



AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO INTEGRANDO GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

Fabio Pereira Costa Brillhante

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Agosto de 2024

AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO
INTEGRANDO GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

Fabio Pereira Costa Brillhante

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Aprovada por: Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges

Prof. João Alberto Passos Filho

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO DE 2024

Pereira Costa Brilhante, Fabio

Avaliação da operação de plataformas de petróleo integrando geração eólica offshore/Fabio Pereira Costa Brilhante. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XX, 127 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 104 – 109.

1. Eólica Offshore. 2. Energia Renovável. 3. Energia Eólica. 4. Sistemas Elétricos de Potência. 5. Simulação Computacional. I. Nery Taranto, Glauco. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Aos meus pais, Oswaldo e
Rosemeri, à minha esposa,
Anastácia, e meu filho, Eduardo.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha esposa, Anastácia, cujo apoio constante foi, é e sempre será fundamental para trilhar os desafios que cruzarem nas nossas vidas. Sua paciência, motivação, amor e carinho fazem a diferença. Essa conquista também é sua!

Aos meus pais, Osvaldo e Rosemeri, por me proporcionarem as ferramentas necessárias para conseguir atingir os meus sonhos pessoais, profissionais, acadêmicos e até os sonhos que eu não sabia que tinha.

À minha irmã, Karina, e meu sobrinho, Matheus, pelas horas de risadas e comidas deliciosas.

Ao meu orientador, professor Glauco Taranto, pela disposição, dedicação e conselhos durante essa longa jornada. Aproveito para reconhecer o papel de todos os professores que passaram pelo meu caminho e puderem me passar um pouco do seu conhecimento, sua experiência e sua visão sobre o mundo e a ciência.

À Petrobras, por acreditar no meu trabalho e me proporcionar oportunidades profissionais incríveis. Aos meus amigos de CENPES e demais diretorias da empresa, pela amizade, convívio, risadas e criações de apresentações mirabolantes.

A todos os meus amigos que torceram por mim e entenderam quando eu não podia sair com eles para terminar o mestrado. Especialmente, meu amigo Marcelo Balzana, pelos anos de amizade, companheirismo e freguesia nas nossas jogatinas cada vez menos frequentes, porém sempre divertidas.

Por fim, mas não menos importante, ao meu filho Eduardo, por me fazer acreditar ser a pessoa mais divertida e interessante do mundo. Você me motiva a ser uma pessoa melhor!

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AValiação da Operação de Plataformas de Petróleo Integrando Geração Eólica Offshore

Fabio Pereira Costa Brillhante

Agosto/2024

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho visa avaliar a operação integrada e isolada de plataformas de petróleo com um parque eólico *offshore* através de simulações computacionais. São utilizados diferentes tipos de arranjo de interligação entre as plataformas e parque, assim como é feita uma combinação com níveis de tensão típicos e capacidade distintas dos cabos submarinos para o sistema de transmissão. O controle de geração das turbinas a gás é parametrizado de tal forma que represente dois modos de operação específicos, o primeiro utilizando a divisão igualitária de carga entre os geradores e o segundo visando manter a maior quantidade de geradores na sua capacidade nominal e apenas um absorvendo as variações do sistema. São utilizados critérios operacionais, ambientais e econômicos para definir os casos mais vantajosos bem como suas limitações.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ASSESSMENT OF OIL RIG PLATFORMS OPERATION INTEGRATING OFFSHORE WIND GENERATION

Fabio Pereira Costa Brillhante

August/2024

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This study aims to assess the integrated and isolated operation of offshore oil platforms with an offshore wind farm through computational simulations. Various interconnection arrangements between the platforms and the wind farm are employed, along with combinations of typical voltage levels and distinct capacities of submarine cables for the transmission system. The generation control of gas turbines is parameterized to represent two specific modes of operation, the first one using equal load division among all generators and the second one aiming to maintain the largest number of generators at their nominal capacity and only one absorbing the system variations. Operational, environmental, and economic criteria are utilized to determine the most advantageous cases as well as their limitations.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xviii
Lista de Abreviaturas	xix
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Motivação	4
1.3 Revisão Bibliográfica	9
1.4 Objetivos	13
1.5 Organização da Dissertação	13
2 Sistema Elétrico de Potência de Plataformas	15
2.1 Aspectos Geográficos	16
2.2 Aspectos Operacionais	18
2.2.1 Bloco de Geração de Energia	20
2.2.2 Carga	25
2.2.3 Transmissão Submarina	25
2.3 Aspectos Econômicos	28
3 Sistemas Eólicos de Geração de Energia	31
3.1 Aerogeradores	31
3.2 Aspectos Operacionais	33
3.3 Aspectos Econômicos	35
4 Séries de Potência Eólica	37
4.1 Metodologia MCMC	38
4.2 Aplicação da Metodologia MCMC	41

5	Metodologia	46
5.1	Metodologia Base	47
5.2	Operação Integrada de Plataformas sem Geração Eólica	51
5.3	Operação Integrada de Plataformas com Geração Eólica	54
5.4	Análise de Sensibilidade da Quantidade de Aeroogeradores	57
5.5	Análise de Aumento de Carga	57
5.6	Análise de Vida Útil	58
6	Análise dos Resultados	59
6.1	Validação de Resultados de Fluxo de Potência	59
6.2	Operação Integrada de Plataformas sem Geração Eólica	64
6.2.1	Análise Operacional	64
6.2.2	Análise Ambiental	66
6.2.3	Análise Econômica	67
6.2.4	Conclusões Parciais	68
6.3	Operação Integrada de Plataformas com Geração Eólica	68
6.3.1	Análise Operacional	69
6.3.2	Análise Ambiental	81
6.3.3	Análise Econômica	82
6.3.4	Conclusões Parciais	84
6.4	Análise de Sensibilidade da Quantidade de Aeroogeradores	86
6.4.1	Análise Operacional	86
6.4.2	Análise Ambiental	88
6.4.3	Análise Econômica	89
6.4.4	Conclusões Parciais	89
6.5	Análise de Aumento de Carga	91
6.5.1	Análise Operacional	92
6.5.2	Análise Ambiental	96
6.5.3	Análise Econômica	96
6.5.4	Conclusões Parciais	97
6.6	Análise de Vida Útil	99
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	101
7.1	Conclusões	101
7.2	Trabalhos Futuros	103
	Referências Bibliográficas	104
A	Parâmetros de Cabos Submarinos	110
B	Tabelas de Resultados - Cenário A	112

C	Tabelas de Resultados - Cenário B	115
D	Tabelas de Resultados - Cenário C	119
E	Tabelas de Resultados - Cenário D	122
F	Tabelas de Resultados - Cenário E	125

Lista de Figuras

1.1	Energia gerada por tipo de fonte. Fonte: [3]	2
1.2	Previsão da demanda global de petróleo. Fonte: [4]	2
1.3	Capacidade instalada de fontes renováveis no mundo. Fonte: [3]	3
1.4	Emissão anual de dióxido de carbono (CO ₂). Fonte: [7]	4
1.5	Sistema HISEP TM . Fonte: [10]	5
1.6	Panorama da capacidade instalada de novos projetos e total de projetos em geração eólica <i>onshore</i> e <i>offshore</i> . Fonte: adaptado de [11] .	7
1.7	Atlas eólico da costa brasileira com dados de batimetria e velocidade média do vento a 100m de altura. Fonte: adaptado de [14]	8
1.8	Pré-sal na Bacia de Santos. Fonte: [17]	9
2.1	Mapa da localização do Bloco de LIBRA. Fonte: [18]	16
2.2	Panorama de plataformas na região do bloco de LIBRA. Fonte: adaptado de [31]	17
2.3	Diagrama unifilar do sistema elétrico de uma plataforma de grande porte utilizado nas simulações. Fonte: autor	20
2.4	Bloco de geração turbina a gás e gerador elétrico. Fonte: [33]	21
2.5	Curvas de consumo específico de combustível por potência para diferentes turbinas a gás. Fonte: adaptado de [35]	22
2.6	Desenho Esquemático de simulação do <i>Thermoflow</i> . Fonte: autor . . .	23
2.7	Tratamento dados de emissão. Fonte: autor	24
2.8	Tipos de proteção contra umidade em cabos submarinos. Fonte: adaptado de [38]	26
2.9	Esquema construtivo típico de cabos submarinos tripolares. Fonte: adaptado de [38]	27
2.10	Esquemático da transmissão submarina. Fonte: autor	28
3.1	Componentes de um aerogerador típico. Fonte: [42]	32
3.2	Representação do parque eólico em diagrama unifilar. Fonte: autor . .	34
4.1	Método da Cadeia de Markov. Fonte: autor	39
4.2	Método de Monte Carlo. Fonte: autor	40

4.3	Esquemático das abordagens para geração de séries sintéticas de potência eólica. Fonte: adaptado de [27]	41
4.4	Curva de potência do aerogerador Haliade-X 12 MW da GE Energy. fonte: adaptado de [53]	42
4.5	Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - tempo de simulação. fonte: autor	43
4.6	Resultados de Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - máximo erro da média e desvio padrão. Fonte: autor	44
4.7	Resultados de Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - comparação mensal da média e desvio padrão. Fonte: autor	44
4.8	Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - PDF. fonte: autor	45
5.1	Metodologia desenvolvida realizar análises de operação integrada entre plataformas e geração eólica <i>offshore</i> . Fonte: autor	47
5.2	Curva de capacidade do gerador utilizada pelo MATPOWER. Fonte: [54]	50
5.3	Curvas de capacidade dos geradores. Fonte: adaptado de [56]	50
5.4	Distribuição geográfica das plataformas e parque eólico. Fonte: autor	51
5.5	Arranjos de interligação entre plataformas do Cenário A. Fonte: autor	52
5.6	Arranjos de interligação entre plataformas do Cenário B. Fonte: autor	55
5.7	Perfil de Potência do Parque Eólico para 1 ano de operação. Fonte: autor	56
6.1	Energia Produzida por plataforma - Cenário A. Fonte: autor	64
6.2	Destaque da energia produzida por turbina a gás na plataforma P1 para o casos 1 e 2 - Cenário A. Fonte: autor	65
6.3	Comparação entre o resultado de fluxo de potência entre os casos 1 e 16 - Cenário A. Fonte: autor	66
6.4	Emissões geradas por plataforma - Cenário A. Fonte: autor	67
6.5	Investimento para construção de cada caso - Cenário A. Fonte: autor	67
6.6	Análise da operação com fator de potência unitário fixo para o caso 1. Fonte: autor	70
6.7	Energia Produzida por plataforma - Cenário B. Fonte: autor	71
6.8	Comparação entre o resultado de fluxo de potência entre os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor	74
6.9	Comparação entre o aproveitamento da potência eólica disponibilizada para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor	75

6.10	Comparação do fluxo de potência ativa (P) da plataforma P2 para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor	76
6.11	Comparação do fluxo de potência reativa (Q) da plataforma P2 para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor	76
6.12	Comparação da tensão nas principais barras do sistema para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor	77
6.13	Resultado de fluxo de potência para o caso 9 com destaque para as curvas de capacidade do geradores - Cenário B. Fonte: autor	78
6.14	Comparação entre o aproveitamento da potência eólica disponibilizada para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor	79
6.15	Comparação do fluxo de potência ativa (P) da plataforma P2 para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor	80
6.16	Comparação do fluxo de potência reativa (Q) da plataforma P2 para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor	80
6.17	Análise de Impacto por Variável - Energia Produzida - Cenário B. Fonte: autor	81
6.18	Emissões geradas por plataforma - Cenário B. Fonte: autor	82
6.19	Análise de Impacto por Variável - Emissões - Cenário B. Fonte: autor	82
6.20	Investimento para construção de cada caso - Cenário B. Fonte: autor	83
6.21	Análise de Impacto por Variável - Investimento - Cenário B. Fonte: autor	83
6.22	Análise de energia produzida, emissões e investimento dos casos do Cenário B. Fonte: autor	84
6.23	Relação de valor investido no sistema por energia produzida, em US\$/MWh - Cenário B. Fonte: autor	85
6.24	Relação de US\$ investido no sistema por redução nas emissões, em US\$/kg CO ₂ eq - Cenário B. Fonte: autor	86
6.25	Variação da produção de energia, em GWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	87
6.26	Potência gerada do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	88
6.27	Variação das emissões, em milhões kg CO ₂ eq/ano, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	88
6.28	Variação dos custos, em milhões US\$, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	89
6.29	Variação do custo por energia gerada, em US\$/MWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	90
6.30	Variação do custo por emissões, em US\$/kg CO ₂ eq, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor	91

6.31	Comparação entre o resultado de fluxo de potência do caso 16 com geração máxima do parque eólico e geração nula - Cenário C. Fonte: autor	94
6.32	Variação da produção de energia, em GWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor	95
6.33	Variação das emissões, em milhões kg CO ₂ eq/ano, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor	96
6.34	Variação dos custos, em milhões US\$, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor	97
6.35	Variação do custo por energia gerada, em US\$/MWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor	98
6.36	Variação do custo por emissões, em US\$/kg CO ₂ eq, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor	98
6.37	Energia Produzida por plataforma - Cenário E. Fonte: autor	99
6.38	Emissões geradoras por plataforma - Cenário E. Fonte: autor	100

Lista de Tabelas

2.1	Comparativo entre Sistema Completo e o Reduzido por nível de tensão	19
2.2	Vantagens e desvantagens entre os modos de operação	22
2.3	Coefficientes de ajuste da curva de emissão. Fonte: autor	25
2.4	Principais elementos que compõem um cabo submarino. Fonte: adaptado de [40]	27
2.5	Parâmetros econômicos de custos do transformador <i>offshore</i> . Fonte: adaptado de [41]	29
2.6	Parâmetros Econômicos de Custos do Cabo Submarino. Fonte: adaptado de [41]	30
3.1	Principais modelos de aerogeradores <i>offshore</i> . Fonte: autor	33
3.2	Parâmetros econômicos de custos do aerogerador <i>offshore</i> . Fonte: adaptado de [41] [48]	36
5.1	Resumo da lista de cenários. Fonte: autor	51
5.2	Resumo do dimensionamento do cabo submarino quanto ao limite de transmissão (LT) e tensão de transmissão (TT). Fonte: autor	53
5.3	Casos do Cenário A. Fonte: autor	54
6.1	Resultados de Barra - Tensão (\dot{V}). Fonte: autor	60
6.2	Resultados de Geração - Potência Ativa (P). Fonte: autor	61
6.3	Resultados de Geração - Potência Reativa (Q). Fonte: autor	62
6.4	Resultados de Fluxo - Potência Aparente (S). Fonte: autor	63
6.5	Comparação de produção de energia entre as condições de fator de potência unitário fixo e livre. Fonte: autor	70
6.6	Panorama do sistema com máxima potência eólica disponível - Cenário B. Fonte: autor	72
6.7	Comparação da potência eólica gerada a partir do máximo recurso eólico disponibilizado entre os cenários B (carga normal) e D (carga aumentada). Fonte: autor	93

A.1	Parâmetros técnicos de cabos submarinhos de 34,5 kV. Fonte: adaptado do catálogo do fabricante	111
A.2	Parâmetros técnicos de cabos submarinhos de 66,0 kV. Fonte: adaptado do catálogo do fabricante	111
B.1	Resultados de energia produzida por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário A. Fonte: autor	112
B.2	Resultados de emissões geradas por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário A. Fonte: autor	113
B.3	Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário A. Fonte: autor	114
C.1	Resultados de energia produzida por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário B. Fonte: autor	115
C.2	Resultados de redução da energia produzida do cenário B em relação ao cenário A por gerador de cada plataforma para todos os casos. Fonte: autor	116
C.3	Resultados de emissões geradas por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário B. Fonte: autor	116
C.4	Resultados de redução das emissões geradas do cenário B em relação ao cenário A por gerador de cada plataforma para todos os casos. Fonte: autor	117
C.5	Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário B. Fonte: autor	118
D.1	Resultados de energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor	119
D.2	Resultados de emissões geradas por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor	120
D.3	Resultados de emissões reduzidas em relação ao cenário A por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor . . .	120
D.4	Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário C. Fonte: autor	120
D.5	Resultados de valor de investimento por energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor . .	121
D.6	Resultados de valor de investimento por emissão reduzida em relação ao cenário A por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor	121
E.1	Resultados de energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor	122

E.2	Resultados de emissões geradas por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor	123
E.3	Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário D. Fonte: autor	123
E.4	Resultados de valor de investimento por energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor . . .	123
E.5	Resultados de valor de investimento por emissão reduzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor . . .	124
F.1	Resultados de energia produzida por ano por plataforma e parque eólico para Cenário E. Fonte: autor	126
F.2	Resultados de emissões geradas por cada plataforma e parque eólico para os anos do Cenário E. Fonte: autor	127

Lista de Símbolos

€ Euro, p. 10

Lista de Abreviaturas

AG	Arranjo geográfico, p. 46, 52, 54, 55, 66, 68, 71, 75, 79, 81–83
ARMA	<i>Autoregressive moving average</i> , p. 12
AR	Autorregressão, p. 12
CNOOC	<i>China National Offshore Oil Corporation</i> , p. 16
CNPC	Corporação Nacional de Petróleo da China, p. 16
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente, p. 5, 21
CO ₂	Dióxido de Carbono, p. 4, 5, 9, 11, 24
CO ₂ eq	Dióxido de Carbono equivalente, p. 24, 67, 81, 82, 84–86, 88–91, 96, 98–100, 113, 116, 117, 120, 121, 123, 124
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i> , p. 37
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, p. 7, 8, 46
ERA5	<i>ECMWF Reanalysis v5</i> , p. 37, 41, 42
FPO	Fluxo de potência ótimo, p. 48, 49
GEE	Gases de efeito estufa, p. 1, 4
GE	<i>General Electric</i> , p. 21, 33, 42, 55
HISEP TM	High Pressure Separation of Hydrocarbon Fluids with CO ₂ content, p. 5, 6
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, p. 7
IEA	International Energy Agency, p. 2
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> , p. 20, 34

LT	Limite de transmissão, p. 53, 54, 56, 64, 67, 68, 71, 72, 76, 79, 81, 83, 84
MCMC	<i>Markov Chain Monte Carlo</i> , p. 12, 13, 38, 41–45, 48
MO	Modo de operação, p. 53, 54, 56, 61–63, 68, 81, 82, 85
NO _x	Óxidos de Nitrogênio, p. 11
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrica, p. 46
OWID	Our World in Data, p. 2
SEK	Coroa Sueca, p. 29
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 11, 17, 69, 101
SVM	<i>Support Vector Machine</i> , p. 12
TT	Tensão de transmissão, p. 52–54, 56, 64, 67, 68, 76, 79, 81, 83, 84

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Diversas são as formas de se gerar energia, de fato a matriz energética mundial é muito diversificada, porém grande parte das fontes de energia tem origem na indústria de óleo e gás e, portanto, utilizam combustíveis fósseis para geração de energia. Entretanto, nas últimas décadas, principalmente por questões ambientais, esse tipo de fonte tem passado por grandes restrições. Com isso, é possível observar uma migração para fontes renováveis com menores impactos ambientais. Esse fenômeno é conhecido atualmente como Transição Energética.

Hoje em dia, sabe-se do impacto que as atividades humanas têm no meio ambiente são relevantes e estão contribuindo diretamente nas mudanças climáticas do planeta, como aumento da temperatura média, aumento dos níveis dos oceanos pelo derretimento das calotas polares, períodos de seca e chuvas mais intensos e até mesmo aparecimento de bactérias e vírus mais resistentes. Uma das causas é a geração de energia através de combustíveis fósseis que contribui com uma parcela significativa para os gases de efeito estufa - GEE [1] [2].

Segundo [3], em 2021, dos mais de 175 mil TWh da geração de energia mundial, 77% foram oriundos de fontes fósseis, como carvão, óleo ou gás natural, enquanto que pouco menos de 12% de fontes renováveis, como eólica, solar, hidráulica e outras. Apesar de, no momento atual, mais de três quartos da matriz ser fóssil, a tendência é que essa parcela reduza cada vez mais ao longo dos próximos anos. Na última década, a geração através de fontes renováveis cresceu 72% enquanto a fóssil menos de 10%. Aumentando para um horizonte de 20 anos, esse crescimento foi de 155% contra 43%, respectivamente. A Figura 1.1 mostra os dados dos últimos cem anos no qual observa-se essa transição energética acontecendo de forma gradual nos últimos anos.

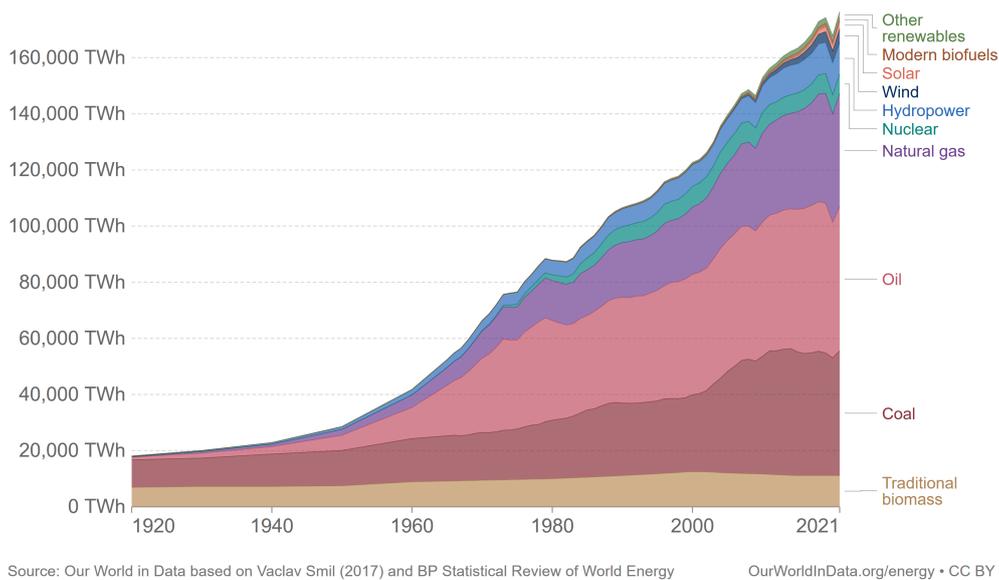


Figura 1.1: Energia gerada por tipo de fonte. Fonte: [3]

Apesar do fenômeno da Transição Energética, segundo relatório da *International Energy Agency* - IEA, ainda existe potencial de exploração de petróleo e a demanda ainda deve subir nos próximos anos, como mostrado na Figura 1.2. Entretanto, para atingir os cenários de desenvolvimento sustentável e emissão zero até 2050, mudanças drásticas deverão acontecer no consumo global dos derivados de petróleo. Isso impactará o setor como um todo, desde a exploração até as refinarias [4].

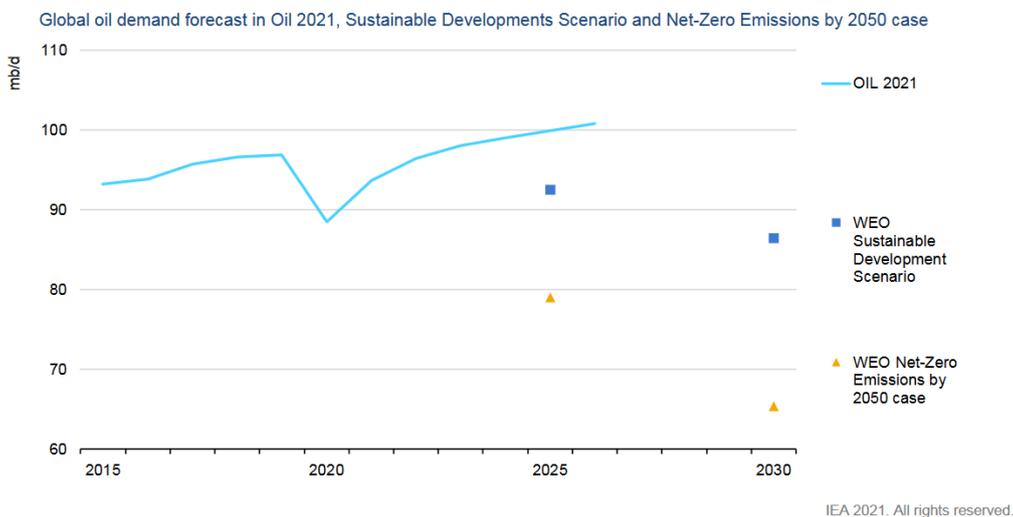


Figura 1.2: Previsão da demanda global de petróleo. Fonte: [4]

De outro lado, a geração de energia através de fontes renováveis tende a continuar crescendo nos próximos anos. No momento atual, é possível afirmar que tanto a geração eólica quanto a solar já são tecnologias consolidadas e estão liderando esse crescimento das renováveis a cada ano [5]. A Figura 1.3 mostra a evolução das

principais tecnologias no âmbito mundial, na qual a fonte hidráulica continua sendo a maior com mais de 40% do total da capacidade instalada de renováveis em 2021, entretanto a eólica e a solar tiveram um crescimento intenso nos últimos anos. A eólica quase triplicou a sua capacidade nos últimos 10 anos (2,7 vezes), enquanto que a solar teve um impressionante crescimento de quase 20 vezes na mesma época (19,5 vezes).

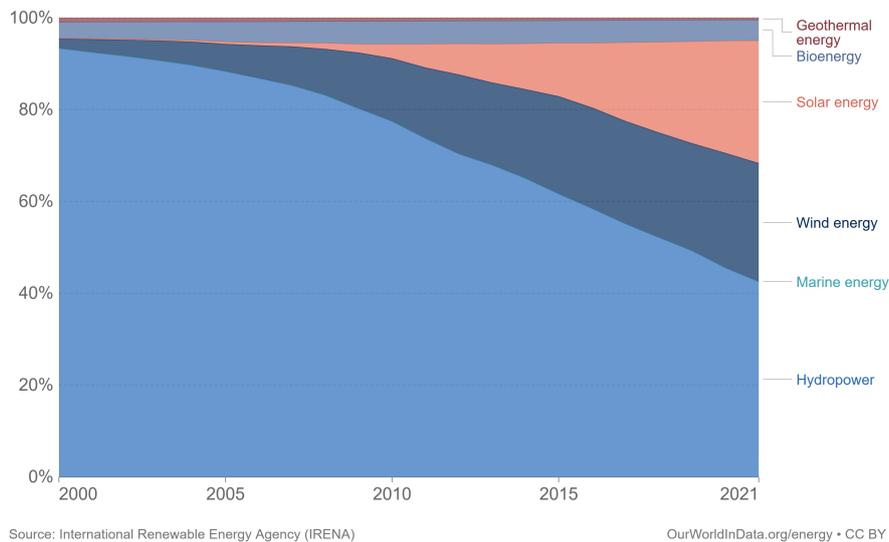


Figura 1.3: Capacidade instalada de fontes renováveis no mundo. Fonte: [3]

Grande parte das atividades de exploração e produção de petróleo de algumas empresas, como a Petrobras no Brasil, é realizada em ambiente *offshore*, ou seja, longe da costa, em alto mar. A operação por si só destas estruturas nestas condições já é desafiadora e a eletrificação das plataformas cumpre papel fundamental para garantir o funcionamento adequado, seguro e eficiente da mesma. Por esse motivo, é comum que elas gerem a sua própria energia através de turbinas a gás, que queimam o gás natural muitas vezes recém extraído dos poços. Contudo, essa forma de geração de energia acaba contribuindo para maiores emissões de gases do efeito estufa.

Nesse contexto, com o estímulo da Transição Energética para redução de emissões e tendo em vista que ainda existe margem para produção de petróleo nos próximos anos, torna-se necessário procurar formas de viabilizar essa atividade, porém de forma mais sustentável. É justamente nesse ponto que a integração de plataformas de petróleo com fontes renováveis para uma geração de energia limpa pode atuar e contribuir para o atendimento a essa importante missão. Além disso, com o crescimento cada vez maior da geração eólica *offshore*, cria-se uma oportunidade ideal de pesquisa para utilização desta fonte para realizar essa integração.

1.2 Motivação

Com o advento do Acordo de Paris de 2015, vários países se comprometeram com a redução na emissão de gases estufa a partir de 2020, com o objetivo de reduzir os efeitos de aquecimento global no planeta. Esse foi um marco importante e visto como um reconhecimento mundial da urgência que a redução do GEE deve ser realizada [6].

Todavia, na prática, de forma geral, os países ainda não conseguiram engrenar ações efetivas que consigam já apresentar resultados consistentes e inverter essa tendência. A Figura 1.4 apresenta o perfil ao longo dos anos das emissões de CO₂ a nível mundial e nota-se ainda uma perspectiva de crescimento a partir dos últimos anos. Analisando as últimas duas décadas (2001-2021), houve um crescimento de 45% nas emissões, sendo que a China foi o país com maior contribuição para esse fato ultrapassando a marca de 11 bilhões de toneladas de CO₂ emitidos em 2021.

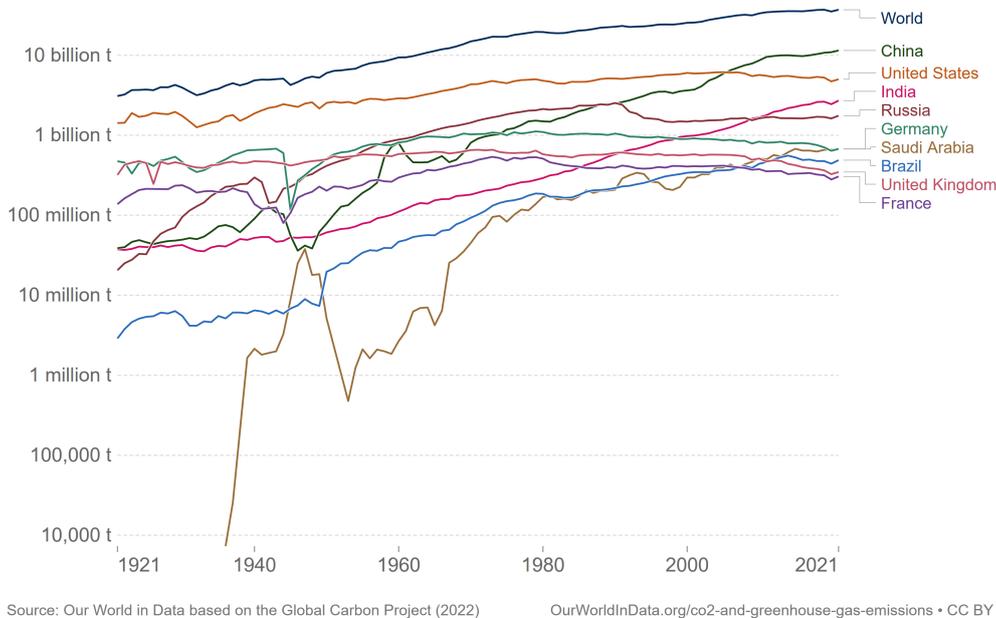


Figura 1.4: Emissão anual de dióxido de carbono (CO₂). Fonte: [7]

O fator ambiental é definitivamente um grande motivador de mudanças na forma que a indústria de gás e óleo irá evoluir nos próximos anos. Apesar do movimento de muitos países em direção a políticas de desenvolvimento mais sustentáveis com redução no consumo de petróleo e seus derivados, observa-se que ainda levará anos para alguns setores, como transporte, se adéquem completamente. Na verdade, o setor petrolífero está se reinventando com soluções de redução de emissões, captura de carbono, biocombustíveis e até mesmo explorando a integração de fontes de energia renovável para compensar seus impactos. As turbinas a gás comumente utilizadas para a geração de energia nas plataformas geram cerca de 80% do total de emissões

de CO_2 e NO_x em instalações em alto mar [8].

Contudo, a questão ambiental não é o único fator a estimular o setor a prover outras formas de abastecimento de energia elétrica para plataformas. O fornecimento de energia adicional por si só às plataformas pode viabilizar novos processos inovadores para aumento de produtividade e eficiência, que hoje são limitados devido a incapacidade de geração de energia suficiente para os sistemas existentes e novos.

Em geral, cada plataforma possui uma quantidade de quatro turbinas a gás com potência nominal de 25 MW. Essa quantidade é limitada devido a resolução n° 436 de 2011 do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA. O objetivo dela era estabelecer uma referência nacional dos limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para as fontes fixas. No caso de fontes operadas por turbinas a gás para geração de energia elétrica, a máxima capacidade instalada dentro de uma plataforma *offshore* é de 100 MW.

Isso acaba restringindo o aumento da geração de energia elétrica utilizando a forma convencional via turbina a gás. Apesar de mais recentemente a resolução n° 491 de 2018 do CONAMA tenha apresentado uma outra visão com condicionantes referentes aos padrões de qualidade do ar e não mais ao limite máximo de emissão, grande parte da frota foi construída seguindo a resolução de 2011.

A tecnologia HISEP™ (*High Pressure Separation of Hydrocarbon Fluids with CO_2 content*), ilustrada na Figura 1.5, é um exemplo promissor recente que pode aumentar a produção de poços com resultados interessantes na região do pré-sal em fase de testes. Esse sistema permite realizar a separação e reinjeção de gases ricos em CO_2 utilizando uma instalação submarina. Nessas condições, os gases apresentam propriedades similares a um fluido líquido, com isso é possível utilizar bombas para sua reinjeção submarina direta a partir do leito marinho [9] [10].

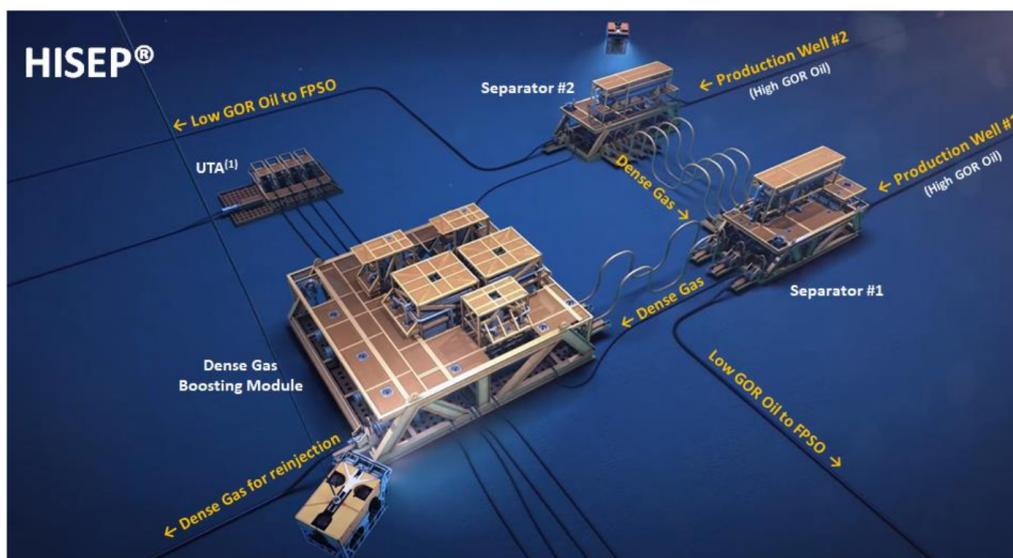


Figura 1.5: Sistema HISEP™. Fonte: [10]

Sistemas como esse nem sempre podem ser instalados com facilidade em plataformas já em operação, seja pela restrição de peso e espaço da plataforma ou pela demanda de energia elétrica resultante. Entretanto, os benefícios previstos, como aumento de produção, podem muitas vezes compensar a implantação de soluções não convencionais e inovadoras. Por isso, a pesquisa e desenvolvimento é tão importante, pois ela avalia e propõe possíveis soluções para resolver todos esses aspectos.

A interligação elétrica dos sistemas de exploração e produção com o sistema elétrico em terra (*onshore*) é uma possibilidade para alguns casos, seja pela transmissão em corrente alternada ou contínua. Contudo, fatores como a distância até a costa e profundidade marítima no ponto desejado, são críticos para definir qual a melhor escolha. Outra opção é se manter isolado de um sistema maior em terra e utilizar outras fontes de energia para complementar a geração própria de cada plataforma.

Nesse ponto as fontes renováveis ganham grande destaque para complementar a geração das turbinas a gás. Essa integração pode ocorrer de forma individualizada por plataforma ou com grandes centrais geradoras em alto mar interligando até várias plataformas por vez. Nessas condições a fonte eólica se mostra muito vantajosa e pode ser uma alternativa muito interessante, pois, em geral, o potencial eólico em alto mar é maior, devido aos ventos mais fortes e menos turbulentos.

Contudo, a intermitência do regime de ventos ao longo dos dias e a própria disponibilidade do recurso eólico ao longo do ano são fatores relevantes para se avaliar. Em alguns casos, somente a interligação entre plataformas já pode se mostrar suficiente para reduzir às emissões e consumo de combustível, mas estudos recentes mostram que combiná-la com a conexão a um parque eólico tende a produzir resultados mais relevantes. Portanto, é importante analisar adequadamente tanto o potencial energético quanto a viabilidade técnica para interligação entre plataformas e também a um parque eólico.

O crescimento da geração eólica *offshore* em âmbito mundial tem sido expressiva. De acordo com [11], estima-se que haja um aumento de mais de 680 GW de capacidade instalada de energia eólica na matriz mundial entre 2023 e 2027 e por volta de 20% dessa capacidade será de projetos no mar. A Figura 1.6 mostra a evolução mundial ao longo dos últimos anos e a previsão para os próximos cinco, bem como a análise da capacidade instalada total de todos os empreendimentos em operação. Observa-se que cerca de 10% a 15% do total de novos projetos serão de instalações *offshore* e estima-se que chegue a 20% no horizonte futuro analisado. Em relação a capacidade instalada acumulada, a geração de energia eólica em alto mar ainda não chega a 10% do total, entretanto a expectativa é que essa proporção aumente para uns 12% em 2027.

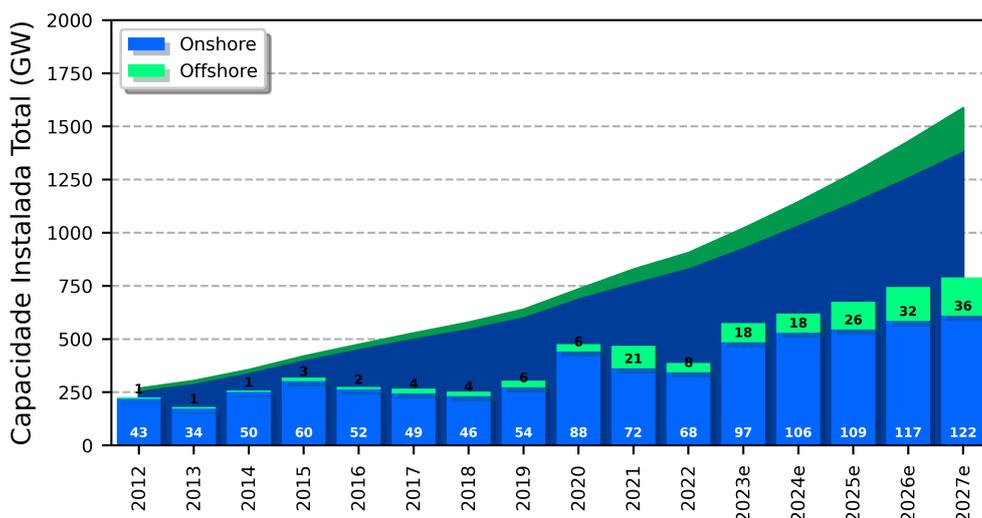


Figura 1.6: Panorama da capacidade instalada de novos projetos e total de projetos em geração eólica *onshore* e *offshore*. Fonte: adaptado de [11]

O Brasil apesar de já possuir uma matriz eletroenergética majoritariamente renovável na qual 83,44% da geração de energia é considerada renovável, ainda há um crescimento grande da geração solar e eólica. Especificamente a eólica, atingiu quase 25 GW de potência instalada nesse período [12], somente em projetos *onshore*. Todavia, ainda não existem parques de geração eólica *offshore* em operação até o momento no país.

No começo do último trimestre de 2022, havia mais de 60 projetos de eólica *offshore* em análise pelo IBAMA, somando mais de 160 GW de capacidade instalada [13]. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE, estima que, no país inteiro, haja uma área aproveitável de mais de 360.000 km² para profundidades de até 50 m, que seria relativamente raso, com velocidade média superior a 6,0 m/s, cujo potencial energético chegaria a quase 4.000 TWh.

Pela Figura 1.7 observa-se que a distribuição de velocidade média de vento em toda a costa brasileira é superior a 6,0 m/s, para uma altura de 100 m. É possível destacar as seguintes regiões: a costa do nordeste, do estado do Piauí até o Rio Grande do Norte, com ventos acima de 8,0 m/s; a costa sudeste, do sul do estado do Espírito Santo até o Rio de Janeiro, com ventos maiores que 7,5 m/s; e, a costa da região sul, do leste do estado de Santa Catarina até o Rio Grande do Sul, com ventos superiores a 8,0 m/s.

Em termos de batimetria, nota-se que a costa marítima brasileira possui uma faixa de profundidade um pouco mais rasa, com valores inferiores a 1.000 m e, em seguida, tem um brusco aumento atingindo rapidamente valores maiores que 2.000 m. A largura dessa faixa na parte sudeste, por exemplo, varia entre 100 km a 150 km. Isso mostra que para o Brasil explorar regiões mais distantes da costa, nas

quais a velocidade de vento tende a ser maior, terá que atuar em áreas com grandes lâminas de água, o que poderá ser um grande desafio logístico e de fundação.

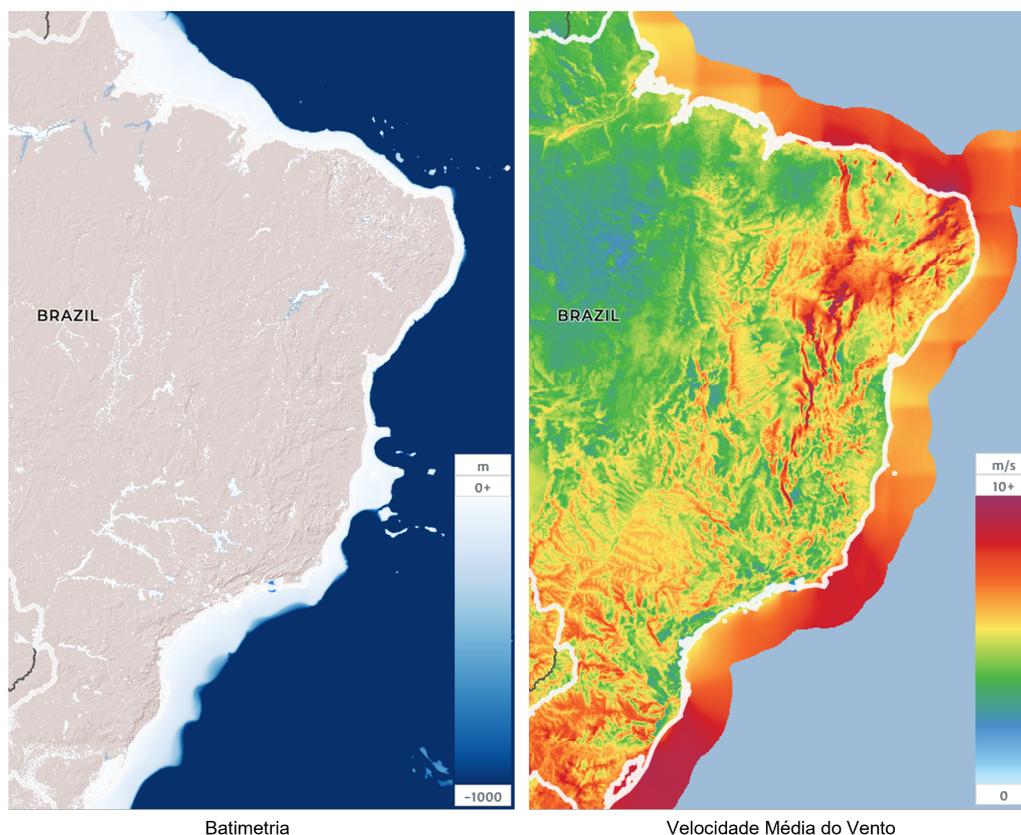


Figura 1.7: Atlas eólico da costa brasileira com dados de batimetria e velocidade média do vento a 100m de altura. Fonte: adaptado de [14]

A EPE, no seu estudo de *Roadmap* da Eólica *Offshore* no Brasil [15], ressalta que em áreas mais atrativas, com ventos superiores a 7,0 m/s e profundidade superior a 100m, a área aproveitável chegaria a 1.766.000 km² com capacidade energética de quase 22.000 TWh por ano. Nesse contexto, nota-se um grande potencial da geração eólica em alto mar, justamente próximas a regiões de importante relevância para a produção de petróleo, como o pré-sal.

No final de 2017, a produção de petróleo e gás natural da região do pré-sal superou a do pós-sal, com um valor de 1,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia [16], o que mostra como a produtividade destes poços é notável.



Figura 1.8: Pré-sal na Bacia de Santos. Fonte: [17]

O pré-sal fica localizado no subsolo da costa do Brasil e se estende desde o Espírito Santo até Santa Catarina, compreendendo um território de, aproximadamente, 150.000 km², como ilustrado na Figura 1.8. A lâmina d'água nesse local pode chegar a até 2.000 metros e se localiza a uma distância de 300 km da costa. Trata-se de uma formação rochosa com potencial para geração de um óleo de qualidade extraordinária. Somadas as dificuldades geográficas, ainda existem os desafios geológicos, como as características das rochas, contaminantes e quantidade de gás carbônico (CO₂), que tornam a tarefa de explorar e produzir petróleo nessa região tão árdua [18] [17].

Dessa forma, no cenário brasileiro, onde grande parte da produção de petróleo ocorre no mar e o potencial de geração de energia eólica *offshore* é notável, a associação desse tipo de fonte com as atividades de exploração e produção de petróleo possui uma sinergia interessante e promissora para contribuir significativamente com a Transição Energética nacional.

A prospecção de estudos de integração desta fonte de energia com plataformas de petróleo se torna importante e pertinente, seja por razões ambientais como técnicas. Os campos da região do pré-sal são promissores e o início de sua produção é recente o que torna o horizonte de exploração desse território ainda longo, e, definitivamente, pode ser considerado um ponto de interesse significativo para realização de uma análise de integração entre plataformas e geração eólica.

1.3 Revisão Bibliográfica

Foi realizada uma breve revisão bibliográfica acerca de estudos elétricos sobre eólica *offshore*, especialmente com a integração com plataformas de petróleo.

Observou-se a existência de alguns estudos na região do Mar do Norte, local no qual os primeiros empreendimentos desse tipo surgiram. Além disso, foi realizada uma pesquisa acerca de técnicas para geração de séries sintéticas de potência eólica.

Um tópico amplamente abordado dentre os artigos está relacionado à motivação de praticamente todos os trabalhos estar relacionada principalmente a questões ambientais, como a redução dos gases emitidos durante a operação das turbinas a gás. Economia de combustível e operação em pontos mais eficientes também são tratados com frequência. Algumas pesquisas debatem sobre a interligação de parques eólicos em alto mar com o sistema em terra, comparando a transmissão CA (corrente alternada) com a CC (corrente contínua). Outras já procuram mostrar o ponto de vista de uma operação isolada do sistema em terra.

Um dos estudos a se destacar foi realizado por [19] no qual é feita uma avaliação financeira sobre a economia de combustível e do investimento no parque eólico. O sistema de estudo possui 5 plataformas interligadas entre si e também a um parque de 100 MW estando todo esse o sistema isolado da instalação *onshore*. Cada plataforma possui duas turbinas a gás para alimentação própria. São avaliados dois arranjos e dois modos de operação distintos das turbinas: o primeiro elas operam ligadas o tempo todo dividindo totalmente a carga e o segundo uma das turbinas pode desligar para que a outra opere num ponto de maior eficiência em casos de baixa geração.

Alcançou-se uma redução de 21% a 32% no consumo de combustível, comparado ao caso sem geração eólica, e o segundo modo de operação das turbinas apresentou melhores resultados em relação ao primeiro. Na parte financeira, foi utilizado um horizonte de 20 anos e verificou-se um valor próximo de *break-even* de 2,0 M€/MW, isto é, o valor investido para construção e operação do parque se iguala ao valor obtido com a economia de combustível e taxaço das emissões com a inserção de aerogeradores. Por fim, os autores realizam uma breve análise sobre o impacto de um sistema de armazenamento de energia, mais especificamente baterias, integrado ao sistema. Esse impacto se restringiu apenas a utilização temporária do sistema para suprir energia durante o intervalo de tempo de partida de uma turbina a gás.

Um aspecto interessante observado por [20] está relacionado a natureza variável do regime de ventos e outras fontes renováveis, como a solar. Essa característica pode reduzir significativamente a confiabilidade no abastecimento de energia principalmente para sistemas isolados, pois nos momentos de baixa intensidade de vento tanto o fornecimento de energia fica limitado como também a resposta dinâmica a eventos de estabilidade.

Outra pesquisa de interesse foi realizada por [21] no qual realizou-se um estudo de caso integrando um parque eólico de 20 MW (4 aerogeradores de 5 MW) com uma única plataforma. O objetivo foi estimar a longo prazo os benefícios de economia

de combustível e redução de emissões, além de avaliar a estabilidade elétrica dessa configuração de sistema e identificar a quantidade máxima de energia eólica possível de se integrar com a plataforma. Da mesma forma, utilizou-se o mesmo modo de operação do estudo anterior.

Em relação aos estudos dinâmicos, foram utilizados os critérios de estabilidade da norma NORSOK¹ E-001 sobre sistemas elétricos [23] e foram considerados 9 eventos diferentes dentro de 4 cenários: partida de motores, perda de uma turbina a gás, perda do parque eólico e flutuação da geração eólica. Para os casos avaliados, destacou-se o cenário de perda do parque eólico como o mais crítico, porém os eventos propostos se mostraram viáveis tecnicamente. Os autores conseguiram alcançar uma economia de combustível próximos de 30% e 40% para os modos de operação dividindo carga e desligando turbinas a gás, respectivamente. Já em relação a emissões, a redução chegou, aproximadamente, a 30% e 40% para CO₂ e NO_x, respectivamente aos modos de operação. Enfim, a quantidade máxima de eólica possível de se integrar depende da carga e do modo de operação mas, em geral, fica numa faixa entre 70% a 80% do valor da carga.

Um ponto importante abordado por [24] é o fenômeno do efeito esteira ou *wake effect* que é a influência agregada na produção de energia do parque eólico devido a interação do vento com os aerogeradores próximos o que ocasiona mudanças na velocidade do vento nos aerogeradores a jusante em relação a direção do vento reduzindo sua produção de energia [25]. Em suma, o artigo demonstra a viabilidade de instalar um parque de forma realista como um centro de abastecimento *offshore* para múltiplas plataformas. Além disso, ele realiza uma análise abrangente de possíveis *layouts* do parque e o impacto na geração final considerando o efeito esteira.

Uma das pesquisas realizadas no Brasil é de [26] na qual é realizada uma avaliação através de um estudo de caso a viabilidade técnica e econômica da utilização de geração eólica *offshore* para alimentação de plataformas de petróleo. O autor abrange também tanto a geração própria através de geradores a diesel como a conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN e inclui um sistema de armazenamento em conjunto com o sistema eólico. Uma outra análise interessante realizada pela diz respeito a implementação de técnicas de geração de séries sintéticas de velocidade de vento para simulação de cenários de operação mais próximos de um caso real. Os resultados mostraram que os cenários simulados são viáveis tanto do ponto de vista técnico quanto econômico.

Em relação a séries sintéticas, elas nada mais são do que um conjunto de da-

¹As normas NORSOK foram desenvolvidas pela indústria petrolífera norueguesa com o objetivo de garantir segurança, ganho de valor e rentabilidade durante as operações desse segmento. Estas normas devem servir como referências nos regramentos das agências e, quando possível, substituir as especificações das empresas petrolíferas [22]. A E-001 especificamente é voltada para sistemas elétricos

dos artificiais que refletem o comportamento da medição histórico registrada e que mantêm as características e padrões da série original em um determinado local ao longo do tempo. Elas são normalmente usadas para estudos de viabilidade técnico-econômicas, simulações e análises de risco.

Na literatura observam-se diversas técnicas para realizar esse trabalho. Um dos métodos mais utilizadas e simples para previsões de séries que não exigem uma precisão alta é a Persistência. Ela se baseia na utilização da média móvel simples no qual o próximo ponto da série é dado pela média dos últimos N pontos, onde " N " é o período de tempo passado que se deseja considerar. Apesar dela poder ser eficaz para uma previsão de curto prazo, ela tem dificuldades de representar algumas características de longo prazo e a aleatoriedade. A Autorregressão (AR) é outra técnica também muito comum e utilizada em séries com dependência temporal, isto é, os pontos futuros sofrem influência dos pontos passados. Este método possui diversas variações interessantes que podem combinar a regressão com outras metodologias, como a média móvel (ARMA - *autoregressive moving average*), por exemplo, tornando seus resultados ainda melhores. Abordagens mais modernas e sofisticadas envolvem a aplicação de algoritmos de aprendizado de máquina para previsão, utilizando um grupo de dados para treinamento do modelo, outro para validação para depois colocar o modelo em uso com informações inéditas para o modelo. O SVM (*Support Vector Machine*) é um exemplo e considera-se que é uma metodologia bem intuitiva e confiável do ponto de vista teórico.

Uma outra técnica usual para geração de séries sintéticas é o método de *Markov Chain Monte Carlo* - MCMC. Os autores de [27] defendem que para geração de séries temporais o desempenho do método MCMC, em termos de propriedades estatísticas, é mais consistente do que o ARMA. No método MCMC, é necessário realizar uma discretização dos dados em estados e definir as probabilidades de transição entre os estados. A complexidade do modelo fica correlacionada ao número de estados que também influencia na precisão dos resultados, ou seja, quanto maior a discretização, mais detalhados serão os resultados, porém mais parâmetros e carga computacional será necessária. Nesse contexto, os autores de [28] propõem uma metodologia para geração de séries sintéticas de potência eólica utilizando a metodologia de MCMC. Eles indicam que fatores como o número de estados e a sazonalidade do vento influenciam na assertividade da série sintética gerada. As séries geradas são comparadas com os valores medidos e avaliadas em termos de métricas estatísticas, como média, desvio padrão, função de autocorrelação (ACF) e a função de densidade de probabilidade (PDF) com bons resultados.

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral realizar uma análise do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, através de simulações computacionais de estudos de caso, para operação integrada de plataformas de petróleo com geração própria e um parque eólico num cenário *offshore* sem conexão com um sistema de terra. Os estudos serão realizados com uma visão de regime permanente e um foco eletroenergético considerando um ano de operação do sistema.

Como objetivos específicos deste estudo, pode-se citar:

- Identificar a diferença entre modos de operação distintos para controle da geração das turbinas a gás a bordo das plataformas
- Avaliar arranjos de interligação elétrica entre plataformas e parque eólico
- Realizar uma análise de sensibilidade em relação ao nível de penetração da geração eólica nos sistemas das plataformas
- Analisar diferentes níveis de tensão e capacidade de transmissão dos cabos submarinos
- Avaliar de forma simplificada e comparativa o impacto técnico, financeiro e ambiental de cada solução proposta
- Avaliar o impacto de se abastecer novos sistemas que visem aumento de produção das plataformas

Além disso, escolheu-se uma metodologia para geração de séries sintéticas de potência eólica a partir de séries de vento e curva de potência do aerogerador utilizando o método de *Markov Chain Monte Carlo* - MCMC.

1.5 Organização da Dissertação

Esta dissertação é organizada em 7 capítulos e dispõem-se a apresentar de forma estruturada as análises realizadas visando atender os objetivos listados anteriormente.

No capítulo 1 é feita uma introdução ao assunto dando uma contextualização, mostrando os desafios associados e alguns fatores que motivam esse tipo de estudo. Com isso, são traçados os objetivos gerais e específicos do trabalho.

No capítulo 2 são explorados diversos aspectos referente às estruturas responsáveis pela exploração e produção de campos de petróleo no mar - as plataformas. Nesse contexto, são abordados fatores geográficos, operacionais e econômicos que são utilizados como referência para a metodologia aplicada.

No capítulo 3 é dado um panorama sobre geração eólica tratando aspectos operacionais e econômicos dos aerogeradores.

No capítulo 4 é estudada a utilização de séries de vento e potência eólica e é apresentada uma metodologia para geração de séries sintéticas de potência eólica que foi utilizada nesta dissertação.

No capítulo 5 é apresentada em detalhes a metodologia aplicada nas simulações computacionais explanando os cenários de estudo definidos passando pelas premissas e dados adotadas pelo estudo.

No capítulo 6 são mostrados os principais resultados atingidos, assim como é feita uma análise aprofundada destes resultados e averiguado os impactos no sistema elétrico, ao meio ambiente e custos associados a implantação dos cenários.

Por fim, no capítulo 7 é feita a conclusão geral do trabalho e são apresentadas possibilidades de continuidade dos estudos propostos.

Capítulo 2

Sistema Elétrico de Potência de Plataformas

Plataformas de petróleo *offshore* são estruturas complexas mas que desempenham uma função importante no desenvolvimento econômico mundial viabilizando de forma eficiente e confiável atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas marítimas.

Estes recursos ainda são fundamentais para diversas atividades industriais e para produzi-los a plataforma deve ser dotada de diferentes sistemas capazes de bombear, processar, armazenar e transportar o óleo extraído do poço. Nesse contexto, inúmeros equipamentos como bombas, compressores, exaustores, ventiladores e turbinas são necessários para viabilizar a execução de tais atividades satisfatoriamente.

Normalmente, todos esses equipamentos são operados através de energia elétrica e, portanto, formam grande parte da carga dentro das plataformas. Além disso, o fornecimento de energia elétrica serve também para abastecimento dos demais sistemas auxiliares que contribuem indiretamente na operação da plataforma, como, por exemplo, habitações, movimentação de carga e sinalização. Desse modo, nota-se que a eletricidade é um recurso fundamental para a operação adequada e segura da plataforma.

O horizonte de vida útil desse tipo de estrutura depende do reservatório a ser explorado, mas, em geral, costuma ser longo com algumas décadas de operação na qual sua produtividade vai variando ao longo dos anos devido ao esgotamento natural do reservatório. Entretanto, apesar de existirem técnicas para estender essa produtividade, isso pode acarretar em aumento da demanda de energia da plataforma. Nesse ponto, ter maior disponibilidade de energia pode ser interessante para viabilizar novos sistemas que auxiliem na ampliação da produção ou na melhoria de eficiência no uso dos recursos.

Nesta seção deseja-se definir premissas a serem aplicados neste estudo, além de se apresentar dados e parâmetros relacionados a aspectos geográficos, elétricos, econô-

micos e ambientais. Da mesma forma, pretende-se abordar o aspecto da transmissão submarina que será necessária a interligação elétrica entre plataformas e geração eólica.

2.1 Aspectos Geográficos

LIBRA, um dos maiores e mais promissores projetos de produção de óleo e gás, é considerada um dos maiores campos de petróleo do país. O bloco, como ilustrado pela Figura 2.1, fica localizado na área da Bacia de Santos e dentro da região do pré-sal a, aproximadamente, 200 km da costa da cidade do Rio de Janeiro, numa batimetria entre 1.700 e 2.300 metros de profundidade e com uma área de mais de 1.500 km². Ele é um consórcio composto por Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%) CNPC (10%) e CNOOC (10%) e possui reservatórios muito produtivos [29] [17].

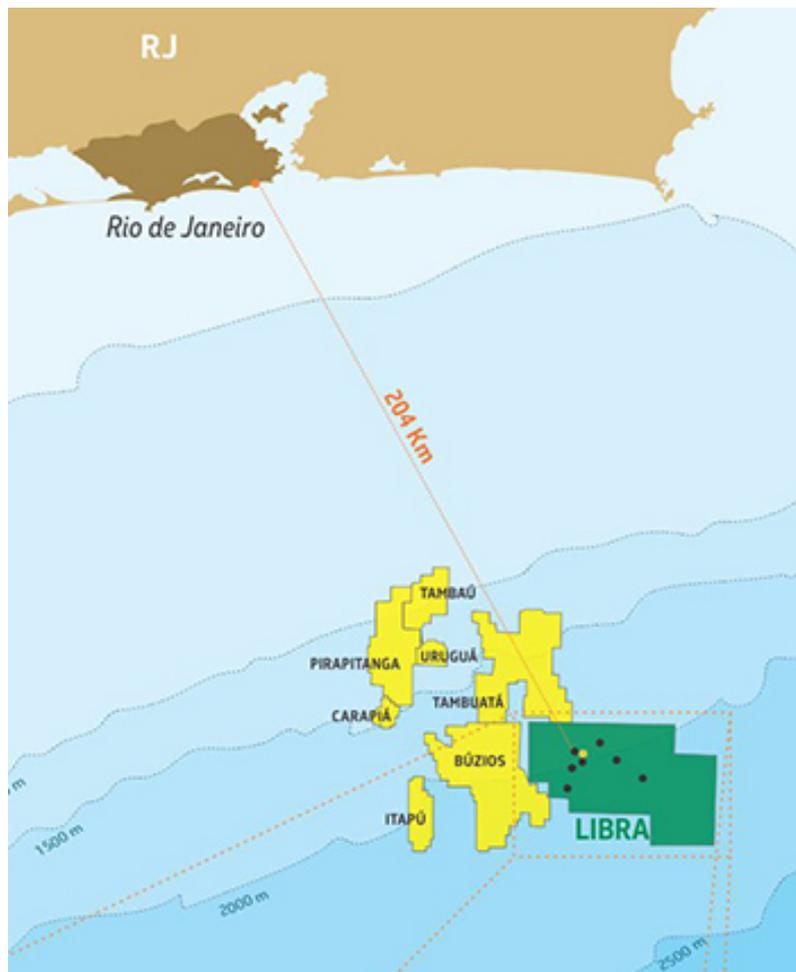


Figura 2.1: Mapa da localização do Bloco de LIBRA. Fonte: [18]

A estimativa de volume de óleo recuperável do campo varia entre 8 a 12 bilhões de barris de óleo equivalente, sendo uma das maiores do Brasil. A Figura 2.2 apresenta

um panorama das plataformas existentes próximas ao bloco de LIBRA que é um campo de exploração recente [30].

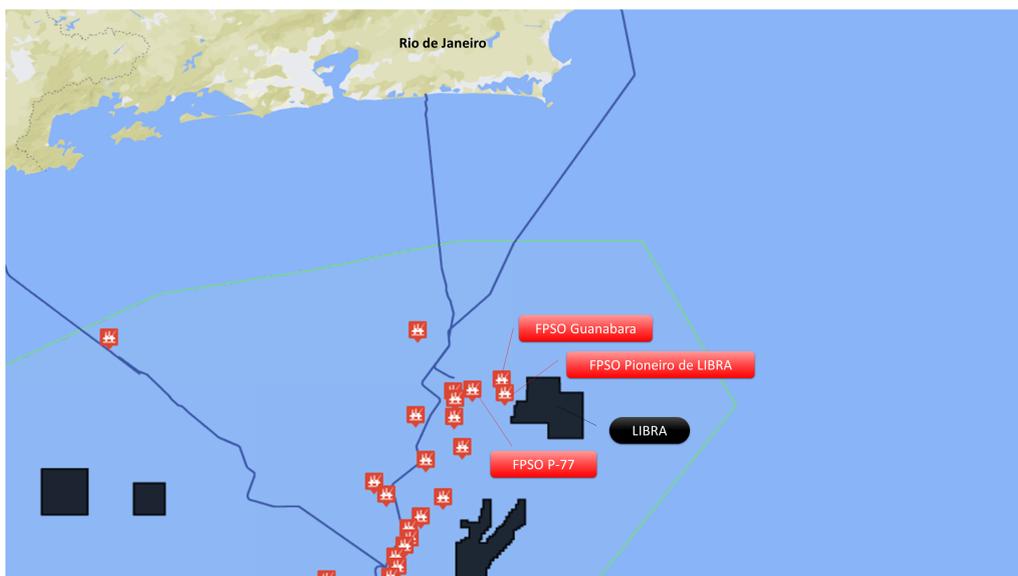


Figura 2.2: Panorama de plataformas na região do bloco de LIBRA. Fonte: adaptado de [31]

Dessa forma, devido ao potencial de exploração do bloco de LIBRA, pela sua localização dentro da bacia de Santos e próxima ao estado do Rio de Janeiro, e pela quantidade de plataformas existentes e crescimento esperado, a região de LIBRA é uma candidata relevante para estudos de integração de plataformas com geração suplementar. Oportunamente a essas características geográficas, faz sentido a realização de estudos que avaliem a sua operação desconectada do SIN devido a sua distância a costa brasileira.

Dois aspectos geográficos importantes para esse estudo que impactam diretamente no sistema elétrico resultante a ser analisado são: a quantidade de plataformas interligadas e a configuração de conexão elétrica entre elas.

Para o primeiro aspecto foi definido um valor de 4 unidades que terão características construtivas e elétricas idênticas. Essa quantidade se deve por diversos fatores, como: quantidade de plataformas existentes e projeção futura para a área, pesquisa bibliográfica e, principalmente, complexidade para simulação computacional. O segundo aspecto, referente à configuração de conexão ou arranjo de interligação entre as plataformas, é um fator importante a ser explorado e, portanto, será definido com maiores detalhes no capítulo 5 - Metodologia.

2.2 Aspectos Operacionais

De uma forma geral, para a concepção de um sistema elétrico industrial deve-se levar em conta aspectos como:

- Características das Cargas Elétricas
- Requisitos Operacionais e de Manutenção
- Requisitos de Desempenho e Segurança
- Fontes de Energia
- Classes de Tensão dos Subsistemas e das Tensões de Placa dos Componentes
- Equipamentos Principais
- Centros de Carga
- Topologia de Distribuição
- Regimes Operacionais e de Contingência

Pela natureza da operação em alto mar, tipicamente, as plataformas possuem um sistema elétrico que opera de forma isolada do sistema *onshore*. Dependendo da produção projetada e do tipo de óleo a ser produzido, a plataforma poderá ter cargas diferentes, para se adequar a cada realidade, porém, em geral, ela segue um projeto base que provê margem para algumas customizações. A padronização é normalmente benéfica, pois simplifica o projeto e facilita a gestão de manutenção dos ativos, o que se traduz em menores custos para instalar, operar e manter esse tipo de estrutura. Por se tratar de um sistema isolado, elas possuem suas próprias unidades geradoras que são dimensionadas não só para atendimento à demanda de energia, mas para atendimento a critérios como estabilidade, partida de motores e curto-circuito.

A modelagem realizada para esse estudo bem como os parâmetros elétricos utilizados na construção do sistema elétrico das plataformas segue uma configuração típica baseada na análise de plataformas de grande porte da região do pré-sal na bacia de Santos. O sistema consiste de 4 níveis de tensão: 13.800 V, 4.160 V, 690 V e 480 V.

Tipicamente, no primeiro nível (13,8 kV) existem dois grandes barramentos interligados por um disjuntor. Os geradores operados por turbinas a gás, assim como, os principais motores da plataforma estão ligados e distribuídos nesses barramentos, visando maximizar a confiabilidade dos sistemas existentes. Desse nível também ocorre a distribuição de energia para todos os outros níveis de tensão e para toda a

plataforma. Nos demais níveis existem outros centros de distribuição de carga e centros de controle de motores, para alimentação de cargas motóricas e não motóricas de menor porte.

Uma vez que realizar manutenções em alto mar pode ser muito custoso e que a limitação na produção de petróleo da plataforma pode causar prejuízos financeiros ainda maiores, é comum, em sistemas elétricos *offshore*, que os motores que participem dos processos mais relevantes para operação da plataforma, possuam motores de *back-up*. Estes não são essenciais para o processo, porém eles aumentam a disponibilidade e confiabilidade da plataforma, aumentando a flexibilidade operacional e proporcionando no caso de falha dos motores principais uma opção rápida de substituição evitando paradas de produção não programadas.

Com base na configuração típica levantada, o sistema real de uma plataforma possui cerca de 140 barras, todavia decidiu-se utilizar nas simulações uma representação reduzida do sistema real. Isso objetiva reduzir a complexidade da simulação computacional, obviamente, buscando manter as principais características e comportamentos da versão completa. Dessa forma, as cargas menores e menos importantes da plataforma foram representadas de foram equivalente como potência constante nas barras da versão reduzida e as cargas de *back-up* foram desconsideradas. Essa simplificação não altera a carga total do sistema real.

Nesse contexto, a Tabela 2.1 mostra uma comparação da quantidade de componentes por nível de tensão entre o sistema completo e o reduzido. Por plataforma, o sistema reduzido ficou com: 70 barras, 24 motores e 10 transformadores (4 de 13,8kV-4,16kV, 2 de 13,8kV-690V, 4 de duplo enrolamento secundário 13,8kV-480V-480V). A Figura 2.3 apresenta uma representação em diagrama unifilar do sistema utilizado.

Tabela 2.1: Comparativo entre Sistema Completo e o Reduzido por nível de tensão

Nível de Tensão	Sistema Completo			Sistema Reduzido		
	Barras	Motores	Trafos	Barras	Motores	Trafos
13,8 kV	31	14	10	30	14	10
4,16 kV	37	23	0	20	10	0
690 V	4	0	0	4	0	0
480 V	56	14	5	16	0	0
220 V	10	0	0	0	0	0

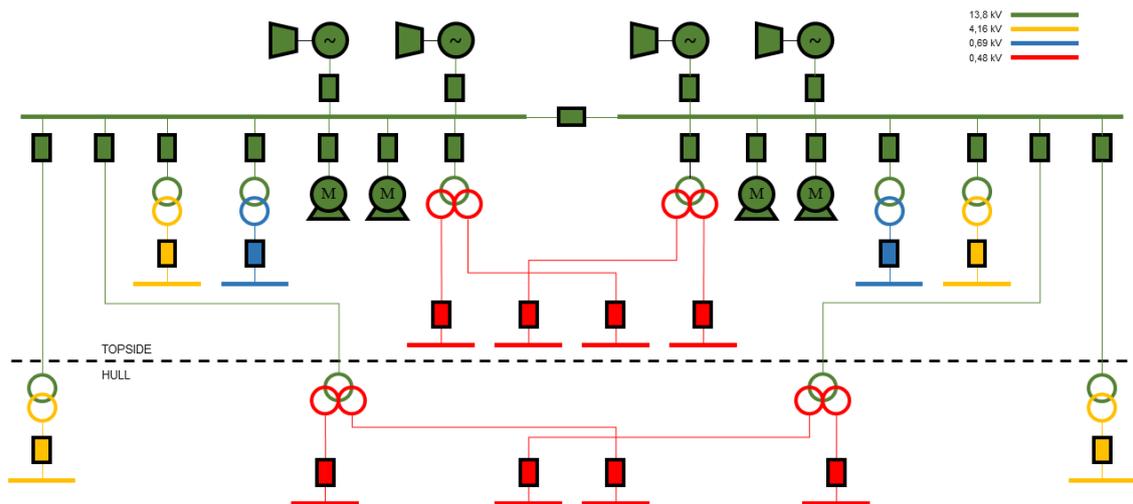


Figura 2.3: Diagrama unifilar do sistema elétrico de uma plataforma de grande porte utilizado nas simulações. Fonte: autor

Outro ponto importante que deve ser definido são os limites operacionais do sistema elétrico das plataformas. Segundo a norma IEC 61892-1 de Condições Gerais para Instalações Elétricas para Unidades *Offshore* fixas e móveis, para operação em regime permanente a tolerância de tensão é de + 6% e -10% [32].

2.2.1 Bloco de Geração de Energia

O conjunto ou bloco de geração de energia elétrica das plataformas contempla, usualmente, uma turbina a gás em ciclo simples acoplada a um gerador elétrico, como ilustrado na Figura 2.4. O termo turbina, na verdade, engloba um agrupamento de três componentes principais: o compressor, a câmara de combustão e a turbina, propriamente dita. Em linhas gerais, o compressor realiza a admissão e compressão do ar ambiente filtrado que é conduzido até a câmara de combustão, efetuando a mistura com o combustível (gás natural) para realizar a queima. Os gases da queima transferem parte da sua energia para a turbina realizando trabalho, fazendo-a girar e depois saem pela exaustão. Essa energia cinética da turbina é passada através do eixo para o gerador que, por sua vez, transforma em eletricidade e alimenta as cargas da plataforma.

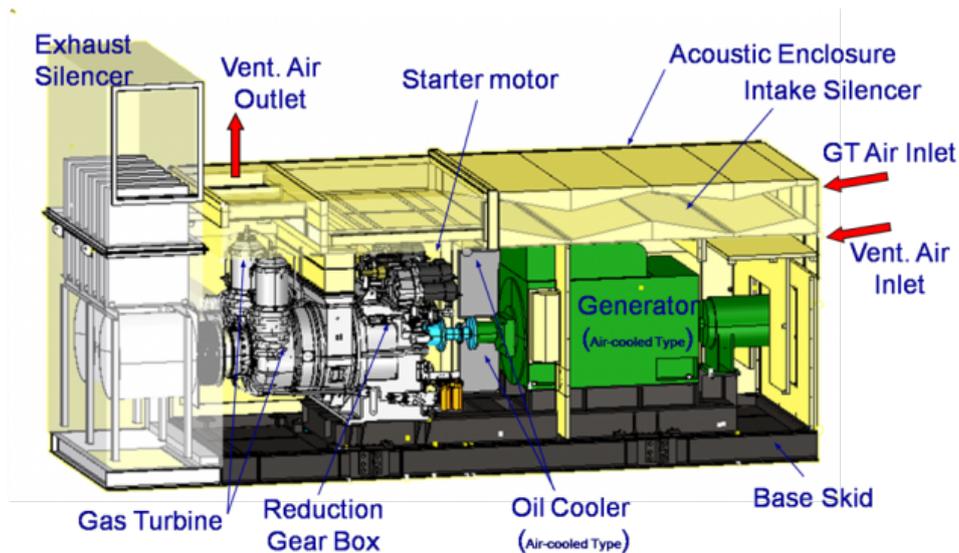


Figura 2.4: Bloco de geração turbina a gás e gerador elétrico. Fonte: [33]

Os blocos de geração são componentes fundamentais deste estudo e, portanto definiu-se o modelo GE LM2500 com potência nominal de 25 MW acoplada a um gerador de 31,25 MVA, modelado como uma máquina síncrona [34], trata-se de uma configuração típica em sistemas de plataformas *offshore*.

É importante citar que comumente evita-se operar a turbina a gás abaixo de um certo valor de potência. Essa restrição é uma boa prática de operação da turbina visando um melhor desempenho, evitando um ponto de operação pouco eficiente, com maior probabilidade de falha do bloco de geração e provocando emissões excessivas de gases do efeito estufa. Nesse contexto, definiu-se o valor de potência mínima de 5 MW para a turbina para trazer um aspecto mais realista de operação desse equipamento.

Conforme mencionado anteriormente, devido a resolução nº 436 de 2011 do CONAMA, a maioria das plataformas em operação utilizam quatro conjuntos de turbinas a gás e geradores. Dessa forma, é comum que os geradores funcionem seguindo dois possíveis modos de operação distintos.

No primeiro modo, todos os geradores operam ligados e dividem carga igualmente a todo momento, enquanto que no segundo mantém-se a maior quantidade operando na potência máxima e apenas uma unidade flutuando a sua geração para atender as variações da carga. Em ambos os casos, pode ocorrer desligamento de unidades que não sejam necessárias para atender a carga. Contudo, destaca-se que para sistemas isolados, principalmente, com grande presença de cargas motóricas, os geradores devem atender não só a demanda de potência ativa como a de reativa também. A Tabela 2.2 apresenta, de forma resumida, as principais vantagens e desvantagens de cada modo.

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens entre os modos de operação

Modo de Operação	Descrição	Vantagem	Desvantagem
1	Divisão de carga	A resposta a variações de carga tende a ser melhor	Unidades operando fora do ponto mais eficiente
2	Máximo da capacidade	Apenas uma unidade operando fora do ponto mais eficiente	A resposta a grande variações de carga tende a ser pior

O nível de emissões de uma turbina a gás é resultado de vários fatores, como eficiência, tipo de combustível, qualidade do combustível e desempenho operacional da unidade. Mas, usualmente, é possível considerar que as emissões estão mais diretamente relacionadas ao consumo de combustível.

Como cada modo de operação definido impacta diretamente no ponto de operação das turbinas a gás, isso afetará o nível de emissões produzidas por cada plataforma. Via de regra, a turbina opera de forma mais eficiente nos pontos mais próximos à sua potência nominal e perdem eficiência quando operam em carga parcial. Na Figura 2.5 são mostrados exemplos de curvas de consumo de combustível pela potência de saída para algumas turbinas comerciais.

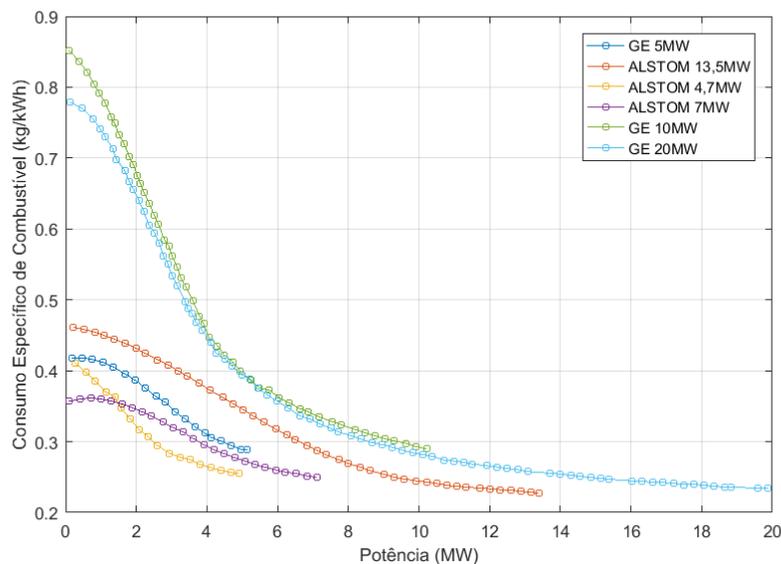


Figura 2.5: Curvas de consumo específico de combustível por potência para diferentes turbinas a gás. Fonte: adaptado de [35]

Tendo em vista que o aspecto ambiental é um fator relevante para se avaliar

no estudo proposto, foi realizada uma análise computacional de operação de uma turbina a gás em ciclo simples com auxílio do software *Thermoflow* com objetivo de levantar a relação entre a potência gerada e o valor das emissões de gases de efeito estufa. Este programa foi desenvolvido por empresa homônima com experiência em software de engenharia térmica para as indústrias de energia e cogeração e é umas das referências do mercado no assunto [36]. Este software possui uma base de dados ampla com diversos modelos de turbina a gás e, portanto, foi possível utilizar a própria turbina GE LM2500 (definida inicialmente) para análise e levantamento da sua característica emissão x potência elétrica.

A partir daí, foram realizadas simulações em patamares definidos de carregamento da turbina e observadas tanto a potência de saída, em MW, quanto a vazão de gases de exaustão da turbina, em kg/h. A Figura 2.6 mostra um exemplo de simulação que basicamente segue o mesmo fluxo de funcionamento descrito anteriormente no início dessa seção. De forma simplificada, tem-se a admissão de ar (linha vermelha a esquerda) passando pelo filtro de ar e entrando no compressor de ar da turbina para depois entrar na câmara de combustão onde encontrará o combustível, gás natural (linha verde). Após a combustão, parte da energia gerada é capturada pela turbina que transforma em movimento e transmite através do eixo para o gerador que por sua vez gera a energia na forma de eletricidade e os gases saem pela exaustão da turbina (linha vermelha a direita). Observa-se nesse patamar específico, que o gerador produziu 21,44 MW e a vazão dos gases de exaustão foi de 235,6 t/h.

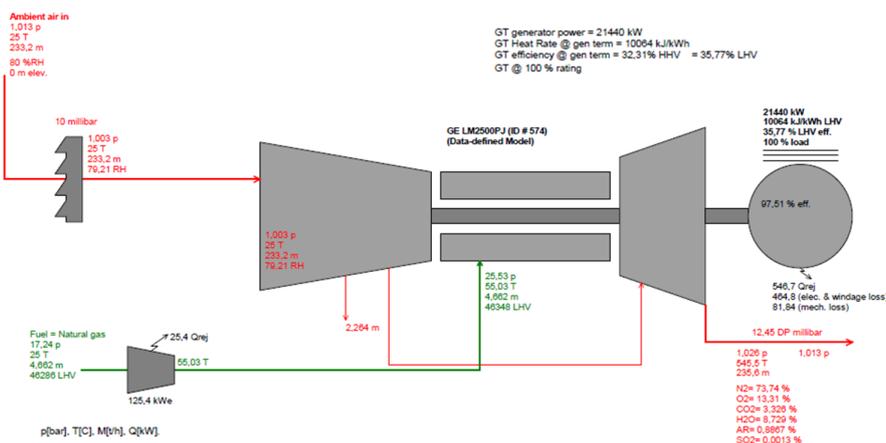


Figura 2.6: Desenho Esquemático de simulação do *Thermoflow*. Fonte: autor

Cabe ressaltar que os gases de exaustão da combustão de uma turbina a gás possui uma composição química variada dependendo das propriedades do combustível e da queima. Portanto, apenas uma parcela dos gases de exaustão contribui para emissão de gases de efeito estufa. Como os diferentes gases têm distintos potenciais de aquecimento global, é usual referenciar e ponderar cada um deles para uma me-

didada de CO₂eq, que significa o seu impacto convertido para uma base de equivalente de CO₂.

O software informa a parcela de cada componente químico e, com isso, é possível levantar a totalização utilizando a base de CO₂eq. Por exemplo, para o patamar de 21,44 MW obteve-se uma emissão de 12.076 kg CO₂eq/h.

A partir da análise de 10 patamares de potência distintos, foi feita a extrapolação dos dados de forma que uma função matemática do tipo polinomial de 2° grau fosse capaz de representar os dados de emissão para qualquer ponto de operação, como mostrado na Figura 2.7 na qual apresentam-se os pontos obtidos com o *ThermoFlow* e a curva ajustada que representa a função matemática definida.

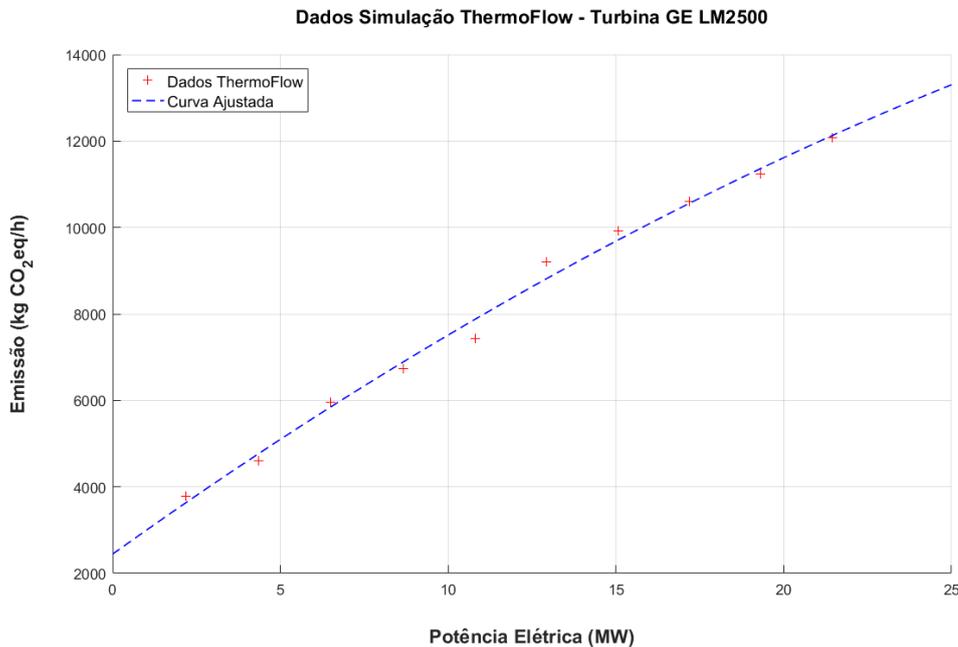


Figura 2.7: Tratamento dados de emissão. Fonte: autor

Dessa forma, a curva ajustada é dada pela equação (2.1), sendo que os seus coeficientes a , b e c são apresentados na Tabela 2.3 apresenta os parâmetros da equação calculados para a curva ajustada.

$$E(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c \quad (2.1)$$

onde:

$E(P)$: Emissão [kg CO₂eq/h]

P : Potência elétrica [MW]

Tabela 2.3: Coeficientes de ajuste da curva de emissão. Fonte: autor

Coeficientes	
a	-4,838
b	555,339
c	2.442,430

2.2.2 Carga

A demanda por energia elétrica numa plataforma é complexa e depende de várias características do processo em si de exploração, portanto existem diversos tipos diferentes de equipamentos elétricos a serem alimentados. Mesmo assim, a maior parte da carga é composta por motores elétricos que exercem diversas funções. Existem grandes motores ligados nos barramentos de alta tensão, como bombas de transferência de óleo, injeção de água e compressores de gás, como também motores e outros equipamentos menores conectados em outros barramentos de média ou baixa tensão. As cargas elétricas de uma plataforma são comumente divididas entre:

- Carga Normal: alimentadas pela geração principal e na sua ausência permanecem desligadas.
- Carga Essencial: alimentadas pela geração principal e na sua ausência precisam ser alimentadas por geração de emergência.
- Carga Crítica: alimentadas pela geração principal ou de emergência e possuem baterias para evitar ao máximo o seu desligamento.

Ao longo dos anos é esperado que a carga elétrica da plataforma sofra variação em função da exploração dos campos de petróleo [26], entretanto, dentro de um horizonte anual, espera-se que essa variação seja marginal. Dessa forma, assim como em [19] e [37], considerando o horizonte de estudo de 1 ano e para simplificação da análise nesse momento, a carga será considerada constante ao longo do ano para cada plataforma.

2.2.3 Transmissão Submarina

A transmissão de energia elétrica entre estruturas marinhas é realizada através de cabos submarinos. Estes cabos são projetados para suportar as condições do ambiente marinho, como pressão, temperatura e corrosão. As suas características elétricas básicas são similares a um cabo isolado convencional com material condutor

propriamente dito para transmissão da corrente elétrica de forma segura e eficiente, revestimento dielétrico para isolamento da parte energizada, blindagem protetora de curto circuito e cobertura para preservação mecânica do cabo.

Adicionalmente, o cabo submarino possui uma barreira de proteção contra umidade que é importante para manter a sua integridade e longevidade. Existem alguns tipos de tecnologia diferentes que suprem esse papel, como destacado na Figura 2.8. O método *Dry* (Seco) visa impedir totalmente a entrada de umidade no cabo, enquanto o método *Wet* (Molhado) possui uma camada permeável que permite a passagem de umidade no cabo, porém sem comprometer seu funcionamento. Já, as construções *Semi-Dry* (Semi Seca) e *Semi-Wet* (Semi Molhada) são intermediárias entre as anteriores com um alinhamento mais próximo entre um método ou outro (*dry* ou *wet*) [38] [39] [40]. Em geral, para aplicações de alta tensão tende-se a utilizar os cabos secos, porém para lâminas de água muito profundas, essa tecnologia ainda possui restrições.

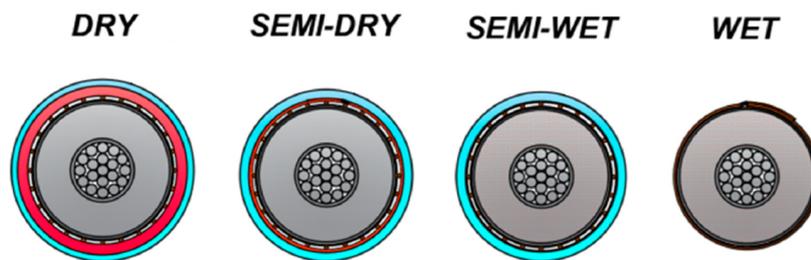


Figura 2.8: Tipos de proteção contra umidade em cabos submarinos. Fonte: adaptado de [38]

Na Figura 2.9 observa-se um perfil típico de construção de um cabo tripolar com destaque para alguns de seus principais componentes, enquanto que suas funções estão descritas na Tabela 2.4. Para esse tipo de aplicação os cabos utilizados podem ser tanto tripolares quanto monopolares, entretanto para sistemas elétricos de potência existe uma preferência para os cabos com perfil tripolar, pois a sua instalação é um pouco mais simples.

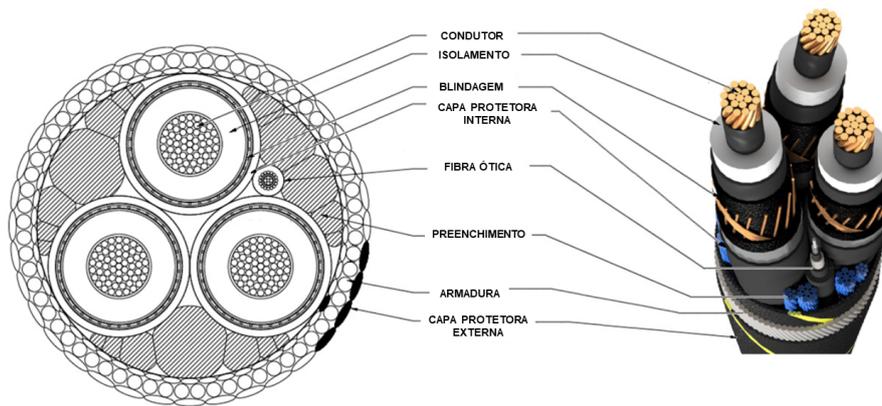


Figura 2.9: Esquema construtivo típico de cabos submarinos tripolares. Fonte: adaptado de [38]

Tabela 2.4: Principais elementos que compõem um cabo submarino. Fonte: adaptado de [40]

Elemento	Função
Condutor	Realiza a condução da corrente elétrica pelo cabo
Isolamento	Responsável por promover a segregação entre o condutor e a blindagem. Em geral, realiza também a equalização do campo elétrico
Blindagem	Responsável por conduzir a corrente de falta durante falha. Além disso, ela bloqueia a propagação do campo elétrico externamente ao cabo
Capa protetora	Promove certa proteção mecânica e uma barreira contra umidade
Fibra ótica	Transmite dados de comunicação ou até sensoriamento pelo próprio cabo
Armadura	Promove uma proteção mecânica mais robusta, como para a fase de instalação do cabo

No que compete ao estudo proposto, será abordado apenas a transmissão em corrente alternada e será definido, no capítulo 5 - Metodologia, um limite de potência de transmissão para a interligação entre estruturas marinhas que não ultrapassará 100 MVA. Dessa forma, decidiu-se avaliar dois níveis de tensão: 34,5 kV e 66,0 kV.

A característica construtiva de um cabo submarino confere um aspecto altamente capacitivo quando utilizado na transmissão em corrente alternada e dependendo de

outros fatores da instalação elétrica, como distância, bitola e quantidade de cabos, pode apresentar valores consideráveis de injeção de potência reativa nos terminais de cada plataforma. Esse será um fator a ser observado durante as simulações, porém não será utilizada nenhum tipo de compensação reativa.

É possível encontrar no mercado cabos com tensão nominal de 12 kV até 300 kV com diferentes capacidades de corrente. A ABB e a NEXANS são exemplos de fornecedores de cabos submarinos consolidados no mercado. Dessa forma, os parâmetros elétricos dos cabos a serem utilizados nas simulações computacionais foram extraídos de catálogos dos fabricantes e são apresentados no Apêndice A.

Levando em conta que o barramento de geração, que possui o maior nível de tensão do sistema elétrico da plataforma, opera com a tensão nominal de 13,8 kV, será necessário recorrer também a instalação de um transformador em cada estrutura para fazer a elevação da tensão para os níveis de tensão de transmissão que serão definidos também no capítulo 5 - Metodologia. Em geral, a instalação desse tipo de equipamento na própria plataforma deve ser muito bem avaliado devido a questões de espaço físico e peso, todavia para fins desse estudo essa avaliação será simplificada e considerado que as estruturas marinhas são capazes de instalar os transformadores sem maiores adequações. A Figura 2.10 apresenta um desenho conceitual esquemático para ilustrar essa situação.

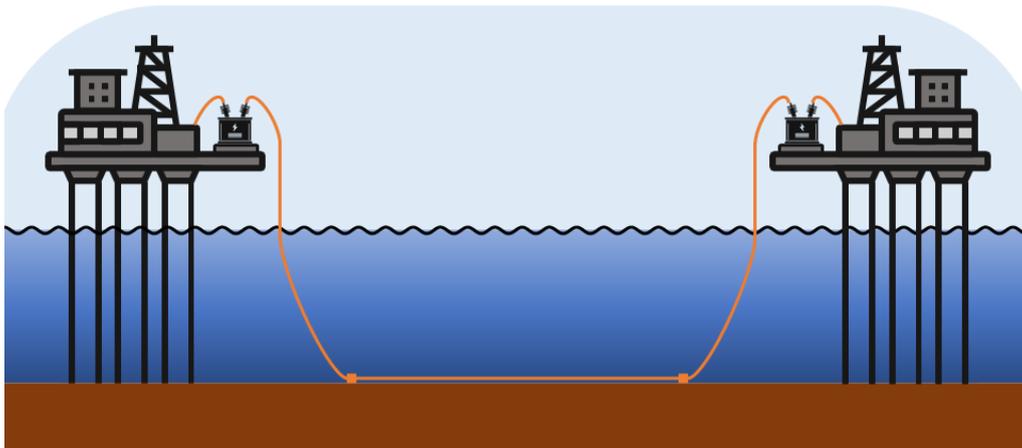


Figura 2.10: Esquemático da transmissão submarina. Fonte: autor

2.3 Aspectos Econômicos

Um aspecto relevante de se analisar quando se propõe alternativas técnicas que exigem novos equipamentos e instalações é o investimento financeiro necessário para realizar tais alternativas. Nesse sentido, soluções boas tecnicamente, mas que tenham alto custo, podem não ser viáveis. Contudo, preços de novas tecnologias,

materiais e equipamentos mudam ao longo do tempo e precisam ser revisados de tempos em tempos.

No âmbito deste estudo, estima-se que as únicas alterações a serem realizadas nos sistemas elétricos da plataforma estejam relacionados à inclusão de um sistema de transmissão submarino que consistiria de um transformador em cada estrutura e a interligação entre elas, que poderá contar com um ou dois cabos por fase dependendo do nível de tensão e patamar de potência a ser transmitido. Esses fatores serão detalhados oportunamente no capítulo 5 - Metodologia.

O autor de [41] apresenta uma série de modelos de custos e dentre eles é possível destacar, neste capítulo, os modelos de transformadores e cabos submarinos. Cabe ressaltar que a moeda utilizada em [41] é a Coroa Sueca (SEK), logo, para uma análise mais condizente com a realidade econômica atual, foi feita a conversão de todos os parâmetros para milhões de dólares americanos (M US\$) e também foi feita a atualização da inflação do dólar desde o ano de 2003 (ano de publicação do artigo) até 2023.

- Transformadores

Este modelo mostrado na equação (2.2) é baseado na potência nominal. O banco de dados utilizado contempla equipamentos com potência entre 6,3 e 150,0 MVA, tensão do lado de alta de 47,0 a 140,0 kV e tensão do lado de baixa de 10,5 a 77,0 kV [41].

$$C_{TRF} = A_t + B_t \cdot P_{nom}^\beta \quad (2.2)$$

onde:

C_{TRF} : Custo do transformador [M US\$]

P_{nom} : Potência Nominal do transformador [MVA]

Tabela 2.5: Parâmetros econômicos de custos do transformador *offshore*. Fonte: adaptado de [41]

Fator	
A_t [M US\$]	-0,0933
B_t [M US\$/MVA]	0,0799
β [-]	0,4473

- Cabos Submarinos

Nesse caso, o modelo é mais acurado e prevê o custo de aquisição do cabo e o custo de instalação, como mostrado nas equações (2.3), (2.4) e (2.5). Isso é relevante, pois, em alguns casos, o gasto para instalar os cabos submarinos pode chegar numa ordem de grandeza próxima do valor de compra do cabo. O banco de dados utilizado engloba cabos de tensão nominal entre 22,0 kV e 220,0 kV e diferentes capacidades de corrente.

$$C_{CBL} = (C_{AQS} + C_{INST}) \cdot l \quad (2.3)$$

$$C_{AQS} = A_c + B_c \cdot \exp(C_c \cdot S_{nom}) \quad (2.4)$$

$$C_{INST} = D_c \quad (2.5)$$

$$S_{nom} = \sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot I_{nom}$$

onde:

C_{CBL} : Custo total por cabo submarino [M US\$]

C_{AQS} : Custo de aquisição por cabo submarino por comprimento [M US\$/km]

C_{INST} : Custo de instalação por cabo submarino por comprimento [M US\$/km]

l : Comprimento do cabo [km]

S_{nom} : Potência Nominal do cabo [MVA]

V_{nom} : Tensão nominal fase-fase do cabo [kV]

I_{nom} : Corrente nominal do cabo [A]

Tabela 2.6: Parâmetros Econômicos de Custos do Cabo Submarino. Fonte: adaptado de [41]

Fator	Vnom [kV]	
	34,5	66,0
A_c [M US\$/km]	0,0318	0,0532
B_c [M US\$/km]	0,0460	0,0483
C_c [1/MVA]	0,0410	0,0205
D_c [M US\$/km]	0,1854	0,1854

Capítulo 3

Sistemas Eólicos de Geração de Energia

A energia eólica está cada vez mais difundida nos dias atuais e passa por um crescimento notável, seja para aplicações *onshore* como *offshore*, como mostrado previamente na Figura 1.6. Trata-se de uma fonte renovável que utiliza a energia do vento para, tradicionalmente, girar pás de uma estrutura e, com isso, utilizar esse trabalho para alguma outra finalidade, como moer grãos, bombear água ou gerar eletricidade.

Ao longo dos anos, os aerogeradores passaram por diversas melhorias e aprimoramentos, se tornando cada vez maiores e mais eficientes. A primeira aplicação da tecnologia para geração de energia elétrica data do fim do século XIX, porém somente após crise do petróleo na década de 70 que a geração de energia através do vento começou a ser utilizada em mais alta escala, muito devido a questão ambiental. Nesse ponto, como já explorado no capítulo 1 - Introdução, os parques eólicos em alto mar têm várias vantagens em relação aos empreendimentos em terra, como: ventos mais intensos e consistentes, maior disponibilidade de espaço e menos limitações ambientais.

3.1 Aerogeradores

Uma turbina eólica, também conhecida como aerogerador, é uma máquina construída para transformar a energia do vento em energia elétrica. Um aerogerador típico, como mostrado na Figura 3.1, é composta por:

- Torre: estrutura que dá sustentação ao aerogerador. Ela possui uma fundação na parte inferior que pode variar de acordo com o terreno ou com a lâmina d'água na qual ela é instalada. Na parte superior, ela apoia a nacelle do aerogerador. Normalmente, ela possui também um sistema de controle para a rotação

no seu eixo longitudinal que auxilia o aerogerador a estar preferencialmente alinhado com a direção do vento, maximizando sua captura de energia;

- Nacele: invólucro que abriga diversos sistemas auxiliares e equipamentos do aerogerador, como: a caixa de engrenagem, o gerador e os eixos. Ela também conecta o cubo com a torre;
- Cubo: estrutura localizada numa das extremidades do eixo de baixa rotação do aerogerador. Ele fixa as pás do aerogerador ao próprio eixo e auxilia na transmissão da energia do vento em rotação para o eixo;
- Pás: estruturas responsáveis por efetivamente capturar a energia cinética do vento e, com isso, fazer o eixo girar. Ela possui um sistema de controle de ângulo das pás para fazer o ajuste da captura do vento, controlando a quantidade de energia do vento a ser aproveitada;
- Caixa de engrenagem: equipamento que faz o aumento da velocidade de rotação do rotor do lado do cubo (baixa rotação) para o lado do gerador (alta rotação). Dessa forma, este pode produzir energia elétrica de maneira mais eficiente;
- Gerador: equipamento responsável por produzir a energia elétrica efetivamente através da rotação do eixo de alta rotação e o princípio da indução eletromagnética;

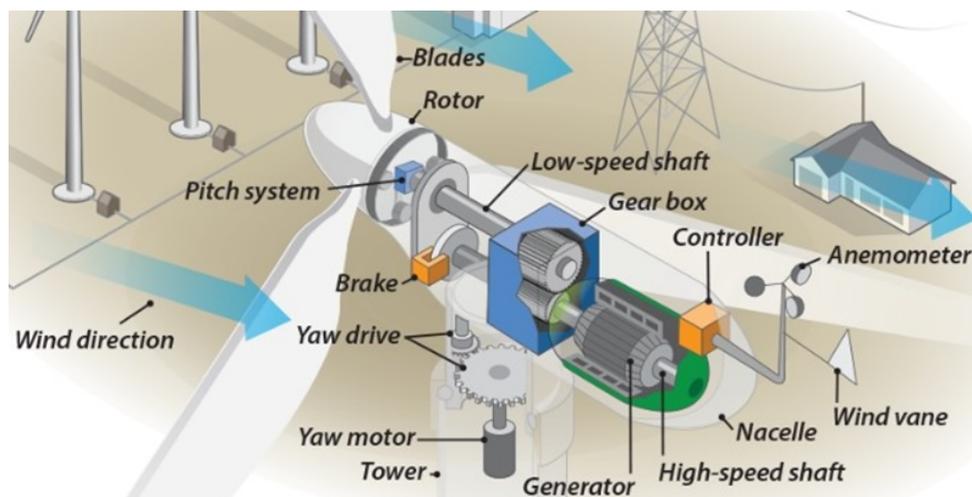


Figura 3.1: Componentes de um aerogerador típico. Fonte: [42]

Existem diversos fabricantes de aerogeradores ao redor do mundo, mas quando se trata de aplicações *offshore* esse grupo fica um pouco mais restrito. No ano de 2021, mais de 3.000 unidades foram instaladas por 10 fabricantes de aerogeradores,

nesse grupo destacam-se: a empresa sediada na Espanha Siemens Gamesa, a dinamarquesa Vestas e a americana GE Renewable Energy. Cabe salientar que algumas empresas chinesas contribuíram significativamente para essa marca, porém nenhum aerogerador destas empresas foi instalado fora da própria China, até o ano de 2021, o que ainda limita um pouco a relevância delas a nível global [43].

Em termos de disponibilidade de aerogeradores, a Tabela 3.1 apresenta os modelos ofertados atualmente pelos principais fabricantes do mercado. A Siemens Gamesa oferece máquinas de 8 e 11 MW, porém prevê em 2024 uma de 14 MW [44]. A Vestas foi a primeira a criar um protótipo de 15 MW, mas também possui no seu catalogo uma máquina de 9,5 MW [45]. Por fim, a GE Energy disponibiliza um equipamento de 6 MW, possui um protótipo de 12 MW e prospecta aumentar para 13 e 14 MW seu portfólio [46].

Tabela 3.1: Principais modelos de aerogeradores *offshore*. Fonte: autor

Fabricante	Potência	Modelo
Siemens Gamesa	8,0	SG 8.0-167 DD
	11,0	SG 11.0-200 DD
	14,0	SG 14-222 DD
	14,0	SG 14-263 DD
Vestas	9,5	V174-9.5 MW
	15,0	V236-15 MW
GE Energy	6,0	Haliade 150-6MW
	12,0	Haliade-X 12 MW
	13,0	Haliade-X 13 MW
	14,0	Haliade-X 14 MW

Nota-se que o tamanho dos aerogeradores está ficando cada vez maior e quando se trata de geração eólica em alto mar, a tendência é que sejam utilizados modelos com as maiores potências devido a grande quantidade de recurso eólico disponível.

3.2 Aspectos Operacionais

A energia gerada através dos aerogeradores precisa ser escoada de alguma forma para atendimento as devidas cargas. No caso de aplicações em alto mar, comumente, os aerogeradores podem ser conectados entre si e ao ponto de acoplamento com o sistema elétrico desejado, seja ele em terra ou no mar. Existem diversos estudos na

literatura que abordam justamente a forma ótima de se fazer essa interligação e o arranjo entre aerogeradores e subestação *offshore*, levando em consideração fatores elétricos, financeiros e ambientais. Nesta dissertação, esse ponto não será explorado, portanto todo o parque eólico será considerado ideal, ou seja, dentro do parque eólico não serão levadas em conta limitações de geração. Nesse sentido, sua representação elétrica será como um gerador equivalente conectado a sua barra de geração já em 13,8 kV, conforme ilustrado na Figura 3.2.

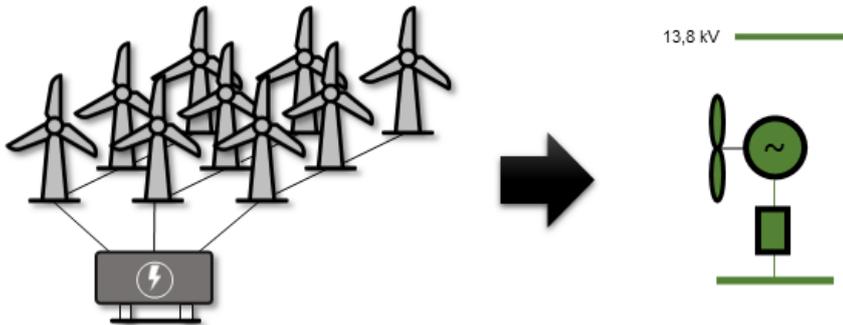


Figura 3.2: Representação do parque eólico em diagrama unifilar. Fonte: autor

Em aplicações eólicas, os geradores elétricos podem ser basicamente de indução ou síncronos. A primeira geração de aerogeradores era composta por máquinas de indução com gaiola de esquilo, contudo, atualmente já se utilizam máquinas síncronas em grande escala para essa função. Os geradores de indução comumente operam em altas velocidades enquanto que os síncronos possuem mais flexibilidade e podem ser utilizados tanto em baixas quanto altas velocidades. Dessa forma, o gerador pode ser conectado diretamente a rede elétrica ou pode-se utilizar um conversor de frequência que tem se tornado a tendência nos últimos anos [47]. Por esse motivo, o tipo gerador que será considerado para o parque eólico será do tipo síncrono conectado por conversor. Contudo, para efeitos de estudo de regime permanente, essa escolha terá um baixo impacto nas simulações computacionais.

Em relação a transmissão submarina e os limites operacionais do sistema de geração eólico, serão considerados os mesmos critérios utilizados para o sistema elétrico das plataformas, como apresentado no capítulo 2 - Sistema Elétrico de Potência de Plataformas. Dessa forma, os parâmetros elétricos do cabo submarino serão coletados dos catálogos dos fabricantes e nos casos em que a tensão de transmissão for maior do que o valor nominal do barramento, será necessário também a aplicação de um transformador em cada uma das extremidades. Já os limites operacionais usarão os critérios da norma IEC 61892-1 [32] para operação em regime permanente, isto é, a tolerância de tensão no barramento do gerador eólico será de + 6% e -10%.

3.3 Aspectos Econômicos

O valor de investimento num aerogerador *offshore* é significativo e deve fazer parte da análise proposta. Um dos modelos de custos apresentados em [41] é o da turbina eólica, porém esse valor não contempla o custo da fundação. Entretanto, para aplicações fixas no fundo do mar, o custo da fundação é de cerca de 46% do custo da turbina eólica, enquanto que para aplicações flutuantes, essa parcela chega a 164% [48].

Dessa forma, em conjunto com o modelo utilizado em [41] será incluído um fator para compreender também o custo da fundação e subestruturas dentro do valor do aerogerador. Cabe ressaltar que devido à localização geográfica definida para as plataformas, o parque eólico ficaria instalado numa lâmina d'água na qual o tipo de fundação a ser utilizado seria flutuante. Outros modelos a serem utilizados serão de transformadores e cabos submarinos, porém eles serão idênticos aos apresentados na seção de Aspectos Econômicos do capítulo 2 - Sistema Elétrico de Potência de Plataformas. Lembrando que da mesma forma, os valores serão convertidos de coroa sueca para dólares americanos.

- Transformadores

Este modelo é idêntico ao mostrado na equação (2.2).

- Cabos Submarinos

Este modelo é idêntico ao mostrado na equação (2.3).

- Aerogeradores

O modelo mostrado na equação (3.1) abrange aerogeradores de 0,5 a 2,5 MW, o que excede um pouco os valores dos principais aerogeradores listados na Tabela 3.1, mesmo assim acredita-se que a incerteza da extrapolação da curva até valores de 15 MW não será um problema para os objetivos deste trabalho. Além disso, devido à localização geográfica definido para as plataformas

$$C_{AER} = \alpha \cdot (A_a + B_a \cdot P_{nom}) \quad (3.1)$$

onde:

C_{AER} : Custo do aerogerador [M US\$]

P_{nom} : Potência Nominal do aerogerador [MVA]

α : Fator de compensação do custo de fundação flutuante do aerogerador [-]

Tabela 3.2: Parâmetros econômicos de custos do aerogerador *offshore*. Fonte: adaptado de [41] [48]

Fator	
A_a [M US\$]	-0,1128
B_a [M US\$/MW]	0,6474
α [-]	1,638

Capítulo 4

Séries de Potência Eólica

As vantagens na utilização de fontes renováveis em larga escala são amplamente conhecidos e já foram explanados nesta dissertação. Todavia, com o crescimento das fontes renováveis dentro da matriz energética, como solar e eólica, alguns efeitos indesejáveis acabam acontecendo, principalmente devido a característica estocástica dessas fontes. Diferentemente, da fonte hidrelétrica, na qual é comum represar um certo volume de água tornando possível uma geração mais previsível ao longo do tempo e reduzindo, assim, a dependência do regime de chuvas da região, na fonte eólica não é possível estocar o recurso eólico em si.

Os dados referentes ao regime de ventos de uma região são fundamentais para o setor de energia eólica, portanto para se avaliar cenários de geração a partir do vento deve-se não só conhecê-lo no instante atual como também realizar uma previsão do seu comportamento no futuro. Esse tipo de análise é importante para servir de subsidio na avaliação do potencial de um local para a instalação de turbinas eólicas, além de auxiliar o planejamento, projeto e operação eficiente dos parques eólicos. Uma predição confiável do comportamento do vento ao longo do tempo, se baseia em longos períodos de medição, geralmente através de torres anemométricas ou sensores montados nas próprias turbinas eólicas. Uma campanha de medição sem algum tipo de indicativo prévio do potencial da região é um risco do ponto de vista tanto do investimento financeiro quanto do tempo dedicado para se obter tais medições que no fim podem não prover um retorno adequado.

Nesse âmbito, nos últimos anos, tem sido comum a utilização de dados de satélite e reanálises climáticas para mitigar esse risco fornecendo elementos preliminares confiáveis. O Centro Europeu de Previsão do Tempo a Médio Prazo - ECMWF, produz uma reanálise muito utilizada atualmente conhecida como ERA5 que é considerado um dos mais avançados conjuntos de dados climáticos disponíveis. Ele combina modelos de previsão do tempo com observações meteorológicas para recriar dados climáticos passados, como temperatura, vento e umidade, de forma periódica e precisa [49].

Conforme visto na literatura, grande parte das técnicas de previsão de séries temporais baseiam-se no conceito de que os dados passados contêm informações sobre o padrão de comportamento da série como um todo e, conseqüentemente, podem ser extrapolados para o futuro. Portanto, esses métodos tentam representar as características estatísticas, tendências, sazonalidade, efeitos cíclicos e até mesmo a aleatoriedade. Nesse contexto, usando dados históricos medidos ou de reanálise e combinando com técnicas para previsão do comportamento futuro, podem-se criar séries sintéticas representativas dos atributos do vento da região. A vantagem na utilização de séries sintéticas se dá quando há limitação dos dados históricos, como perda de dados ou curto período de medição, ou quando deseja-se realizar um horizonte mais longo de estudo.

4.1 Metodologia MCMC

A metodologia MCMC é a combinação de duas técnicas amplamente conhecidas na comunidade científica. A primeira é conhecida como *Markov Chain* ou Cadeia de Markov e é nomeada em homenagem ao matemático Andrey Markov. Trata-se de um modelo estocástico que descreve uma série de eventos possíveis nos quais a probabilidade de cada evento acontecer depende exclusivamente do estado antecessor. Em outras palavras, "é possível prever o futuro sabendo apenas o que acontece no presente"[50]. A segunda metodologia, chamada de Monte Carlo, deve seu nome à cidade de Monte Carlo, em Mônaco, famosa por seus cassinos. Analogamente, aos jogos de azar, presentes em cassinos, a metodologia utiliza amostragens randômicas para estimar soluções e resolver problemas complexos [51].

Dessa forma, a aplicação do MCMC para geração de séries sintéticas eólicas, seja de velocidade do vento ou de potência eólica, se dá da seguinte forma:

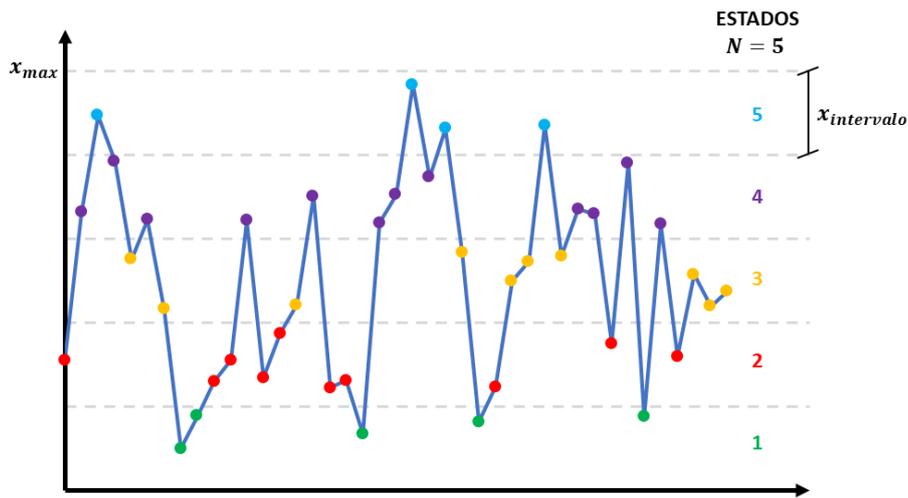
- Etapa da Cadeia de Markov

Primeiro, é necessário realizar a discretização da faixa de variação da série medida. Supondo que essa faixa vá de um valor x_{min} (geralmente igual a 0 para séries de vento) até x_{max} , escolhe-se dividir essa faixa em N intervalos, que corresponderão a um intervalo de $x_{intervalo} = (x_{max} - x_{min})/N$ ou, simplificando, $x_{intervalo} = x_{max}/N$. Dessa forma, serão criados, N estados contendo cada intervalo entre um ponto e o seguinte resultantes da discretização (figura 4.1a).

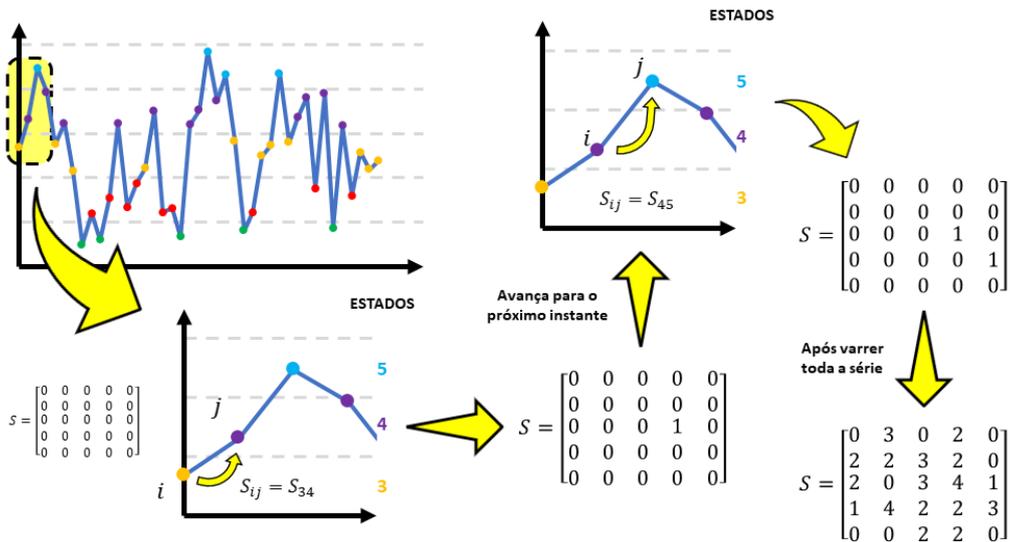
Em seguida, é necessário construir a matriz de transição M , com dimensão $N \times N$, que representará a probabilidade de transição entre os estados. Para isso, utiliza-se uma matriz auxiliar intermediária S , com dimensão idêntica a M , para fazer uma contagem da mudança de um estado pra outro.

A partir do primeiro ponto da série medida e varrendo toda ela, observa-se o estado do instante atual (i) e para qual estado a série muda no instante seguinte (j). Com isso, realiza-se a contagem dentro do elemento S_{ij} da matriz onde cada linha corresponde ao instante (i) e cada coluna ao instante (j) (figura 4.1b). Após a passagem por toda a série cada elemento S_{ij} é dividido pelo somatório dos elementos da sua linha, fazendo, assim, a transformação para a matriz M , conforme mostrado na equação (4.1).

A Figura 4.1 exemplifica esse processo para uma série hipotética.



(a) Discretização da série



(b) Processo de criação da matriz de Transição Auxiliar

Figura 4.1: Método da Cadeia de Markov. Fonte: autor

$$M_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sum_{j=1}^N S_{ij}} \quad (4.1)$$

- Etapa de Monte Carlo

Após a construção da matriz M , resultante da etapa anterior, deve-se definir um estado inicial (m) para começar a criação da série sintética, inclusive esse estado pode ser sorteado aleatoriamente. Lembrando que, o estado seguinte (n) é determinado a partir do estado atual (m) e a probabilidade de transição entre os estados. Então, para cada instante, é feito o sorteio de um número aleatório (u) entre 0 e 1 de forma uniforme. Em seguida, é feita a comparação entre u e a probabilidade acumulada dos elementos da linha m da matriz M . A coluna cujo valor da probabilidade acumulada for inferior a u , será o próximo estado, no caso n . Agora, n é o novo instante atual e deve-se determinar o seguinte através do mesmo processo.

A Figura 4.2 ilustra essa etapa para um instante. Cabe ressaltar, que cada estado compreende um intervalo de valores de tamanho $x_{intervalo}$, conforme mostrado na etapa anterior. Portanto, para se determinar o valor específico de cada instante (x_n) para compor a série sintética, pode-se pegar o valor do meio do intervalo ou então sortear um valor aleatório dentro do intervalo de forma uniforme.

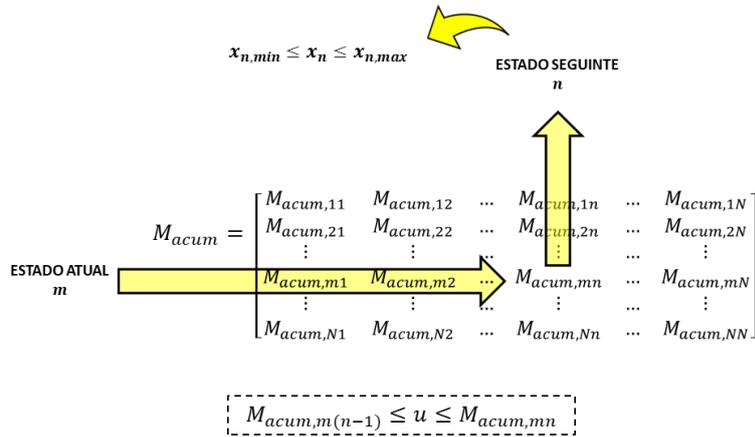


Figura 4.2: Método de Monte Carlo. Fonte: autor

Os estudos de [28] e [27] indicam que existem duas abordagens para se trabalhar com séries de potência eólica sintéticas, como ilustrado na Figura 4.3. A primeira na qual aplica-se o MCMC na série de vento medida e gerando séries de vento artificiais para, em seguida, transformar esses dados em potência eólica através da curva de potência da turbina desejada. A segunda vertente já foca diretamente na aplicação

da metodologia sobre a série de potência transformada. Nesse caso, os dados de vento medidos são primeiro transformados em potência e depois aplicada a metodologia MCMC para criação da série sintética de potência. As análises realizadas por [27] concluem que a segunda abordagem é mais eficaz, reduzindo significativamente o número de estados necessários.

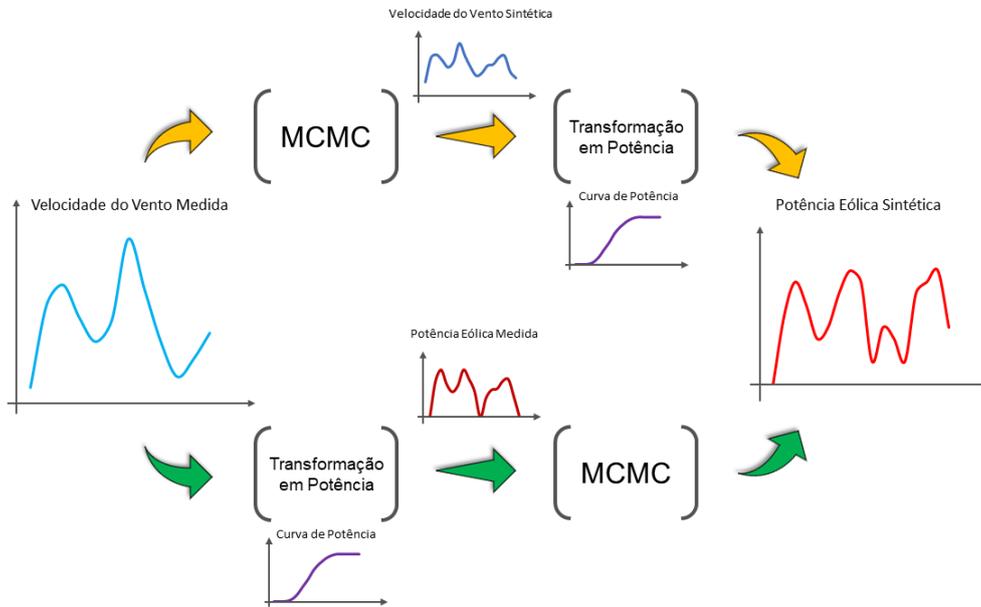


Figura 4.3: Esquemático das abordagens para geração de séries sintéticas de potência eólica. Fonte: adaptado de [27]

4.2 Aplicação da Metodologia MCMC

Conforme abordado anteriormente, para se trabalhar com séries sintéticas, deve-se primeiro obter um histórico de medições do local desejado. Quanto maior o período de dados, a tendência é que a série sintética seja mais representativa. Dessa forma, a partir de dados extraídos do ERA5 no local determinado para realização dos estudos propostos nessa dissertação (ver Figura 2.1) foram levantadas informações de velocidade e direção do vento a 10 metros e 100 metros de altura entre os períodos de janeiro de 1979 e outubro de 2022 com periodicidade horária, contabilizando mais de 40 anos de dados. A vantagem de se obter essas informações em dois patamares de altura é que se torna possível a compatibilização para qualquer outro patamar através da equação (4.2) [52].

$$\frac{u_1}{u_2} = \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^\alpha \quad (4.2)$$

onde:

u_1 : velocidade do vento a uma altura z_1 (m) [m/s]

u_2 : velocidade do vento a uma altura z_2 (m) [m/s]

α : coeficiente empírico exponencial [-]

Cabe lembrar que [28] verifica no seu estudo que a sazonalidade e a quantidade de estados definidos são fatores que podem influenciar diretamente a qualidade dos dados gerados. Dessa forma, para tratar o aspecto da sazonalidade, foi feita a separação e tratamento mês a mês dos dados históricos, isto é, as informações de cada mês foram agrupadas e avaliadas isoladamente dos demais meses, para se obter uma característica mensal de vento para a região. No momento de geração dos dados artificiais, eles são gerados separadamente mês a mês e depois agregados ordenadamente para formação da série final. Em relação ao aspecto do número de estados, foram feitas simulações com diferentes números e verificada a consistência dos dados e tempo de simulação.

Dessa forma, para gerar as séries sintéticas de potência foi desenvolvido um algoritmo MATLAB capaz de aplicar a metodologia MCMC nos dados extraídos do ERA5. Foi necessário também a utilização da curva de potência de um aerogerador, como mostrado na Figura 4.3, para fazer a transformação da série de velocidade do vento para potência. Portanto, para validação do algoritmo de geração de série sintética foi utilizado o modelo Haliade-X 12 MW da GE Energy, cuja curva de potência é apresentada na Figura 4.4 [53].

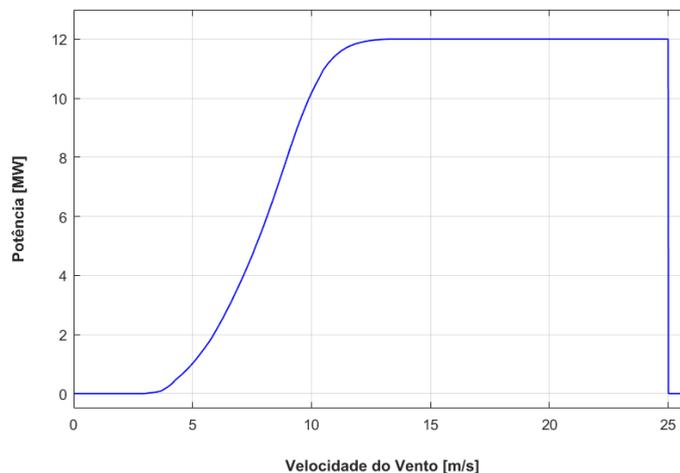


Figura 4.4: Curva de potência do aerogerador Haliade-X 12 MW da GE Energy. fonte: adaptado de [53]

Os gráficos a seguir apresentam uma série de avaliações aplicadas às séries temporais criadas com o objetivo validar o algoritmo de geração de séries de potência eólica. Essas avaliações foram feitas com base em parâmetros estatísticos (média e desvio padrão), estocásticos (função de distribuição de probabilidade) e desempenho (tempo de simulação). Para isso foi feita a variação tanto da ordem da matriz de

transição, ou seja, o número de estados, e o tamanho em anos das séries geradas.

Nota-se, pela Figura 4.5, que o tempo de simulação varia linearmente com o tamanho da série gerada, portanto conforme ele aumenta, maior é o tempo de simulação. Entretanto, ele independe da ordem da matriz de transição. Este comportamento é interessante, pois é intuitivo pensar que tanto o tamanho da série quanto a ordem da matriz de transição poderiam afetar o tempo de simulação devido a maior complexidade dos cálculos e, conseqüentemente, da carga computacional. Contudo, devido ao fato do estado seguinte depender apenas do estado atual, para cada iteração de avanço no tempo, a matriz de transição é consultada apenas uma linha por vez, como mostrado na Figura 4.2, o que explica essa independência da ordem da matriz no processo.

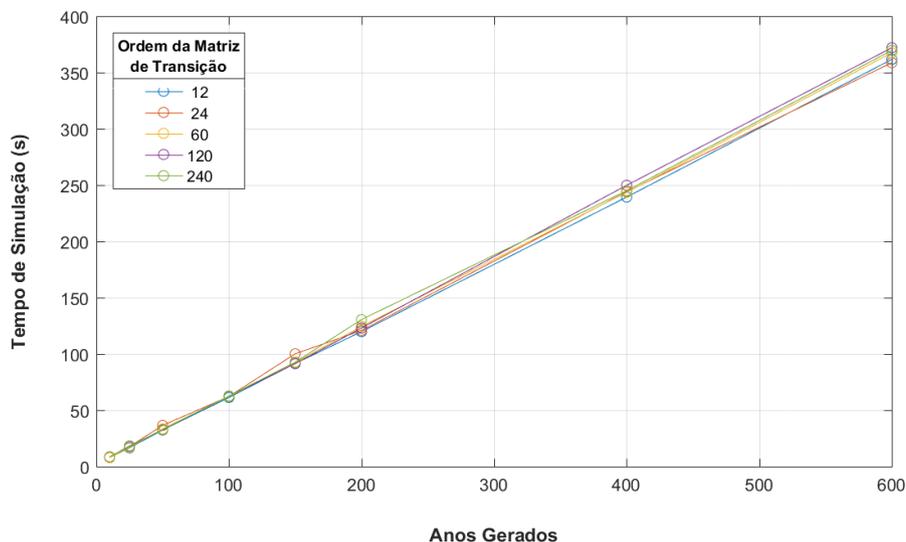
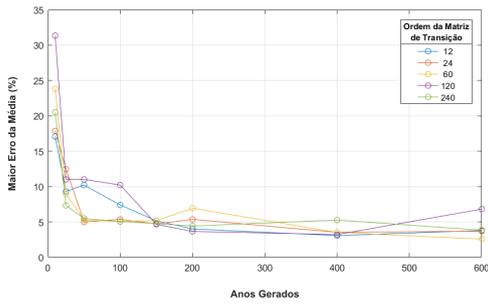
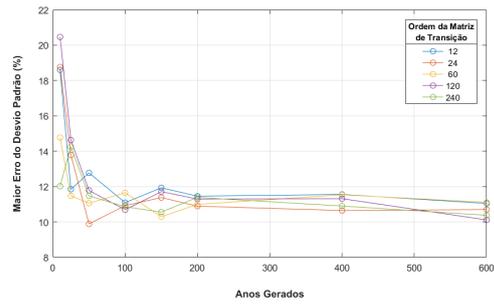


Figura 4.5: Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - tempo de simulação. fonte: autor

Em seguida, nos gráficos apresentados em 4.6 tem-se os valores de médias e desvios padrões e para esse caso foram realizadas comparações mês a mês dos valores da série medida (advinda do histórico) e das séries geradas (advindas do algoritmo) e foram plotados nos gráficos o maior erro encontrado dentre todos os meses. A forma das curvas das médias e desvios padrões, apresentadas nas Figuras 4.6a e 4.6b, respectivamente, mostram que, independente da ordem da matriz de transição, conforme o tamanho da série gerada cresce, os valores de média e desvio padrão tendem a se aproximar dos valores medidos, em outras palavras, quanto maior o tamanho da série, menores são os erros entre os dados medidos e os gerados.



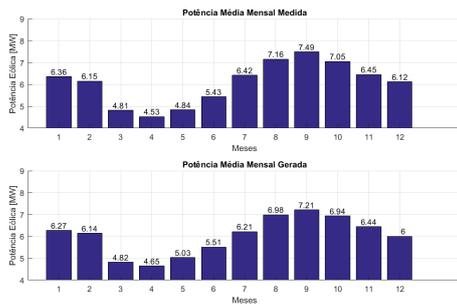
(a) Máximo erro das médias



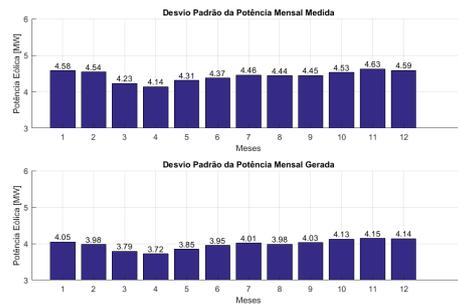
(b) Máximo erro dos desvios padrões

Figura 4.6: Resultados de Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - máximo erro da média e desvio padrão. Fonte: autor

Os gráficos mostrados em 4.7 mostram uma comparação mensal entre os valores medidos e gerados em termos de média (figura 4.7a) e desvio padrão (figura 4.7b) para uma série de 200 anos e ordem 60.



(a) Comparação mensal da potência média medida e gerada



(b) Comparação mensal do desvio padrão da potência medida e gerada

Figura 4.7: Resultados de Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - comparação mensal da média e desvio padrão. Fonte: autor

Por fim, avaliou-se a função de distribuição de probabilidade (também conhecida como PDF) da potência eólica dentro dos estados definidos para um dado mês. A Figura 4.8 mostra o resultado de uma simulação de 200 anos e ordem 12 na qual observam-se valores muito próximos para cada faixa de potência quando comparando os valores medidos e gerados.

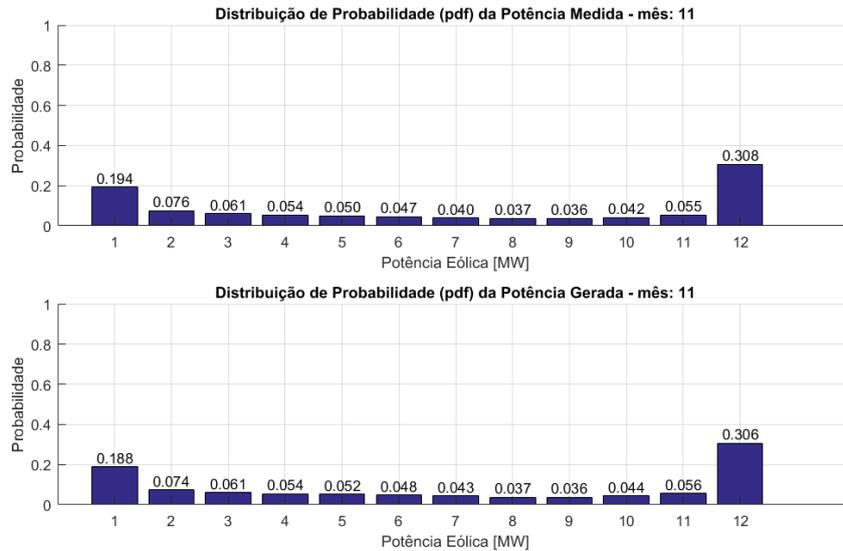


Figura 4.8: Validação do método MCMC para geração de séries sintéticas de potência eólica - PDF. fonte: autor

Analisando de forma quantitativa os resultados, percebe-se que gráficos obtidos na Figura 4.6 mostram uma tendência de redução do erro quanto mais dados são gerados. Próximo de 100 anos de série gerada, o maior erro em relação ao valor médio mensal fica abaixo de 10% enquanto que para o desvio padrão esse valor fica abaixo de 12%. Os autores de [28] conseguem um erro máximo ao redor de 18% para média e 5% para o desvio padrão para um tamanho de série de 3 anos e ordem 100. Pela metodologia MCMC se tratar de um método estocástico que envolve aleatoriedade no seu processo, esse comportamento é esperado e é um importante validador do algoritmo desenvolvido.

Dessa forma, entende-se que, a partir das análises realizadas, os dados obtidos através do algoritmo desenvolvido apresentaram valores numa faixa aceitável para o objetivo proposto para este trabalho e, com isso, pode-se considerar que o mesmo esteja validado quanto a sua representatividade dos dados históricos reais no local escolhido.

Capítulo 5

Metodologia

A metodologia desenvolvida visa a realização de avaliações técnicas, econômicas e ambientais, com escopo de operação integrada entre plataformas de petróleo de um campo muito longe de um sistema elétrico de terra no qual a utilização de uma geração renovável pode viabilizar aumento de produção do campo e redução na emissão de gases de efeito estufa oriundos da operação de turbinas a gás presentes nas plataformas.

Para isso serão executadas simulações computacionais em cenários específicos considerando diferentes variáveis relevantes ao problema, como arranjo geográfico (AG) entre as estruturas, tensão nominal e capacidade de transmissão do sistema elétrico de interconexão e modo de operação dos blocos de geração de cada plataforma.

Todos os cenários propostos são simulados através do software MATLAB e utilizando a ferramenta MATPOWER (versão 7.1), voltada justamente para pesquisadores e estudantes. Esta ferramenta é um pacote gratuito *open-source* desenvolvido com a linguagem de programação do próprio MATLAB e cuja finalidade é resolver problemas de otimização e regime permanente de sistemas elétricos de potência, como fluxo de potência, fluxo de potência continuado e fluxo de potência ótimo [54].

Apesar do MATPOWER ser uma ferramenta conhecida no meio acadêmico, foi incluída também uma etapa de validação dos seus resultados com o software ANAREDE (versão 11.7.0), amplamente utilizado pelo setor elétrico brasileiro desde empresas do ramo até entidades setoriais como a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. O software possui um abrangente conjunto de funções de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente que inclui fluxo de potência, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, entre outras [55].

5.1 Metodologia Base

Para todos os cenários de estudo, será utilizada uma metodologia base, mostrada na Figura 5.1, que consiste de uma rotina principal composta por duas ou três sub-rotinas, dependendo do cenário. O fluxograma apresenta, dentro da rotina principal, blocos retangulares, que representam ações a serem executadas dentro do fluxo normal, blocos elípticos, que são tratados como variáveis dentro dos casos a serem estudados, e os blocos hexagonais que são definidos como premissas nos casos e, portanto, não variam.

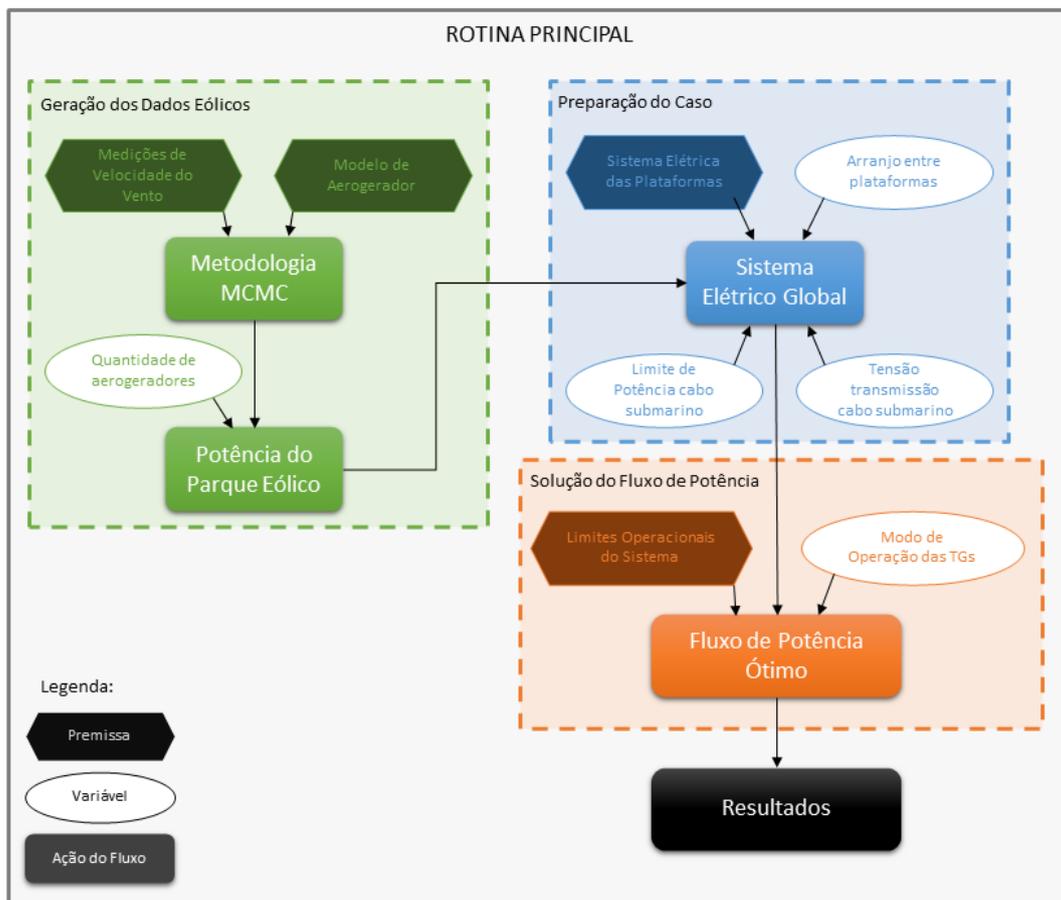


Figura 5.1: Metodologia desenvolvida realizar análises de operação integrada entre plataformas e geração eólica *offshore*. Fonte: autor

A primeira sub-rotina, chamada de Geração dos Dados Eólicos, realiza a criação dos dados de potência eólica a serem utilizados pelo parque eólico. Ela aplica a metodologia MCMC apresentada no capítulo 4 para geração de uma série anual de potência eólica. Para isso, é necessário o conjunto de medições de velocidade de vento do local desejado bem como a definição do modelo da turbina eólica para utilização da sua curva de potência. Com isso, obtém-se a série de potência para um aerogerador e quando extrapolado para o tamanho de parque determinado, tem-

se saída dessa sub-rotina: a potência eólica total do parque. Cabe ressaltar, que esse valor não necessariamente será a potência final injetada pelo parque no sistema global, uma vez que para atender as restrições impostas pelo sistema elétrico, pode ser necessário o corte de geração eólica para manter o sistema íntegro. Para os cenários sem geração eólica, evidentemente, essa sub-rotina não é executada.

A seguir, vem a segunda sub-rotina, chamada de Preparação do Caso, na qual é realizada toda a montagem do caso pela organização dos dados e parâmetros do sistema elétrico global, composto pelos sistemas elétricos de cada uma das plataformas, pelo sistema de transmissão que as interliga e pelo parque eólico. Como dito anteriormente, esse sistema global é afetado por fatores, como: arranjos elétricos definidos entre as plataformas e pelas características da rede de transmissão (tensão e limite de transmissão). Todos tornam-se variáveis de entrada para o método.

A última sub-rotina, chamada de Solução do Fluxo de Potência, faz as configurações e executa o fluxo de potência propriamente dito. Para esse tipo de problema, foi decidido utilizar a técnica de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) visando garantir o atendimento das restrições de capacidade das linhas e limite de tensão das barras, de forma mais confiável e estruturada. Essa técnica já é configurada como uma função dentro do MATPOWER, o que facilita a sua aplicação.

Outro ponto importante, levantado na literatura e abordado no capítulo 2 é o modo de operação das turbinas a gás que pode seguir duas formas distintas: divisão de carga entre turbinas a gás e operação buscando o máximo de potência de cada turbina (Tabela 2.2). Cada plataforma pode operar com uma quantidade de uma a quatro turbinas a gás, possibilitando uma faixa de operação que pode ir de 5 a 100 MW por plataforma, dependendo da quantidade de equipamentos ligados. Esses são aspectos relevantes e espera-se que tenham impacto nas emissões associadas a operação das plataformas. Portanto, nessa sub-rotina, é efetuado justamente o controle do modo de operação dos turbinas a gás das plataformas bem como a quantidade de geradores em operação. Chama-se a atenção novamente que a demanda de potência reativa também é levada em consideração para determinar a quantidade de máquinas operando.

O método de solução de fluxo de potência ótimo utilizado pelo MATPOWER, descrito na seção 6 do seu manual [54], segue a formulação tradicional abordada na literatura para esse tipo de problema, na qual x é o vetor de variáveis a ser determinado.

$$\min_x = f(x) \tag{5.1}$$

Sujeito a

$$g(x) = 0 \tag{5.2}$$

$$h(x) \leq 0 \quad (5.3)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (5.4)$$

A função objetivo, representada pela equação (5.1), é composta simplesmente pelo somatório dos custos de geração de cada unidade geradora, ou seja, o problema de otimização visa o mínimo custo de geração de potência ativa. Já as equações (5.2) e (5.3) consistem, respectivamente, das restrições de igualdade, como os balanços de potência, e desigualdade, como os limites de capacidade das linhas. A última equação, (5.4), corresponde aos limites inferior e superior de cada variável de forma individual.

Nas simulações realizadas, optou-se por indicar custos arbitrários invariáveis no tempo para as unidades geradores, sendo o parque eólico um valor pequeno e as turbinas a gás um valor maior. Desse modo, espera-se que o sistema priorize a maximização da geração do parque eólico. As variáveis de controle utilizadas no FPO foram: a geração de potência ativa e reativa dos geradores e o módulo da tensão nas barras dos geradores. Cabe destacar que o ajuste de controle de tensão dos geradores não foi fixado em 1,0 pu, permitindo-o que varie dentro dos limites operacionais do sistema para cada gerador. Isso permite que eles consigam prestar um suporte adicional de reativo ao sistema e melhorar a injeção de potência do parque eólico em algumas configurações de despacho.

A formulação do MATPOWER permite a inclusão de outras variáveis e restrições ao problema, inclusive ele já apresenta algumas pré configuradas de forma que o usuário pode escolher utilizá-las ou não. Uma dessas restrições é a utilização da curva de capacidade do gerador. Ela é um dado opcional que o usuário pode parametrizar e é representada no formato de trapezoide, como ilustrado na Figura 5.2. Esse formato limita um pouco a sua utilização, podendo acarretar diferenças em relação à curva de capacidade de uma máquina real. Apesar disso, entende-se que ela proporciona uma camada de realismo interessante para o problema, representando de forma mais acurada as limitações dos geradores do sistema.

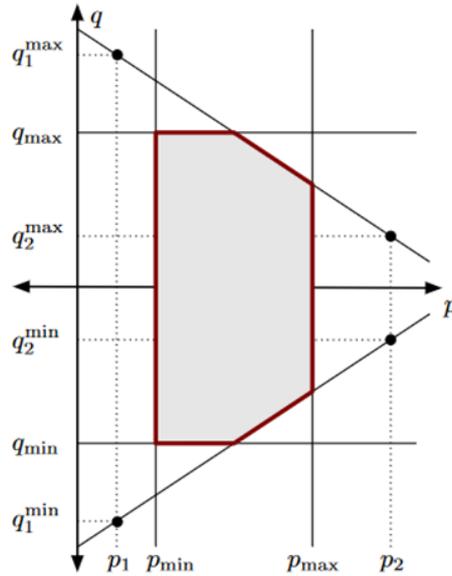


Figura 5.2: Curva de capacidade do gerador utilizada pelo MATPOWER. Fonte: [54]

Dessa forma, para os blocos de geração foram utilizados dados de plataformas de grande portes. No caso dos aerogeradores, foi feita uma consulta à literatura e utilizada uma curva adaptada de [56].

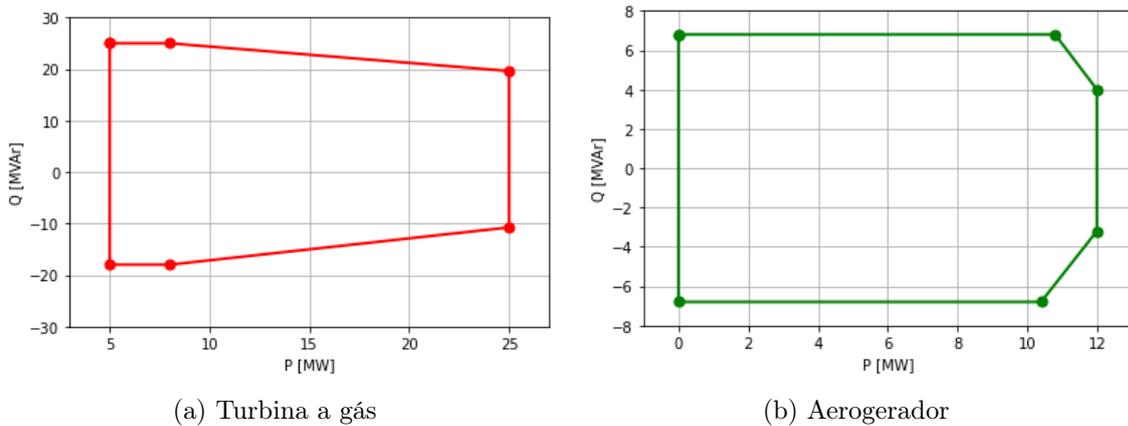


Figura 5.3: Curvas de capacidade dos geradores. Fonte: adaptado de [56]

Conforme exposto no capítulo 2, foi definida uma quantidade de 4 plataformas a operarem de forma interligada. Estabeleceu-se que as plataformas possuem um posicionamento geográfico, conforme apresentado na Figura 5.4. As linhas tracejadas indicam o distanciamento entre estruturas adjacentes definido por $L = 10,0$ km. Além disso, o parque eólico ficará posicionado a uma distância de $2 \cdot L$ a sul da plataforma P2, para garantir que possíveis interferências das plataformas ao regime de ventos do parque eólico sejam minimizadas.

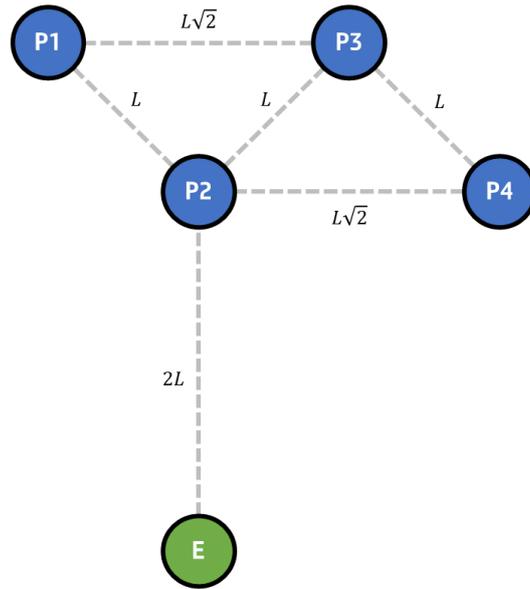


Figura 5.4: Distribuição geográfica das plataformas e parque eólico. Fonte: autor

A Tabela 5.1 apresenta os cenários de estudo definidos de forma resumida, contudo nas próximas sub-seções eles serão apresentados com detalhes. O horizonte de estudo para todos os cenários será de 1 ano, exceto o último que contemplará um horizonte de 20 anos que, em geral, representa a expectativa de vida útil de parques eólicos.

Tabela 5.1: Resumo da lista de cenários. Fonte: autor

Cenário	Descrição
A	Operação Integrada de Plataformas sem Geração Eólica
B	Operação Integrada de Plataformas com Geração Eólica
C	Análise de Sensibilidade da Quantidade de Aerogeradores
D	Análise de Aumento de Carga
E	Análise de Vida Útil

5.2 Operação Integrada de Plataformas sem Geração Eólica

A operação integrada de plataformas de petróleo por si só já é um assunto com um grau de complexidade relevante, dado que usualmente elas operam de forma isolada entre si. A inclusão de outras fontes geradoras torna essa gestão operacional ainda mais desafiadora. Alguns aspectos e definições importantes para a análise já foram

apresentados e explicados com detalhes nos capítulos anteriores, portanto neste esses pontos serão trazidos de volta com foco na aplicação dentro da metodologia. Além disso, também serão tratados outros pontos ainda não abordados, porém necessários para a análise proposta.

Dessa forma, o primeiro cenário, chamado de "Cenário A", contempla apenas a interligação entre plataformas sem a presença de geração externa, contando apenas com o abastecimento advindos das turbinas a gás das plataformas. Com isso, a partir do posicionamento geográfico base mostrado na Figura 5.4, dois arranjos são derivados e estão ilustrados na Figura 5.5. O primeiro, chamado de arranjo AG1, está representado na Figura 5.5a e considera uma conexão radial simples entre plataformas, enquanto o segundo, chamado de arranjo AG2, considera uma conexão "estrela" na qual todas as plataformas se conectam a plataforma P2, como mostrado a Figura 5.5b. Obviamente, nesse cenário o parque eólico a norte foi considerado inexistente.

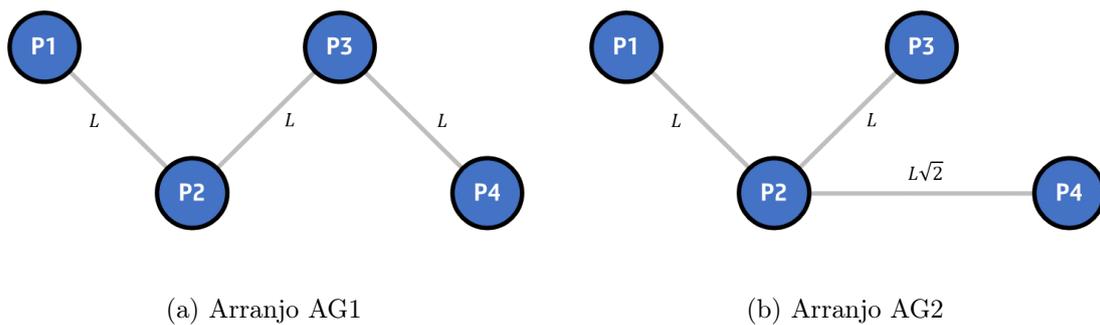


Figura 5.5: Arranjos de interligação entre plataformas do Cenário A. Fonte: autor

Em relação ao dimensionamento do cabo submarino aplicado na interligação elétrica entre plataformas, conforme também tratado no capítulo 2, foram escolhidos dois níveis de tensão de transmissão (TT): 34,5 kV e 66,0 kV. Da mesma forma, a capacidade de transmissão de potência das interligações foi padronizada para facilitar a comparação entre cenários. Nesse contexto, definiram-se dois patamares levando-se em conta: o nível de tensão de transmissão, a capacidade disponível do cabo submarino, de acordo com os dados dos fabricantes apresentados no Apêndice A, e um critério que reflete a possibilidade de importação e exportação de energia entre plataformas adjacentes. Para este último critério, usou-se um direcionamento inicial considerando uma capacidade de transmissão equivalente a potência nominal de uma (25 MW) ou duas turbinas a gás (50 MW).

Com isso, para o primeiro patamar, nota-se pelos dados dos cabos de 66,0 kV, disponíveis na Tabela A.2, que o cabo de com a menor capacidade disponível é o de 95mm² com capacidade de 34,29 MVA, portanto, definiu-se o valor de 35,0 MVA

para este patamar. Logo, para o cabo de 34,5 kV e usando o critério de paridade da capacidade, determinou-se uma bitola de 400 mm² com 35,26 MVA, como é possível observar pela a Tabela A.1. Para o segundo patamar, decidiu-se usar um valor próximo a 60 MVA, que seria um valor próximo ao dobro do primeiro patamar, porém ainda próximo da potência de duas turbinas a gás. Para 66,0 kV, um cabo de 300 mm² fornece 60,59 MVA, enquanto isso para 34,5 kV, é necessário utilizar dois cabos de 240 mm² com 28,68 MVA cada. Esses patamares são referenciados como limite de transmissão (LT) daqui para frente. A Tabela 5.2 mostra um resumo com valores definidos para cada parâmetro.

Tabela 5.2: Resumo do dimensionamento do cabo submarino quanto ao limite de transmissão (LT) e tensão de transmissão (TT). Fonte: autor

		LT	
		35,0 MVA	60,0 MVA
TT	34,5 kV	1 x 400 mm ²	2 x 240 mm ²
	66,0 kV	1 x 95 mm ²	1 x 300 mm ²

Em suma, os casos do Cenário A aplicam a metodologia base descrita, sem a execução da primeira sub-rotina, e a partir das variações no que tange ao arranjo elétrico, à tensão de transmissão (TT), ao limite de transmissão (LT) e ao modo de operação (MO) das turbinas a gás determina cada caso de análise. A Tabela 5.3 apresenta uma lista de todos casos simulados para esse cenário.

Tabela 5.3: Casos do Cenário A. Fonte: autor

Caso	Arranjo	TT [kV]	LT [MVA]	MO
1	AG1	34,5	35,0	1
2	AG1	34,5	35,0	2
3	AG1	34,5	60,0	1
4	AG1	34,5	60,0	2
5	AG1	66,0	35,0	1
6	AG1	66,0	35,0	2
7	AG1	66,0	60,0	1
8	AG1	66,0	60,0	2
9	AG2	34,5	35,0	1
10	AG2	34,5	35,0	2
11	AG2	34,5	60,0	1
12	AG2	34,5	60,0	2
13	AG2	66,0	35,0	1
14	AG2	66,0	35,0	2
15	AG2	66,0	60,0	1
16	AG2	66,0	60,0	2

Os resultados serão avaliados na seção 6.2 quanto a critérios ambientais, técnicos e econômicos, posteriormente eles serão comparados com os demais cenários propostos que contam com a inclusão de geração eólica e irão avaliar a diferença de desempenho do sistema elétrico entre os cenários.

5.3 Operação Integrada de Plataformas com Geração Eólica

O próximo passo é fazer a ligação do parque eólico ao sistema elétrico integrado das 4 plataformas. É habitual usar a definição de parque eólico para um grande grupo de aerogeradores, com potência total na faixa de milhares de megawatt e utilizados para abastecimento de grandes cargas, comumente conectados a sistemas em terra. Apesar de a aplicação proposta neste estudo se tratar de um conjunto restrito de plataformas de petróleo, no qual a carga é bem menor e, portanto, necessitar

de um grupo de aerogeradores mais modesto, utilizar-se-á a mesma terminologia de parque eólico para tornar a explicação e entendimento mais simples e conciso.

Como apresentado na Tabela 3.1, os principais aerogeradores oferecidos no mercado e anunciados para os próximos anos variam numa faixa de 6,0 a 15,0 MW, entretanto a obtenção das suas curvas de potência nem sempre estão disponíveis publicamente e, portanto, sua obtenção é restrita. Dessa forma, a partir da disponibilidade dessas curvas, da relevância no mercado e da perspectiva de uso futuro dos modelos de aerogeradores listados, foi escolhido para emprego nesse estudo o modelo Haliade-X 12 MW da GE Energy, cuja curva é mostrada na Figura 4.4. Com isso, decidiu-se considerar que o parque eólico será composto por 13 aerogeradores de 12,0 MW, totalizando 156,0 MW. Esse valor equivale, aproximadamente, a metade da carga global do sistema, em termos de potência instalada.

Nesse contexto, o primeiro cenário de estudo de integração eólica, chamado de "Cenário B", deseja comparar diretamente o desempenho do sistema elétrico global com os casos do Cenário A. Logo, seguindo o posicionamento geográfico apresentado na Figura 5.4 e considerando também os arranjos apresentados na Figura 5.5 para os casos do Cenário A, define-se dois arranjos utilizados para simulação dos casos do Cenário B, mostrados na Figura 5.6.

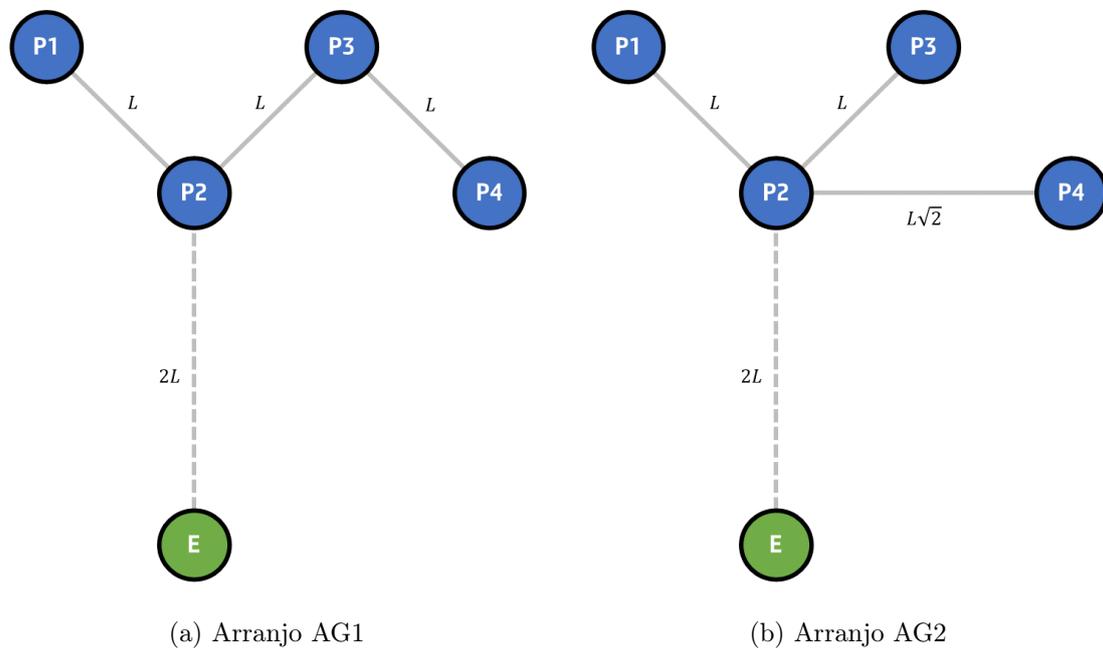


Figura 5.6: Arranjos de interligação entre plataformas do Cenário B. Fonte: autor

A interligação com as plataformas é realizada através de um sistema de transmissão com capacidade de 180 MVA, capaz de conduzir a potência nominal do parque além de uma certa quantidade de potência reativa, caso necessário. Normalmente, espera-se que o parque eólico opere com fator de potência unitário, todavia, devido

a característica do sistema essa pode não ser a melhor configuração. Esse ponto será explorado durante a análise dos resultados no capítulo 6.3.

Os demais parâmetros seguem a mesma configuração definida no Cenário A assumindo as variações de arranjo elétrico, tensão de transmissão (TT), limite de transmissão (LT) e modo de operação (MO). A lista de casos é a mesma apresentada na Tabela 5.3, contudo, dessa vez, a metodologia base é aplicada integralmente.

É importante realizar uma pré-avaliação do recurso eólico propriamente dito para se obter uma linha de base para comparação. A Figura 5.7 expõe a curva de potência eólica utilizada nas simulações com a presença do parque eólico dentro do horizonte de estudo, gerada a partir da metodologia de geração de série sintética de potência eólica.

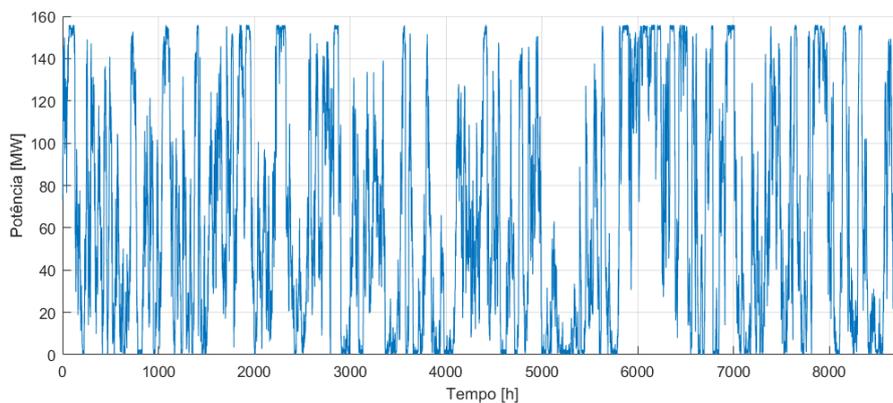


Figura 5.7: Perfil de Potência do Parque Eólico para 1 ano de operação. Fonte: autor

Um parâmetro a ser definido diz respeito ao fator de capacidade do parque eólico. Trata-se de um parâmetro que representa a relação entre a máxima geração possível do recurso eólico e a capacidade total do parque, como mostrado na equação (5.5). Na situação do parque eólico desse estudo, obteve-se um valor de 41,56% de fator de capacidade. Isso equivale a uma produção anual de energia de 567,88 GWh/ano, considerando que todo o recurso eólico será injetado no sistema elétrico global. Para efeitos comparativos, isso equivale a pouco mais de duas turbinas a gás e meia operando constantemente durante um ano inteiro.

$$F_{cap} = \frac{Energia_{anual}}{P_{instalada} \cdot 24h \cdot 365d} \quad (5.5)$$

5.4 Análise de Sensibilidade da Quantidade de Aerogeradores

Conforme explicado anteriormente, no cenário B o dimensionamento da conexão elétrica do parque com a plataforma P2 é feita para garantir a injeção plena da potência gerada pelos aerogeradores. Entretanto, na maior parte do tempo o parque não está gerando em sua capacidade máxima, o que acarreta numa subutilização deste cabo. Com a variação da quantidade de aerogeradores do parque e mantendo-se esse mesmo dimensionamento, tende-se a ter um aproveitamento maior da capacidade deste trecho, com a contra-partida de se ter um aproveitamento menor do recurso eólico, pois será mais frequente o corte de potência eólica.

Esse novo cenário será chamado de cenário C e terá o objetivo de analisar como se comportam a produção de energia e emissões, se existe uma quantidade mais adequada de aerogeradores e qual seria essa quantidade que consiga prover um bom balanço entre o benefício energético, operacional e até ambiental para o sistema e os custos de investimento e, caso aplicável, desvantagens operacionais que possam ocorrer.

Essa análise será feita variando a quantidade de aerogeradores do parque, apenas para alguns determinados casos do cenário B, pois realizar uma análise com um grande espectro de aerogeradores e com todos os casos propostos no cenário anterior, tomaria muito tempo e, possivelmente, não agregaria tanto valor para a análise proposta. Dessa forma, serão escolhidos apenas alguns casos com base nos melhores desempenhos considerando os aspectos operacionais, ambientais e econômicos. Contudo, podem ser incluídos mais alguns casos na análise que mesmo estando entre os melhores desempenhos, possam contribuir com algum tipo de contraponto ou comparação relevante com os outros casos.

Lembrando que a quantidade de aerogeradores do parque para o cenário B foi de 13 unidades. Neste cenário C serão utilizadas os valores de: 11, 13, 15 e 17 unidades para o parque eólico.

5.5 Análise de Aumento de Carga

Uma das motivações para se integrar um parque eólico a plataformas de petróleo é a possibilidade de inclusão de novos sistemas que visem, principalmente, o aumento de produção dos poços. Nesse sentido, o último cenário a ser abordado será visando investigar o efeito do aumento de carga das plataformas, contudo, um simples incremento dentro ainda de uma faixa que as turbinas a gás consigam atender a demanda não traria diferenças significativas de resultado em relação ao cenário B.

Dessa forma, definiu-se um novo cenário, chamado de "Cenário D", no qual

adotou-se, além das configurações realizadas no cenário B e C, uma alteração na carga atendida pelo sistema global que consistiu de duas parcelas, ambas visando representar uma realidade na qual deseja-se realizar o aumento de produção do sistema. São elas:

- Aumento de carga existente nas plataformas: representando uma operação mais intensa das plataformas, aplicou-se um aumento de 10% da carga ativa e reativa
- Inclusão de cargas de grande porte no barramento de 13,8 kV das plataformas: representando a instalação de um sistema novo, aplicou-se em cada plataforma uma carga de 20 MVA com fator de potência 0,85.

Esse representa um aumento de aproximadamente um terço da carga total. Importante ressaltar que a carga final nesse cenário não é possível de ser atendida na sua totalidade sem a contribuição do parque eólico, portanto nos momentos de baixa injeção de potência do parque é feito o desligamento seletivo das novas cargas de grande porte para manter o sistema operacional, seguindo a ordem das plataformas P4, P3, P2 e P1, isto é, caso, em um determinado instante, não seja possível atender toda a demanda de energia com os geradores tanto das plataformas quanto do parque eólico, é feito o desligamento da carga de grande porte da plataforma P4 e caso ainda não seja possível o atendimento, desliga-se a da P3 e assim por diante.

Com base nos resultados obtidos nos cenários anteriores serão escolhidos casos com melhor desempenho com base na lista de casos da Tabela 5.3. Cabe destacar que a metodologia base é aplicada integralmente para este cenário.

5.6 Análise de Vida Útil

Conforme observado em algumas literaturas, o horizonte de 1 ano é o período mínimo para se fazer uma análise preliminar do desempenho do parque eólico em conjunto com as plataformas de petróleo.

Contudo, aumentar o horizonte de estudo para 20 ou 25 anos, em geral, engloba o período de vida útil de empreendimentos desse tipo, sendo um horizonte mais realista também quando considerada a vida útil dos campos e plataformas as quais o parque esteja abastecendo.

Portanto, for fim, dentre todos os resultados dos cenários anteriores, será escolhido o caso com melhor desempenho para realizar uma análise de longo prazo através da geração e aplicação de 20 anos de série de potência eólica utilizando a metodologia MCMC e avaliando a operação de 20 anos do sistema.

Capítulo 6

Análise dos Resultados

Este capítulo visa apresentar e discutir os resultados obtidos através das simulações computacionais realizadas dentre os cenários descritos no capítulo anterior.

6.1 Validação de Resultados de Fluxo de Potência

Tendo em vista que as simulações computacionais serão realizadas no MATLAB utilizando a ferramenta MATPOWER, o primeiro aspecto a se avaliar é a confiabilidade nos resultados advindos do MATPOWER. Para isso, os resultados obtidos em todos os casos definidos no Cenário A foram comparados com a simulação realizada no ANAREDE.

Dessa forma, os critérios adotados para determinar que os valores foram validados foram:

- Resultados de Barra: valores de tensão em termos de módulo e ângulo
- Resultados de Geração: valores de potência ativa e reativa dos geradores
- Resultados de Fluxo: valores de fluxo de potência ativa e reativa considerando ambos os sentidos (da "barra de" para "barra para" e vice-versa)

Como a carga do sistema é considerada constante e sem a presença de geração eólica, que incluiria uma parcela de variação do estado do sistema ao longo do tempo, o estudo de fluxo de potência se torna também constante para o horizonte de estudo definido (1 ano). Portanto, uma única aplicação do fluxo de potência pode ser extrapolada para o restante do período e representa o sistema dentro dessa janela temporal.

As Tabelas 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4 apresentam a seguir comparações dos resultados encontrados através da simulação computacional dentre todos os casos com cada uma das ferramentas designadas.

Começando pela Tabela 6.1 na qual são apresentados os valores de barra destacam-se para cada caso as barras com maior diferença ou erro entre os valores obtidos pelas ferramentas. Nota-se que os valores ficaram praticamente iguais com erros absolutos (em termos de diferença vetorial) entre 0,009 e 0,0013, enquanto o erro percentual em relação ao valor do ANAREDE ficou entre 0,09% e 0,13%.

Tabela 6.1: Resultados de Barra - Tensão (\dot{V}). Fonte: autor

Caso	Barra	\dot{V} [pu] (ANAREDE)	\dot{V} [pu] (MATPOWER)	Erro Absoluto	Erro Percentual
1	42218	0,9710 \angle -2,20°	0,9705 \angle -2,27°	0,0013	0,13%
2	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,10%
3	22210	0,9690 \angle -2,40°	0,9682 \angle -2,35°	0,0012	0,12%
4	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,10%
5	42226	0,9710 \angle -2,20°	0,9705 \angle -2,26°	0,0012	0,12%
6	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,10%
7	42210	0,9690 \angle -2,30°	0,9682 \angle -2,35°	0,0012	0,12%
8	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0010	0,10%
9	22210	0,9690 \angle -2,40°	0,9682 \angle -2,35°	0,0012	0,12%
10	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,10%
11	22210	0,9690 \angle -2,40°	0,9682 \angle -2,35°	0,0011	0,12%
12	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,09%
13	42210	0,9690 \angle -2,30°	0,9682 \angle -2,35°	0,0012	0,12%
14	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,09%
15	32210	0,9690 \angle -2,30°	0,9682 \angle -2,35°	0,0012	0,12%
16	12211	0,9700 \angle -2,20°	0,9696 \angle -2,25°	0,0009	0,09%

Em seguida, as Tabelas 6.2 e 6.3 apresentam os valores considerando o critério da geração injetada nas barras geradoras do sistema, representando o despacho das turbinas a gás das plataformas, e, mais uma vez, estão destacadas as barras que obtiveram os maiores valores para cada caso. Assim sendo, os erros ficaram um pouco maiores em relação aos valores de tensão, porém ainda dentro de uma faixa irrisória.

Considerando valores absolutos, os casos com modo de operação de divisão de carga ($MO = 1$) tiveram uma variação entre 0,104 e 0,106, enquanto que para o modo de operação que mantém apenas uma turbina flutuando ($MO = 2$) apresentou

uma variação 0,036 e 0,051. Em valores percentuais, o grupo de casos para cada modo de operação obteve em média de erro de 0,54% e 0,18%, respectivamente.

Tabela 6.2: Resultados de Geração - Potência Ativa (P). Fonte: autor

Caso	Barra	P [MW] (ANAREDE)	P [MW] (MATPOWER)	Erro Absoluto	Erro Percentual
1	20001	19,200	19,304	0,104	0,54%
2	40003	22,200	22,236	0,036	0,16%
3	20001	19,200	19,304	0,104	0,54%
4	40003	22,200	22,240	0,040	0,18%
5	20001	19,200	19,304	0,104	0,54%
6	40003	22,200	22,237	0,037	0,17%
7	20001	19,200	19,304	0,104	0,54%
8	40003	22,200	22,251	0,051	0,23%
9	20001	19,200	19,305	0,105	0,55%
10	30003	22,200	22,236	0,036	0,16%
11	20001	19,200	19,306	0,106	0,55%
12	30003	22,200	22,240	0,040	0,18%
13	20001	19,200	19,305	0,105	0,55%
14	30003	22,200	22,237	0,037	0,17%
15	20001	19,200	19,304	0,104	0,54%
16	30003	22,200	22,247	0,047	0,21%

Tabela 6.3: Resultados de Geração - Potência Reativa (Q). Fonte: autor

Caso	Barra	Q [MVar] (ANAREDE)	Q [MVar] (MATPOWER)	Erro Absoluto	Erro Percentual
1	20002	13,100	13,168	0,068	0,52%
2	40001	08,900	08,951	0,051	0,57%
3	20002	12,900	12,989	0,089	0,69%
4	40003	05,400	05,351	0,049	0,92%
5	20002	12,600	12,666	0,066	0,53%
6	10003	05,200	05,243	0,043	0,83%
7	20003	07,300	07,367	0,067	0,91%
8	20003	04,600	04,654	0,054	1,17%
9	20002	12,900	12,972	0,072	0,56%
10	30001	08,900	08,950	0,050	0,57%
11	20002	12,600	12,666	0,066	0,53%
12	30003	05,400	05,350	0,050	0,92%
13	20001	13,200	13,118	0,082	0,62%
14	20001	07,800	07,736	0,064	0,82%
15	20002	11,500	11,565	0,065	0,57%
16	20003	04,000	04,057	0,057	1,44%

Por fim, analisando os valores da Tabela 6.4, referentes ao fluxo de potência nas linhas, observa-se que os erros absolutos máximos para cada caso variam entre 0,02 e 0,067 que ainda são valores baixos e, novamente, percebe-se que há um agrupamento de resultados de acordo com o modo de operação. Os casos com $MO = 1$ tiveram uma variação média de 0,059, enquanto aqueles com $MO = 2$ apresentaram uma variação média de 0,024.

Os erros percentuais ficaram mais altos com valores médios por modo de operação de 2,07% e 0,13%, respectivamente, apesar dos valores absolutos continuarem na mesma faixa dos critérios anteriores. Isso acontece pois os valores absolutos de fluxo são mais baixos, portanto percentualmente uma pequena variação absoluta entre os casos tende a incorrer em comparações percentuais mais acentuadas.

Tabela 6.4: Resultados de Fluxo - Potência Aparente (S). Fonte: autor

Caso	Barra m	Barra n	S_{mn} [MVA] (ANAREDE)	S_{mn} [MVA] (MATPOWER)	Erro Absoluto	Erro Percentual
1	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,68$	$-2,20 + j \cdot 0,64$	0,063	2,70%
2	20001	21101	$24,97 + j \cdot 8,83$	$25,00 + j \cdot 8,81$	0,020	0,08%
3	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,67$	$-2,19 + j \cdot 0,63$	0,065	2,75%
4	11102	11101	$-6,42 + j \cdot 7,86$	$-6,40 + j \cdot 7,85$	0,023	0,22%
5	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,65$	$-2,20 + j \cdot 0,61$	0,063	2,67%
6	20001	21101	$24,97 + j \cdot 8,31$	$25,00 + j \cdot 8,29$	0,022	0,08%
7	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,64$	$-2,19 + j \cdot 0,60$	0,067	2,87%
8	11102	11101	$-6,42 + j \cdot 8,44$	$-6,39 + j \cdot 8,43$	0,027	0,26%
9	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,33$	$-2,19 + j \cdot 0,29$	0,060	2,66%
10	20001	21101	$24,97 + j \cdot 8,63$	$25,00 + j \cdot 8,61$	0,021	0,08%
11	21101	21102	$-2,25 + j \cdot 0,09$	$-2,20 + j \cdot 0,05$	0,056	2,50%
12	21101	20003	$-22,22 - j \cdot 4,90$	$-22,19 - j \cdot 4,93$	0,022	0,10%
13	21101	20001	$-19,21 - j \cdot 13,15$	$-19,30 - j \cdot 13,11$	0,048	0,21%
14	21101	20003	$-22,22 - j \cdot 4,45$	$-22,19 - j \cdot 4,48$	0,021	0,09%
15	21101	20001	$-19,21 - j \cdot 12,60$	$-19,30 - j \cdot 12,55$	0,047	0,20%
16	21101	20003	$-22,22 - j \cdot 4,01$	$-22,17 - j \cdot 4,05$	0,038	0,17%

Durante as análises constatou-se diferenças ocasionadas pela quantidade limitada de casas decimais apresentadas pelo resultados do ANAREDE em relação ao MATPOWER, todavia o impacto disso foi pequeno.

Outro ponto de diferença observado, diz respeito ao procedimento para configurar os modos de operação em cada ferramenta. O MATPOWER permite uma liberdade plena ao usuário através da customização do algoritmo para atendimento a essa demanda, enquanto o ANAREDE não possui uma opção de controle do código de execução EXLF que permita essa implementação de forma assertiva e não existe a opção de customização do algoritmo desta ferramenta. Principalmente, quando se deseja realizar a divisão da carga ($MO = 1$) entre os geradores, a utilização das opções DPER e BPSI não executam essa demanda da forma desejada e deixam margem para discrepâncias.

Apesar destes pontos, de forma geral, nota-se que os maiores erros absolutos em cada um dos critérios definidos ficaram próximos a 0,10, que podem ser considera-

dores satisfatórios e validam a formulação desenvolvida. Dessa forma, a partir dos resultados apresentados nesta seção pode-se concluir que a simulação computacional com o MATPOWER apresenta resultados equivalentes ao ANAREDE e, portanto, a utilização desta ferramenta é aceitável para a análise proposta neste trabalho.

6.2 Operação Integrada de Plataformas sem Geração Eólica

Nesta seção será feita uma análise detalhada dos resultados de interligação das plataformas abordando aspectos operacionais, ambientais e econômicos. O Apêndice B apresenta Tabelas com os resultados completos por turbina a gás de todos os valores obtidos para cada caso.

6.2.1 Análise Operacional

O primeiro ponto a ser analisado é a energia produzida dentro do horizonte de 1 ano, conferindo uma visão geral por plataforma. Nesse sentido, a Figura 6.1 apresenta a totalização por caso, em GWh/ano, dessa energia produzida. Nota-se que, sem a presença de geração eólica, praticamente não há diferença da energia produzida por cada plataforma em cada caso, sendo que cada plataforma produz cerca de 676,5 GWh/ano. Observa-se que nenhuma das 4 variáveis do problema (arranjo, TT, LT e modo de operação) possui grande destaque que as diferencie das demais para produção de energia sem geração eólica, considerando essa visão por plataforma.

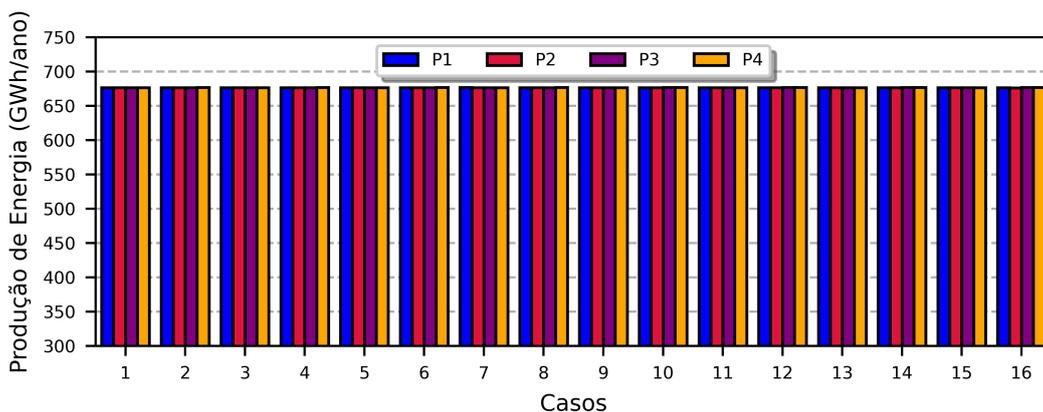


Figura 6.1: Energia Produzida por plataforma - Cenário A. Fonte: autor

Entretanto, analisando com mais detalhes o comportamento dos geradores dentro de cada plataforma, nota-se que há uma diferença de acordo com cada modo de

operação, como mostrado na Figura 6.2. Essa diferença segue justamente a filosofia de operação definida de divisão de carga (caso 1) e operação em máxima potência (caso 2). Vale salientar que, para esse carregamento, o terceiro gerador ficou na posição de flutuação de carga, pois não é possível atender toda a carga com 3 geradores e se o quarto gerador ficasse em flutuação ele iria operar com uma potência abaixo da potência mínima definida. Portanto, o gerador 4 fixa sua geração no mínimo e o gerador 3 flutua. Dessa forma, os geradores do caso 1 produzem 169,1 GWh/ano, enquanto no caso 2 os geradores 1 e 2 produzem 219,0 GWh/ano, o gerador 3 produz 194,6 GWh/ano e o último gerador produz 43,8 GWh/ano.

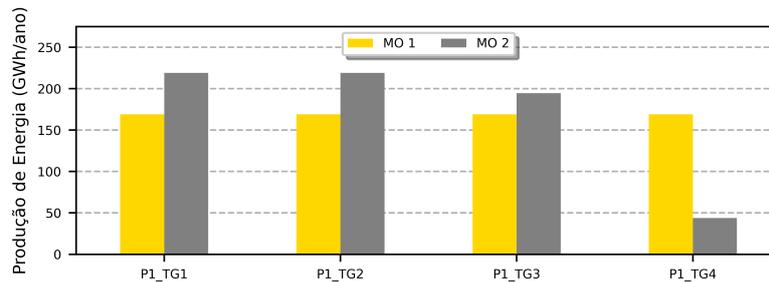
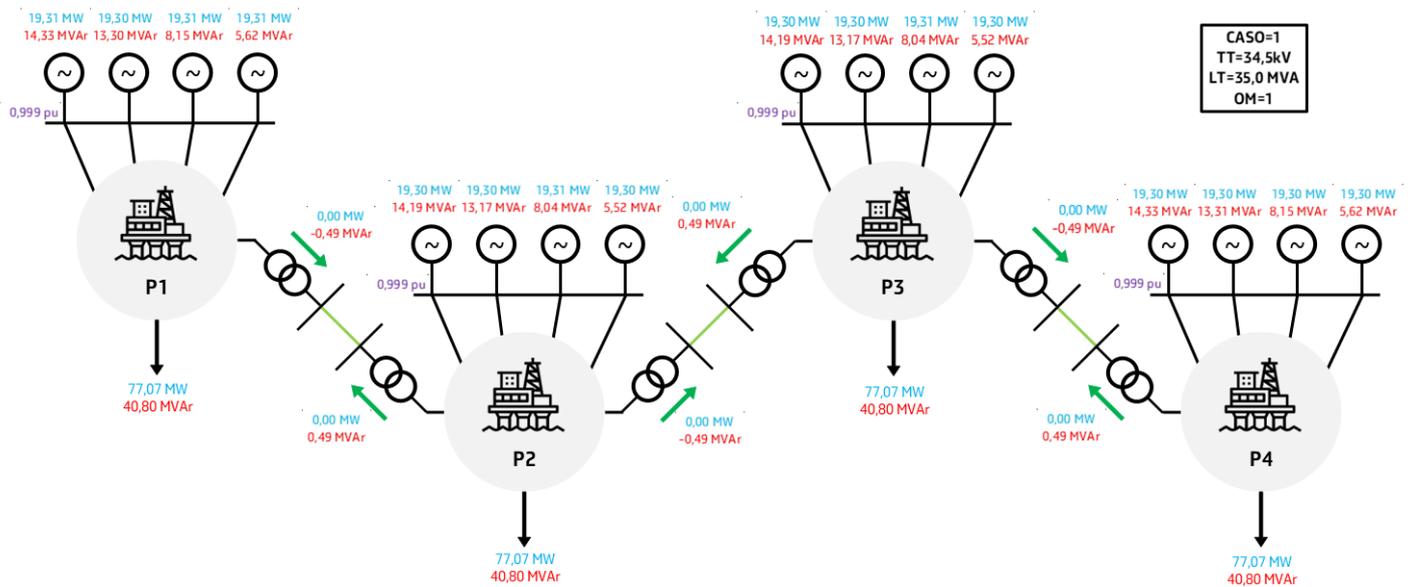
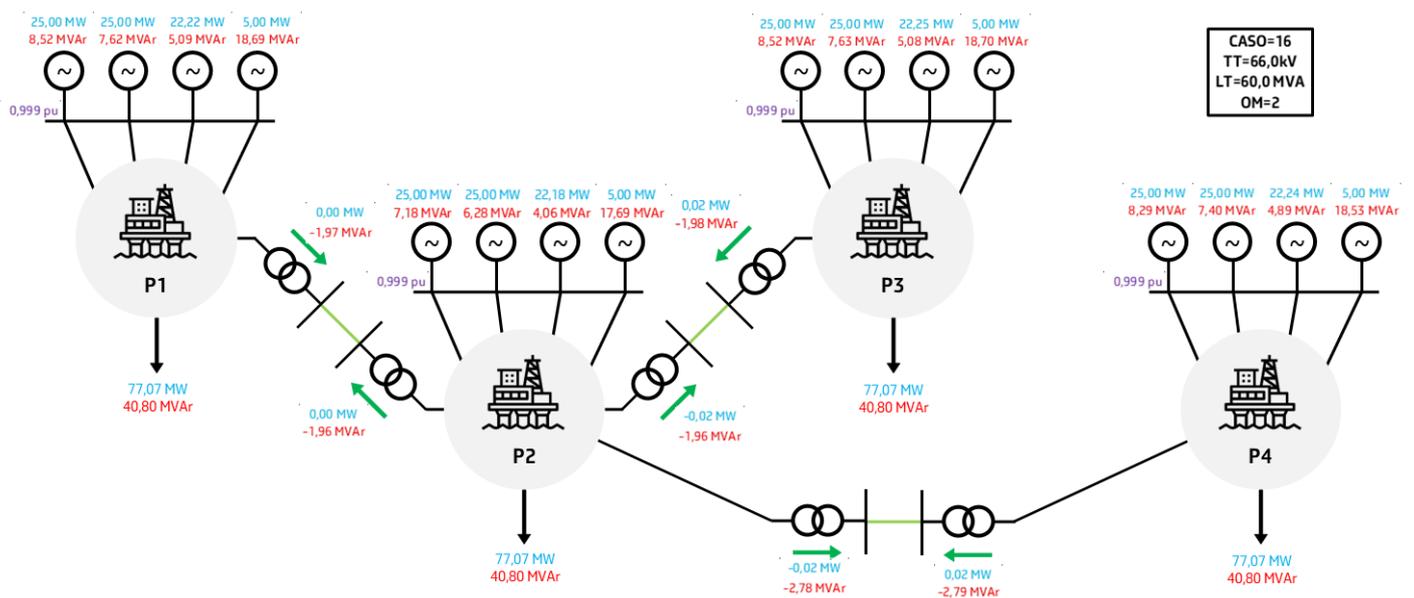


Figura 6.2: Destaque da energia produzida por turbina a gás na plataforma P1 para o casos 1 e 2 - Cenário A. Fonte: autor

Percebe-se pela Figura 6.3 que o comportamento do sistema global também é similar em termos do fluxo de potência quando analisados os casos. Nesse sentido, estão destacadas os fluxos dos casos 1 e 16, Figuras 6.3a e 6.3b, respectivamente. Um ponto a ser notado é a contribuição de potência reativa advinda dos cabos submarinos. Isso ocorre devido a sua alta capacitância e, nesse ponto de operação do sistema, isso acaba sendo vantajoso, pois alivia os geradores reduzindo a sua necessidade de injeção de potência reativa. Repara-se que a contribuição dos cabos de 66,0 kV também são mais significativas em relação aos de 34,5 kV.



(a) Caso 1



(b) Caso 16

Figura 6.3: Comparação entre o resultado de fluxo de potência entre os casos 1 e 16 - Cenário A. Fonte: autor

6.2.2 Análise Ambiental

Do ponto de vista de emissões, é possível perceber distinção entre os casos devido ao modo de operação, conforme mostrado na Figura 6.4. Quando operando com divisão de carga observou-se uma geração cerca de 3% maior de massa de CO₂eq em relação ao outro modo. Um total global de 1.592 milhões kg CO₂eq/ano contra 1.545 milhões kg CO₂eq/ano, respectivamente. Identifica-se que não houve distinção

significativa de emissões devido às outras variáveis (arranjo, TT e LT).

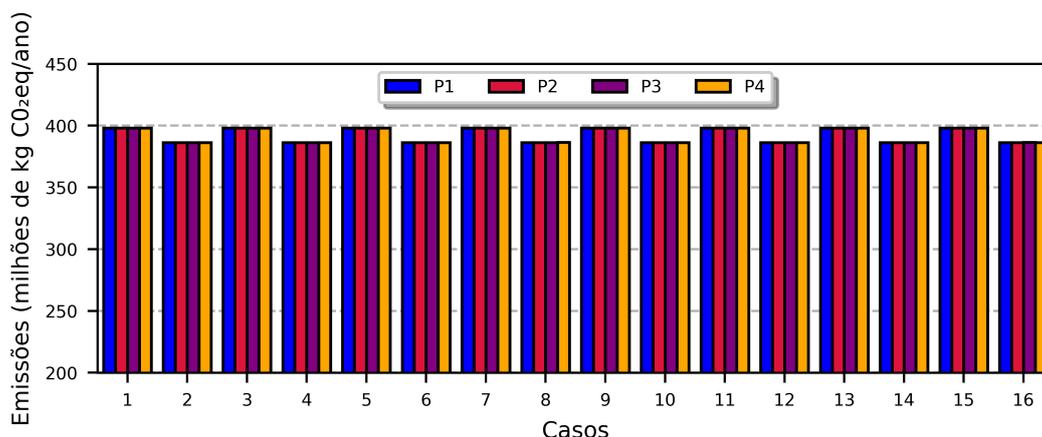


Figura 6.4: Emissões geradas por plataforma - Cenário A. Fonte: autor

6.2.3 Análise Econômica

Para tornar cada um dos casos possíveis, é necessário um valor de investimento para compra e instalação dos cabos submarinos e transformadores de interligação. Nesse contexto, constatou-se que os custos totais variaram entre US\$ 11,91 milhões (casos 5 e 6) e US\$ 28,01 milhões (casos 11 e 12). Além disso, percebe-se que o modo de operação não tem impacto sobre os custos, o que faz sentido, pois trata-se apenas de um aspecto operacional e não tem relação direta com a especificação do sistema de transmissão submarino. A Figura 6.5 apresenta uma visão geral dos custos envolvidos na construção de cada caso.

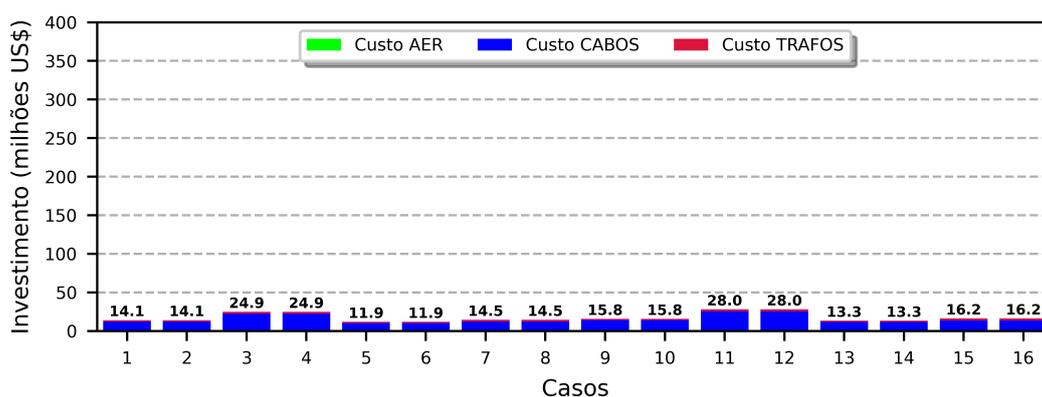


Figura 6.5: Investimento para construção de cada caso - Cenário A. Fonte: autor

Os casos 5 e 6 possuem: arranjo tipo AG1, TT 66 kV e LT 35 MVA, enquanto os casos 11 e 12 possuem: arranjo tipo AG2, TT 34,5 kV e LT 60 MVA. Nota-se que a combinação de tensão mais baixa com uma alta capacidade de transmissão

dos cabos incorre em custos mais elevados, pois são necessários mais cabos e com bitolas maiores em relação a tensão mais alta. O raciocínio inverso também se aplica, quando se combina tensão mais alta com menores capacidades de transmissão, os custos totais tendem a cair pela possibilidade de cabos menores.

Tomando o caso 5 como base para comparação, observa-se que apenas a mudança de arranjo implicou num aumento de 11,7% nos custos (caso 13), a mudança individual da TT, para um valor mais baixo, teve um incremento de 18,3% (caso 1), a mudança da LT, para um valor mais alto, acarretou num aumento de 22,1% (caso 7) e, por fim, a alteração conjunta da TT e LT causou um incremento de 109,0% (caso 3).

6.2.4 Conclusões Parciais

As soluções propostas em cada caso se comportaram de forma muito similar. Houve uma pequena diferenciação quanto às emissões nos casos com parâmetro de modo de operação (MO) igual a 2 (operação em máxima capacidade). Além disso, os casos com TT igual a 66 kV e LT igual a 35 MVA tiveram um custo inferior aos demais. Nesse contexto, pode-se dizer que o critério econômico seja o mais preponderante, por isso as melhores configurações são àquelas que usam TT de 66 kV, LT de 35 MVA e MO igual a 2 - casos 6 e 14.

Um aspecto relevante que não foi abordado nesse estudo, porém merece comentário é que a interconexão entre plataformas mesmo sem geração eólica proporciona maior confiabilidade operacional. Um premissa adotada é que todos os geradores estão sempre disponíveis no horizonte de estudo, contudo numa condição real é comum acontecer manutenções e falhas que deixam algum equipamento fora de operação e, nesse ponto, ter um sistema interligado se torna vantajoso e propicia maior flexibilidade operacional para o sistema global.

6.3 Operação Integrada de Plataformas com Geração Eólica

Nesta seção será feita uma análise detalhada de integração de um parque eólico ao um sistema interligado das plataformas abordando, da mesma forma, aspectos operacionais, ambientais e econômicos. O Apêndice C apresenta Tabelas com os resultados completos por turbina a gás de todos os valores obtidos para cada caso.

Para facilitar o entendimento dos resultados, será usada a terminologia de potência ou energia disponibilizada aquela oriunda diretamente do recurso eólico, enquanto a potência ou energia gerada ou injetada será aquela efetivamente aproveitada no sistema elétrico. Esse corte ou redução deliberada da geração é comum

em fontes renováveis, como solar e eólica, e é chamado de *curtailment* ou corte de geração [57].

É importante fazer essa diferenciação, pois, em alguns momentos, por restrições operacionais ou elétricas, nem toda a potência eólica originada pelo regime de ventos da região é possível de ser aproveitada pelo sistema elétrico. Isso pode ocorrer por diversas razões como, por exemplo, o limite de transmissão dos cabos submarinos, limite de capacidade dos geradores das plataformas ou do parque eólico.

6.3.1 Análise Operacional

A operação de parques eólicos integrados a sistemas elétricos de grande porte, como o SIN, usualmente é realizada com objetivo de maximizar a produção de energia, por isso os parques normalmente operam com fator de potência unitário. Isso se deve basicamente a questões de comercialização de energia, pois os agentes são remunerados exclusivamente pelo fornecimento de potência ativa. No caso de um sistema isolado de pequeno porte, como o proposto nesse estudo, espera-se que as unidades geradores tenham maior flexibilidade operacional e possam contribuir com geração reativa de forma a obter o melhor desempenho do sistema.

Nessa situação, inicialmente, realizou-se uma análise de energia produzida para todos os casos, considerando uma condição operacional na qual o parque eólico não gera potência reativa (fator de potência unitário) e outra na qual a geração reativa é livre. Nota-se pela Tabela 6.5 que em todos os casos houve uma produção de energia maior na condição de fator de potência livre no qual o parque eólico pode gerar potência reativa.

Observando a Figura 6.6, que usa como exemplo os resultados do caso 1, nota-se que com o aumento da potência injetada pelo parque eólico no sistema, o cabo submarino de interligação com a plataforma P2 demanda maior potência reativa. Essa demanda é suprida pelo lado da plataforma pelo aumento da geração reativa das suas turbinas a gás, todavia pelo lado do parque, quando se tem a operação com fator de potência unitário, não há uma injeção direta de potência reativa das turbinas eólicas e sim um controle indireto pela tensão que decai. Portanto, nas análises que se sucedem, será considerado que o sistema pode operar com fator de potência livre, tendo em vista que essa forma é mais vantajosa, pois permite maior flexibilidade para o sistema atender a demanda de potência reativa de uma forma mais eficaz.

Tabela 6.5: Comparação de produção de energia entre as condições de fator de potência unitário fixo e livre. Fonte: autor

Caso	fp unitário fixo [GWh]	fp livre [GWh]
1	427,79	543,07
2	427,79	543,08
3	541,60	567,87
4	541,60	567,87
5	455,90	540,35
6	455,90	540,36
7	557,82	567,87
8	557,83	567,87
9	427,80	560,20
10	427,80	560,22
11	544,63	567,87
12	544,62	567,87
13	455,91	564,04
14	455,91	564,05
15	559,75	567,87
16	559,76	567,88

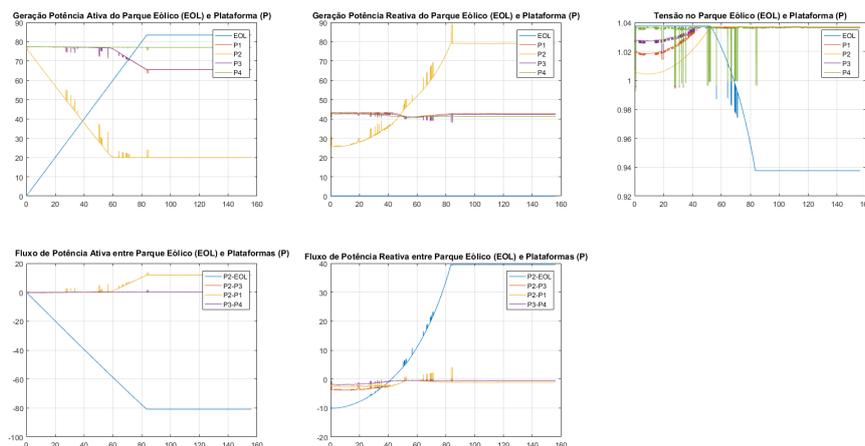


Figura 6.6: Análise da operação com fator de potência unitário fixo para o caso 1. Fonte: autor

Aprofundando na análise da energia produzida, nota-se pela Figura 6.7 que o

parque eólico alcançou valores entre 540,35 e 567,88 GWh/ano dentre os casos simulados, isso representa um aproveitamento do recurso eólico entre 95,15% e 100,00%, respectivamente. Conseqüentemente, a geração nas plataformas foi reduzida, em média, cerca 20% em relação aos respectivos casos do Cenário A, sendo que nos casos com maior penetração de energia eólica essa redução foi mais acentuada. Percebe-se que os casos com LT de 35 MVA não conseguiram aproveitar plenamente todo o recurso eólico disponibilizado, enquanto o parâmetro de 60 MVA aproveitou 100% do recurso.

Analisando ainda a Figura, percebe-se, em todos os casos, uma redução acentuada na geração de potência ativa de P2, pela injeção direta da potência do parque nela, e moderada nas demais plataformas, pela transmissão dentro sistema integrado, sendo que nos casos de arranjo AG1, a geração em P4 praticamente não teve impacto.

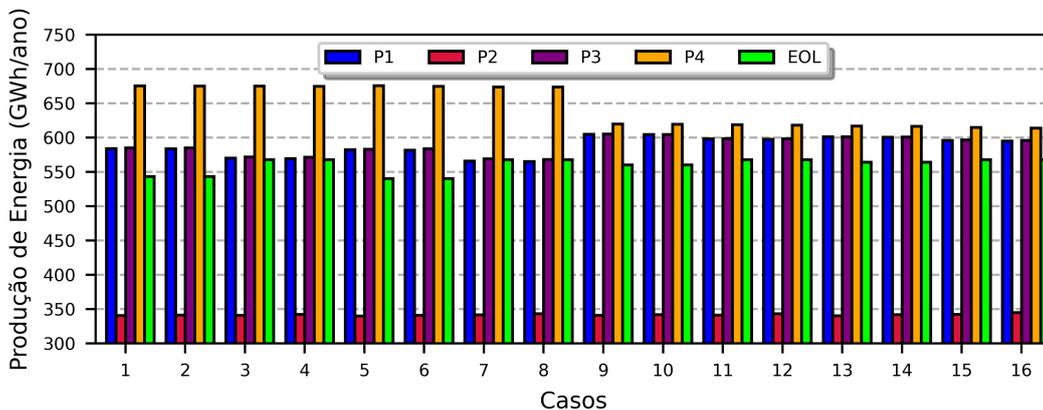


Figura 6.7: Energia Produzida por plataforma - Cenário B. Fonte: autor

A potência disponibilizada para o sistema nem sempre é possível de ser aproveitada plenamente, como explicado anteriormente. Dessa forma, a Tabela 6.6 apresenta os valores de máxima injeção de potência do parque eólico (EOL) no sistema, bem como a geração total da plataforma P2 nessa situação e os fluxos em todas as linhas que saem de P2, tanto conectando com o parque eólico como as demais plataformas. Os valores de potência ativa (P) estão em MW e potência reativa (Q) em MVar.

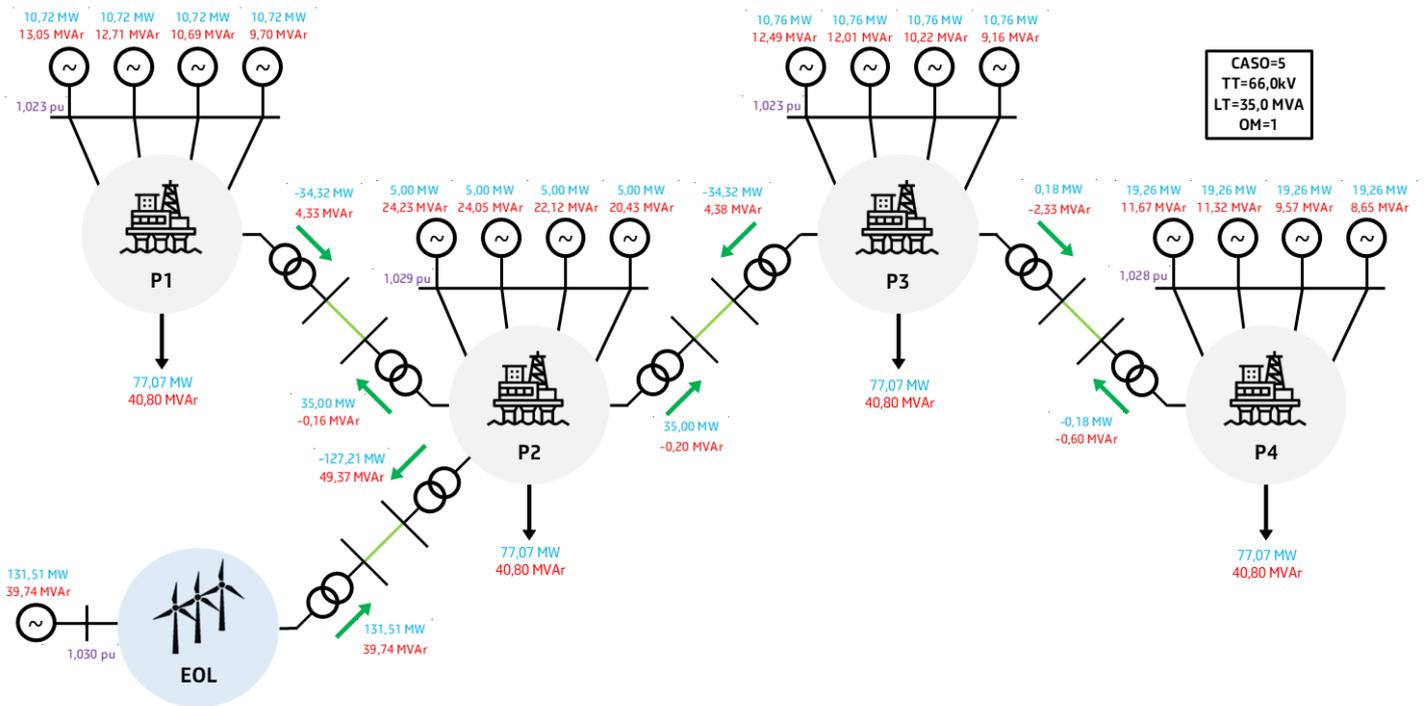
Tabela 6.6: Panorama do sistema com máxima potência eólica disponível - Cenário B. Fonte: autor

Caso	EOL		P2		P2-EOL		P2-P1		P2-P3		P2-P4	
	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	133,2	50,7	20,0	100,0	-126,7	60,9	34,7	-1,4	34,7	-1,4	0,0	0,0
2	133,3	50,7	20,0	100,0	-126,7	60,9	34,7	-1,4	34,7	-1,4	0,0	0,0
3	156,0	29,4	20,0	89,7	-149,1	51,9	46,0	-2,0	45,9	-2,0	0,0	0,0
4	156,0	31,6	20,0	94,4	-149,1	50,5	46,0	0,9	45,9	1,2	0,0	0,0
5	131,5	39,7	20,0	90,8	-127,2	49,4	35,0	-0,2	35,0	-0,2	0,0	0,0
6	131,5	40,4	20,0	91,3	-127,2	49,3	35,0	0,1	35,0	0,1	0,0	0,0
7	156,0	24,6	20,0	83,2	-151,6	39,2	47,4	0,8	47,2	1,3	0,0	0,0
8	156,0	24,4	20,0	78,6	-151,6	39,4	47,2	-1,3	47,2	-1,3	0,0	0,0
9	146,1	75,1	20,0	100,0	-137,4	77,2	28,2	-6,2	28,2	-6,2	23,8	-6,8
10	146,1	75,1	20,0	100,0	-137,4	77,2	28,2	-6,2	28,2	-6,2	23,8	-6,8
11	156,0	31,1	20,0	90,2	-149,1	50,8	33,6	-0,5	33,5	-0,5	24,9	-1,4
12	156,0	31,1	20,0	89,2	-149,1	50,8	33,5	-0,8	33,4	-0,8	25,0	-1,8
13	149,9	66,3	20,0	100,0	-143,7	72,2	30,3	-4,2	30,2	-4,2	26,0	-5,7
14	149,9	66,3	20,0	100,0	-143,7	72,2	30,3	-4,2	30,2	-4,2	26,0	-5,7
15	156,0	24,4	20,0	73,2	-151,6	39,4	34,2	-2,2	34,0	-2,2	26,3	-3,7
16	156,0	24,4	20,0	73,2	-151,6	39,4	34,1	-2,2	33,9	-2,2	26,5	-3,7

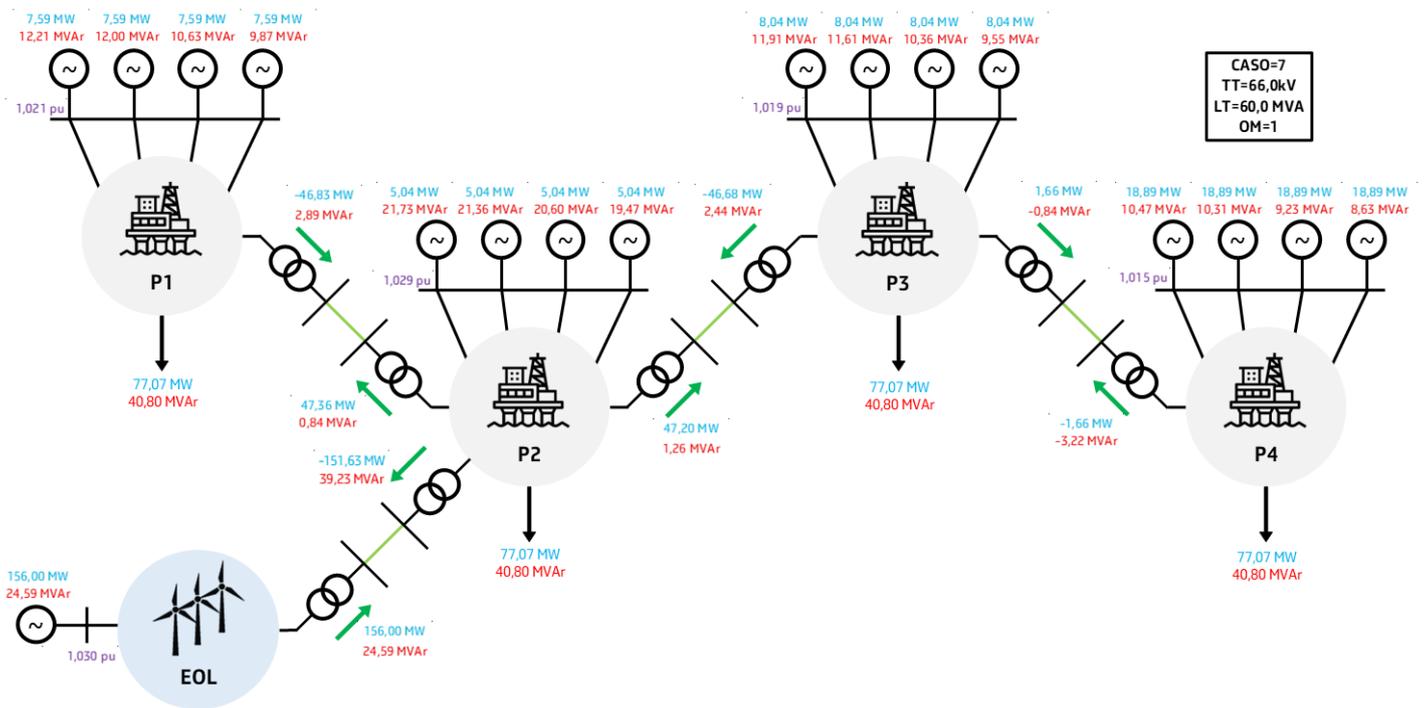
Nota-se pela Tabela 6.6 que o caso 5 foi um dos que apresentou pior aproveitamento do recurso eólico e na Figura 6.8 é dado um panorama comparativo do comportamento do fluxo de potência quando disponibiliza-se o recurso máximo para o parque que ajuda a explicar esse desempenho. Outro caso usado para comparação é o 7 cujo o único parâmetro que se altera é o limite de transmissão (LT) dos cabos submarinos de interligação. Portanto, as análises a seguir irão utilizar estes dois casos como referências para as explicações, pois são bem representativos dos demais.

Percebe-se pela Figura 6.8a que no caso 5 o parque eólico só conseguiu injetar 131,51 MW, abastecendo a carga da plataforma P2 e ainda transmitindo 35 MVA de P2 para P1 e P3. Apesar da geração de potência ativa das turbinas a gás de P2 estarem no mínimo, existe uma demanda alta de potência reativa, por isso não é possível desligar nenhum gerador da plataforma. Dessa forma, como a geração na plataforma não pode ser reduzida (patamar mínimo) e a transmissão para as plataformas vizinhas está restrita pela capacidade dos cabos submarinos, o parque

eólico não consegue injetar mais potência no sistema e precisa ter a sua geração reduzida. Quando utilizado um limite de 60 MVA, como no caso 7 (figura 6.8b), existe folga suficiente para transmitir todo o recurso eólico disponibilizado para o sistema elétrico integrado.



(a) Caso 5



(b) Caso 7

Figura 6.8: Comparação entre o resultado de fluxo de potência entre os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor

Nos gráficos a seguir destacou-se o mês de abril para representar um período específico dentro do horizonte de estudo. Nesse mês, é possível observar variação ampla da potência eólica, o que é interessante para analisar alguns comportamentos

do sistema.

O efeito de corte da potência injetada (*curtailment*), explicado na comparação realizada na Figura 6.8, é verificado ao longo do tempo na Figura 6.9, na qual a área azul do gráfico mostra a potência efetivamente injetada no sistema, enquanto a amarela representa montante cortado da energia. Obviamente, a soma das duas áreas é a potência disponibilizada pelo recurso eólico. Observa-se que, para o caso 5, a potência gerada pelo parque é limitada ao valor de 131,51 MW, pela explicação feita anteriormente, enquanto no caso 7 não há corte.

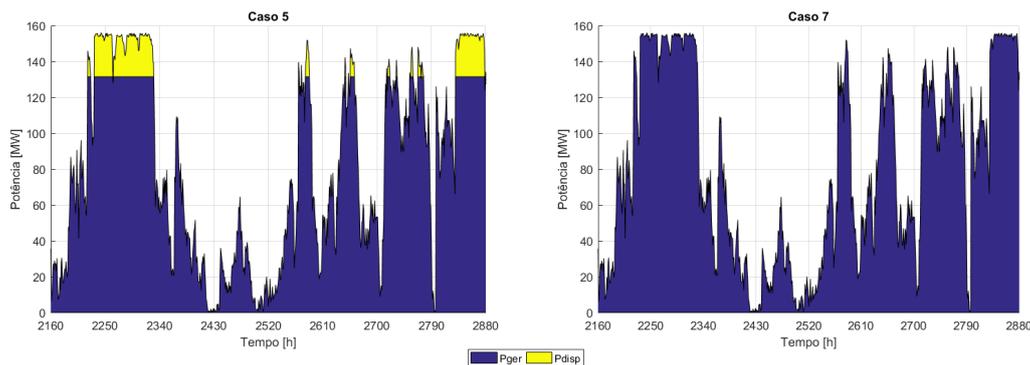


Figura 6.9: Comparação entre o aproveitamento da potência eólica disponibilizada para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor

As Figuras 6.10 e 6.11 apresentam os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, das interligações da plataforma P2. Os casos 5 e 7 utilizam o arranjo do tipo AG1 e, portanto, possuem 3 linhas de transmissão conectadas em P2 ligando-se ao parque eólico (curva azul dos gráficos) e às plataformas P1 (curva vermelha) e P3 (curva amarela). Foi definido para o gráfico o sentido de fluxo entrando na plataforma como positivo e saindo como negativo.

Pela Figura 6.10 percebe-se que o fluxo que chega em P2 vindo do parque (curva azul) tem um formato muito parecido com a potência injetada no sistema apresentada na Figura 6.9 para ambos os casos em análise. É interessante notar também que os fluxos em direção a P1 e P3 no caso 5 ficam limitados a um valor que corresponde parcela do fluxo ativo da capacidade de 35 MVA do cabo submarino, já no caso 7 o fluxo não possui essa restrição. Outro ponto é que só existe fluxo para as plataformas vizinhas após um certo patamar de abastecimento oriundo do parque eólico. O incremento desse abastecimento vai gradativamente substituindo a geração das turbinas a gás de P2 até atingirem o seu patamar mínimo e, a partir daí, a potência eólica é exportada para as plataformas vizinhas.

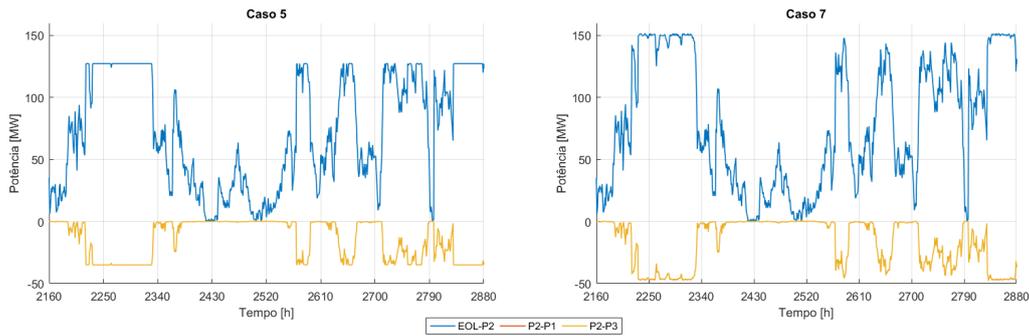


Figura 6.10: Comparação do fluxo de potência ativa (P) da plataforma P2 para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor

Em termos de potência reativa, nota-se pela Figura 6.11, que os fluxos para as plataformas vizinhas é baixo, porém um ponto crítico observado é a alta demanda de potência reativa para o cabo submarino que faz a interligação do parque eólico com a plataforma P2. Principalmente nos momentos de alta geração do parque nos quais é necessário também uma alta injeção de potência reativa para suprir a demanda do cabo. Em alguns casos, isso ocasionou uma restrição vinda da capacidade dos geradores da plataforma P2 ou do próprio parque eólico de prover essa quantidade de potência reativa, resultando numa limitação da potência gerada pelo parque eólico. Essa demanda depende da TT e LT do cabo submarino, nesse caso, tensões e capacidades mais altas tendem a ter uma característica capacitiva para o cabo maior e, com isso, sofrem um pouco menos dessa restrição.

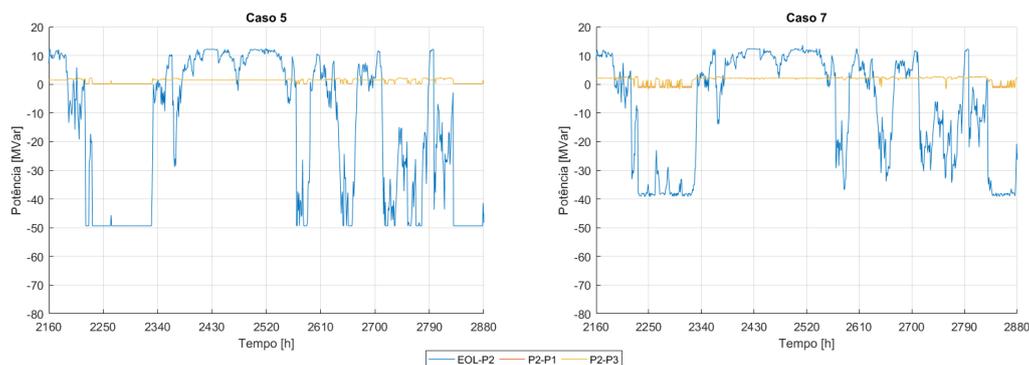


Figura 6.11: Comparação do fluxo de potência reativa (Q) da plataforma P2 para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor

O perfil de tensão das principais barras do sistema ficam dentro dos limites definidos para ambos os casos, como mostrado na Figura 6.12. Nesse cenário, apesar de os geradores possuírem flexibilidade no controle de tensão, foi aplicado um fator conservador de 50% para que a tensão dos geradores não ficasse muito próxima dos

limites do sistema, ou seja, o controle de tensão dos geradores pode variar entre 1,03 e 0,95 pu.

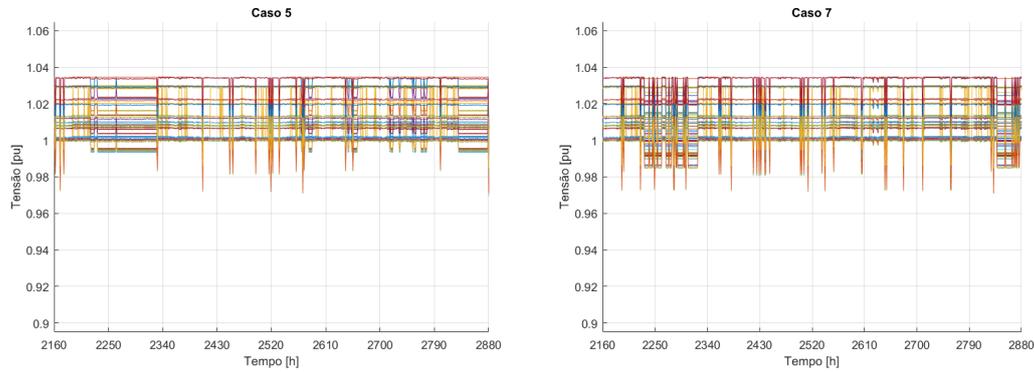
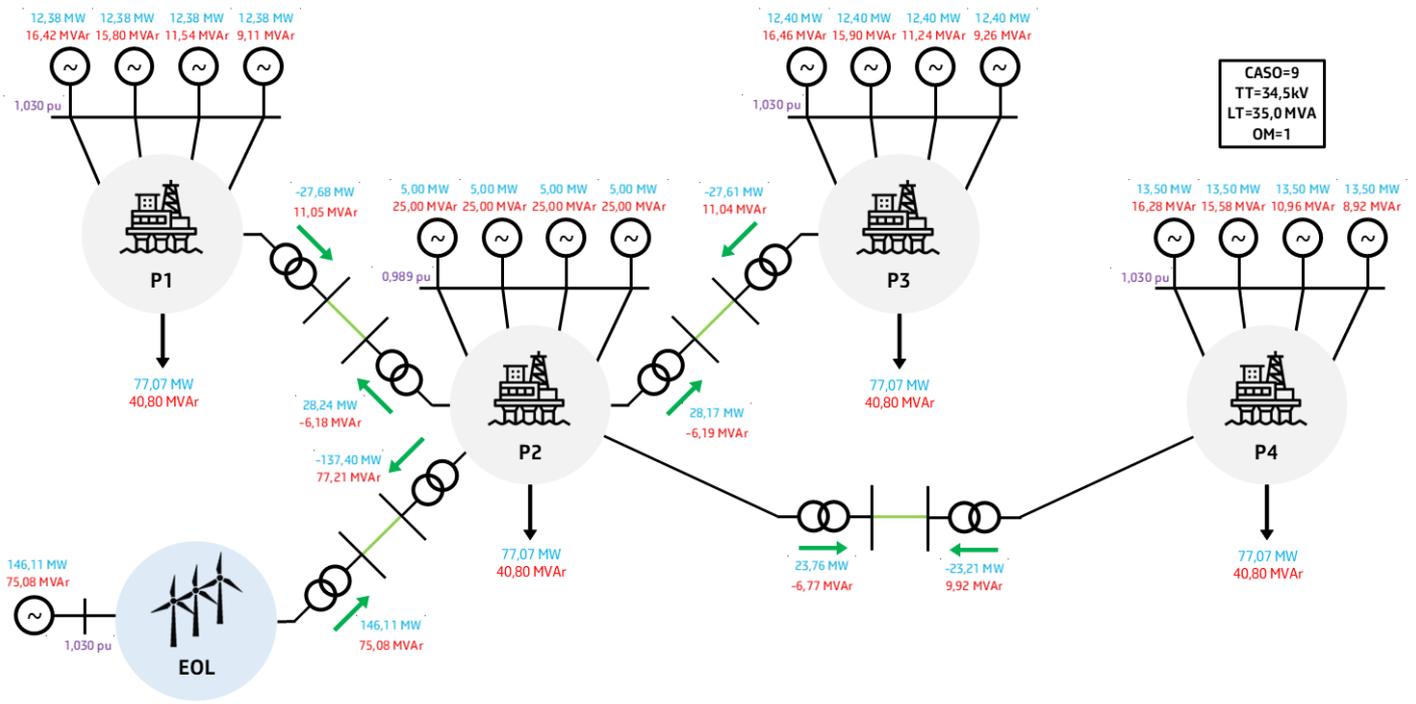
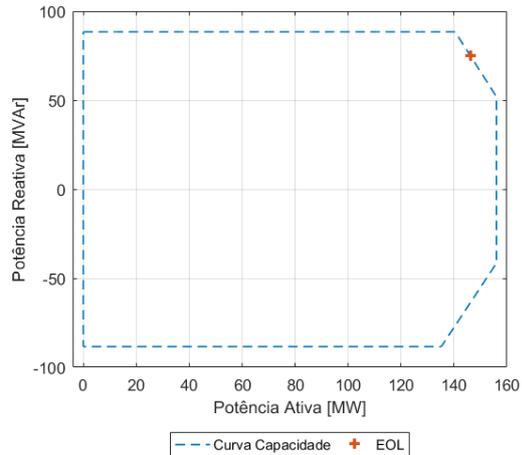
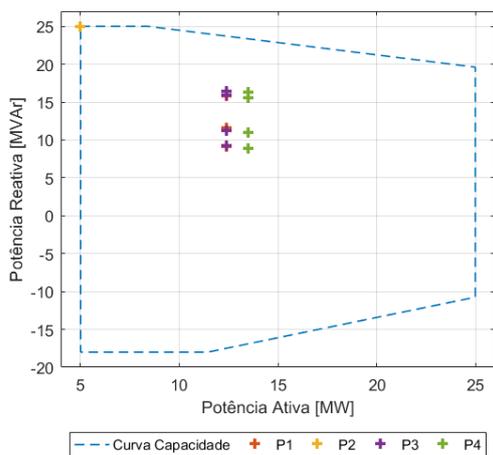


Figura 6.12: Comparação da tensão nas principais barras do sistema para os casos 5 e 7 - Cenário B. Fonte: autor

A interligação entre parque eólico e plataforma P2 no caso 9 é um dos apresenta maior demanda reativa, como observado na Figura 6.13. Nesse exemplo, está ilustrado também um instante de máxima disponibilização do recurso eólico para o parque. Nota-se no diagrama 6.13a que há uma injeção de potência reativa no lado do parque eólico de 75,08 MVAR e de 77,21 MVAR do lado da plataforma P2. Os gráficos 6.13b e 6.13c apresentam os pontos de operação de cada gerador dentro das suas respectivas curvas de capacidade. É possível constatar que os geradores de P2, bem como o gerador do parque eólico, estão na fronteira de duas curvas, não sendo capazes de prover mais potência ativa ou reativa para o sistema.



(a) Caso 9



(b) Curva Capacidade geradores das plataformas (c) Curva capacidade gerador do parque eólico

Figura 6.13: Resultado de fluxo de potência para o caso 9 com destaque para as curvas de capacidade do geradores - Cenário B. Fonte: autor

Dessa forma, pode-se observar que as limitações de geração impostas ao parque eólico se originaram por 2 principais motivos: limite da capacidade de transmissão dos cabos submarinos (casos 1, 2, 5, e 6) e limite de capacidade dos geradores (casos 9, 10, 13 e 14).

Uma forma de compensar essa limitação e, conseqüentemente, aumentar a injeção de potência do parque eólico no sistema seria a utilização de banco de capacitores

em uma ou ambas as extremidades desse cabo submarino. Entretanto, cabe destacar que a instalação desse tipo de equipamento numa plataforma existente é complexa e a restrição de peso e espaço na plataforma pode inviabilizar tal solução.

Os gráficos a seguir mostram a comparação dos casos 10 e 16 que proporcionam uma visão do arranjo AG2 e modo de operação do tipo 2. Esses casos possuem TT e LT diferentes, sendo que o caso 10 possui TT de 34,5 kV e LT de 35 MVA, enquanto o caso 16 utiliza 66,0 kV e 60 MVA. Dessa vez, os gráficos destacam o mês de outubro que também uma variação de potência de grande amplitude.

Através da Figura 6.14 é possível observar uma limitação da potência injetada no sistema do caso 10, num valor próximo a 146 MW, enquanto o caso 16 não apresenta restrições. Como explicado anteriormente, isso acontece pela limitação de capacidade do próprio parque eólico e do sistema de geração da plataforma P2.

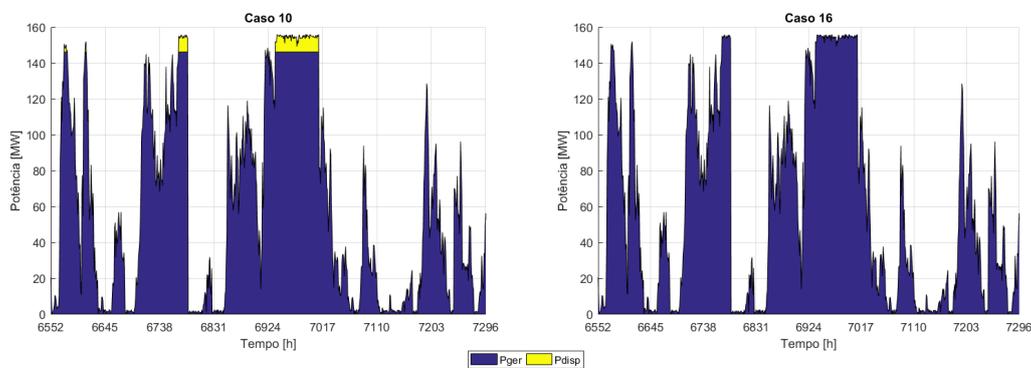


Figura 6.14: Comparação entre o aproveitamento da potência eólica disponibilizada para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor

Nas Figuras 6.15 e 6.16 são apresentados os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, que representam os intercâmbios da plataforma P2. Pode-se notar um comportamento similar àquele apresentado na comparação dos casos 5 e 7, porém agora a exportação de potência da plataforma P2 se divide para todas as três plataformas vizinhas devido ao arranjo que também se conecta diretamente à P4.

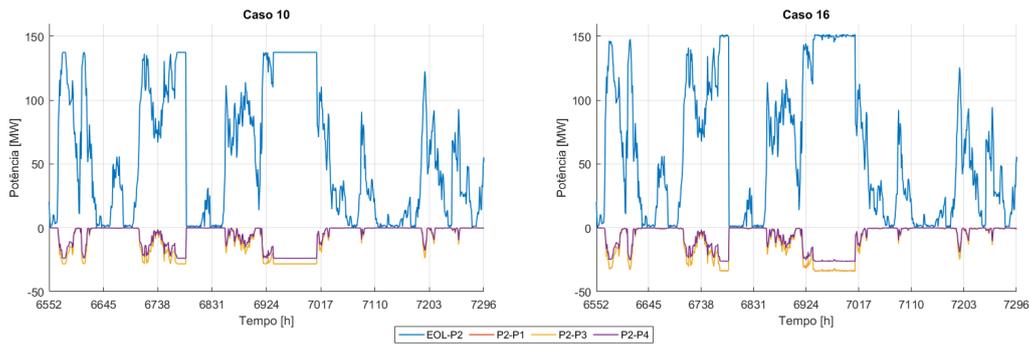


Figura 6.15: Comparação do fluxo de potência ativa (P) da plataforma P2 para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor

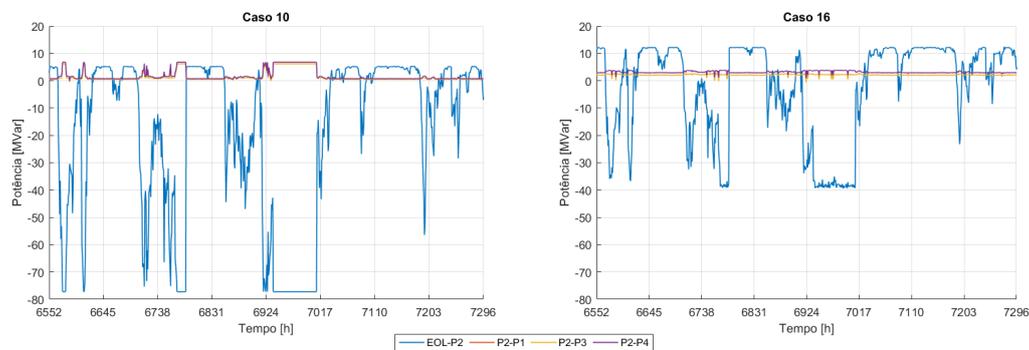


Figura 6.16: Comparação do fluxo de potência reativa (Q) da plataforma P2 para os casos 10 e 16 - Cenário B. Fonte: autor

De forma geral, a entrada do parque eólico teve efeito na operação de todos os geradores das plataformas, alterando distintamente a energia produzida para cada um deles. Nesse olhar individual para cada gerador, o modo de operação teve influência muito mais acentuada, principalmente na plataforma P2. Verificou-se que a quantidade de geradores ligados nas plataformas dependeu não só da demanda de potência ativa como a de potência reativa, uma vez que trata-se de um sistema isolado no qual os geradores do sistema global são as únicas fontes de potência ativa e reativa.

Nesse contexto, apenas um dos geradores da plataforma P2 pode ser desligado esporadicamente ao longo do horizonte de estudo, sem comprometimento do demanda de energia do sistema. Ele ficou em operação durante 52,6% do tempo, isso equivale a 192 dias no ano. Os demais geradores de todas as plataformas ficaram ligadas 100% do tempo.

Uma forma simplificada de analisar o impacto de cada variável nos resultados é realizar a média dos resultados de geração de energia do parque eólico, condicionada às variáveis da metodologia, para cada um dos casos, ou seja, realizar a média

simples da produção de energia considerando o conjunto de casos com o mesmo valor de variável arranjo igual a AG1, depois só AG2, em seguida para LT igual a 35 MVA, depois só 60 MVA e assim por diante.

Dessa forma, é possível realizar uma avaliação através do gráfico mostrado em 6.17 no qual pode-se observar que os casos com LT de 60 MVA apresentaram os melhores números, com um valor médio de 567,87 GWh/ano, em contraste àqueles de LT igual a 35 MVA, que tiveram uma média de 551,92 GWh/ano nos seus casos. Outra variável que teve um efeito menos acentuado, mas ainda notável, foi o arranjo entre as plataformas, o arranjo do tipo AG2 teve em média uma produção de energia de 565,00 GWh/ano contra 554,79 GWh/ano do seu par AG1. O modo de operação (MO) das turbinas a gás e a tensão de transmissão (TT) não apresentaram distinção significativa entre os seus parâmetros, insinuando que não tiveram impacto quanto a produção de energia do parque eólico integrado.

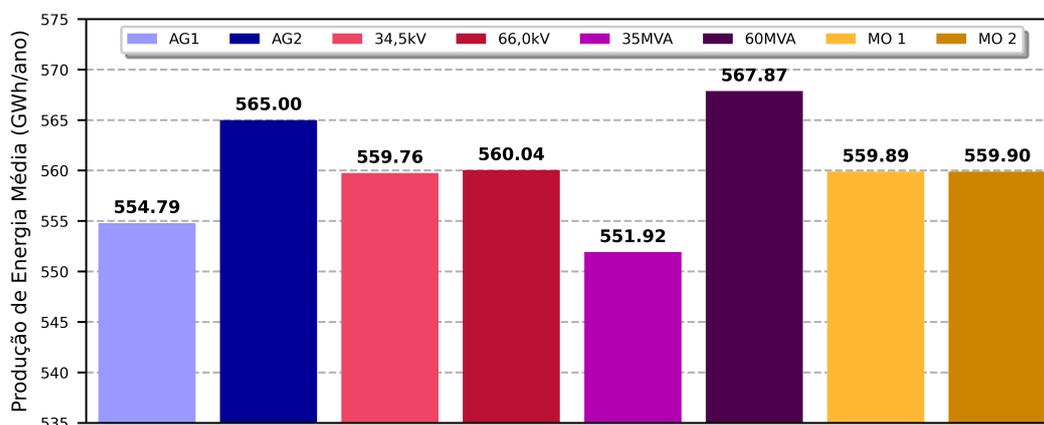


Figura 6.17: Análise de Impacto por Variável - Energia Produzida - Cenário B. Fonte: autor

6.3.2 Análise Ambiental

Tratando o aspecto ambiental, nota-se, pela Figura 6.18, que houve redução significativa das emissões em todos os casos quando comparados com os dados do Cenário A, principalmente na plataforma P2, na qual obteve-se, em média, quase 40% de redução nas emissões. Em termos do sistema global, a redução das emissões de CO₂eq foi, em média, cerca de 15%, apresentando valores que variam entre 1.306 e 1.359 milhões kg CO₂eq/ano.

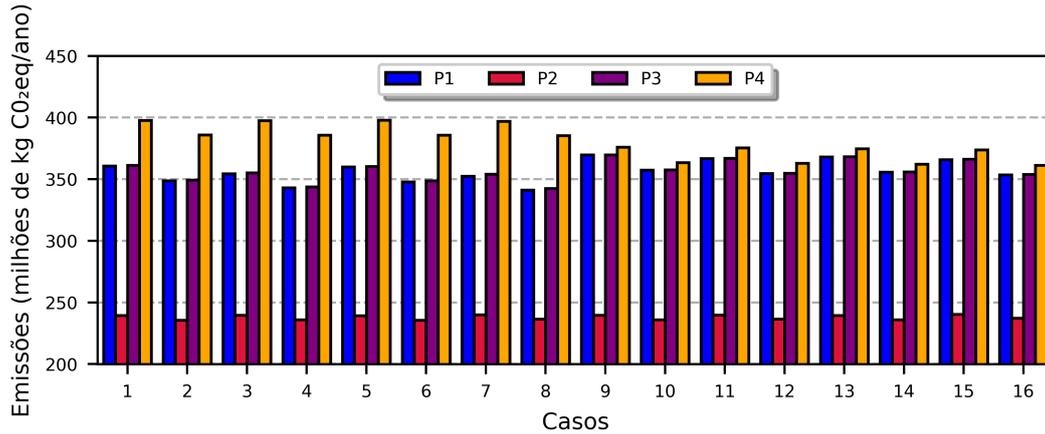


Figura 6.18: Emissões geradas por plataforma - Cenário B. Fonte: autor

Executando a mesma análise simplificada proposta para a produção de energia do parque eólico com objetivo de avaliar o impacto de cada variável nos resultados, porém agora utilizando os dados de redução de emissões, pode-se construir o gráfico mostrado em 6.19 no qual percebe-se uma distinção discreta dos parâmetros de cada uma das variáveis da metodologia, com exceção da variável MO cuja diferença foi mais alta. Dessa vez, como deseja-se reduzir as emissões, quanto menor os valores, melhor é o desempenho daquela variável. Logo, os parâmetros AG2, 66 kV, 60 MVA e MO igual a 2, apresentaram os melhores resultados com média de 1.329,5, 1.326,8 e 1.311,3 milhões de kg CO₂eq/ano, respectivamente.

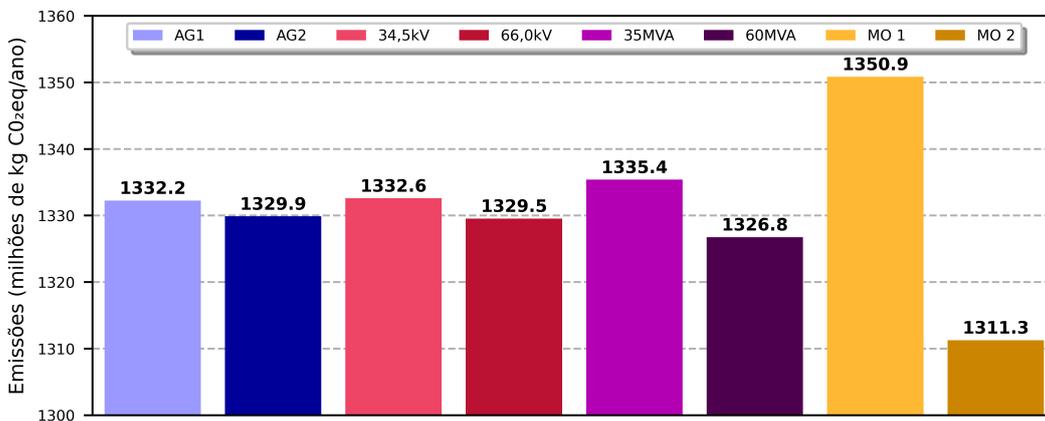


Figura 6.19: Análise de Impacto por Variável - Emissões - Cenário B. Fonte: autor

6.3.3 Análise Econômica

Com a entrada do parque eólico, os custos de investimento tornam-se mais acen- tuados. Como o parque eólico é idêntico em todos os casos, o valor de aquisição dele é constante no valor de US\$ 165,2 milhões. Os custos com os transformadores para elevação da tensão e transmissão entre plataformas e parque não passam de

2,0% do valor total do parque, variando entre US\$ 3,2 milhões e US\$ 3,9 milhões. Por outro lado, o investimento com os cabos submarinos chega próximo do custo do aerogeradores nos casos com 34,5 kV e 60 MVA, com valores de US\$ 120,9 milhões a US\$ 127,1 milhões. De forma geral, os gastos totais variam entre US\$ 192,1 milhões e US\$ 296,3 milhões. A Figura 6.20 exibe essa visão dos custos para viabilização de cada caso, estratificando o custo por parcela (aerogeradores, cabos e transformadores) e mostrando o custo total de cada caso acima de sua barra.

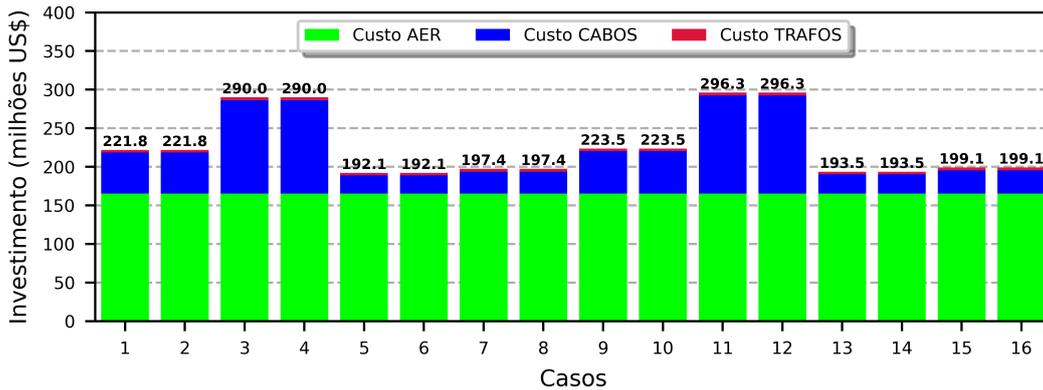


Figura 6.20: Investimento para construção de cada caso - Cenário B. Fonte: autor

Na análise de impacto das variáveis, obteve-se o gráfico da Figura 6.21 no qual percebe-se uma diferenciação notável entre os parâmetros de TT e LT. Em média, os casos com 34,5 kV são cerca de US\$ 62 milhões mais caros em relação àqueles com 66 kV, enquanto os casos com 35 MVA são US\$ 38 milhões mais baratos que 60 MVA. Em termos de arranjo a diferença é marginal com o tipo AG1 um pouco mais barato, em média. Por fim, o modo de operação não tem impacto na variação de custo no do parque eólico.

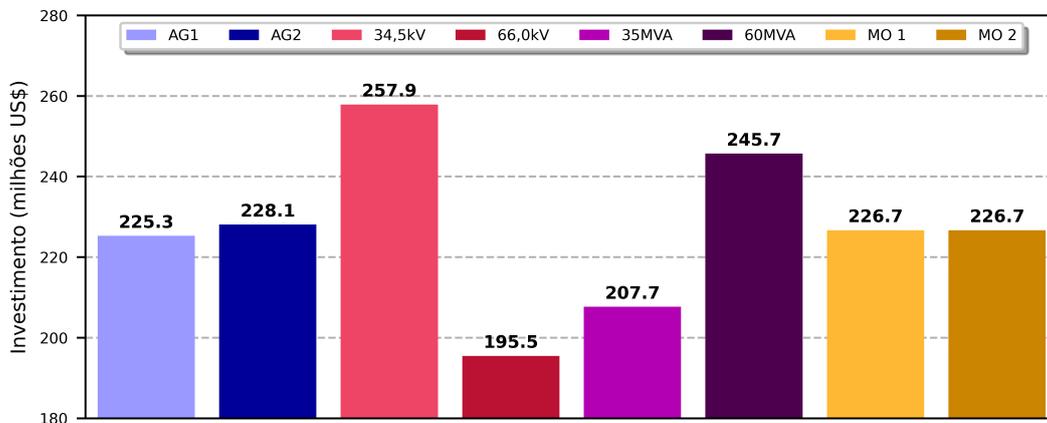


Figura 6.21: Análise de Impacto por Variável - Investimento - Cenário B. Fonte: autor

6.3.4 Conclusões Parciais

A partir dos resultados obtidos foi possível construir o gráfico da Figura 6.22 no qual representa-se para cada caso as emissões (eixo x), o investimento (eixo y) e a produção de energia (mapa de cor). Entende-se que os melhores casos estejam mais próximos do canto inferior esquerdo do gráfico e com as cores mais próximas do vermelho.

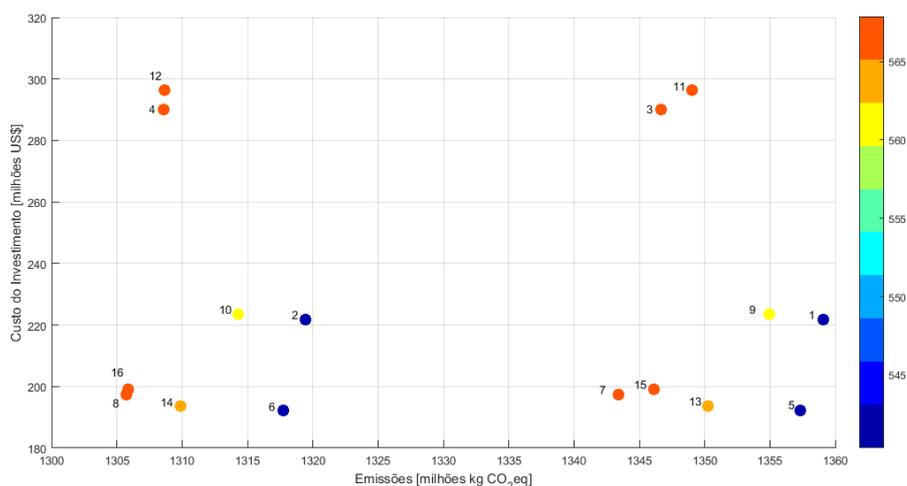


Figura 6.22: Análise de energia produzida, emissões e investimento dos casos do Cenário B. Fonte: autor

Nesse sentido, alguns pontos são interessantes de se observar:

- Os casos pares estão posicionados mais a esquerda, enquanto os casos ímpares estão a direita do gráfico. Como o eixo x representa a informação de emissão de gases, constata-se que os casos com modo de operação de divisão de carga entre as turbinas tendem a ter mais emissões. Percebe-se também que esses dois grupos de casos estão bem defasados entre si, por um valor aproximado de 40 milhões de kg CO₂eq.
- Os casos posicionados na parte superior do gráfico são aqueles que demandam maior investimento para aquisição e instalação. Eles correspondem justamente aos casos com cabos de TT de 34,5 kV e LT de 60 MVA e, portanto, são aqueles que demandam maior investimento para aquisição e instalação do parque.
- Considerando o grupo de casos pares, os casos 8 e 16 foram os que tiveram melhor desempenho considerando os 3 critérios. Já, num grupo intermediário, estão os casos 4 e 12 nos quais percebe-se uma boa produção de energia e baixas emissões, porém com alto custo de investimento, e o caso 14 com baixas emissões e custos de investimento, porém uma leve perda na produção. Por fim, os casos 2, 6 e 10 foram os que tiveram pior performance.

Nesse contexto, é interessante realizar mais duas avaliações considerando a relação entre valores investidos por energia produzida pelo parque eólico e por redução de emissões.

A primeira relação pode ser observada na Figura 6.23 na qual é mostrado o valor que é necessário ser investido, em US\$, em cada caso, para produção de 1 MWh do parque eólico no ano. Os casos 13 e 14 apresentaram os melhores resultados sendo necessário investimento na ordem de US\$ 343,1/MWh. Contudo, os casos 5, 6, 7, 8, 15 e 16 também possuem valores bem próximos.

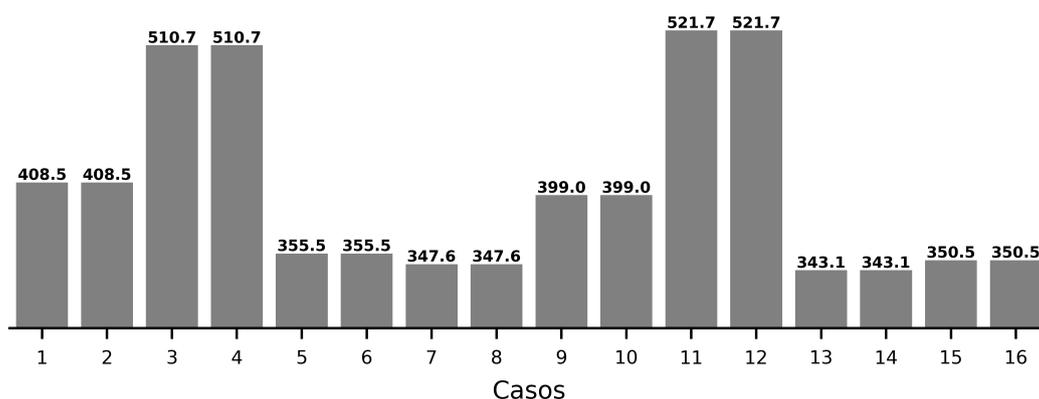


Figura 6.23: Relação de valor investido no sistema por energia produzida, em US\$/MWh - Cenário B. Fonte: autor

A segunda relação é mostrada na Figura 6.24 na qual é observada o quanto cada caso do cenário B conseguiu reduzir nas emissões em relação aos respectivos casos do cenário A. Nesse sentido, o caso 7 teve maior destaque necessitando de um investimento de US\$ 0,793/kg CO₂eq reduzido, seguido pelos casos 13 e 15 com US\$ 0,800/kg CO₂eq e US\$ 0,809/kg CO₂eq, respectivamente. Cabe destacar que no cenário A os casos com modo de operação (MO) igual a 1 (divisão de carga) apresentaram valores de emissão 3% superiores aos casos com MO igual a 2 (máxima capacidade), então, apesar de em termos absolutos do Cenário B as emissões dos casos com MO igual a 2 serem menores, na análise comparativa entre os dois cenários, os casos com MO igual a 1 obtiveram uma redução mais expressiva.

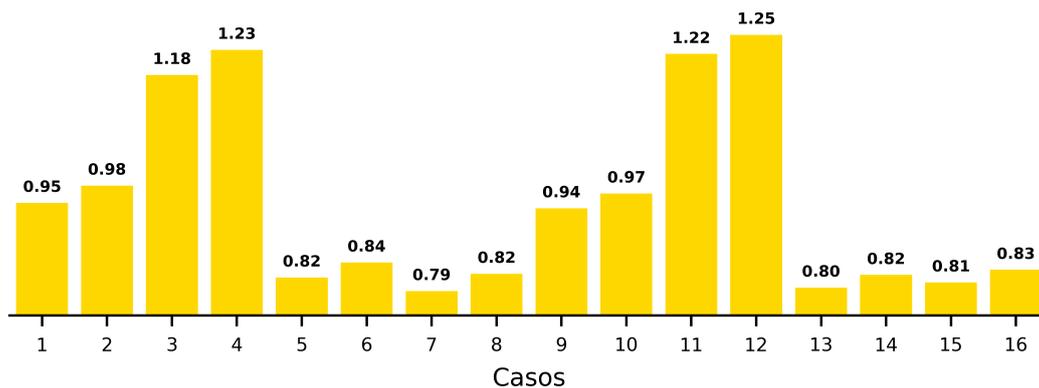


Figura 6.24: Relação de US\$ investido no sistema por redução nas emissões, em US\$/kg CO₂eq - Cenário B. Fonte: autor

6.4 Análise de Sensibilidade da Quantidade de Aerogeradores

Nesta seção será feita a análise de resultados com base nos casos selecionados a partir dos resultados do cenário anterior. Os aspectos operacionais, ambientais e econômicos serão avaliados com detalhes, buscando investigar o comportamento do sistema quando varia-se a quantidade de aerogeradores do parque e verificar a quantidade mais adequada de aerogeradores para o parque eólico proposto. O Apêndice D apresenta tabelas com os resultados completos de todos os valores obtidos para cada caso.

Os casos escolhidos para aprofundamento neste cenário serão: 4, 8, 14 e 16. Conforme abordado anteriormente, os casos 8 e 16 apresentaram bons desempenhos considerando os 3 critérios (produção de energia, emissões e custo de implantação). Os casos 4 e 14 também foram escolhidos para investigação, pois também apresentaram bons desempenhos, porém um pouco pior que os anteriores.

6.4.1 Análise Operacional

Com o aumento da quantidade de aerogeradores houve, naturalmente, um aumento da produção de energia em todos os casos selecionados, entretanto, esse aumento não é linear. O gráfico 6.25 mostra a produção de energia pela potência nominal do parque eólico, sendo que a linha verde tracejada seria o máximo de produção considerando o recurso eólico disponibilizado para cada tamanho de parque. Com 11 aerogeradores, todos os casos conseguiram produzir a capacidade máxima

disponível do recurso eólico, contudo nota-se que ao utilizar-se parques maiores, os cortes de potência começam a ser necessários pelas restrições do sistema.

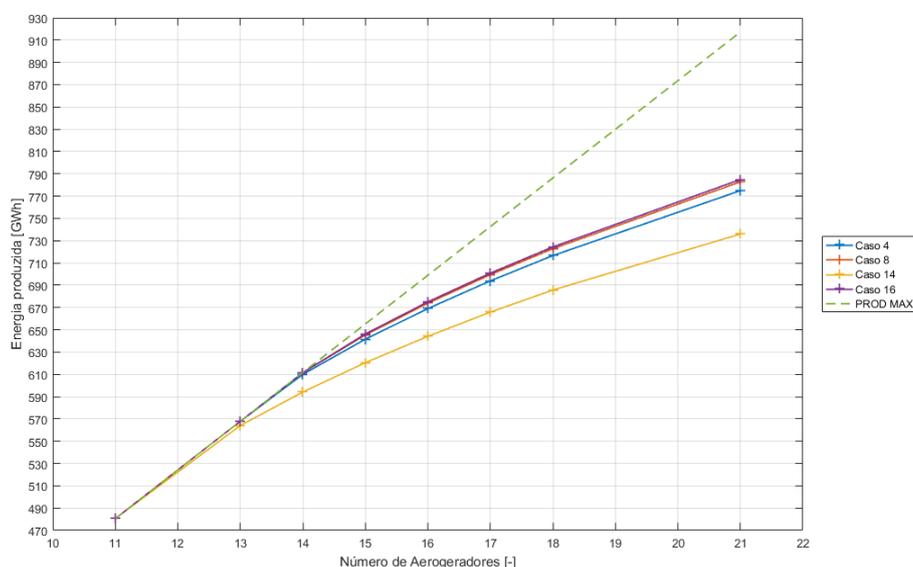


Figura 6.25: Variação da produção de energia, em GWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

Nesse contexto, o caso 14 destaca-se negativamente nessa análise, pois já com 13 aerogeradores tem uma pequena perda de produção (99,3%) chegando a um aproveitamento de 89,7% e depois 80,2% para um parque com 17 e 21 unidades, respectivamente. Cabe ressaltar que, esse caso esbarra na limitação da capacidade do gerador eólico em fornecer potência reativa para o sistema, portanto mesmo aumentando a capacidade do parque em alguns momentos ele continua submetido a essa limitação e não consegue obter um ganho de produção interessante mesmo com o incremento do número de aerogeradores.

Os demais casos, com o aumento do número de aerogeradores, também sofreram com a limitação de transmissão do cabo de interligação às plataformas, todavia até a quantidade de 14 aerogeradores todos mantêm um aproveitamento de mais de 99,7%. Com a quantidade de 18 aerogeradores, eles conseguem ainda manter um superior a 90% com a produção de energia variando entre 716,6 GWh/ano a 724,4 GWh/ano.

O gráfico 6.26 apresenta um trecho no tempo da potência eólica gerada pelo parque para os casos 14 e 16, no qual é possível observar o efeito mencionado anteriormente da limitação causada pela capacidade dos geradores do parque eólico no caso 14, sendo que todos os casos acima de 156 MW (13 unidades) já começam a sofrer com esse efeito. Já no caso 16, é possível notar o momento de restrição da geração devido a limite da capacidade do cabo de transmissão que acontece num

valor superior ao do caso 14 e somente a partir de 180 MW (15 unidades), acontece restrição da geração de energia do parque.

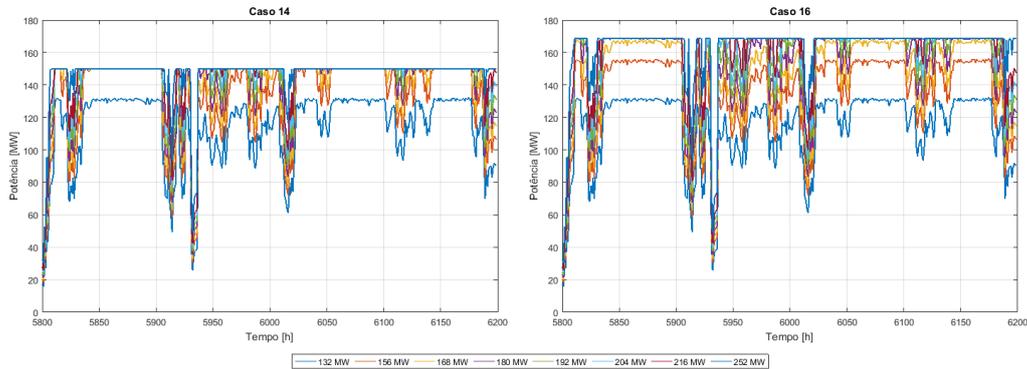


Figura 6.26: Potência gerada do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

6.4.2 Análise Ambiental

As emissões geradas pelas turbinas a gás apresentam um comportamento quase que espelhado, no eixo x, em relação a produção de energia, como pode ser observado na Figura 6.27. Partindo de valores bem próximos entre si com 11 aerogeradores, porém, com o incremento do número de unidades, apesar de haver uma redução nas emissões, as emissões vão reduzindo cada vez com uma taxa menor.

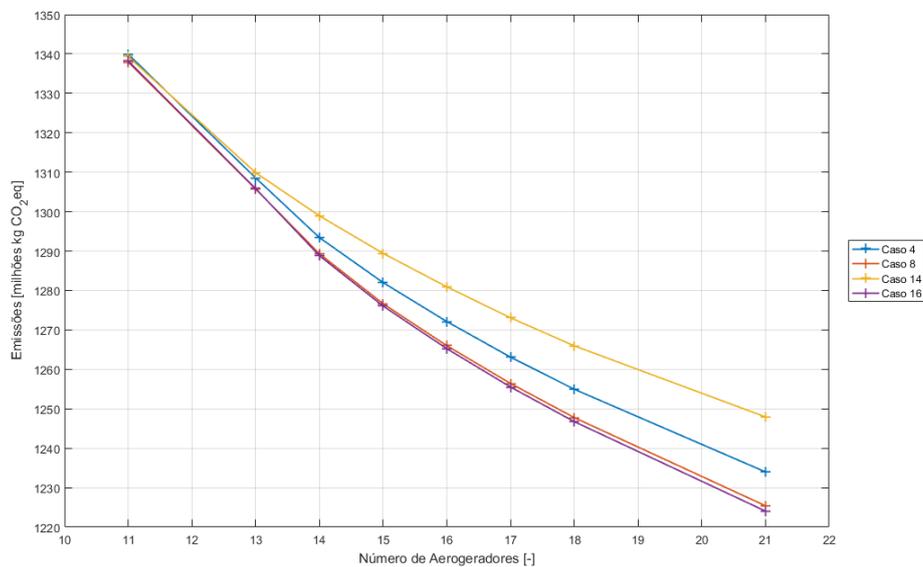


Figura 6.27: Variação das emissões, em milhões kg CO₂eq/ano, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

Assim como na produção de energia, os casos 8 e 16 tiveram o melhor desempenho dentre os casos e todos os tamanhos de parque eólico. Eles atingiram os menores

valores de emissão chegando a um valor um pouco maior que 1.246 milhões de kg CO₂eq/ano para um parque de 18 unidades, quando comparando com o cenário A, isso representa uma redução superior a 290 milhões de kg CO₂eq/ano nas emissões das plataformas.

6.4.3 Análise Econômica

No aspecto econômico, a única parcela que se altera é o custo total dos aerogeradores que, naturalmente, aumentam a medida que se aumenta a potência nominal do parque e de forma linear. Portanto, quando se observa a Figura 6.28 verifica-se que independente do número de aerogeradores, o caso 14 é sempre o mais barato, seguido pelos casos 8, 16 e 4.

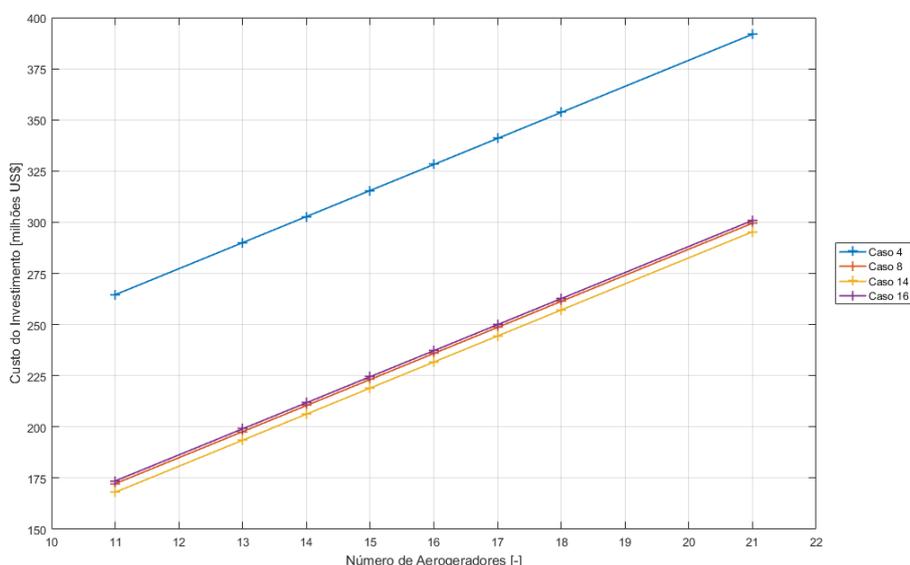


Figura 6.28: Variação dos custos, em milhões US\$, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

6.4.4 Conclusões Parciais

Analisando-se o custo por MWh de cada caso quando varia-se a quantidade de aerogeradores, obtém-se o gráfico 6.29. Nota-se que o caso 4 destoa-se dos demais com um valor bem superior, atingindo o seu valor mais baixo para um parque de 192 MW (16 unidades) com US\$ 490,54/MWh. Os casos 8 e 16 alcançaram um valor mínimo de US\$ 344,10/MWh e US\$ 346,31/MWh, respectivamente, ambos para um parque de 168 MW (14 unidades). Com um valor de US\$ 343,07/MWh e um parque de 156 MW (13 unidades), um pouco abaixo dos anteriores, ficou o caso 14.

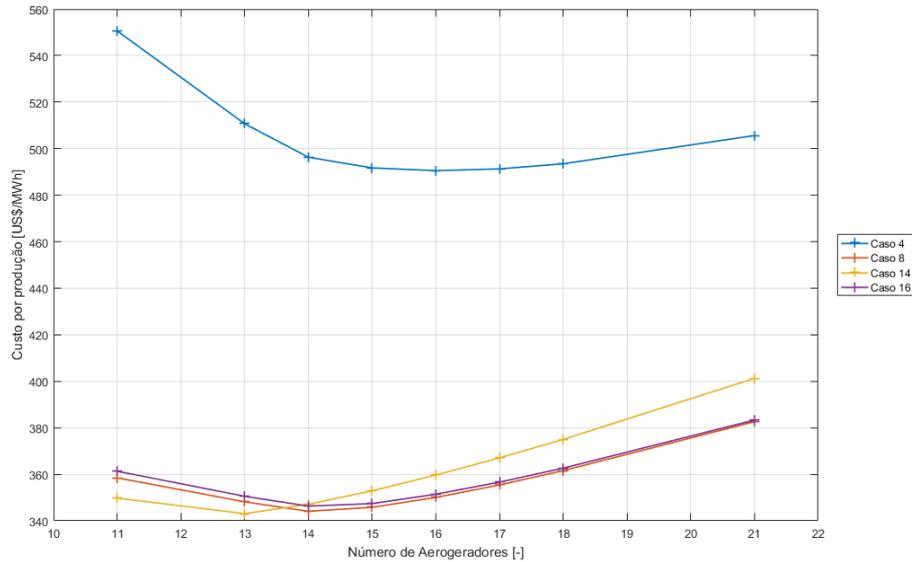


Figura 6.29: Variação do custo por energia gerada, em US\$/MWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

Já em relação às emissões reduzidas em relação ao cenário A, obteve-se curvas parecida com a análise de produção de energia, porém com algumas diferenças, principalmente quanto aos pontos de mínima relação entre custo e emissões, como mostrado na Figura 6.30. O caso 4 continua com valores bem superiores aos demais com US\$ 1,20/kg CO₂eq reduzido para parques de tamanhos que variam entre 14 a 16 unidades. Os casos 8 e 16 obtiveram a melhor relação para o mesmo tamanho de parque (168 MW) do gráfico anterior (6.29), com valores US\$ 0,82/kg CO₂eq e US\$ 0,83/kg CO₂eq reduzido, respectivamente. Por fim, o caso 14 apresentou um valor de US\$ 0,82/kg CO₂eq reduzido para um parque de 11 aerogeradores (132 MW).

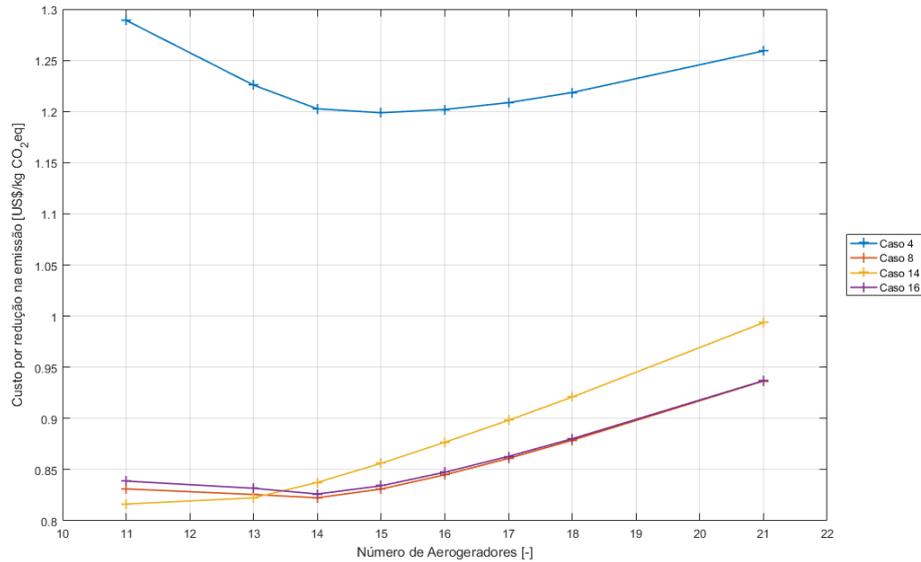


Figura 6.30: Variação do custo por emissões, em US\$/kg CO₂eq, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário C. Fonte: autor

É importante destacar que os casos analisados foram aqueles com modo de operação do tipo máxima capacidade (tipo 2). Acredita-se que utilizando o modo de operação de divisão de carga (tipo 1), seria possível atingir um desempenho similar com detrimento de emissões um pouco mais elevadas, porém é uma opção que só depende de uma mudança operacional.

6.5 Análise de Aumento de Carga

Esse cenário visa analisar os resultados quanto aos efeitos de aumento de carga no sistema, especialmente, para os casos com melhores desempenho considerando os cenários anteriores. Com isso, em relação ao cenário C, foi descartado apenas o caso 4 da lista por apresentar uma relação de custo-benefício menos vantajosa do que os demais. Já o tamanho de parque eólico foram escolhidos os valores de 156 MW, 168 MW e 180 MW, com 13, 14 e 15 aerogeradores, respectivamente, pois foram as quantidades com melhor custo-benefício do cenário C. O Apêndice E apresenta de forma completa todos os valores obtidos nas simulações deste cenário.

Logo, a partir destas configurações, deseja-se avaliar como será o desempenho do sistema na hipótese de um aumento de carga do sistema global, considerando que esse aumento represente um ganho de produção na exploração dos poços.

6.5.1 Análise Operacional

O aumento de carga do sistema propicia dois efeitos um pouco divergentes. De um lado, ele auxilia no aumento de produção do parque nos casos em que há restrição de transmissão daquela potência para as demais plataformas, pois a própria plataforma P2 absorve uma maior parcela da geração para atender a sua carga. Por outro lado, como visto nas análises do cenário B, quanto maior o nível de potência a ser transmitido na interligação do parque com a plataforma P2, maior é a demanda de potência reativa nesse trecho, o que, em algum momento, esbarra com a capacidade dos geradores em fornecer essa combinação de potência ativa e reativa (potência aparente).

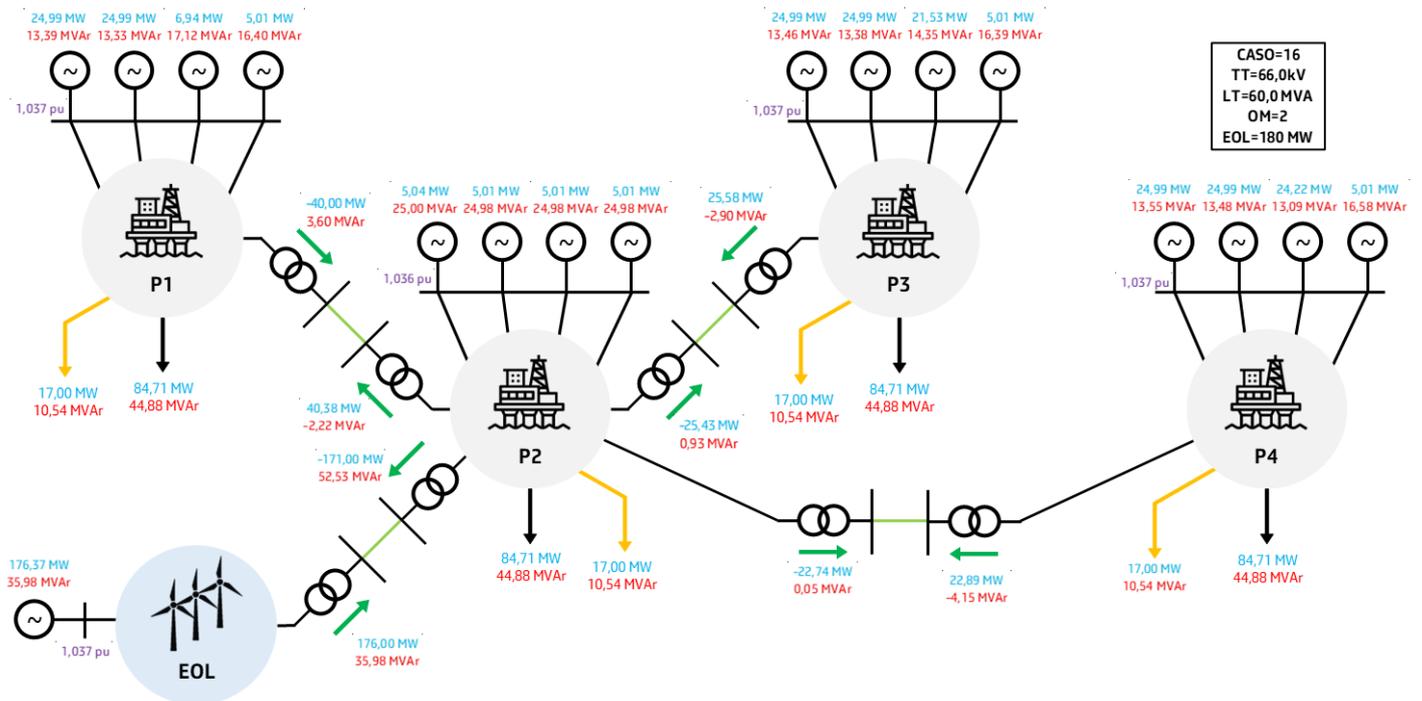
Portanto, inicialmente, foi realizada uma análise preliminar de todos os casos tomando como base o cenário B com um parque de 13 aerogeradores (156 MW). A Tabela 6.7 apresenta uma comparação da potência gerada pelo parque quando disponibiliza-se o máximo recurso eólico entre os cenários B e D.

Tabela 6.7: Comparação da potência eólica gerada a partir do máximo recurso eólico disponibilizado entre os cenários B (carga normal) e D (carga aumentada). Fonte: autor

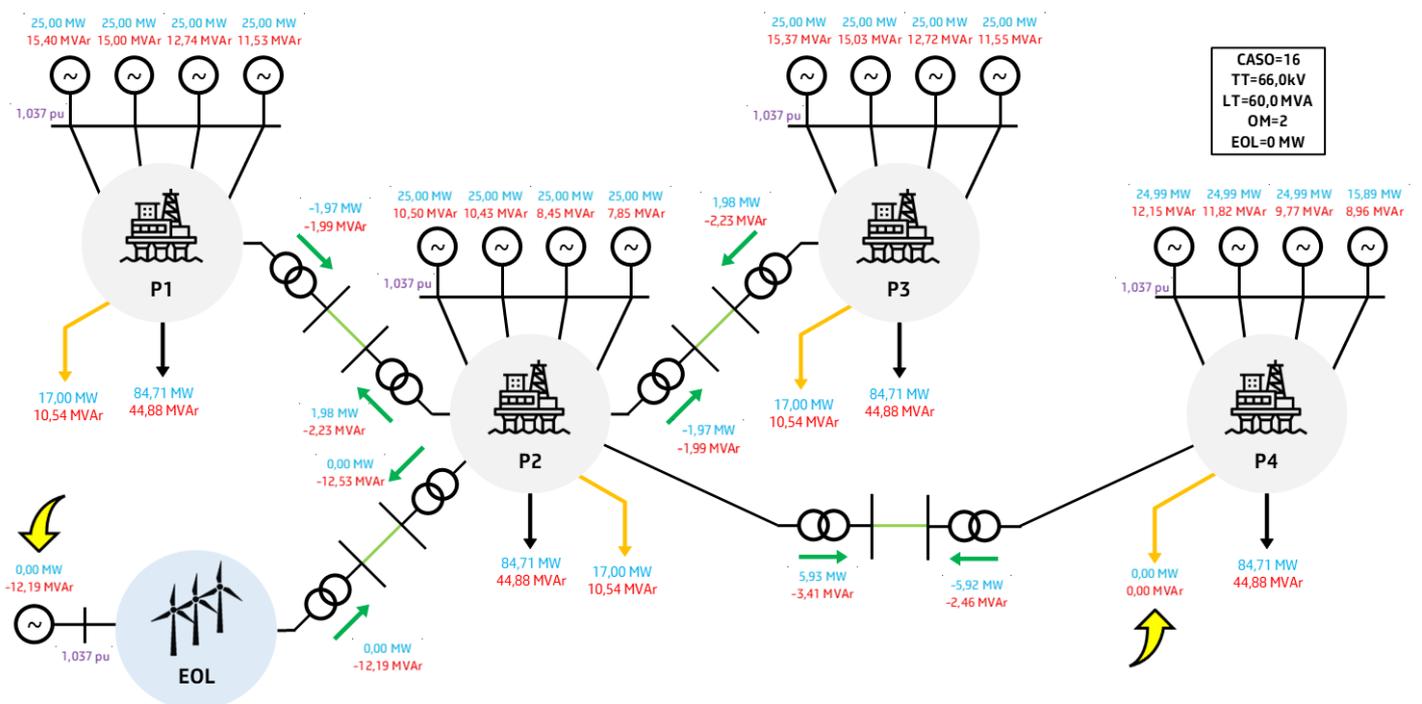
Caso	Cenário B		Cenário D	
	MW	MVAr	MW	MVAr
1	133,3	50,7	139,1	76,4
2	133,3	50,8	139,1	76,4
3	156,0	29,4	156,0	35,2
4	156,0	31,6	156,0	31,0
5	131,5	39,7	145,9	75,5
6	131,5	40,4	145,9	75,5
7	156,0	24,6	156,0	24,4
8	156,0	24,4	156,0	24,4
9	146,1	75,1	144,0	79,9
10	146,1	75,1	144,0	79,9
11	156,0	31,1	156,0	29,6
12	156,0	31,1	156,0	29,6
13	149,9	66,3	148,0	70,7
14	149,9	66,3	148,0	70,7
15	156,0	24,4	156,0	24,4
16	156,0	24,4	156,0	24,4

Nota-se, justamente, que os casos que tiveram limitação por conta da capacidade de transmissão do cabo submarino (casos 1, 2, 5, e 6), no cenário B, apresentaram uma melhoria na energia produzida, pois, dessa vez, esse limite não foi atingido, tendo em vista que há uma demanda maior em P2, que absorve um pouco da potência anteriormente descartada e com o aumento da potência transmitida há um aumento da potência reativa injetada na transmissão submarina.

A seguir é mostrado através da Figura 6.31 uma perspectiva comparativa de geração máxima do parque eólico de 15 aerogeradores e geração nula utilizando o caso 16 como exemplo, entretanto esse efeito é comum a todos os casos.



(a) Caso 16 geração máxima



(b) Caso 16 geração nula

Figura 6.31: Comparação entre o resultado de fluxo de potência do caso 16 com geração máxima do parque eólico e geração nula - Cenário C. Fonte: autor

Percebe-se que em 6.31a as cargas em todas as plataformas são atendidas plenamente com alta geração própria das turbinas a gás em cada plataforma, com exceção de P2 que opera com geração ativa mínima devido a alta injeção oriunda do parque

eólico. Essa alta geração do parque eólico é transmitida para as demais plataformas pelos cabos submarinos conectados em P2. Por outro lado, quando há baixa geração do parque eólico, como representado em 6.31b, ocorre o desligamento da carga de grande porte de P4 e geração máxima dos geradores de P1, P2 e P3. Conseqüentemente, a geração de P4, apesar de alta, apresenta uma folga em relação a geração máxima e ela exporta uma pequena parcela para as demais plataformas.

Agora analisando apenas os casos com desempenho mais relevantes (casos 8, 14 e 16), nota-se que o aumento do número de aerogeradores aumentou a produção de energia de cada caso, assim como observado no cenário C. Para os três patamares de potência do parque houve aproveitamento do recurso eólico acima de 99% nos casos 8 e 16 (1% acima do aproveitamento do cenário C) e acima de 96% no caso 14 (quase 2% acima do aproveitamento do cenário C).

O gráfico 6.32 mostra a produção de energia pela quantidade de aerogeradores do parque eólico, sendo que a linha roxa tracejada seria o máximo de produção considerando o recurso eólico disponibilizado para cada tamanho de parque.

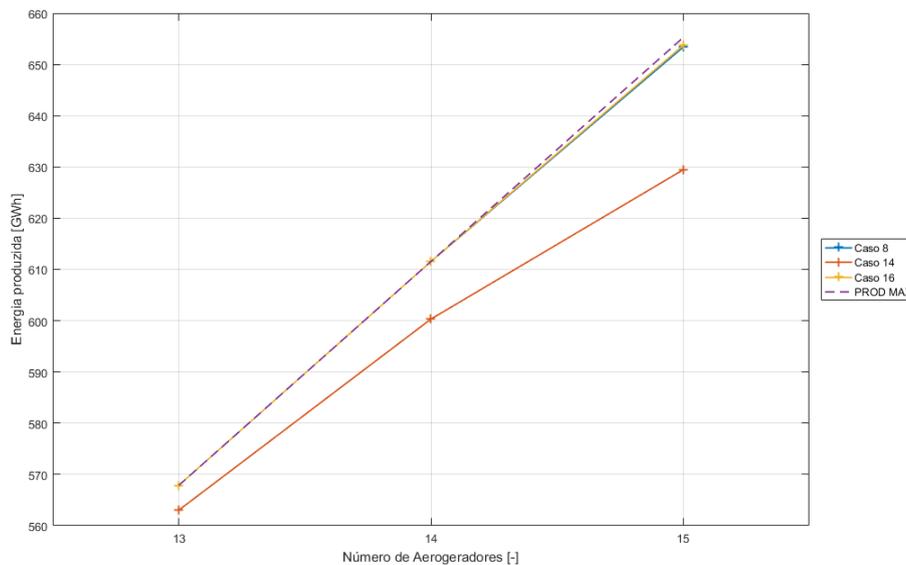


Figura 6.32: Variação da produção de energia, em GWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor

Observando todos os casos, não houve desligamento dos geradores das plataformas em nenhum momento. Percebe-se que houve um aumento na energia gerada nas plataformas de, aproximadamente, 40% em relação ao cenário B. Importante destacar que em cerca de 20% do ano a carga de grande porte da P4 precisou ser desligada para que o sistema se mantivesse operacional. Isso ocorreu nos momentos de baixa potência eólica quando o balanço geração e carga ficava desigual.

Com isso, numa hipótese de aplicações de técnicas de aumento de produção ao

longo da vida útil de campos, a geração eólica pode viabilizar em grande parte do tempo o abastecimento de energia do sistema. O aumento do porte do parque também tende a ser um fator benéfico até certo ponto, dependendo da relação carga-geração.

6.5.2 Análise Ambiental

Esse cenário demanda maior contribuição das turbinas a gás no abastecimento de energia do sistema. Logo, as emissões tornam-se mais acentuadas em relação aos cenários anteriores.

Ainda assim, conforme visto no cenário C, o aumento do parque eólico ajudou a reduzir as emissões em cada caso, sendo que os casos 8 e 16 tiveram os menores índices, atingindo cerca de 1.625 milhões kg CO₂eq/ano, como pode ser observado na Figura 6.33.

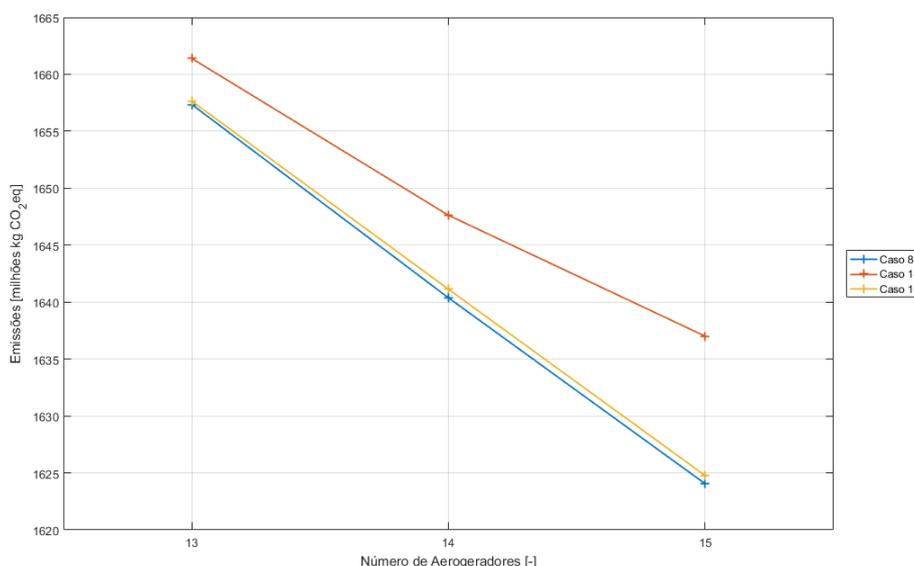


Figura 6.33: Variação das emissões, em milhões kg CO₂eq/ano, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor

Apesar do aumento de carga ser próximo de 33%, as emissões não subiram mais do que 27% para os casos 8 e 16 e 29% para o caso 14.

6.5.3 Análise Econômica

Assim como o cenário C, a única parcela que se altera no custo total é aquela relativa aos aerogeradores que, naturalmente, aumentam a medida que a potência nominal do parque se eleva. Assim, quando se observa a Figura 6.34 verifica-se

que independente do número de aerogeradores, o caso 14 também é o mais barato, seguido pelos casos 8 e 16.

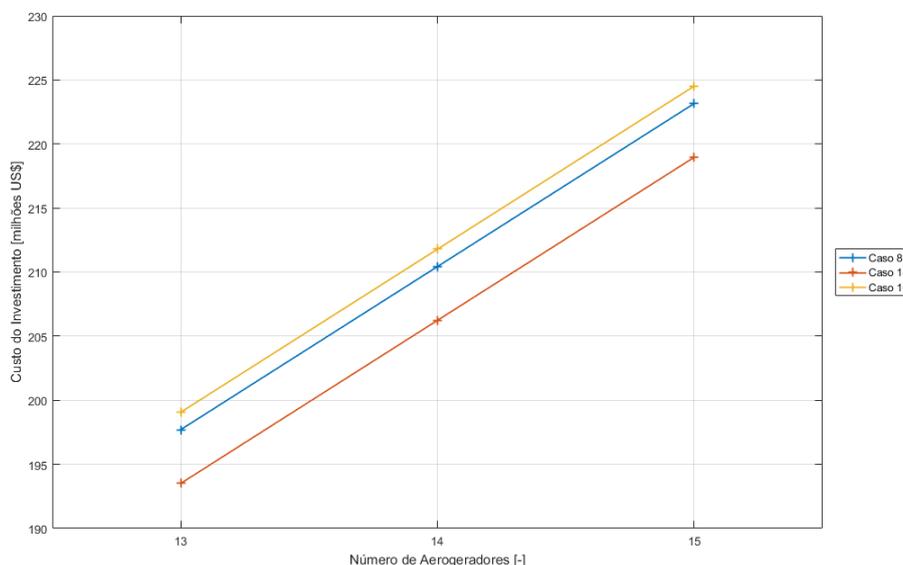


Figura 6.34: Variação dos custos, em milhões US\$, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor

6.5.4 Conclusões Parciais

Levando-se em conta inicialmente o custo por MWh de cada caso para cada patamar de parque eólico, observa-se pela Figura 6.35 que o caso 14 é mais vantajoso para um parque de 13 e 14 aerogeradores, porém com 15 o caso 8 necessita de um investimento de US\$ 341,54, cerca de 2,5% inferior do que o cenário sem aumento de carga.

De forma geral, nota-se que o capital investido por energia produzida no ano varia muito pouco em relação aos cenários com carga normal, sendo normalmente até inferior. Isso mostra que, considerando apenas, o gasto para se implementar um sistema de geração de energia eólica suplementar à produção interna das plataformas, pode não ser tão interessante. Contudo, em geral, o ganho de receita com o aumento de produção sim, pode financiar esse tipo de investimento. Estima-se que o aumento de 1% na produção possa representar um aumento de receita anual de quase US\$ 30 milhões¹.

¹Considerando um preço de barril de US\$ 80 e uma produção média de 100.000 bbl/dia

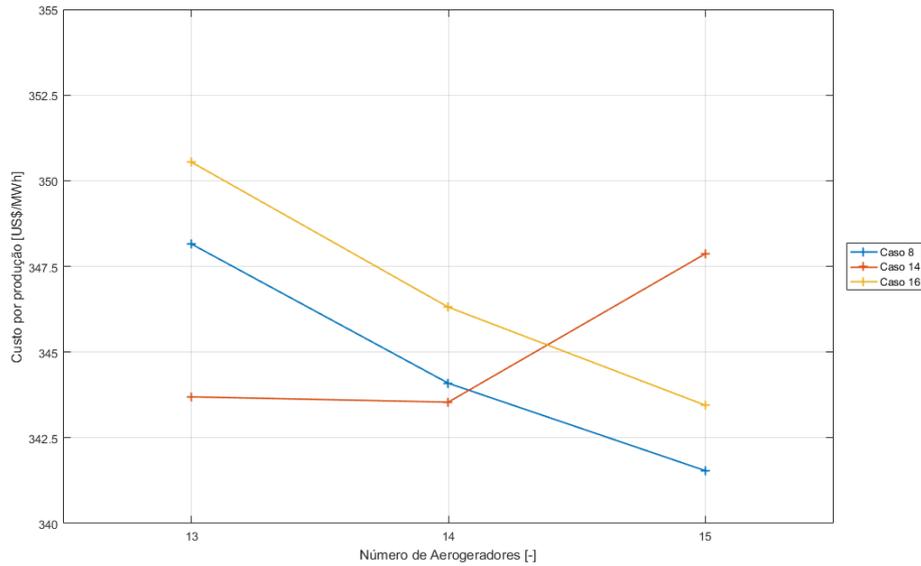


Figura 6.35: Variação do custo por energia gerada, em US\$/MWh, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor

Já o custo por kg CO₂eq emitido é mais vantajoso no caso 14 chegando a US\$ 0,134/kg CO₂eq para um parque de 180 MW (15 aerogeradores), como mostrado na Figura 6.36, enquanto os casos 8 e 16 atingem cerca de US\$ 0,137/kg CO₂eq cada.

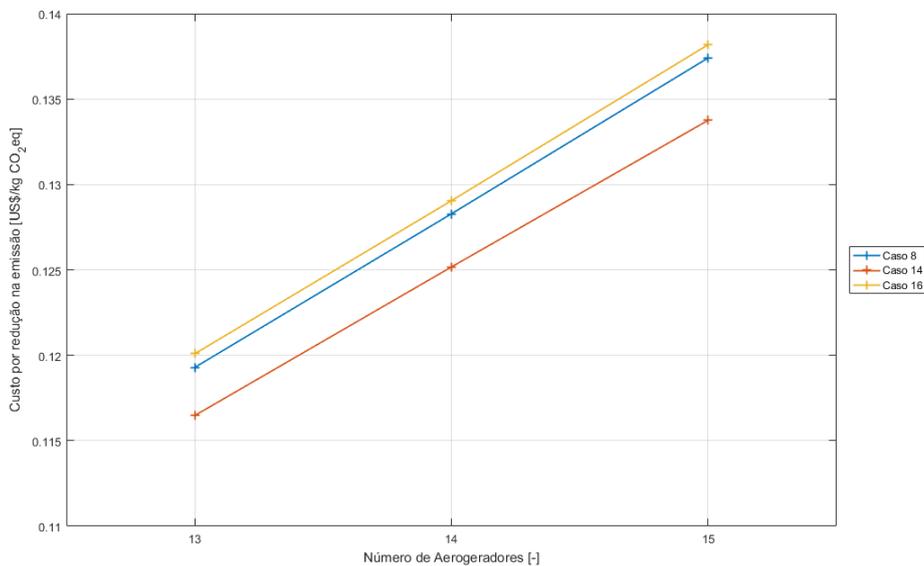


Figura 6.36: Variação do custo por emissões, em US\$/kg CO₂eq, com a quantidade de aerogeradores do parque eólico - Cenário D. Fonte: autor

É importante destacar que os casos analisados foram aqueles com modo de operação do tipo máxima capacidade (tipo 2). Acredita-se que utilizando o modo de operação de divisão de carga (tipo 1), seria possível atingir um desempenho similar

com detrimento de emissões um pouco mais elevadas, porém é uma opção que só depende de uma mudança operacional.

6.6 Análise de Vida Útil

O último cenário vai analisar os resultados do caso com melhor desempenho dentre todos os cenários anteriores para fazer uma análise de 20 anos de operação do sistema.

Os casos 8 e 16 se destacaram dentre todos os casos simulados com resultados muito próximos, todavia acredita-se que o caso 16 possua leve vantagem devido a sua maior flexibilidade operacional dado o seu arranjo geográfico, AG2. Por isso, este caso foi o selecionado para os estudos deste cenário com uma configuração de 156 MW.

A produção de energia de energia anual nos 20 anos simulados foi em média de 665,19 GWh/ano, o que representa um fator de capacidade médio de 48,7%, um valor muito interessante para o cenário *offshore*. A Figura 6.37 apresenta os valores de produção de energia para todas as plataforma e parque eólico ao longo de todos os anos. Destacando que toda a energia disponibilizada para o parque foi de fato injetada no sistema elétrico.

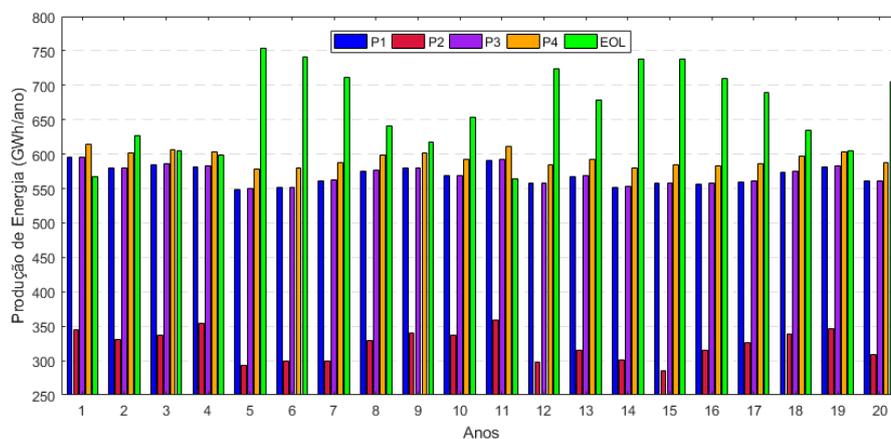


Figura 6.37: Energia Produzida por plataforma - Cenário E. Fonte: autor

Seguindo a perfil da produção de energia, as emissões foram menos intensas nos anos de grande produção do parque eólico, como pode-se observar pela Figura 6.38. Em média, a emissão anual global do sistema foi de 1.269 milhões kg CO₂eq/ano, o que representa uma redução próxima de 18% comparando com os valores obtidos no cenário A.

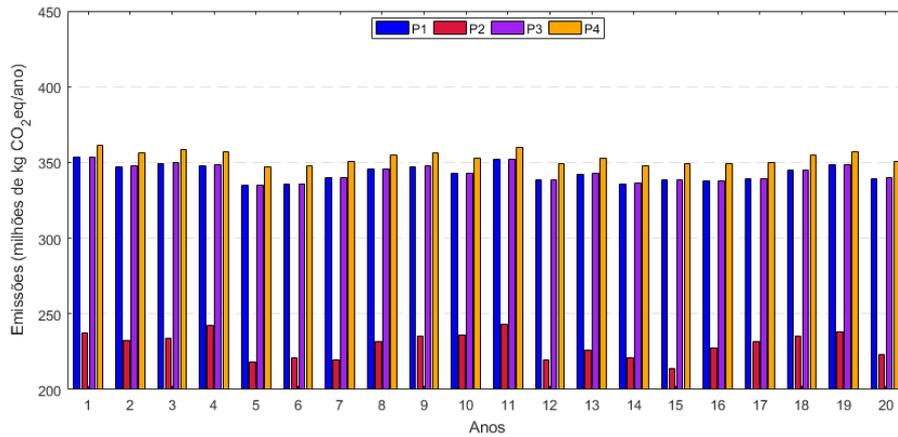


Figura 6.38: Emissões geradoras por plataforma - Cenário E. Fonte: autor

Portanto, para tal configuração proposta para esse caso, considerando que o valor de investimento obtido para o caso no cenário B foi de US\$ 199,1 milhões, pode-se calcular um valor de investimento por energia média produzida por ano de US\$ 299,31/MWh/ano. Além disso, o investimento por redução nas emissões fica em US\$ 0,721 /kg CO₂eq/ano.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

7.1 Conclusões

A transição da matriz energética é um assunto muito debatido nos últimos anos com diversas linhas de pesquisas que visam contribuir de forma eficaz para se atingir uma matriz mais limpa. Acredita-se que o petróleo ainda será um recurso necessário pelos próximos anos ou até décadas, porém a associação soluções que possam auxiliar na redução ou compensação da pegada de carbono ao seu processo de produção serão muito bem vindas.

Neste estudo foi abordada uma solução cada vez mais utilizada internacionalmente e com grande potencial de aplicação no Brasil: a geração eólica *offshore*. Foi proposta a combinação desta solução com a operação interligada de plataformas de petróleo em alto mar. Foram abordados aspectos operacionais, ambientais e econômicos avaliando um horizonte de 1 ano de operação e utilizando diversos cenários de estudo com o objetivo de avaliar as vantagens e limitações dentre as configurações de arranjo de interligação entre as plataformas, de sistemas de transmissão tanto em relação a tensão de transmissão quanto a capacidade dos cabos submarinos. Foram avaliados também dois tipos de modo de operação que visam avaliar, principalmente, os impactos nas emissões de gases de efeito estufa.

Atualmente, os campos com produção mais relevante no Brasil estão na região do pré-sal com grandes distâncias das costa brasileira e em altas lâminas de água, o que torna a tarefa de levar energia externa às turbinas a gás das plataformas uma tarefa altamente complexa e desafiadora. Existem diversos estudos avaliando uma possível conexão com o SIN, entretanto este estudo se propôs a analisar uma solução isolada sob o escopo eletroenergético.

As metodologias desenvolvidas para geração de séries sintéticas de potência de vento e de operação integrada de plataformas com geração eólica foram bem sucedidas quanto ao escopo traçado para este estudo. A ferramenta MATPOWER se

mostrou apropriada para realização desse tipo de análise, promovendo maior flexibilidade e liberdade para o usuário customizar a construção dos casos de simulação e apresentando resultados equivalentes ao ANAREDE.

Dessa forma, os resultados mostraram que a utilização de uma fonte de energia externa às turbinas a gás das plataformas é viável e possui um potencial interessante para redução de emissões. Nos casos simulados a redução foi, em média, de 15% com um parque eólico de 156 MW, que correspondem a 13 aerogeradores com potência nominal de 12 MW e atendem a, aproximadamente, metade da carga total das plataformas.

Conforme verificado na literatura, a simples mudança do modo de operação das turbinas a gás pode ter um impacto nas emissões das turbinas. Este estudo pôde observar que uma operação em que mantenha o máximo possível de turbinas operando na sua capacidade máxima com apenas uma flutuando a geração pode emitir cerca de 3% menos gases de efeito estufa do que a simples divisão de carga igualitária, apesar de não haver diferença notável em termos de produção de energia.

Sobre o sistema de transmissão entre plataformas e parque eólico, deve-se avaliar adequadamente o nível de tensão e capacidade dos cabos submarinos. Devido a característica construtiva dos cabos submarinos, eles possuem alta capacitância e muitas perdas reativas para altos níveis de potência a serem transmitidos. Os níveis de 34,5 kV e 66,0 kV não tiveram diferenças significativas em termos de produção de energia, porém quanto maior a potência que se deseja transmitir a solução de 34,5 kV pode ficar muito custosa devido a quantidade de cabos a serem utilizados. Nesse ponto, observou-se que uma baixa capacidade, como 35 MVA, pode limitar a distribuição da potência para um parque eólico de maior potência, o que torna a sua aplicação menos eficaz. Da mesma forma, a utilização de um arranjo radial, que tende a ser mais simples, pode também reduzir a capacidade de transmissão e, conseqüentemente, a produção de energia do parque eólico. Nesse ponto, um arranjo no qual a plataforma ou subestação que recebe a geração do parque eólico e distribui ao maior número de plataformas diretamente tende a ter maior margem de transmissão além de ser um arranjo mais confiável a falhas, pois a perda de uma conexão indisponibiliza apenas uma plataforma.

As melhores soluções encontradas foram as que utilizaram uma tensão de transmissão de 66,0 kV e capacidade de transmissão de 60 MVA independente do arranjo (casos 7, 8, 15 e 16), com vantagem para os casos pares que possuem melhores resultados quanto ao quesito ambiental. Para um parque de 168 MW (14 aerogeradores) é necessário uma relação de investimento aproximado de US\$ 345,00/MWh gerado e US\$ 0,82/kg CO₂eq reduzido, considerando apenas 1 ano de operação.

Entende-se que, a partir dos resultados obtidos, o caso 16, com arranjo em estrela, 66 kV de tensão de transmissão, 60 MVA de limite de transmissão e modo de

operação com máxima capacidade, foi aquele que teve maior destaque em todos os quesitos avaliados. Numa análise de longo prazo (20 anos), estima-se que o custo para produção de energia seria de US\$ 299,31/MWh/ano e o custo para redução das emissões de US\$ 0,72/kg CO₂eq.

7.2 Trabalhos Futuros

Como proposta de trabalhos futuros, sugere-se:

- Realizar uma análise de estabilidade, curto-circuito e confiabilidade dos casos propostos. Esses pontos, normalmente, são a continuidade natural dos estudos de regime permanente e são de suma importância para garantir que as soluções propostas são totalmente viáveis tecnicamente.
- Aprimorar o detalhamento quanto à utilização de sistemas que podem aumentar a produtividade dos poços da região desejada.
- Aperfeiçoar a modelagem do próprio parque eólico considerando aspectos como o roteamento de cabos entre aerogeradores, efeito esteira e posicionamento dos aerogeradores no parque.

Referências Bibliográficas

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. “Mudanças climáticas e Transição energética”. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia>>.
- [2] NAÇÕES UNIDAS. “Causas e Efeitos das Mudanças Climáticas”. Disponível em: <<https://www.un.org/pt/climatechange/science/causes-effects-climate-change>>.
- [3] RITCHIE, H., ROSER, M., ROSADO, P. “Energy”, *Our World in Data*, 2022. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy>>.
- [4] INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA. *Oil 2021 Analysis and forecast to 2026*. Relatório técnico, 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/oil-2021>>.
- [5] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. *Global renewables outlook: Energy transformation 2050*. Relatório técnico, 2020.
- [6] MILANEZ, A. Y., MANCUSO, R. V., GODINHO, R. D., et al. “O Acordo de Paris e a transição para o setor de transportes de baixo carbono: o papel da Plataforma para o Biofuturo”, *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES*, 2017. Disponível em: <<http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/11756>>.
- [7] RITCHIE, H., ROSER, M., ROSADO, P. “CO₂ and Greenhouse Gas Emissions”, *Our World in Data*, 2020. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>>.
- [8] OFFSHORE NORGE - OLF. *Offshore renewable power for O&G Installation, feasibility study*. Relatório técnico, 2005.
- [9] MENEZES PASSARELLI, F., ADELINA GUIMARAES MOURA, D., MARCOS FONSECA BIDART, A., et al. “HISEP: A Game Changer to Boost the Oil Production of High GOR and High CO₂ Content Reservoirs”.

- v. Day 2 Wed, October 30, 2019, *Offshore Technology Conference Brasil*, p. D021S016R010, 10 2019. doi: 10.4043/29762-MS. Disponível em: <<https://doi.org/10.4043/29762-MS>>.
- [10] DE OLIVEIRA, A. M., GONÇALVES, A. A., DA SILVA, W. A., et al. “Challenges and Opportunities for Subsea Electrical Power Systems for High Power Subsea Processing and Boosting: HISEP Study Case”. v. Day 4 Thu, May 05, 2022, *OTC Offshore Technology Conference*, p. D041S054R002, 05 2022. doi: 10.4043/31929-MS. Disponível em: <<https://doi.org/10.4043/31929-MS>>.
- [11] HUTCHINSON, M., ZHAO, F. *Global Wind Report 2023*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council - GWEC, Dezembro 2023. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/04/GWEC-2023_interactive.pdf>.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. “Brasil ultrapassa os 190 GW em capacidade de geração de energia elétrica”. Março 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-ultrapassa-os-190-gw-em-capacidade-de-geracao-de-energia-eletrica>>
- [13] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA E NOVAS TECNOLOGIAS - ABEEOLICA. *Infovento Offshore*. Relatório Técnico 01, Setembro 2022. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/09/2022_09_InfoVento-Offshore-01_site.pdf>.
- [14] GLOBAL WIND ATLAS. “GIS files & API access”. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info>>.
- [15] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *Roadmap Eólica Offshore Brasil*. Relatório técnico, Abril 2020.
- [16] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. “Pela primeira vez, produção de petróleo e gás no pré-sal supera a do pós-sal”. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/pela-primeira-vez-producao-de-petroleo-e-gas-no-pre-sal-supera-a-do-pos-sal>
- [17] PETRÓLEO BRASILEIRO - PETROBRAS. “Pré-Sal Novo”. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>.

- [18] COMUNICA BACIA DE SANTOS. “Pré-Sal Bacia de Santos”. . Disponível em: <<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/conteudo/pr-sal-bacia-de-santos.html>>.
- [19] AARDAL, A. R., MARVIK, J. I., SVENDSEN, H., et al. “Study of offshore wind as power supply to oil and gas platforms”. In: *Offshore Technology Conference*. OnePetro, 2012. doi: 10.4043/23245-MS.
- [20] ÅRDAL, A. R., SHARIFABADI, K., BERGVOLL, Ø., et al. “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*, pp. 1–9. IEEE, 2014. doi: 10.1109/PCICEurope.2014.6900054.
- [21] HE, W., JACOBSEN, G., ANDERSON, T., et al. “The potential of integrating wind power with offshore oil and gas platforms”, *Wind Engineering*, v. 34, n. 2, pp. 125–137, 2010. doi: 10.1260/0309-524X.34.2.125.
- [22] STANDARDS NORWAY - NORSOK. “NORSOK standards”. Disponível em: <<https://standard.no/en/sectors/petroleum/norsok-standards/>>.
- [23] STANDARDS NORWAY - NORSOK. *E-001 Electrical systems*. Relatório técnico, July 2007.
- [24] HACES-FERNANDEZ, F., LI, H., RAMIREZ, D. “Feasibility Analysis on Using a Group of Wind Turbines as a Hub to Supply Electricity to Offshore Oil and Gas Platforms in the Gulf of Mexico”. v. Day 2 Tue, May 07, 2019, *OTC Offshore Technology Conference*, 05 2019. doi: 10.4043/29580-MS.
- [25] GARDNER, P., GARRAD, A., HANSEN, L. F., et al. “Wake effect”. Disponível em: <<https://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter1.pdf>>.
- [26] DIAS, R. *Análise da viabilidade de utilização de geração eólica offshore para eletrificação de plataformas de petróleo*. Tese de Mestrado, Belo Horizonte: UFMG, 2018.
- [27] PAPAETHYMIU, G., KLOCKL, B. “MCMC for wind power simulation”, *IEEE transactions on energy conversion*, v. 23, n. 1, pp. 234–240, 2008. doi: 10.1109/TEC.2007.914174.

- [28] WU, T., AI, X., LIN, W., et al. “Markov Chain Monte Carlo Method for the Modeling of Wind Power Time Series”. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 1–6. IEEE, 2012. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303304.
- [29] PETROLEO BRASILEIRO - PETROBRAS. “Novo poço em Libra confirma extensão da descoberta de óleo”. Junho 2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/novo-poco-em-libra-confirma-extensao-da-descoberta-de-oleo.htm>.
- [30] G1 - PORTAL DE NOTÍCIAS DA GLOBO. “Potencial do campo de Libra é 'singular, inimaginável', diz ANP”. Maio 2013. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2013/05/potencial-do-campo-de-libra-e-singular-inimaginavel-diz-anp.html>.
- [31] COMUNICA BACIA DE SANTOS. “Mapa”. . Disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/conteudo/mapa>.
- [32] *Mobile and fixed offshore units – Electrical installations – Part 1: General requirements and conditions*. Standard IEC 61892-1, International Electrotechnical Commission, 2019.
- [33] OC POWER GENERATION. “Gas Turbines”. Disponível em: <https://www.ocpowergeneration.com/products/gas-turbines.php>.
- [34] GE - GAS POWER. “LM2500 and LM2500XPRESS Gas Turbines | GE Gas Power”. Disponível em: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/lm2500>.
- [35] WU, W., WANG, D., ARAPOSTATHIS, A., et al. “Optimal Power Generation Scheduling of a Shipboard Power System”. pp. 519 – 522, 06 2007. ISBN: 1-4244-0947-0. doi: 10.1109/ESTS.2007.372135.
- [36] THERMOFLOW. “Thermoflow Homepage”. Disponível em: <https://www.thermoflow.com/index.html>.
- [37] MARVIK, J. I., ØYSLEBØ, E. V., KORPÅS, M. “Electrification of offshore petroleum installations with offshore wind integration”, *Renewable Energy*, v. 50, pp. 558–564, 2013. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.010>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112004363>.

- [38] RESNER, L., PASZKIEWICZ, S. “Radial Water Barrier in Submarine Cables, Current Solutions and Innovative Development Directions”, *Energies*, v. 14, n. 10, 2021. doi: 10.3390/en14102761. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2761>>.
- [39] WORKING GROUP B1.27. *Recommendations for testing of long AC submarine cables with extruded insulation for system voltage above 30 (36) to 500 (550) kV*. Standard CIGRE 490, Conseil International des Grands Réseaux Electriques, 2012.
- [40] WORZYK, T. *Submarine power cables: design, installation, repair, environmental aspects*. Springer Science & Business Media, 2009.
- [41] LUNDBERG, S. *Performance comparison of wind park configurations*. Tech report, Charlmers University of Technology, 2003.
- [42] PORTAL ENERGIA. “Entenda como funciona um aerogerador”. abril 2016. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>>.
- [43] WILLIAMS, R., ZHAO, F., LEE, J. *Global Offshore Wind Report 2022*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council - GWEC, Junho 2022. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022_update.pdf>.
- [44] SIEMENS GAMESA. “Offshore Wind Turbines”. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore>>.
- [45] VESTAS. “Offshore Wind Turbines”. Disponível em: <<https://www.vestas.com/en/products/offshore>>.
- [46] GE RENEWABLE ENERGY. “Offshore Wind Power and Farms”. Disponível em: <<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind>>.
- [47] YARAMASU, V., WU, B., SEN, P. C., et al. “High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies”, *Proceedings of the IEEE*, v. 103, n. 5, pp. 740–788, 2015. doi: 10.1109/JPROC.2014.2378692.
- [48] MONE, C., HAND, M., BOLINGER, M., et al. “2015 Cost of Wind Energy Review”, *National Renewable Energy Lab. - NREL*, 2017. doi: 10.2172/1351062. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1351062>>.

- [49] HERSBACH, H., BELL, B., BERRISFORD, P., et al. “ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present”, *Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS)*, 2023. doi: 10.24381/cds.adbb2d47. Disponível em: <<https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>>.
- [50] GAGNIUC, P. A. *Markov chains: from theory to implementation and experimentation*. John Wiley & Sons, 2017.
- [51] KROESE, D. P., BRERETON, T. J., TAIMRE, T., et al. “Why the Monte Carlo method is so important today”, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, v. 6, 2014. Disponível em: <<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:18521840>>.
- [52] TOUMA, J. S. “Dependence of the Wind Profile Power Law on Stability for Various Locations”, *Journal of the Air Pollution Control Association*, v. 27, n. 9, pp. 863–866, 1977. doi: 10.1080/00022470.1977.10470503. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/00022470.1977.10470503>>.
- [53] SAINT-DRENAN, Y.-M., BESSEAU, R., JANSEN, M., et al. “A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions”, *Renewable Energy*, v. 157, pp. 754–768, 2020.
- [54] ZIMMERMAN, R. D., MURILLO-SANCHEZ, C. E. *MATPOWER (Version 7.1) [Software]*, 2023. Disponível em: <<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>>.
- [55] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. *ANAREDE (Versão 11.7.0) [Software]*, 2023. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>>.
- [56] ENRIQUE, E. H. “Generation capability curves for wind farms”. In: *2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, pp. 103–106, 2014. doi: 10.1109/SusTech.2014.7046227.
- [57] BIRD, L., COCHRAN, J., WANG, X. *Wind and solar energy curtailment: Experience and practices in the United States*. Relatório técnico, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.

Apêndice A

Parâmetros de Cabos Submarinos

Neste apêndice são apresentados os parâmetros técnicos extraídos dos catálogos dos fornecedores, como ABB e NEXANS. Na Tabela A.1 são apresentados os valores para os cabos de 34,5 kV e a Tabela A.2 os valores para os cabos de 66,0 kV.

Legenda:

V_N : Tensão Nominal

A_c : Bitola

I_N : Corrente Nominal

R : Resistência

X : Impedância

B : Susceptância

S_N : Capacidade Nominal

Tabela A.1: Parâmetros técnicos de cabos submarinhos de 34,5 kV. Fonte: adaptado do catálogo do fabricante

V_N [kV]	A_c [mm ²]	I_N [A]	R [ohm/k]	X [ohm/km]	B [MVA _r /km]	S_N [MVA]
34,5	70	220	0,2807	0,1811	0,0543	13,15
34,5	95	300	0,2068	0,1756	0,0611	17,93
34,5	120	340	0,1672	0,1699	0,0644	20,32
34,5	150	375	0,1386	0,1643	0,0712	22,41
34,5	185	420	0,1142	0,1595	0,0746	25,10
34,5	240	480	0,0914	0,1536	0,0814	28,68
34,5	300	530	0,0770	0,1485	0,0882	31,67
34,5	400	590	0,0649	0,1431	0,0984	35,26
34,5	500	655	0,0556	0,1379	0,1085	39,14
34,5	630	715	0,0486	0,1324	0,1187	42,73
34,5	800	775	0,0435	0,1271	0,1289	46,31

Tabela A.2: Parâmetros técnicos de cabos submarinhos de 66,0 kV. Fonte: adaptado do catálogo do fabricante

V_N [kV]	A_c [mm ²]	I_N [A]	R [ohm/k]	X [ohm/km]	B [MVA _r /km]	S_N [MVA]
66,0	95	300	0,2057	0,1878	0,2791	34,29
66,0	120	340	0,1668	0,1819	0,2955	38,87
66,0	150	375	0,1385	0,1758	0,3119	42,87
66,0	185	420	0,1144	0,1705	0,3283	48,01
66,0	240	480	0,0928	0,1642	0,3612	54,87
66,0	300	530	0,0786	0,1584	0,3940	60,59
66,0	400	590	0,0675	0,1524	0,4268	67,45
66,0	500	655	0,0596	0,1466	0,4761	74,88
66,0	630	715	0,0536	0,1402	0,5254	81,74
66,0	800	775	0,0496	0,1338	0,5746	88,59
66,0	1000	825	0,0475	0,1273	0,6239	94,31

Apêndice B

Tabelas de Resultados - Cenário A

Neste apêndice são apresentados todos os resultados das simulações computacionais referentes ao cenário A de forma completa. Na Tabela B.1 são apresentados os resultados de energia produzida por plataforma para todos os casos. Já, na Tabela B.2 são mostrados os resultados de emissões geradas por plataforma para todos os casos. Por fim, na Tabela B.3 são apresentados os resultados de gastos com investimento para viabilizar cada um dos casos.

Tabela B.1: Resultados de energia produzida por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário A. Fonte: autor

Caso	Energia Produzida [GWh/ano]															
	P1				P2				P3				P4			
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4
1	169,11	169,10	169,13	169,11	169,11	169,10	169,12	169,11	169,11	169,10	169,12	169,11	169,10	169,09	169,11	169,10
2	218,99	218,99	194,62	43,80	218,99	218,99	194,69	43,80	218,99	218,99	194,70	43,80	218,99	218,99	194,78	43,81
3	169,12	169,11	169,13	169,12	169,11	169,10	169,12	169,10	169,11	169,10	169,12	169,11	169,10	169,09	169,11	169,10
4	218,99	218,99	194,59	43,80	218,99	218,99	194,69	43,80	218,99	218,99	194,70	43,80	218,99	218,99	194,82	43,80
5	169,12	169,10	169,13	169,11	169,10	169,09	169,11	169,10	169,10	169,10	169,11	169,10	169,10	169,10	169,11	169,10
6	218,99	218,99	194,61	43,80	218,99	218,99	194,69	43,80	218,99	218,99	194,69	43,80	218,99	218,99	194,80	43,81
7	169,13	169,13	169,12	169,12	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10
8	218,99	218,99	194,50	43,80	218,99	218,99	194,66	43,80	218,99	218,99	194,70	43,80	218,99	218,99	194,92	43,80
9	169,11	169,10	169,13	169,11	169,11	169,10	169,12	169,11	169,10	169,09	169,11	169,10	169,10	169,09	169,11	169,10
10	218,99	218,99	194,62	43,80	218,99	218,99	194,63	43,80	218,99	218,99	194,79	43,80	218,99	218,99	194,76	43,80
11	169,11	169,10	169,12	169,11	169,12	169,11	169,13	169,12	169,10	169,09	169,11	169,10	169,10	169,09	169,11	169,10
12	218,99	218,99	194,70	43,80	218,99	218,99	194,48	43,80	218,99	218,99	194,82	43,80	218,99	218,99	194,79	43,80
13	169,11	169,10	169,12	169,11	169,11	169,10	169,13	169,11	169,10	169,09	169,11	169,10	169,10	169,09	169,11	169,10
14	218,99	218,99	194,71	43,80	218,99	218,99	194,50	43,80	218,99	218,99	194,80	43,80	218,99	218,99	194,77	43,80
15	169,12	169,12	169,12	169,12	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10	169,10
16	218,99	218,99	194,67	43,81	218,99	218,99	194,34	43,81	218,99	218,99	194,88	43,81	218,99	218,99	194,84	43,81

Tabela B.2: Resultados de emissões geradas por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário A. Fonte: autor

Caso	Emissões Geradas [10 ⁶ kg CO ₂ eq/ano]																Total
	P1				P2				P3				P4				
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	
1	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	1.592	
2	116,52	116,52	108,56	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,61	44,66	1.545
3	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,51	1.592	
4	116,52	116,52	108,55	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,63	44,66	1.545
5	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	1.592
6	116,52	116,52	108,55	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,62	44,66	1.545
7	99,52	99,52	99,52	99,52	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	1.592
8	116,52	116,52	108,52	44,66	116,52	116,52	108,57	44,66	116,52	116,52	108,58	44,66	116,52	116,52	108,66	44,66	1.545
9	99,52	99,51	99,52	99,52	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	1.592
10	116,52	116,52	108,56	44,66	116,52	116,52	108,56	44,66	116,52	116,52	108,61	44,66	116,52	116,52	108,61	44,66	1.545
11	99,51	99,51	99,52	99,51	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	1.592
12	116,52	116,52	108,59	44,66	116,52	116,52	108,51	44,66	116,52	116,52	108,63	44,66	116,52	116,52	108,62	44,66	1.545
13	99,51	99,51	99,52	99,51	99,52	99,51	99,52	99,52	99,51	99,51	99,52	99,51	99,51	99,51	99,52	99,51	1.592
14	116,52	116,52	108,59	44,66	116,52	116,52	108,52	44,66	116,52	116,52	108,62	44,66	116,52	116,52	108,61	44,66	1.545
15	99,52	99,52	99,52	99,52	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	99,51	1.592
16	116,52	116,52	108,58	44,67	116,52	116,52	108,46	44,67	116,52	116,52	108,65	44,67	116,52	116,52	108,63	44,67	1.545

Tabela B.3: Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário A. Fonte: autor

Investimento [milhões US\$]			
Caso	Cabo	Transformador	Total
1	12,31	1,79	14,10
2	12,31	1,79	14,10
3	22,47	2,43	24,91
4	22,47	2,43	24,91
5	10,13	1,79	11,92
6	10,13	1,79	11,92
7	12,12	2,43	14,55
8	12,12	2,43	14,55
9	14,01	1,79	15,80
10	14,01	1,79	15,80
11	25,58	2,43	28,01
12	25,58	2,43	28,01
13	11,53	1,79	13,32
14	11,53	1,79	13,32
15	13,79	2,43	16,22
16	13,79	2,43	16,22

Apêndice C

Tabelas de Resultados - Cenário B

Neste apêndice são apresentados todos os resultados das simulações computacionais referentes ao cenário B de forma completa. Na Tabela C.1 são apresentados os resultados de energia produzida por plataforma para todos os casos, enquanto na Tabela C.2 é feita a comparação com os mesmos resultados do cenário A para cada gerador das plataformas para todos os casos. Em seguida, na Tabela C.3 são mostrados os resultados de emissões geradas por plataforma para todos os casos e na Tabela C.4 é feita também a comparação com os resultados do cenário A. Por fim, na Tabela C.5 são apresentados os resultados de gastos com investimento para viabilizar cada um dos casos.

Tabela C.1: Resultados de energia produzida por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário B. Fonte: autor

Caso	Energia Produzida [GWh/ano]																EOL
	P1				P2				P3				P4				
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	
1	145,98	145,98	145,98	145,98	99,23	99,23	99,23	42,93	146,25	146,25	146,25	146,25	168,85	168,85	168,84	168,84	543,07
2	218,99	183,13	137,70	43,81	129,91	109,86	78,40	23,05	218,99	184,19	138,07	43,81	218,99	218,99	193,27	43,81	543,08
3	142,53	142,53	142,53	142,53	99,28	99,28	99,28	42,90	142,95	142,95	142,94	142,94	168,74	168,74	168,74	168,74	567,87
4	211,10	177,58	136,99	43,81	130,12	110,20	78,68	23,05	211,80	178,31	137,54	43,81	218,99	218,99	192,93	43,81	567,87
5	145,57	145,57	145,57	145,57	99,03	99,03	99,03	42,85	145,76	145,76	145,76	145,76	168,92	168,92	168,91	168,91	540,35
6	218,99	181,72	137,24	43,81	129,70	109,79	78,44	23,05	218,99	183,17	137,62	43,81	218,99	218,99	192,89	43,81	540,36
7	141,46	141,46	141,46	141,46	99,50	99,50	99,50	42,98	142,28	142,28	142,28	142,28	168,38	168,38	168,38	168,38	567,87
8	208,94	176,46	135,74	43,81	130,40	110,61	79,24	23,06	209,99	177,57	136,65	43,81	218,99	218,99	191,97	43,81	567,87
9	151,20	151,20	151,20	151,20	99,29	99,29	99,29	42,89	151,25	151,25	151,25	151,25	154,95	154,95	154,94	154,94	560,20
10	218,99	200,48	141,11	43,81	130,10	110,11	78,64	23,05	218,99	200,59	141,24	43,81	218,99	210,57	146,12	43,81	560,22
11	149,55	149,55	149,55	149,55	99,42	99,42	99,42	42,94	149,64	149,64	149,64	149,64	154,69	154,69	154,69	154,69	567,87
12	218,99	194,50	140,31	43,81	130,39	110,65	78,96	23,05	218,99	194,98	140,50	43,81	218,99	209,58	145,51	43,81	567,87
13	150,25	150,25	150,25	150,25	99,18	99,18	99,17	42,86	150,31	150,31	150,31	150,31	154,19	154,19	154,19	154,19	564,04
14	218,99	197,14	140,55	43,81	130,03	110,06	78,66	23,05	218,99	197,28	140,69	43,81	218,99	208,17	145,45	43,81	564,05
15	148,98	148,98	148,98	148,98	99,75	99,75	99,75	42,99	149,14	149,14	149,14	149,14	153,67	153,67	153,67	153,67	567,87
16	218,99	193,11	139,10	43,81	130,98	111,11	79,73	23,06	218,99	193,54	139,44	43,81	218,99	207,11	143,90	43,81	567,88

Tabela C.2: Resultados de redução da energia produzida do cenário B em relação ao cenário A por gerador de cada plataforma para todos os casos. Fonte: autor

Redução da energia produzida do cenário B em relação ao cenário A [GWh/ano]																	
Caso	P1				P2				P3				P4				Total
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	
1	23,1	23,1	23,1	23,1	69,9	69,9	69,9	126,2	22,9	22,8	22,9	22,9	0,3	0,2	0,3	0,3	520,8
2	0,0	35,9	56,9	0,0	89,1	109,1	116,3	20,7	0,0	34,8	56,6	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	520,9
3	26,6	26,6	26,6	26,6	69,8	69,8	69,8	126,2	26,2	26,2	26,2	26,2	0,4	0,4	0,4	0,4	548,1
4	7,9	41,4	57,6	0,0	88,9	108,8	116,0	20,7	7,2	40,7	57,2	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	548,2
5	23,5	23,5	23,6	23,5	70,1	70,1	70,1	126,3	23,3	23,3	23,4	23,3	0,2	0,2	0,2	0,2	524,8
6	0,0	37,3	57,4	0,0	89,3	109,2	116,2	20,7	0,0	35,8	57,1	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	524,9
7	27,7	27,7	27,7	27,7	69,6	69,6	69,6	126,1	26,8	26,8	26,8	26,8	0,7	0,7	0,7	0,7	555,7
8	10,0	42,5	58,8	0,0	88,6	108,4	115,4	20,7	9,0	41,4	58,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	555,9
9	17,9	17,9	17,9	17,9	69,8	69,8	69,8	126,2	17,9	17,8	17,9	17,9	14,2	14,1	14,2	14,2	535,4
10	0,0	18,5	53,5	0,0	88,9	108,9	116,0	20,7	0,0	18,4	53,5	0,0	0,0	8,4	48,6	0,0	535,5
11	19,6	19,5	19,6	19,6	69,7	69,7	69,7	126,2	19,5	19,5	19,5	19,5	14,4	14,4	14,4	14,4	549,0
12	0,0	24,5	54,4	0,0	88,6	108,3	115,5	20,7	0,0	24,0	54,3	0,0	0,0	9,4	49,3	0,0	549,1
13	18,9	18,8	18,9	18,9	69,9	69,9	70,0	126,2	18,8	18,8	18,8	18,8	14,9	14,9	14,9	14,9	546,3
14	0,0	21,9	54,2	0,0	89,0	108,9	115,8	20,7	0,0	21,7	54,1	0,0	0,0	10,8	49,3	0,0	546,4
15	20,1	20,1	20,1	20,1	69,4	69,4	69,4	126,1	20,0	20,0	20,0	20,0	15,4	15,4	15,4	15,4	556,3
16	0,0	25,9	55,6	0,0	88,0	107,9	114,6	20,8	0,0	25,4	55,4	0,0	0,0	11,9	50,9	0,0	556,4

Tabela C.3: Resultados de emissões geradas por gerador de cada plataforma para todos os casos do Cenário B. Fonte: autor

Emissões Geradas [10^6 kg CO ₂ eq/ano]																	
Caso	P1				P2				P3				P4				Total
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	
1	90,2	90,2	90,2	90,2	69,1	69,1	69,1	32,3	90,3	90,3	90,3	90,3	99,4	99,4	99,4	99,4	1.359,1
2	116,5	102,6	84,8	44,7	80,3	72,2	59,8	23,5	116,5	103,1	85,0	44,7	116,5	116,5	108,1	44,7	1.319,4
3	88,6	88,6	88,6	88,6	69,1	69,1	69,1	32,2	88,8	88,8	88,8	88,8	99,4	99,4	99,4	99,4	1.346,6
4	113,8	100,0	84,6	44,7	80,4	72,3	59,9	23,5	114,1	100,3	84,8	44,7	116,5	116,5	108,0	44,7	1.308,6
5	90,0	90,0	90,0	90,0	69,0	69,0	69,0	32,2	90,1	90,1	90,1	90,1	99,4	99,4	99,4	99,4	1.357,3
6	116,5	102,0	84,6	44,7	80,2	72,1	59,8	23,5	116,5	102,7	84,8	44,7	116,5	116,5	108,0	44,7	1.317,8
7	88,1	88,1	88,1	88,1	69,2	69,2	69,2	32,3	88,5	88,5	88,5	88,5	99,2	99,2	99,2	99,2	1.343,4
8	113,0	99,5	84,1	44,7	80,5	72,5	60,1	23,5	113,4	100,0	84,5	44,7	116,5	116,5	107,6	44,7	1.305,7
9	92,4	92,4	92,4	92,4	69,1	69,1	69,1	32,2	92,4	92,4	92,4	92,4	94,0	94,0	94,0	94,0	1.354,9
10	116,5	109,9	86,3	44,7	80,3	72,3	59,9	23,5	116,5	109,9	86,4	44,7	116,5	113,7	88,6	44,7	1.314,3
11	91,7	91,7	91,7	91,7	69,2	69,2	69,2	32,3	91,7	91,7	91,7	91,7	93,9	93,9	93,9	93,9	1.349,1
12	116,5	107,3	86,0	44,7	80,5	72,5	60,0	23,5	116,5	107,5	86,1	44,7	116,5	113,3	88,3	44,7	1.308,7
13	92,0	92,0	92,0	92,0	69,1	69,1	69,1	32,2	92,0	92,0	92,0	92,0	93,7	93,7	93,7	93,7	1.350,3
14	116,5	108,5	86,1	44,7	80,3	72,2	59,9	23,5	116,5	108,6	86,2	44,7	116,5	112,8	88,3	44,7	1.309,9
15	91,5	91,5	91,5	91,5	69,3	69,3	69,3	32,3	91,5	91,5	91,5	91,5	93,5	93,5	93,5	93,5	1.346,1
16	116,5	106,7	85,6	44,7	80,7	72,7	60,3	23,5	116,5	106,9	85,7	44,7	116,5	112,4	87,7	44,7	1.305,8

Tabela C.4: Resultados de redução das emissões geradas do cenário B em relação ao cenário A por gerador de cada plataforma para todos os casos. Fonte: autor

Emissões Geradas [10^6 kg CO ₂ eq/ano]																	
Caso	P1				P2				P3				P4				Total
	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	
1	9,3	9,3	9,3	9,3	30,4	30,4	30,4	67,3	9,2	9,2	9,2	9,2	0,1	0,1	0,1	0,1	233,1
2	0,0	13,9	23,7	0,0	36,3	44,4	48,8	21,2	0,0	13,4	23,6	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	225,8
3	10,9	10,9	10,9	10,9	30,4	30,4	30,4	67,3	10,7	10,7	10,7	10,7	0,1	0,1	0,1	0,1	245,6
4	2,7	16,5	24,0	0,0	36,2	44,2	48,7	21,2	2,5	16,2	23,8	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	236,6
5	9,5	9,5	9,5	9,5	30,5	30,5	30,5	67,3	9,4	9,4	9,4	9,4	0,1	0,1	0,1	0,1	234,9
6	0,0	14,5	23,9	0,0	36,4	44,4	48,8	21,2	0,0	13,8	23,8	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	227,4
7	11,4	11,4	11,4	11,4	30,3	30,3	30,3	67,2	11,0	11,0	11,0	11,0	0,3	0,3	0,3	0,3	248,8
8	3,5	17,0	24,4	0,0	36,0	44,1	48,5	21,2	3,1	16,5	24,1	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	239,4
9	7,1	7,1	7,1	7,1	30,4	30,4	30,4	67,3	7,1	7,1	7,1	7,1	5,5	5,5	5,5	5,5	237,3
10	0,0	6,6	22,2	0,0	36,2	44,3	48,7	21,2	0,0	6,6	22,2	0,0	0,0	2,9	20,0	0,0	230,9
11	7,8	7,8	7,8	7,8	30,3	30,3	30,3	67,3	7,8	7,8	7,8	7,8	5,6	5,6	5,6	5,6	243,2
12	0,0	9,2	22,5	0,0	36,1	44,0	48,5	21,2	0,0	9,0	22,5	0,0	0,0	3,2	20,3	0,0	236,5
13	7,5	7,5	7,5	7,5	30,4	30,4	30,4	67,3	7,5	7,5	7,5	7,5	5,9	5,9	5,9	5,9	242,0
14	0,0	8,0	22,5	0,0	36,2	44,3	48,6	21,2	0,0	8,0	22,5	0,0	0,0	3,8	20,3	0,0	235,3
15	8,1	8,1	8,1	8,1	30,2	30,2	30,2	67,2	8,0	8,0	8,0	8,0	6,1	6,1	6,1	6,1	246,1
16	0,0	9,8	23,0	0,0	35,8	43,8	48,1	21,2	0,0	9,6	22,9	0,0	0,0	4,2	20,9	0,0	239,3

Tabela C.5: Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário B. Fonte: autor

Investimento [milhões US\$]				
Caso	Aerogerador	Cabo	Transformador	Total
1	165,24	53,35	3,24	221,83
2	165,24	53,35	3,24	221,83
3	165,24	120,90	3,88	290,02
4	165,24	120,90	3,88	290,02
5	165,24	23,63	3,24	192,11
6	165,24	23,63	3,24	192,11
7	165,24	28,27	3,88	197,39
8	165,24	28,27	3,88	197,39
9	165,24	55,05	3,24	223,53
10	165,24	55,05	3,24	223,53
11	165,24	127,16	3,88	296,28
12	165,24	127,16	3,88	296,28
13	165,24	25,03	3,24	193,51
14	165,24	25,03	3,24	193,51
15	165,24	29,94	3,88	199,06
16	165,24	29,94	3,88	199,06

Apêndice D

Tabelas de Resultados - Cenário C

Neste apêndice são apresentados todos os resultados das simulações computacionais referentes ao cenário C de forma completa por tamanho de parque eólico para os casos selecionados. Na Tabela D.1 são apresentados os resultados de energia produzida. Nas Tabelas D.2 e D.3 são apresentados os resultados de emissões absolutas e redução em relação ao cenário A, respectivamente. Na Tabela D.4 são apresentados os resultados de custos de investimento energia produzida. Por fim, as Tabelas D.5 e D.6 mostram as relações de custo por produção de energia e custo por emissões reduzidas, respectivamente.

Tabela D.1: Resultados de energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor

		Quantidade de Aero geradores							
		11	13	14	15	16	17	18	21
		Produção Máxima [GWh/ano]							
		480,51	567,88	611,56	655,24	698,92	742,61	786,29	917,34
Caso	Produção de Energia Efetiva [GWh/ano]								
4	480,51	567,87	609,99	641,56	669,05	693,91	716,61	774,92	
8	480,51	567,87	611,54	645,34	673,84	699,45	722,77	782,83	
14	480,51	564,05	594,14	620,47	644,14	665,85	685,70	735,99	
16	480,51	567,88	611,56	646,26	675,07	700,89	724,38	784,91	

Tabela D.2: Resultados de emissões geradas por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor

Caso	Quantidade de Aero geradores							
	11	13	14	15	16	17	18	21
	Emissões [10^6 kg CO ₂ eq/ano]							
4	1.339,92	1.308,55	1.293,43	1.282,00	1.272,12	1.263,09	1.254,95	1.233,99
8	1.337,93	1.305,73	1.289,33	1.276,65	1.266,00	1.256,41	1.247,76	1.225,39
14	1.339,32	1.309,88	1.298,94	1.289,42	1.280,92	1.273,07	1.265,96	1.247,94
16	1.338,21	1.305,85	1.288,83	1.276,04	1.265,23	1.255,51	1.246,73	1.224,05

Tabela D.3: Resultados de emissões reduzidas em relação ao cenário A por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor

Caso	Quantidade de Aero geradores							
	11	13	14	15	16	17	18	21
	Emissões reduzidas [10^6 kg CO ₂ eq/ano]							
4	205,25	236,62	251,75	263,18	273,06	282,08	290,23	311,19
8	207,24	239,44	255,84	268,53	279,17	288,76	297,41	319,78
14	205,85	235,29	246,24	255,75	264,25	272,10	279,21	297,23
16	206,97	239,33	256,35	269,14	279,94	289,66	298,44	321,13

Tabela D.4: Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário C. Fonte: autor

Caso	Quantidade de Aero geradores							
	11	13	14	15	16	17	18	21
	Investimento [milhões US\$]							
4	264,57	290,02	302,75	315,47	328,20	340,92	353,65	391,82
8	172,25	197,71	210,43	223,16	235,88	248,61	261,33	299,51
14	168,06	193,51	206,23	218,96	231,68	244,41	257,14	295,31
16	173,61	199,06	211,79	224,51	237,24	249,96	262,69	300,87

Tabela D.5: Resultados de valor de investimento por energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor

	Quantidade de Aerogeradores							
	11	13	14	15	16	17	18	21
Caso	Custo por produção [US\$/MWh]							
4	550,60	510,71	496,32	491,72	490,54	491,31	493,50	505,63
8	358,48	348,15	344,10	345,80	350,06	355,43	361,57	382,60
14	349,75	343,07	347,11	352,89	359,68	367,06	375,00	401,24
16	361,31	350,54	346,31	347,40	351,43	356,64	362,64	383,31

Tabela D.6: Resultados de valor de investimento por emissão reduzida em relação ao cenário A por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário C. Fonte: autor

	Quantidade de Aerogeradores							
	11	13	14	15	16	17	18	21
Caso	Custo por emissão reduzida [US\$/kg CO ₂ eq]							
4	1,29	1,23	1,20	1,20	1,20	1,21	1,22	1,26
8	0,83	0,83	0,82	0,83	0,84	0,86	0,88	0,94
14	0,82	0,82	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,99
16	0,84	0,83	0,83	0,83	0,85	0,86	0,88	0,94

Apêndice E

Tabelas de Resultados - Cenário D

Neste apêndice são apresentados todos os resultados das simulações computacionais referentes ao cenário D para os casos selecionados. Na Tabela E.1 são apresentados os resultados de energia produzida. Na Tabela E.2 são apresentados os resultados de emissões geradas. Na Tabela E.3 são apresentados os resultados de custos de investimento energia produzida. Por fim, as Tabelas E.4 e E.5 mostram as relações de custo por produção de energia e custo por emissões, respectivamente.

Tabela E.1: Resultados de energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor

Quantidade de Aeroogeradores			
	13	14	15
Produção Máxima [GWh/ano]			
	567,88	611,56	655,24
Caso	Produção de Energia Efetiva [GWh/ano]		
8	567,87	611,56	653,38
14	563,03	600,32	629,44
16	567,87	611,56	653,70

Tabela E.2: Resultados de emissões geradas por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor

Quantidade de Aerogeradores			
	13	14	15
Caso	Emissões [10^6 kg CO ₂ eq/ano]		
8	1657,40	1640,40	1624,00
14	1661,40	1647,60	1637,00
16	1657,60	1641,10	1624,80

Tabela E.3: Resultados de valor de investimento para construção de cada caso do Cenário D. Fonte: autor

Quantidade de Aerogeradores			
	13	14	15
Caso	Investimento [milhões US\$]		
8	197,71	210,43	223,16
14	193,51	206,23	218,96
16	199,06	211,79	224,51

Tabela E.4: Resultados de valor de investimento por energia produzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor

Quantidade de Aerogeradores			
	13	14	15
Caso	Custo por produção [US\$/MWh]		
8	348,15	344,09	341,54
14	343,69	343,54	347,87
16	350,54	346,31	343,45

Tabela E.5: Resultados de valor de investimento por emissão reduzida por caso e para cada tamanho de parque eólico do Cenário D. Fonte: autor

		Quantidade de Aerogeradores		
		13	14	15
Caso	Custo por emissão reduzida [US\$/kg CO ₂ eq]			
8	0,119	0,128	0,137	
14	0,116	0,125	0,134	
16	0,120	0,129	0,138	

Apêndice F

Tabelas de Resultados - Cenário E

Neste apêndice são apresentados todos os resultados do cenário E para os 20 anos simulados do caso 16. Nas Tabelas F.1 e F.2 são apresentados os resultados de energia produzida e emissões geradas, respectivamente.

Tabela F.1: Resultados de energia produzida por ano por plataforma e parque eólico para Cenário E. Fonte: autor

Energia Produzida [GWh/ano]					
Ano	EOL	P1	P2	P3	P4
1	567,88	595,01	344,87	595,78	613,81
2	626,17	579,62	331,45	580,49	601,83
3	604,15	585,29	336,96	586,12	606,25
4	597,94	581,54	354,24	582,38	603,24
5	753,80	548,88	293,48	549,90	577,98
6	741,06	551,10	299,84	552,10	579,63
7	711,89	561,38	298,95	562,34	587,70
8	640,63	575,69	328,36	576,58	598,81
9	618,04	579,69	339,52	580,55	601,82
10	653,78	568,19	337,13	569,09	592,95
11	564,88	591,09	359,39	591,87	610,70
12	723,96	557,53	298,30	558,50	584,62
13	679,27	567,24	314,50	568,17	592,18
14	737,46	552,06	300,56	553,05	580,48
15	737,99	557,35	284,53	558,33	584,58
16	710,26	556,33	315,34	557,29	583,73
17	689,67	559,65	326,18	560,60	586,29
18	635,10	573,99	339,04	574,86	597,38
19	604,52	582,11	346,07	582,94	603,66
20	705,27	560,51	308,15	561,48	586,97

Tabela F.2: Resultados de emissões geradas por cada plataforma e parque eólico para os anos do Cenário E. Fonte: autor

Emissões Geradas [10^6 kg CO ₂ eq/ano]					
Ano	P1	P2	P3	P4	Total
1	353,51	237,26	353,82	361,26	1.305,85
2	347,22	232,15	347,58	356,42	1.283,38
3	349,55	234,06	349,89	358,23	1.291,73
4	347,98	242,24	348,32	357,01	1.295,55
5	334,68	218,36	335,11	346,82	1.234,98
6	335,60	220,93	336,03	347,49	1.240,06
7	339,80	219,43	340,20	350,75	1.250,17
8	345,63	231,70	346,00	355,19	1.278,52
9	347,27	235,49	347,63	356,44	1.286,84
10	342,54	235,99	342,92	352,80	1.274,25
11	351,88	243,39	352,20	359,99	1.307,45
12	338,23	219,49	338,64	349,52	1.245,89
13	342,23	226,03	342,61	352,54	1.263,42
14	335,92	220,93	336,34	347,85	1.241,04
15	338,21	213,56	338,62	349,47	1.239,85
16	337,71	227,16	338,12	349,13	1.252,13
17	339,06	231,76	339,46	350,12	1.260,40
18	344,92	235,59	345,29	354,60	1.280,40
19	348,21	238,13	348,56	357,19	1.292,09
20	339,45	223,37	339,86	350,44	1.253,13