕES	Classe	3C3 (outros revestimentos sob consulta)
ACABAMENTO	Cor	RAL7035 (cinza claro) (outras cores sob consulta)
CONTROLE	Microprocessador	32 bits
	Método de controle	PWM senoidal
	Tipo de controle	Escalar (tensão imposta - V/f), Vetorial (com sensor ou sensorless)
	Frequência de chaveamento dos IGBTs	500 Hz
	Frequência de chaveamento da tensão de saída	2*n*500 Hz, onde n=quantidade de células em série; Valores dos modelos nas tabelas Tabela 10.2 na página 10-3 até Tabela 10.16 na página 10-10
	Variação de frequência	0 a 120 Hz
	Sobrecarga admissível	115% durante 60 s a cada 10 minutos (outras sobrecargas sob consulta)
DESEMPENHO	Rendimento	Maior que 96,5% (com transformador em alumínio) Maior que 97,0% (com transformador em cobre)
	Controle de velocidade	■ V/f: Regulação: 1% da velocidade nominal com compensação de escorregamento; Resolução: 1 rpm (referência via teclado da HMI).
		■ Sensorless: Regulação: 0,5% da velocidade nominal; Faixa de variação da velocidade: 1:100.
		■ Com sensor (usar cartão EBA, EBB ou EBC): Regulação: $\pm 0,01\%$ da velocidade nominal com entrada analógica 14 bits (EBA); $\pm 0,01\%$ da velocidade nominal com referência digital (teclado, serial, Fieldbus, potenciômetro eletrônico, multispeed); 0,1% da velocidade nominal com entrada analógica 10 bits.

Tabela 10.13: Modelo 11000 V e 40-600 A

Dados técnicos: Modelo 11000 V		
Tensão nominal	11000	V
Classe de tensão de saída	12	kV
Quantidade de transformadores defasadores	< 225 A: 1 ≥ 225 A: 2	-
Quantidade de células de potência por fase: padrão - redundante (N+1)	10 - 10	-
Frequência de chaveamento de saída: padrão - redundante N+1	10000 - 10000	Hz
Pico de tensão (fase-terra): padrão - redundante	9936 - 9265	V
Pico de tensão (fase-fase): padrão - redundante	18630 - 17253	V
Distorção harmônica total da corrente de entrada - THDi	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519) (para THDv da tensão de rede elétrica ≤ 2)	%
Distorção harmônica total da corrente de saída - THDi	Conforme das características do motor	%
Distorção harmônica total da tensão de entrada - THDv	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519)	%
Distorção harmônica total da tensão de saída - THDv	Sem filtro & filtro tipo 1: Sob consulta Filtro tipo 2: ≤ 5	%
Ruído acústico	Sob consulta	dB
Ventiladores redundantes	Padrão até mec. E. (Opcional para mec. F e G)	-

Tabela 10.14: Modelo 12000 V e 40-600 A

Dados técnicos: Modelo 12000 V		
Tensão nominal	12000	V
Classe de tensão de saída	17,5	kV
Quantidade de transformadores defasadores	< 225 A: 1 ≥ 225 A: 2	-
Quantidade de células de potência por fase: padrão - redundante (N+1)	11 - 12	-
Frequência de chaveamento de saída: padrão - redundante N+1	11000 - 12000	Hz
Pico de tensão (fase-terra)	10868	V
Pico de tensão (fase-fase)	20493	V
Distorção harmônica total da corrente de entrada - THDi	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519) (para THDv da tensão de rede elétrica ≤ 2)	%
Distorção harmônica total da corrente de saída - THDi	Conforme das características do motor	%
Distorção harmônica total da tensão de entrada - THDv	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519)	%
Distorção harmônica total da tensão de saída - THDv	Sem filtro & filtro tipo 1: Sob consulta Filtro tipo 2: ≤ 5	%
Ruído acústico	Sob consulta	dB
Ventiladores redundantes	Padrão até mec. E. (Opcional para mec. F e G)	-

Tabela 10.15: Modelo 13200 V e 40-600 A

Dados técnicos: Modelo 13200 V		
Tensão nominal	13200	V
Classe de tensão de saída	17,5	kV
Quantidade de transformadores defasadores	< 225 A: 1 ≥ 225 A: 2	-
Quantidade de células de potência por fase: padrão - redundante (N+1)	12 - 12	-
Frequência de chaveamento de saída: padrão - redundante N+1	12000 - 12000	Hz
Pico de tensão (fase-terra): padrão - redundante	11799 - 11183	V
Pico de tensão (fase-fase): padrão - redundante	22356 - 21087	V
Distorção harmônica total da corrente de entrada - THDi	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519) (para THDv da tensão de rede elétrica ≤ 2)	%
Distorção harmônica total da corrente de saída - THDi	Conforme das características do motor	%
Distorção harmônica total da tensão de entrada - THDv	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519)	%
Distorção harmônica total da tensão de saída - THDv	Sem filtro & filtro tipo 1: Sob consulta Filtro tipo 2: ≤ 5	%
Ruído acústico	Sob consulta	dB
Ventiladores redundantes	Padrão até mec. E. (Opcional para mec. F e G)	-

Tabela 10.16: Modelo 13800 V e 40-600 A

Dados técnicos: Modelo 13800 V		
Tensão nominal	13800	V
Classe de tensão de saída	17,5	kV
Quantidade de transformadores defasadores	< 225 A: 1 ≥ 225 A: 2	-
Quantidade de células de potência por fase padrão	12	-
Frequência de chaveamento de saída: padrão - redundante N+1	12000 - 12000	Hz
Pico de tensão (fase-terra)	11799	V
Pico de tensão (fase-fase)	22356	V
Distorção harmônica total da corrente de entrada - THDi	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519) (para THDv da tensão de rede elétrica ≤ 2)	%
Distorção harmônica total da corrente de saída - THDi	Conforme das características do motor	%
Distorção harmônica total da tensão de entrada - THDv	≤ 5 (conforme ou melhor IEEE 519)	%
Distorção harmônica total da tensão de saída - THDv	Sem filtro & filtro tipo 1: Sob consulta Filtro tipo 2: ≤ 5	%
Ruído acústico	Sob consulta	dB
Ventiladores redundantes	Padrão até mec. E. (Opcional para mec. F e G)	-