



TIAGO MIGUEL DE PINA FORTES

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

**MODELAÇÃO E ANÁLISE EM REGIME
PERMANENTE DA REDE ELÉTRICA DA ILHA
DE SÃO VICENTE EM CABO VERDE**

IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DE CENTRAIS

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
Novembro, 2021



MODELAÇÃO E ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SÃO VICENTE EM CABO VERDE

IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DE CENTRAIS

TIAGO MIGUEL DE PINA FORTES

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis
Professor Auxiliar Convocado, Universidade Nova de Lisboa

Júri

Presidente: Doutor Fernando José Almeida Vieira do Coito
*Professor Associado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores, Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de
Lisboa*

Arguente: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira
*Professor Auxiliar, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores, Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de
Lisboa*

Modelação e Análise em regime permanente da Rede Elétrica da ilha de São Vicente em Cabo Verde

Copyright © Tiago Miguel de Pina Fortes, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Dedico esta dissertação de fim de curso, em especial, à minha mãe, Olga Maria Almeida de Cruz de Pina e ao meu pai, Marcos Octávio Silva Fortes, pois sem eles este feito não seria possível. Hoje, graças a eles, sou mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, um obrigado por formarem nestes 23 anos da minha existência, um Homem capaz e movido por objetivos bem definidos. Concluo, um desses objetivos, dos mais importantes da minha vida, e sinto-me preparado para o que aí vêm, seja profissionalmente como pessoalmente. Portanto, muito obrigado pais, pela formação contínua desde criança e espero retribuir todo o amor por vós dado.

Com muito amor e orgulho, Tiago Miguel de Pina Fortes.

AGRADECIMENTOS

Esta é a secção mais difícil e complicada de se escrever, mas, por outro lado, a mais gratificante e recompensadora, pois aqui tenho a oportunidade ideal para demonstrar o meu profundo e sincero agradecimento a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para o meu sucesso na obtenção do título de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. A dificuldade na escrita deste capítulo prende-se ao facto que não é possível mencionar todas as pessoas e instituições que foram importantes nessa caminhada.

Começando pela instituição que me acolheu desde 2016, data em que cheguei a Portugal a procura de cumprir o objetivo que, "por acaso", é entregue hoje dia 28 de novembro de 2021. 5 anos volvidos, cá estou, e tenho a honra de dizer que estou muito satisfeito e realizado pela escolha que fiz. Sendo assim, à Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia o meu muito obrigado pela oportunidade de fazer parte desta família, um obrigado aos professores, em especial os do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) por todos os ensinamentos teóricos e práticos que me permitiu chegar a esta fase.

De seguida, agradeço ao Professor Doutor Francisco Reis pela sua disponibilidade, boa disposição, orientação e bons conselhos ao longo de toda esta dissertação. Além disso, agradeço por sempre ouvir a minha opinião e de a ter tido em conta na decisão do caminho a seguir, e das ferramentas apresentadas por si que serviram de auxílio no estudo realizado.

Gostaria de deixar, também, um grande agradecimento aos engenheiros Ricardo Martins (Diretor de Infraestruturas) e Arikson Santana (Chefe Departamento Gestão de Projetos de Transporte e Distribuição de Energia) que forneceram os dados e informações essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Também quero agradecer à minha família de forma generalizada, a todos os meus tios e tias, primos e primas, avós e avôs que sempre me apoiaram e incentivaram para concluir mais esta etapa. A todos eles muito obrigado, amo-vos muito, são a minha força.

Agradeço, também os meus colegas, amigos e conhecidos ao longo destes 5 anos, onde todos eles tiveram um papel de extrema importância, ouvindo, apoiando e por estarem

sempre comigo nos melhores e piores momentos. Para vocês o maior sucesso do mundo e que tudo corra como planejado.

Por fim, agradeço à minha mãe, Olga Pina, pelo apoio, conselhos e incentivo nestes últimos anos, sem ti não seria possível, pelo que agradeço infinitamente por tudo. E espero conseguir retribuir todo o amor que me deste. Amo-te muito mãe.

RESUMO

Nesta dissertação pretende-se proceder à modelização e análise da rede elétrica da ilha de São Vicente em Cabo Verde, numa ótica de operação e planeamento de redes.

Para a realização deste estudo será necessário proceder à simulação e diagnóstico do modelo desenvolvido da rede, recorrendo à ferramenta utilizada neste trabalho (PSS/E).

Foram desenvolvidos vários cenários operacionais típicos, adequados ao perfil de carga e de geração da ilha de São Vicente.

Para além da análise à rede, de um ponto de vista operacional e de planeamento, estuda-se o impacto que a possível deslocalização das centrais produtoras de energia para uma zona específica teria na rede, numa ótica de operação e configuração, seguindo todos os critérios de segurança impostos. Apresenta-se, nesta dissertação, um algoritmo baseado no conceito de Capacidade Nodal, com o objetivo de quantificar a máxima potência de injeção nodal da rede elétrica de São Vicente antes e após a deslocalização das centrais produtoras de energia.

A análise realizada, tendo em conta critérios de planeamento em vigor, permitiu inferir o estado da rede com e sem a deslocalização das centrais elétricas nos cenários de exploração definidos, e assim obter um diagnóstico conclusivo sobre o modelo da rede em regime permanente e de contingência.

Os resultados obtidos apontam para um bom funcionamento da rede antes e após a deslocalização das centrais produtoras, salvo situações registadas no diagnóstico da rede nestes contextos, requerendo particular atenção. Das conclusões deste trabalho, é importante destacar o potencial verificado na capacidade de receção de novas fontes de produção de energia com a solução desenvolvida para a deslocalização das centrais.

Palavras-chave: Ilha de São Vicente; Cabo Verde; Rede de Energia Elétrica; Modelação e análise de redes elétricas; Capacidades Nodais Não Simultaneas . . .

ABSTRACT

In this dissertation, we intend to proceed with the modeling and analysis of the electrical network of the island of São Vicente in Cape Verde, from a viewpoint of operation and planning of electrical networks.

To carry out this study, it will be necessary to simulate and diagnose the developed model of the network, using a useful tool in this work (PSS/E).

Several typical operational scenarios were developed, suited to the load and generation profile of the island of São Vicente.

In addition to analyzing the network, from an operational and planning point of view, the impact of a possible relocation of power generating plants to a specific area would have on the network is studied, in terms of operation and configuration, following all the security criteria regulated. In this dissertation, an algorithm based on the concept of Nodal Capacity is presented, with the objective of quantifying the nodal injection power of the São Vicente electrical network before and after the relocation of the power generating plants, serving as an additional tool in the electrical network analysis.

The analysis carried out, taking into account planning criteria in force, made it possible to infer the status of the network with and without the relocation of power plants in the defined scenarios, and thus obtain a conclusive diagnosis of the network model in a permanent and contingency regime.

The results obtained point to a good functioning of the network before and after the relocation of the production plants, except for situations registered in the network diagnosis in these contexts, requiring particular attention.

Keywords: São Vicente Island; Cape Vert; Electrical Networks; Modelling and analysys of electrical networks; Non-Simultaneous Nodal Capabilities . . .

ÍNDICE

Índice de Figuras	xi
Índice de Tabelas	xiv
Siglas	xvi
Símbolos	xviii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivação	1
1.2 Objetivos da Dissertação	2
1.3 Estrutura da Dissertação	3
2 Caracterização de Cabo Verde, Setor Elétrico e a ilha de São Vicente	5
2.1 Descrição Demográfica, Socioeconómica e Geográfica	5
2.2 O Setor Elétrico de Cabo Verde	7
2.2.1 Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040	8
2.2.2 A ELECTRA S.A.	11
2.2.3 Produtores Privados de Energia Elétrica	15
2.3 São Vicente	16
2.3.1 Descrição Geral da Ilha	16
2.3.2 Geração de Energia	17
2.3.3 Consumo de Energia	18
2.3.4 Panorama Energético de São Vicente	22
2.4 Caracterização da Rede Elétrica de São Vicente	24
2.4.1 Esquema Unifilar	25
2.4.2 Centrais Produtoras de Energia	28
2.4.3 Linhas de Transporte e Distribuição	28
2.4.4 Postos de Transformação	30
2.4.5 Consumo Energético	30

3 Rede de Energia Elétrica de São Vicente: Capacidades Nodais, Modelização e Simulação	31
3.1 Introdução às Capacidades Nodais	32
3.2 Modelização da Rede Elétrica de São Vicente	34
3.2.1 Tipos de Barramentos	34
3.2.2 Centrais Produtoras de Energia	35
3.2.3 Linhas de Transporte e Distribuição	38
3.2.4 Postos de Transformação	40
3.3 Definição de Cenários Operacionais	41
3.3.1 Considerações na Construção dos Cenários	43
3.3.2 Cenário 0 - Cenário Base	44
3.3.3 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	46
3.3.4 Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	48
3.3.5 Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	50
3.3.6 Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	52
3.4 Análise e Diagnóstico da rede elétrica de São Vicente	54
3.4.1 Critérios de Planeamento	54
3.4.2 Cenário 0 - Cenário Base	56
3.4.3 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	57
3.4.4 Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	58
3.4.5 Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	60
3.4.6 Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	62
3.4.7 Resumo Comparativo entres os Cenários Analisados	64
4 Análise do Impacto da Deslocalização dos Centros Produtores	65
4.1 Deslocalização das Centrais Produtoras de Energia	66
4.2 Cálculo do Potencial das Capacidades Nodais	70
4.2.1 Metodologia Aplicada	70
4.2.2 Algoritmo Desenvolvido	72
4.3 Impacto da Deslocalização na Rede	73
4.3.1 Cenário 0 - Cenário Base	74
4.3.2 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	76

4.3.3	Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	79
4.3.4	Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta	80
4.3.5	Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio	83
4.3.6	Capacidade de Injeção Nodal	85
4.4	Vantagens e Desvantagens da Deslocalização das Centrais Produtoras .	89
5	Conclusão	91
5.1	Conclusões Gerais	92
5.2	Trabalhos Futuros	94
	Bibliografia	95
	Apêndices	
A	Apêndice A - Tensões nos barramentos após a deslocalização das centrais produtoras	98
A.1	Apêndice I - Cenário II	98
A.2	Apêndice II - Cenário III	101
	Anexos	
I	Anexo - Dados fornecidos pela ELECTRA	102
I.1	Anexo I - Dados das Linhas de Transporte e Distribuição	102
I.2	Anexo II - Dados das cargas dos Postos de Transformação	102
I.3	Anexo III - Diagrama de Carga	102

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Localização Geográfica de Cabo Verde, retirada de [3]	6
2.2	Potencial das Energias Renováveis e Projetos selecionados, retirado de [9].	10
2.3	Evolução da Potência Instalada da ELECTRA, baseada em [2].	12
2.4	Evolução da Capacidade de Produção da ELECTRA, baseada em [2].	12
2.5	Evolução da Energia Elétrica entregue à rede, baseada em [2].	13
2.6	Evolução da Taxa de Penetração de Energias Renováveis, baseada em [2].	13
2.7	Evolução das perdas energéticas da ELECTRA, baseada em [2].	14
2.8	Mapa de São Vicente, retirado de [16]	18
2.9	Áreas identificadas para a localização do consumo	19
2.10	Área do Mindelo - Cidade do Mindelo na ilha de São Vicente.	20
2.11	Área do Lazareto - Cidade do Lazareto na ilha de São Vicente.	21
2.12	Área do Interior de Mindelo.	21
2.13	Área de São Pedro - Cidade de São Pedro na ilha de São Vicente.	21
2.14	Área da Baía das Gatas - Cidade da Baía das Gatas na ilha de São Vicente.	22
2.15	Produção de Energia Elétrica 2015 – 2019, baseada em [2].	23
2.16	Consumo na Produção de Energia Elétrica 2015 - 2019, baseada em [2].	24
2.17	Taxa de Penetração de Energia Renovável (%), baseada em [2].	24
2.18	Perdas energéticas em relação à produção (%), baseada em [2].	25
2.19	Esquema ilustrativo dos modos de exploração mais utilizados em redes de distribuição, retirado de [17].	26
2.20	Esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, baseada em [2].	27
3.1	Modelo Equivalente por fase de um gerador síncrono (retirado de [23])	36
3.2	Dados das centrais da rede elétrica de São Vicente	36
3.3	Esquema equivalente em π da linha, retirado de [8].	38
3.4	Dados relativos às linhas de transporte e distribuição	39
3.5	Esquema equivalente em T do transformador, retirado de [8].	40
3.6	Diagrama de Carga a cada 30 minutos da soma de todos os barramentos da rede.	42

3.7	Identificação dos grupos geradores em serviço no Cenário 0.	45
3.8	Identificação dos grupos geradores em serviço no Cenário I.	47
3.9	Identificação dos grupos geradores em serviço no Cenário II.	49
3.10	Identificação dos grupos geradores em serviço no Cenário 3.	51
3.11	Identificação dos grupos geradores em serviço no Cenário 4.	53
3.12	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário 0	56
3.13	Resumo da rede no Cenário 0, obtido recorrendo ao PSS/E.	56
3.14	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário I.	57
3.15	Resumo da rede no Cenário I, obtido recorrendo ao PSS/E.	58
3.16	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário II	59
3.17	Resumo da rede no Cenário II, obtido recorrendo ao PSS/E.	59
3.18	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário III.	60
3.19	Resumo da rede no Cenário III, obtido recorrendo ao PSS/E.	61
3.20	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário IV.	63
3.21	Resumo da rede no Cenário IV, obtido recorrendo ao PSS/E.	63
4.1	Atual Localização das Centrais Térmicas VS Zona Pretendida para a Deslocalização.	66
4.2	Caraterísticas das novas linhas de transporte da rede.	69
4.3	Possível solução para a deslocalização das centrais de Lazareto e da Matiota para a zona de Saragarça.	69
4.4	Introdução de gerador fictício para a obtenção da capacidade nodal não simultânea do barramento 2. <i>Imagem retirada da dissertação do F. Carrola [19]</i>	71
4.5	Fluxograma representativo do algoritmo desenvolvido no cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede.	72
4.6	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário 0 após a deslocalização.	75
4.7	Resumo da rede no Cenário 0 após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.	75
4.8	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário I após a deslocalização.	77
4.9	Resumo da rede no Cenário I após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.	77
4.10	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário II após a deslocalização.	80
4.11	Resumo da rede no Cenário II após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.	80
4.12	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário III após a deslocalização.	81
4.13	Resumo da rede no Cenário III após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.	82

4.14	Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário IV após a deslocalização.	84
4.15	Resumo da rede no Cenário IV após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.	85
4.16	Capacidades Nodais na Baía das Gatas com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	86
4.17	Capacidades Nodais no Interior do Mindelo com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	86
4.18	Capacidades Nodais na Zona do Lazareto com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	87
4.19	Capacidades Nodais na Zona de Mindelo com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	87
4.20	Capacidades Nodais na Zona de São Pedro com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	88
4.21	Capacidades Nodais na Zona Industrial do Lazareto com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.	88
I.1	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	103
I.2	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	104
I.3	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	105
I.4	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	106
I.5	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	107
I.6	Parâmetros das linhas de transporte e distribuição	108
I.7	Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação	109
I.8	Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação	110
I.9	Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação	111
I.10	Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação	112
I.11	Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação	113
I.12	Diagrama de Carga a cada 30 minutos de todos os postos de transformação da ilha de São Vicente.	114

ÍNDICE DE TABELAS

2.1	Taxas de Crescimento Médio Anual para os diferentes cenários	9
2.2	Investimentos e Medidas tomadas pela ELECTRA nos últimos quatro anos	15
2.3	Potências Instaladas e Combustíveis utilizados nas centrais térmicas em São Vicente	17
2.4	Potências Instaladas nos Parques Eólicos em São Vicente	17
2.5	Consumo nas áreas consideradas	19
2.6	Caraterísticas Técnicas das Centrais Térmicas	28
2.7	Caraterísticas Técnicas dos Parques Eólicos	29
2.8	Caraterísticas Técnicas dos Transformadores da rede de média tensão . . .	30
3.1	Tipos de Barramentos (fonte [23])	34
3.2	Parâmetros das centrais produtoras	37
3.3	Perfis de Carga da ilha de São Vicente em Vazio, Cheia e Ponta, baseados nas informações fornecidas pela ELECTRA	42
3.4	Dados das centrais produtoras no Cenário 0	44
3.5	Dados das centrais produtoras no Cenário I	46
3.6	Dados das centrais produtoras no Cenário II	48
3.7	Dados das centrais produtoras no Cenário III	50
3.8	Dados das centrais produtoras no Cenário IV	52
3.9	Caraterísticas de Tensão e Frequência nos Barramentos, baseado na norma EN 50160 [27] e no Código de Rede Elétrica de Cabo Verde (CRECV) [24]. . .	55
3.10	Limites de Aceitabilidade de Carga das linhas e transformadores, baseados na EDP/Distribuição [26].	55
3.11	Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário I.	58
3.12	Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário II.	60
3.13	Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário III.	62

3.14 Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário IV.	63
3.15 Quadro Comparativo entre os Cenários 0 - IV	64
4.1 Centrais produtoras de energia após a deslocalização.	67
4.2 Características Técnicas dos Transformadores da rede após a deslocalização das centrais.	68
4.3 Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário 0.	74
4.4 Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário 0 após a deslocalização.	76
4.5 Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário I.	76
4.6 Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário I após a deslocalização.	77
4.7 Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário II.	79
4.8 Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário II após a deslocalização.	80
4.9 Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário III.	81
4.10 Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário III, após a deslocalização.	83
4.11 Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário IV.	84
4.12 Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário IV após a deslocalização.	85
4.13 Problemas de tensão e de sobrecarga verificados nos diferentes cenários	89
4.14 Quadro Comparativo entre os Cenários 0 - IV, após a deslocalização.	90
4.15 Distribuição por zona do potencial de injeção de potência dos barramentos após a deslocalização	90
A.1 Problemas de tensões nos barramentos da rede no cenário II após a deslocalização, em regime de contingência	98
A.2 Problemas de tensões nos barramentos da rede no cenário III em regime de contingência	101

SIGLAS

AEB	Águas e Energia de Boavista 11
APP	Águas de Ponta Preta 11
ARE	Agência de Regulação Económica 7, 28
AT	Alta Tensão 38, 40
BT	Baixa Tensão 38, 40
CRECV	Código de Rede Elétrica de Cabo Verde xiv, 36, 37, 43, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 55
DGE	Direção Geral de Energia 7
DMS	<i>Distribution Management System</i> 15
EMS	<i>Energy Management System</i> 15
GD	Geração Distribuída 32, 33
MAT	Muito Alta Tensão 38, 40
MT	Média Tensão 38, 40
MTIE	Ministério do Turismo, Investimentos e Desenvolvimento 7
ORET	Agência Holandesa de Cooperação Internacional 15
PIB	Produto Interno Bruto 7, 16
PSS/E	Power System Simulation for Engineering 34, 35, 39, 41
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> 15
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> 15
SEE	Sistema Elétrico de Energia 7, 40

SEN Setor Elétrico Nacional 7, 8

ZIL Zona Industrial do Lazareto 20, 25, 28

SÍMBOLOS

B_T	Suscetância da Linha 38
G_T	Condutância da Linha 38
P_c	Potência Ativa da Carga 34
P_g	Potência Ativa Gerada 34
π	é uma constante matemática 38
Q_c	Potência Reativa da Carga 34
R_L	Resistência da Linha 38
S_c	Potência Aparente da Carga 34
S_g	Potência Aparente Gerada 34
V	Tensão 34
X_L	Reatância da Linha 38
Y_T	Admitância Transversal 38
Z_L	Impedância Longitudinal 38

INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado, inicialmente, um breve enquadramento da realidade cabo-verdiana, com especial foco na ilha de São Vicente e justificada a motivação e os objetivos que se pretendem alcançar nesta dissertação.

1.1 Enquadramento e Motivação

Esta presente dissertação visa o estudo da rede elétrica de São Vicente, baseando-se nos dados topológicos fornecidos pela empresa responsável pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica na ilha de São Vicente - ELECTRA S.A para a constituição de um modelo elétrico da rede de São Vicente. Com este modelo pretende-se realizar uma análise em regime permanente e de contingência em diferentes cenários típicos de exploração da rede de energia elétrica de São Vicente, posteriormente definidos nesta dissertação.

Além disso, com esta dissertação pretende-se realizar uma avaliação à possibilidade de se transferir as centrais térmicas produtoras de energias, atualmente localizadas no centro da ilha (Central da Matiota e do Lazareto), para a localidade de Saragarça, no interior da ilha. Nesta avaliação, além da análise típica em regime permanente e de contingência, introduzir-se-á um método baseado no conceito de capacidade nodal para o cálculo da potência máxima a ser injetada nos barramentos da rede antes e depois da deslocalização das referidas centrais, permitindo avaliar o potencial de receção de novas fontes de energia, preferencialmente de origem renovável.

O arquipélago de Cabo Verde é constituído por dez ilhas distintas, caracterizada pela sua insularidade e clima tropical, com uma população reduzida e bastante dependente economicamente do mercado internacional, tendo sido, em 2008, promovido para País em Desenvolvimento Médio e desde então, pode-se constatar diversos avanços ao nível da educação, dos transportes, da saúde, da economia, da energia e sustentabilidade e de infraestruturas. A economia cabo-verdiana é centralizada, principalmente, nas áreas do comércio, transporte e serviços públicos. As receitas dos aeroportos internacionais, das remessas dos emigrantes e, cada vez mais, do turismo, são importantes para manter

o balanço económico positivo apesar do nível de importação ser muito maior que o de exportação [1]. Um setor de grande importância para a economia cabo-verdiana é o do turismo, contribuindo anualmente em grande peso para o Produto Interno Bruto (PIB) nacional, por isto é alvo de uma importante aposta dos sucessivos Governos que lideram Cabo Verde.

De modo a enquadrar o tema desta dissertação com a atual situação de Cabo Verde, é necessário abordar o seu setor elétrico, nomeadamente o seu desenvolvimento ao longo dos anos e os objetivos a atingir neste âmbito.

Cabo Verde com o crescimento demonstrado nos últimos anos, é natural que o seu Sistema Nacional de Energia Elétrica tende a adaptar-se às necessidades dos seus consumidores, sendo estes, empresas, indústrias, serviços públicos ou mesmo o cidadão comum. Cada ilha possui uma rede de energia elétrica própria e isolada eletricamente das restantes e tem uma procura adaptada ao nível de desenvolvimento da ilha. A ELECTRA S.A, como operador da rede elétrica, vem conseguindo oferecer uma qualidade de energia em linha com padrões internacionais, sendo que um dos eixos de intervenção é o de combater as perdas energéticas e fraudes, registadas em cada ano. Relativamente a aposta nas energias renováveis, Cabo Verde, vem demonstrando um interesse particular na geração de energia a partir de fontes renováveis, principalmente através da energia solar e eólica, sendo as que apresentam ter um maior potencial energético.

Com esta dissertação pretende-se elaborar uma análise aprofundada da rede de energia elétrica de uma das ilhas de Cabo Verde - São Vicente, fazer o seu diagnóstico e validar a possibilidade de deslocação da produção de energia elétrica para outro ponto da ilha, seguindo as orientações dadas pela ELECTRA S.A. e garantindo a segurança e qualidade do serviço prestado.

1.2 Objetivos da Dissertação

Os principais objetivos desta dissertação são, a realização de um estudo sobre o setor elétrico de Cabo Verde, a modelização e diagnóstico da rede de energia elétrica da ilha de São Vicente em diferentes cenários operacionais realistas, e ainda a aplicação de um algoritmo para cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede em estudo num possível cenário de deslocalização das centrais térmicas produtoras de energia. Com a rede modelizada ir-se-á proceder à simulação de cenários no contexto de operação da rede, de modo a aferir o seu estado em regime permanente e de contingência, identificando possíveis situações de sobrecargas e sobretensões nos seus elementos constituintes. Posteriormente, ir-se-á avaliar a possibilidade de deslocalização das centrais de produção térmicas de Lazareto e de Matiota para um local considerado mais sustentável e que contribui para uma melhoria ambiental na ilha visto que, atualmente as duas centrais existentes estão localizadas no centro da cidade do Mindelo, na margem litoral da ilha.

Para avaliar o impacto da deslocalização das centrais desenvolver-se-á uma metodologia baseada no conceito de capacidade nodal não simultânea de forma a quantificar

as alterações esperadas no futuro na capacidade de integração de renovável em regime permanente por parte da rede.

No processo de construção e modelação da rede em estudo, ir-se-á recorrer ao *software PSSE 30 Siemens* e na programação do algoritmo utilizado para a obtenção da capacidade nodal não simultânea de cada barramento constituinte da rede da ilha de São Vicente, utilizar-se-á a ferramenta *pandapower* e a linguagem de programação *Python 3.7*.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos, divididos em subsecções para além de uma breve introdução.

- Capítulo 1 - Neste capítulo é apresentado o tema da dissertação, o enquadramento na realidade cabo-verdiana, com particular foco na ilha de São Vicente, bem como a sua motivação e os objetivos que se pretendem atingir;
- Capítulo 2 - Neste capítulo são abordados os aspetos socioeconómicos, geográficos e demográficos do arquipélago de Cabo Verde, bem como o seu setor elétrico, as suas características, a sua evolução nos últimos anos, os objetivos a atingir a médio-longo prazo, focando-se também na empresa pública responsável pela produção, transporte e distribuição de eletricidade e água, na maioria das ilhas do arquipélago. Nesse sentido é inicialmente apresentada e descrita genericamente a ilha de São Vicente, no que concerne, aos aspetos económicos, sociais, demográficos e geográficos, posteriormente, são apresentados os principais elementos que constituem o sistema elétrico da ilha, destacando os pontos de geração e de consumo da ilha. Caracterizar-se-á a rede de energia elétrica da ilha de São Vicente, baseando-se no Relatório de Contas da ELECTRA de 2019, onde foram consultados os dados sobre a produção e consumo de energia elétrica, o esquema unifilar da rede energética da ilha, cargas, linhas e postos de transformação;
- Capítulo 3 - Neste capítulo ir-se-á apresentar todos os aspetos a ter em conta na modelização da rede em análise, nomeadamente os critérios de planeamento e condições de operação seguidos no seu diagnóstico, as características técnicas das centrais e os parâmetros das linhas de transporte e distribuição. Para finalizar este capítulo efetuar-se-á a análise e respetivo diagnóstico da rede elétrica de São Vicente em regime permanente e de contingência considerando vários cenários de operação
- Capítulo 4 - Neste capítulo é estudado o impacto que uma possível deslocalização das centrais térmicas produtoras de energia elétrica teria na rede de distribuição de energia elétrica da Ilha de São Vicente. Esse estudo irá ser baseado em informações fornecidas pela ELECTRA S.A. sobre o novo possível local de produção centralizada

de energia, e com isto, aferir se a sua realização corresponde às perspectivas energéticas para a ilha de São Vicente e, também, efetuar um balanço das vantagens e desvantagens da solução escolhida.

Ainda neste capítulo irá ser abordado o tema das capacidades nodais de uma forma geral, o interesse neste tema e as vantagens no seu cálculo aplicado à qualquer rede elétrica. Ir-se-á apresentar também o algoritmo desenvolvido e aplicado à rede de distribuição de energia elétrica de São Vicente antes e após se efetuar a deslocalização das centrais de produção.

- Capítulo 5 - são apresentadas as conclusões principais do trabalho e propostos trabalhos futuros que possam vir a ser desenvolvidos.

CARATERIZAÇÃO DE CABO VERDE, SETOR ELÉTRICO E A ILHA DE SÃO VICENTE

Neste capítulo ir-se-á realizar um enquadramento inicial à situação socioeconómica, geográfica e demográfica em que se encontra Cabo Verde, abordando também o seu setor elétrico, nomeadamente as suas características, a sua evolução nos últimos anos e os objetivos a atingir a médio-longo prazo. Ainda sobre o setor elétrico, irá se apresentar a empresa pública, *ELECTRA S.A.*, responsável pela produção, transporte e distribuição de eletricidade e água, na maioria das ilhas do arquipélago.

Especificamente na ilha de São Vicente apresentar-se-á uma descrição dos aspetos económicos, sociais, demográficos e geográficos, sendo a sua consideração importante no contexto de análises e diagnósticos de redes de energia elétrica. Ainda neste capítulo, será efetuado uma descrição geral da ilha, identificando as zonas de geração e consumo de energia elétrica e será apresentado um panorama energético da ilha de São Vicente relativo ao ano de 2019 (apresentando alguns dados relativos ao relatório de contas da *Electra S.A.* [2]). Por fim, proceder-se-á à caracterização detalhada da rede elétrica de São Vicente, onde se apresentará o esquema unifilar da rede, as características das centrais produtoras de energia elétrica, das linhas de transporte e distribuição, dos postos de transformação e dos diagramas de cargas da ilha.

2.1 Descrição Demográfica, Socioeconómica e Geográfica

Cabo Verde é um arquipélago constituído por dez ilhas, nove delas habitáveis, localizado a cerca de 570 km da costa ocidental africana. As dez ilhas estão distribuídas praticamente no centro do Oceano Atlântico ocupando uma área de pouco mais de 4000 km². As ilhas mais a norte do arquipélago são consideradas as ilhas do Barlavento e as ilhas mais à sul do arquipélago pertencem ao grupo denominado ilhas do Sotavento.

As ilhas que compõem o grupo Barlavento são as seguintes:

- Santo Antão;
- São Vicente;

CAPÍTULO 2. CARATERIZAÇÃO DE CABO VERDE, SETOR ELÉTRICO E A ILHA DE SÃO VICENTE

- Santa Luzia (*inabitada*);
- Sal;
- Boa Vista;

As ilhas que compõem o grupo Sotavento são as seguintes:

- Maio;
- Santiago;
- Fogo;
- Brava;

Na Figura 2.1, pode-se observar a localização geográfica das ilhas constituintes de Cabo Verde.



Figura 2.1: Localização Geográfica de Cabo Verde, retirada de [3]

A situação demográfica do país é influenciada tanto pelos aspetos geográficos como pelas condições sociais e económicas, fatores que condicionam o crescimento e a evolução demográfica. A população total do país em 2010 era estimada em cerca de 491 875 habitantes e em 2020 regista cerca de 550 mil habitantes [4].

A reduzida população do país encontra-se distribuída no meio do oceano Atlântico pela costa ocidental africana, o que condiciona bastante o crescimento e desenvolvimento do país, criando problemas significativos de conectividade, de fornecimento de serviços

como, água, energia, saúde, entre outros. Apesar de todos os desafios enfrentados, Cabo Verde teve um interessante progresso social e económico entre 1990 e 2008, muito devido ao grande desenvolvimento a nível turístico, tornando-se dos melhores destinos para férias ao longo dos últimos anos (adaptado de [5]).

A nível económico, Cabo Verde depende muito do exterior para o seu desenvolvimento, importando cerca de 80% do que consome, o que demonstra a sensibilidade da economia de um país pequeno e em vias de desenvolvimento. O alto nível de importação deixa o país dependente do contexto económico do mercado internacional. O outro pilar de extrema importância para o desenvolvimento económico de Cabo Verde, é o turismo, representando cerca de 20% do Produto Interno Bruto (PIB), na maioria proveniente da Europa.

Torna-se deste modo necessário uma maior adaptação do Sistema Elétrico de Energia (SEE) do país, principalmente nas áreas urbanas e de maior exploração a nível turístico, de modo a prestar uma melhor qualidade de serviço. De salientar também que, atualmente, o objetivo não passa apenas por garantir o acesso à energia elétrica a todos os pontos de consumo das ilhas, mas também por garantir a continuidade do serviço e a sua qualidade, bem como um compromisso cada vez mais acentuado para com a sustentabilidade energética (adaptado de [6]).

2.2 O Setor Elétrico de Cabo Verde

Cabo Verde sendo um país insular, com uma população de dimensão reduzida, uma extensão territorial também reduzida e dispersa com cerca de 4 000 km², circundada pelo oceano atlântico vê-se muito dependente do mercado internacional, afetando diretamente o Setor Elétrico Nacional (SEN) pois a maior parte dos recursos necessários, nomeadamente os derivados de petróleo (gás butano, gasolina, petróleo, gasóleo, fuel óleo e Jet A1), são todos importados do exterior (adaptado de [7]).

O SEN é dividido em sistemas de produção e distribuição de energia, gerido pela empresa produtora e distribuidora de energia em Cabo Verde, a *ELECTRA S.A.*, onde as atividades operacionais das ilhas do Barlavento (região Norte de Cabo Verde) estão entregues à divisão *ELECTRA Norte*, e as das ilhas do Sotavento (região Sul de Cabo Verde) entregues à divisão *ELECTRA Sul*. O setor energético (a produção, o transporte e a distribuição) em Cabo Verde é tutelado por três principais entidades nacionais, a Direção Geral de Energia (DGE), que faz parte do Ministério do Turismo, Investimentos e Desenvolvimento (MTIE), a Agência de Regulação Económica (ARE) e a *ELECTRA, S.A.R.L.* A DGE é a entidade responsável pela definição, conceção, execução e avaliação da política energética e de dessalinização, assim como a função de apresentar propostas com vista ao crescimento, melhoria e aumento da produtividade e competitividade do setor elétrico. A ARE é a entidade reguladora em Cabo Verde, que assegura a prestação de serviços aos consumidores, e garante que os operadores nos setores de Energia, Água, Transportes

Coletivos Urbanos e Marítimos de Passageiros desempenham as suas operações de forma sustentável [6].

No que concerne à produção de energia elétrica em Cabo Verde, esta reparta-se em três grupos de tecnologias:

- Produção Térmica;
- Produção Eólica;
- Produção Fotovoltaica.

A produção térmica utiliza combustível de origem fóssil, onde se utiliza o fuel óleo nas principais centrais das ilhas de São Vicente, Sal e Santiago (Praia) e o gasóleo nas centrais de menor dimensão [8].

2.2.1 Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040

Para o desenvolvimento económico e da qualidade de vida dos cidadãos cabo-verdianos é necessária uma energia segura, competitiva e fiável. Em Cabo Verde, devido aos excelentes recursos eólico e solar, faz com que a produção de energia elétrica a partir dessas fontes renováveis, até certos limites, seja a alternativa mais económica do país. A elevada dependência dos combustíveis fósseis prejudica a estabilidade e sustentabilidade do SEN.

Com isto, em abril de 2019, foi aprovado *O Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040* pelo IX Governo, que estabelece qual o nível de energias renováveis, reforços térmicos e soluções de armazenamento ótimos do ponto de vista dos custos em cada momento, tendo em consideração o aumento da procura, a evolução dos custos das diferentes tecnologias e critérios exigentes de qualidade de fornecimento de energia [9].

Ainda, conforme o Plano Diretor do Setor Elétrico, o IX Governo elegeu a competitividade e a redução do custo de energia como prioridade, mantendo os compromissos internacionalmente assumidos na Conferência de Paris (COP21) [9].

Os objetivos que o *Plano Diretor do Setor Elétrico* visa alcançar são os seguintes:

- Atingir 30% de produção de energia elétrica a partir de fontes de energias renováveis até 2025;
- Superar os 50% de produção energia elétrica a partir de fontes de energias renováveis até 2030, até à percentagem de integração que minimizar o custo de produção de energia;
- Manter a aposta na energia eólica e iniciar um programa ambicioso de desenvolvimento de energia solar;
- Promover o desenvolvimento de uma central de bombagem pura na ilha de Santiago até 2025 e de soluções de armazenamento com base em baterias nas restantes ilhas;

- Manter a aposta na promoção de eficiência energética e no combate às perdas de energia, como pilares chave para reduzir os custos de energia aos cidadãos e empresas cabo-verdianos.

Neste documento abordam-se vários tópicos com o fim de alcançar esses objetivos traçados, nomeadamente:

- a previsão da procura elétrica;
- a oferta necessária para atender às necessidades elétricas;
- o plano de expansão da rede de transporte;
- a análise de rede do sistema elétrico e otimização *least-cost* (menor-custo);
- a análise económica e financeira;
- os investimentos e custos indicativos em geração e transporte, impactos nas tarifas de energia elétrica;
- a avaliação do impacto ambiental e social.

Neste plano foram desenvolvidos três cenários diferentes de evolução das necessidades elétricas para as diferentes ilhas de Cabo Verde. O primeiro cenário - *Cenário Base (Business as Usual - BAU)*, o segundo cenário - *Cenário de Crescimento Elevado (High Growth)* e o terceiro cenário - *Cenário de Eficiência Energética (Energy Efficiency)*. Na Tabela 2.1 abaixo apresentam-se as taxas de crescimento médio anual considerados para os diferentes cenários.

Tabela 2.1: Taxas de Crescimento Médio Anual para os diferentes cenários

Cenários	2017-2020	2020-2030	2030-2040
Cenário Base (BAU)	8,5%	3,0%	1,6%
Cenário de Crescimento Elevado (HG)	11,0%	3,7%	2,2%
Cenário de Eficiência Energética (EE)	8,3%	2,4%	1,3%

Neste documento também foi possível retirar informações relativamente às opções de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em Cabo Verde, onde se recorreu ao Atlas das Energias Renováveis e Projetos de Cabo Verde (desenvolvido em 2011), documento este que foi integrado no Plano Diretor em análise. Em 2011, foi identificado um potencial de geração de 2600 MW a partir de fontes de energias renováveis, tendo em conta seis tecnologias distintas:

1. Solar;
2. Eólica;
3. Resíduos Sólidos Urbanos (RSU);

4. Geotermia;
5. Energia das Ondas;
6. Bombagem Pura.

A partir destes 2600 MW, os projetos mais atrativos foram selecionados e compilados num conjunto de projetos prioritários, totalizando 650 MW. Na Figura 2.2 apresenta-se o potencial das energias renováveis, a capacidade total dos projetos prioritários e, ainda, a capacidade instalada de energia registada no ano 2016.

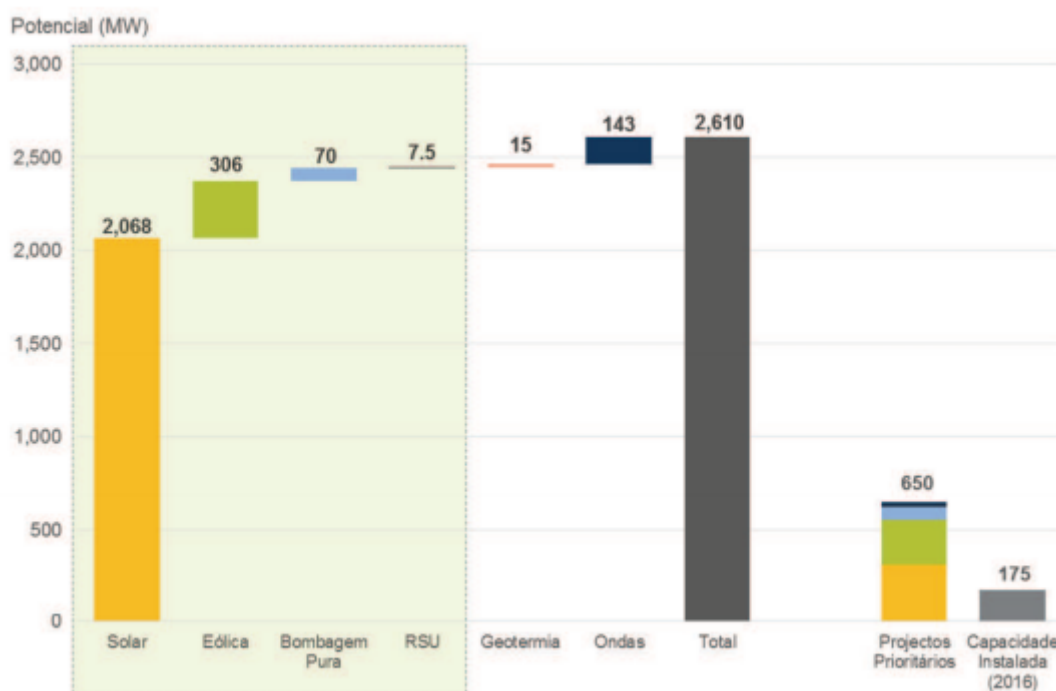


Figura 2.2: Potencial das Energias Renováveis e Projetos selecionados, retirado de [9].

No exercício do Plano Diretor há que destacar também o papel relevante que tiveram os sistemas de armazenamento e gestão de rede, visto que estes proporcionam a substituição da reserva girante térmica e armazenam abundantes de energia em determinados períodos do dia de menor consumo, e deste modo, essa energia elétrica armazenada poderá ser utilizada em determinados períodos de maiores necessidades energéticas. Estes sistemas podem ser usados para armazenar energia renovável não despachável em horas de excesso de geração e usar essa energia quando a procura é mais elevada ou quando uma perturbação ocorre. Os sistemas considerados foram os seguintes:

- Centrais de Bombagem Pura e Armazenamento Hídrico;
- Baterias de Chumbo-Ácido;
- Baterias de Ião de Lítio.

2.2.2 A ELECTRA S.A.

A *ELECTRA S.A.* é a empresa pública de produção, transporte e distribuição eletricidade e água de Cabo Verde. É uma sociedade anónima que foi criada a 17 de abril de 1982, pelo Decreto-lei nº 37/82, cujos principais focos de atividade consistem na produção, distribuição e comercialização de eletricidade na quase totalidade do arquipélago. As duas exceções são a ilha da Boavista, onde opera a empresa público-privada Águas e Energia de Boavista (AEB) como subconcessionária do serviço público, e a ilha do Sal onde opera, desde 2005, a empresa Águas de Ponta Preta (APP), que se responsabiliza pelo tratamento da água e distribuição de energia (adaptado de [10]).

De acordo com [11], a *ELECTRA* vem desde do ano 2000 estabelecendo delegações em todas as ilhas, sendo que desde 2002 possui delegações em todas as ilhas habitadas. As delegações da *ELECTRA* estão distribuídas da seguinte forma:

- Produção e distribuição de água dessalinizada em São Vicente, Sal, Santiago e Boavista;
- Recolha e tratamento de águas residuais na ilha de Santiago;
- Produção e distribuição de eletricidade em todas as ilhas.

2.2.2.1 Potência Instalada do Parque Produtor

Em 2019, a *ELECTRA* detinha um conjunto de 14 centrais térmicas, 1 parque eólico e 2 parques solares. A potência instalada do parque produtor da *ELECTRA* totalizava no final do ano de 2019 um total de 139 364 kW, repartida pelas centrais térmicas 132 014 kW (94,7%), centrais eólicas 600 kW (0,43%) e fotovoltaico 6750 kW (4,8%), isto segundo o Relatório de Contas da *ELECTRA* de 2019 [2].

Na Figura 2.3, representada abaixo, mostra-se a evolução da potência instalada do parque produtor da *ELECTRA* no território nacional.

2.2.2.2 Capacidade de Produção

A energia total produzida pela *ELECTRA* no ano de 2019, conforme o Relatório de Contas da Empresa [2], foi de 443,638 GWh, que representa um aumento de 14,1 GWh (3,3%) em relação ao ano de 2018, 81,4% de origem térmica, 16,6% de origem eólica e 2,0% de origem solar. A figura 2.4 demonstra o crescimento natural da capacidade de produção da *ELECTRA* como seria de prever visto que a população vem sempre aumentando, bem como a percentagem de pessoas com acesso à eletricidade, o que se traduz num aumento do consumo energético do país.

2.2.2.3 Energia Elétrica entregue à rede

Do total de eletricidade produzida no ano de 2019, segundo [2], 89,1% foi distribuída à rede e 2,8% foi consumida no processo de produção de energia. Os restantes 8,1% foram

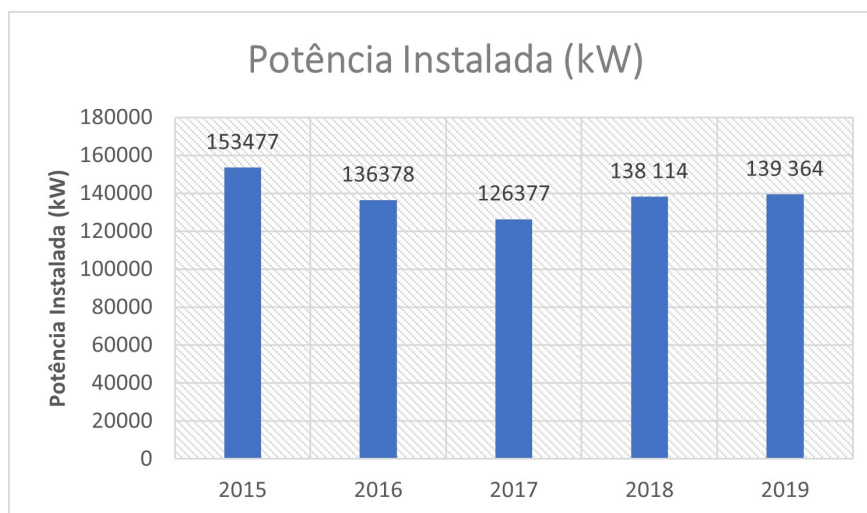


Figura 2.3: Evolução da Potência Instalada da ELECTRA, baseada em [2].

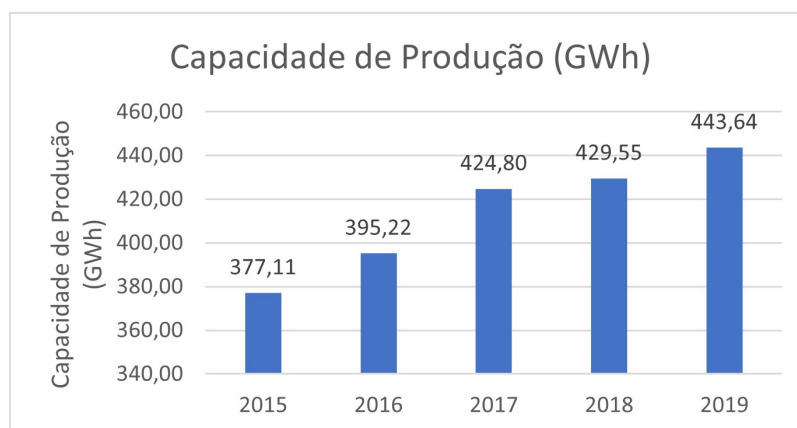


Figura 2.4: Evolução da Capacidade de Produção da ELECTRA, baseada em [2].

consumidos nos processos de dessalinização (7,4%) e de bombagem de água produzida (0,7%). A produção de eletricidade total inclui também a contribuição das energias renováveis, adquirida junto dos produtores independentes. A evolução da energia entregue à rede, como se observa na Figura 2.5, cresceu também nos últimos anos como seria de esperar pelo aumento da produção registada.

2.2.2.4 Penetração de Energias Renováveis

A taxa de penetração total de energias renováveis (apresentada na figura 2.6) foi, segundo [2], em 2019, de 18,6%, que em comparação com o ano de 2018 registou uma diminuição na produção eólica em 8% (6,4GWh) e da produção solar fotovoltaica em 1,5% (0,1GWh). A taxa de penetração tem vindo a rondar desde 2015 os 20%, e que segundo os relatórios da ELECTRA tenderá a aumentar devido aos objetivos impostos pelo Plano Diretor do Setor Elétrico aprovado em 2019, mencionados na subsecção 2.2.1.

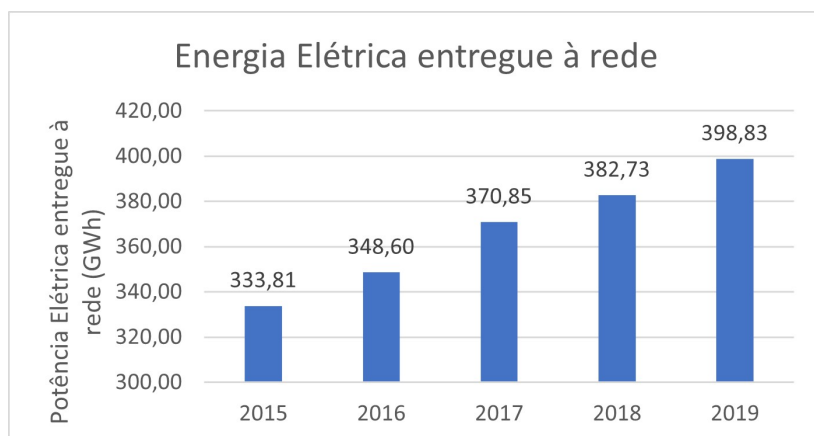


Figura 2.5: Evolução da Energia Elétrica entregue à rede, baseada em [2].

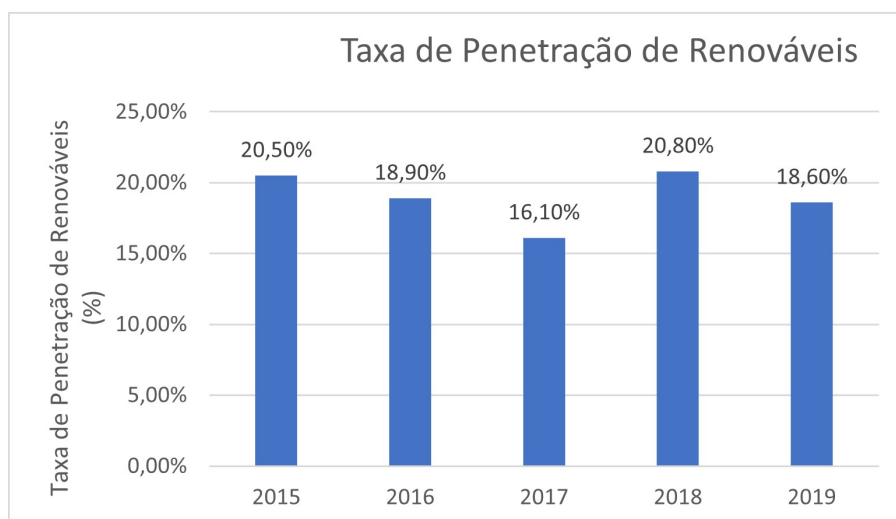


Figura 2.6: Evolução da Taxa de Penetração de Energias Renováveis, baseada em [2].

2.2.2.5 Perdas Energéticas

Os níveis de perdas e dívidas de clientes continuam a constituir as principais dificuldades da Empresa que, deste modo, se vê privada de importantes recursos. Apesar de se ter registado uma ligeira redução comparativamente ao ano anterior (2018) (0,7 pontos percentuais), as perdas globais de eletricidade (técnicas e não técnicas), atingiram valores da ordem de 110 GWh, representando 24,8% da produção. O combate às perdas e recuperação de dívidas continua a ser uma prioridade da empresa, e neste âmbito, foram realizadas várias intervenções, com ênfase na Cidade da Praia e nas ilhas de São Vicente e Sal. No entanto, os resultados atingidos continuam longe do necessário para reverter a atual situação, pelo que este assunto continuará a merecer uma atenção especial nos próximos anos.

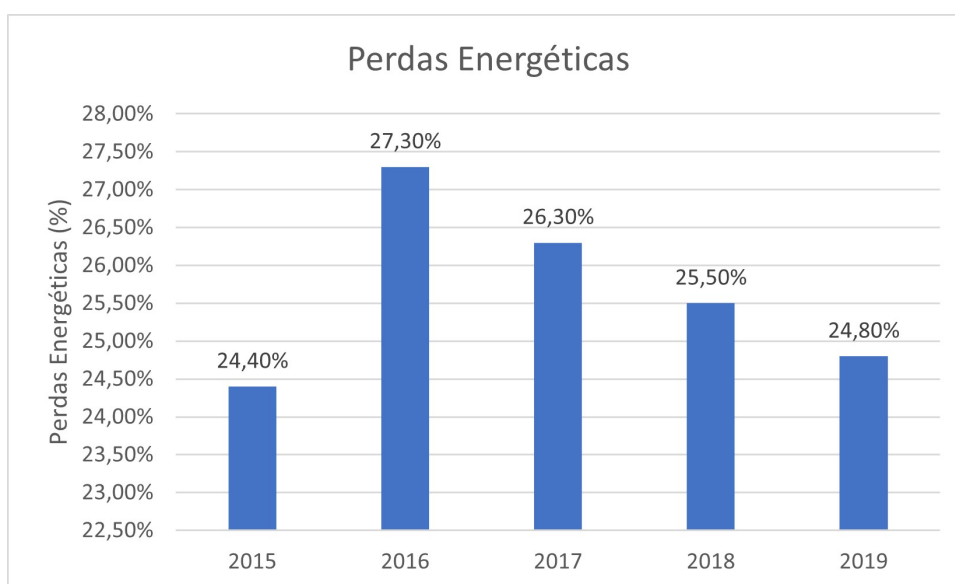


Figura 2.7: Evolução das perdas energéticas da ELECTRA, baseada em [2].

2.2.2.6 Investimentos e Objetivos a alcançar

Como foi possível concluir a ELECTRA S.A. apresenta graves problemas nas altas perdas energéticas verificadas, que apesar dos esforços da empresa para a sua redução, representa uma grande parte da produção de energia que é inutilizável (no ano de 2019 24,8% da produção), tendo como base o objetivo definido das perdas energéticas serem entre 3 a 5%, segundo o relatório de contas de 2019, e ainda na recuperação das dívidas que continua a ser uma prioridade da empresa. Contudo, a empresa vem desde 2015 reduzindo essas perdas energéticas, como se pode observar na figura 2.7, aumentando a sua eficiência energética, apesar de ainda ser necessário investimento e trabalho para melhorar e consolidar estes resultados determinantes para a manutenção e desenvolvimento da empresa. [2]

A Electra, ao longo dos últimos quatro anos, vem a efetuar uma série de investimentos tendo em vista o aumento da eficiência energética, o melhoramento da qualidade de energia, redução das perdas não técnicas para níveis sustentáveis e a garantia de uma maior estabilidade das redes elétricas do país num ambiente de alta penetração de energias renováveis, como a energia eólica e solar. Nos quais se destacam alguns destes objetivos na tabela 2.2:

Tabela 2.2: Investimentos e Medidas tomadas pela ELECTRA nos últimos quatro anos

Ano	Investimentos e Medidas
2016	Reforço das capacidades de produção de eletricidade e de água nas ilhas de São Vicente e Sal; Projeto de Desenvolvimento dos Sistemas de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica (Projeto ORET); Reabilitação das redes BT em algumas localidades em Santo Antão no âmbito do Projeto ORET.
2017	Assinados os contratos referentes ao fornecimento dos laboratórios, remodelação de redes, contadores e equipamentos de suporte das comunicações dos contadores pré-pagos, no montante global de 2.122.062 Euros; Concessão de um Plano Estratégico, com investimentos estruturantes para os anos 2018-2020, onde se destaca a nova central elétrica da ilha do Sal e as novas centrais dessalinizadoras de São Vicente e Sal; Introdução do consumo de combustíveis mais económicos nas centrais elétricas das ilhas de Santiago, Sal, Santo Antão e Fogo.
2018	Entradas em exploração de duas novas centrais dessalinizadoras nas ilhas do Sal e São Vicente; Continuação da execução do projeto da nova central elétrica na ilha do Sal; Projeto de “Melhoria da Eficiência, Reforço e Extensão da Iluminação Pública”, com início nas Cidades da Praia e de Santa Maria, consubstanciado na substituição do sistema tradicional de Iluminação Pública por lâmpadas LED, com redução de consumos de energia, estimada, em 55%; Efetuou-se a migração, em Santiago e em Santo Antão, para combustíveis mais económicos, passou-se a laborar com o Fuel 380 na central de Palmarejo e Marine Diesel na central do Porto Novo, reduzindo assim o impacto da tendência altista na estrutura dos custos de produção da ELECTRA.
2019	Projeto da nova central elétrica da ilha do Sal e a entrada em fase de exploração do projeto SCADA/EMS/DMS, que elevarão os níveis de qualidade e eficiência do processo de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, nas ilhas de Santiago, São Vicente e Sal; Continuidade ao Projeto de “Melhoria da Eficiência, Reforço e Extensão da Iluminação Pública, para as outras ilhas; A importância das Energias Renováveis no balanço energético do país é cada vez mais relevante, tendo em conta o impacto na redução da importação dos combustíveis fósseis e consequentemente, na redução dos níveis de emissão dos gases com efeito de estufa; Introdução do consumo de Fuel 380 nas centrais elétricas de Sal e Fuel180 nas centrais de Santo Antão e Fogo; Melhoria da eficiência dos sistemas de produção de eletricidade em termos de qualidade de serviço, uma melhoria nos indicadores SAIDI e SAIDI.

2.2.3 Produtores Privados de Energia Elétrica

Na área das energias renováveis o maior produtor privado de energia elétrica de origem eólica é a Cabeólica, S.A. uma empresa de parceria público-privada que iniciou a sua atividade em Cabo Verde em 2009 com a instalação de 4 parques eólicos, num total de

cerca de 25,5 MW , nas ilhas de São Vicente, Sal, Boavista e Santiago. A empresa privada ELECTRIC WIND desenvolveu e explora um Parque Eólico de 2 unidades de 250 kW cada, na ilha de Santo Antão. Os parques entraram em operação entre dezembro de 2011 e julho de 2012, sendo constituídas por turbinas da *Vestas V52* - 850 kW (adaptado de [12]).

Atualmente, segundo o website das Energias Renováveis de Cabo Verde - [13], o país apresenta uma capacidade instalada total de 32,6 MW proveniente dos produtores independentes acima mencionados.

2.3 São Vicente

2.3.1 Descrição Geral da Ilha

São Vicente é a segunda ilha mais populosa de Cabo Verde, localizada no grupo do Barlavento, a noroeste do arquipélago, que conta com cerca de 82.679 habitantes, o que corresponde a 15,4% da população nacional (adaptado de [14]).

O clima é tropical seco, rondando os 24 °C de temperatura média do ar. Existem duas estações climáticas: de novembro a julho decorre a estação seca; de agosto a outubro é a “estação das chuvas”, embora a precipitação seja relativamente baixa. O Aeroporto Internacional Cesária Évora localiza-se à sul da cidade do Mindelo, o principal centro urbano da ilha e a segunda maior cidade do país, e também onde se concentra grande parte da população da ilha. A cidade do Mindelo é conhecida como sendo a cidade cultural de Cabo Verde. A ilha, de aspeto húmido e árido, tem na pesca, no turismo e na exploração do Porto Grande, as suas principais fontes de receita. As atividades económicas mais importantes e dominantes na ilha são o comércio, a pesca, a pecuária, a indústria, a hotelaria e a restauração. A seguir à ilha de Santiago, São Vicente apresenta a maior contribuição para o PIB nacional. Para além da produção local, o abastecimento da ilha é realizado através de produtos importados do estrangeiro e de outras ilhas, principalmente de Santo Antão, São Nicolau, Santiago e Fogo. A ilha possui o setor industrial mais desenvolvido do país, onde são fabricados localmente vários produtos nacionais, nomeadamente a panificação, bolachas, massas alimentícias, refrigerantes, moagem de cereais e café, sabão e construção naval. A ilha de São Vicente é sede de muitas empresas com peso estruturante na economia de todo o país (ex. ENAPOR, ENACOL, VIVO ENERGY, CABNAVE, ELECTRA, MOAVE) que, para além de garantir emprego permanente a muitos são-vicentinos, contribuem, significativamente para o PIB de Cabo Verde. Além de todos estes fatores já mencionados, é de relevante importância realçar o contributo do Porto Grande para a economia de São Vicente, e conseqüentemente para Cabo Verde, enquanto recebe várias remessas enviadas pelos emigrantes contribuindo para a formação dos rendimentos das suas famílias, além dos produtos importados do estrangeiro e de outras ilhas [15].

2.3.2 Geração de Energia

O fornecimento de energia elétrica à ilha de São Vicente é efetuada a partir de duas centrais térmicas a diesel, a central da Mاتيota com uma potência nominal instalada de 13,636 kVA e a central de Lazareto com uma potência nominal instalada de 22,618 kVA. As duas centrais térmicas vêm a diminuir o seu consumo interno, que no ano de 2019 foi de 11,4 GWh (3,2% da energia gerada nesse mesmo ano), representando uma diminuição de 0,4% comparativamente ao ano de 2018, isto deve-se a melhorias significativas na eficiência operacional das centrais, nomeadamente a diminuição do uso do *Gasóleo* e o aumento do uso do *Fuel Oil 380*.

Tabela 2.3: Potências Instaladas e Combustíveis utilizados nas centrais térmicas em São Vicente

Central	Potência Instalada [kVA]	Combustível Utilizado
Mاتيota	13,636	<i>Marine Diesel Oil (MDO)</i>
Lazareto	22,618	<i>Gasóleo e Fuel Oil 380</i>

Além da produção térmica, existem dois parques de produção de energia elétrica recorrendo ao recurso eólico situados na zona do Lazareto, pertencente à ELECTRA S.A - Parque Eólico STEP I, e outro na posse da Cabeólica - Parque Eólico da Cabeólica. O STEP I possui uma potência instalada de 0,6 kW e o Parque Eólico da Cabeólica possui 5,950 kW.

No ano de 2019 a taxa de penetração de renováveis atingiu os 27%, o que demonstra o investimento feito pela ELECTRA, ao longo dos anos, para melhorar a eficiência energética, concordando com o Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040 que prevê e traça vários objetivos a serem alcançados por Cabo Verde até 2040, e um deles é alta taxa de penetração de energias renováveis de 54% desejada para 2030 em todo o território nacional.

O clima na ilha proporciona boas condições para exploração do recurso solar e eólico, como pode-se observar na Tabela 2.4 existe uma grande potência instalada na ilha para a produção de energia elétrica a partir do vento que é abundante. Contudo, prevê-se a instalação futura de uma Central Solar Fotovoltaica de 5MW em Salamansa (projeto este que se encontra numa fase inicial), informação avançada pelo Ministério da Indústria, Comércio e Energia. [13]

Tabela 2.4: Potências Instaladas nos Parques Eólicos em São Vicente

Parque Eólico	Potência Instalada [kVA]
STEP I	0,600
CABEÓLICA	5,950

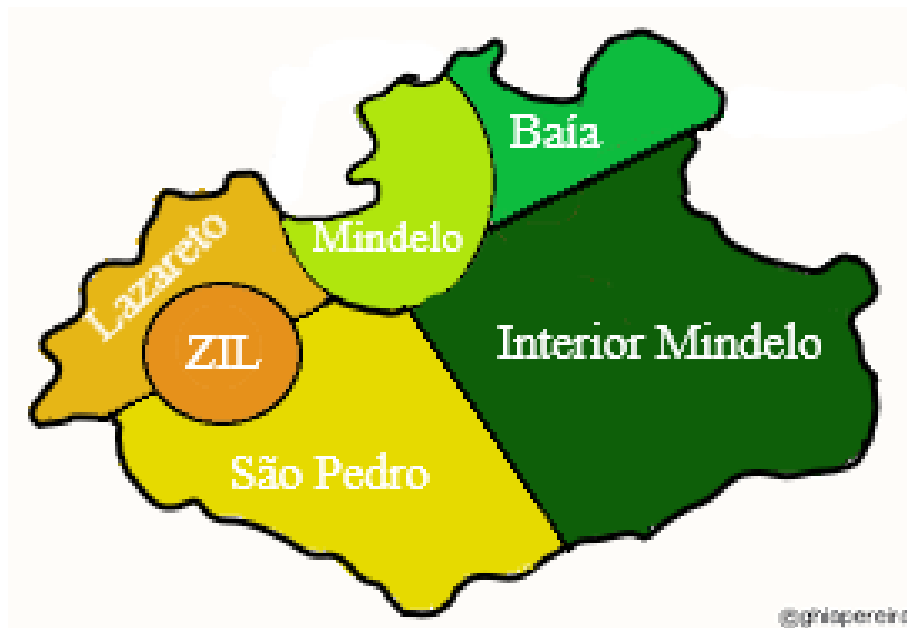


Figura 2.9: Áreas identificadas para a localização do consumo

Tabela 2.5: Consumo nas áreas consideradas

Área	Consumo [MW]	Percentagem da Ponta[%]
Mindelo	8,6	78%
Lazareto	1,3	12%
Interior Mindelo	0,9	8%
São Pedro	0,1	1%
Baía das Gatas	0,1	1%

De modo a oferecer um maior conhecimento e enquadramento da realidade geográfica da rede de energia elétrica de São Vicente, apresenta-se, de seguida, a localização aproximada de cada ponto de consumo ou posto de transformação nas áreas considerada na Tabela 2.5.

Com isto, além do notório contributo para um maior reconhecimento da rede elétrica de São Vicente, torna-se possível efetuar, posteriormente nesta dissertação, uma análise de todas as características associadas ao trânsito de energia num determinado cenário de exploração relativa a uma determinada zona, contribuindo assim para uma análise detalhada da rede elétrica em estudo.

- **Área do Mindelo**

A área do Mindelo é caracterizada pelos consumos e postos de transformação nas imediações da cidade do Mindelo na ilha de São Vicente.

Nesta área estão localizados a maioria dos pontos de consumo e postos de transformação da rede de energia elétrica da ilha, alguns dos quais se destacam a Central da Matiota, os Postos de Transformação da Favorita e do Palácio, o Hospital Batista

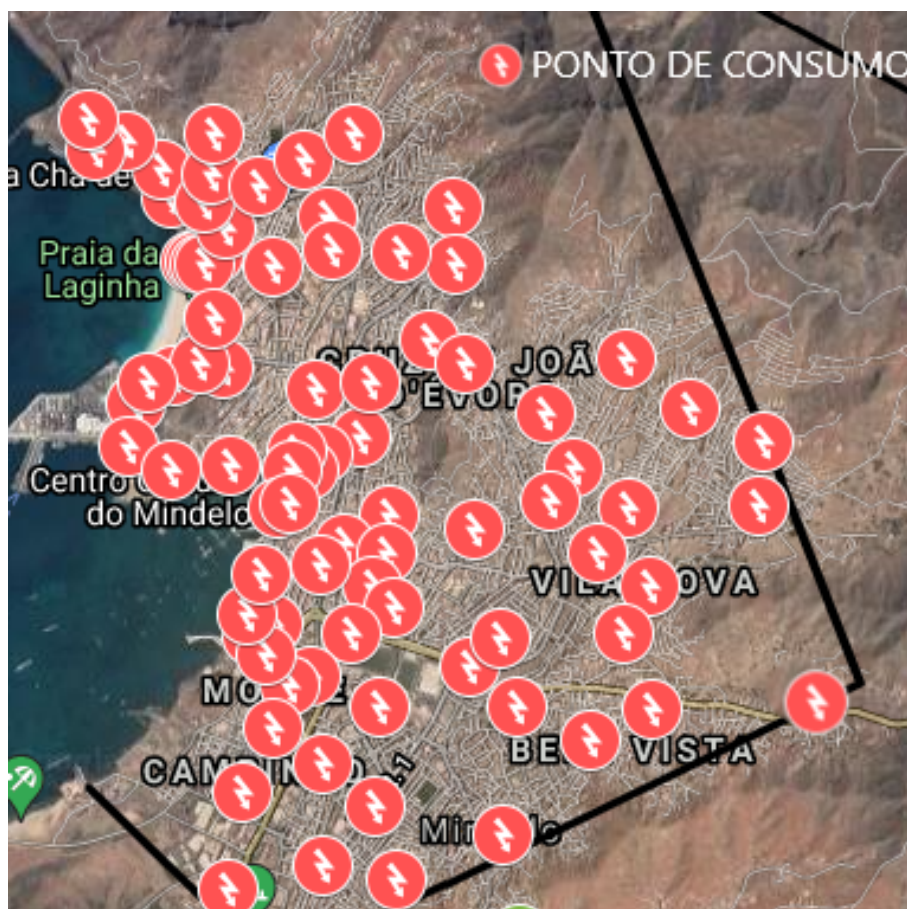


Figura 2.10: Área do Mindelo - Cidade do Mindelo na ilha de São Vicente.

de Sousa e as Delegações de Saúde, as escolas de ensino primário, secundário e superior, empresas como a TELECOM, ENACOL, FAMA, MOAVE, entre outras.

Pode-se afirmar que esta é a área mais importante e de maior peso em termos de consumo contabilizado para a rede de energia elétrica, sendo então fundamental garantir uma elevada qualidade e fiabilidade da energia entregue nesta área em especial.

- **Área do Lazareto**

A área do Lazareto, localizada a noroeste da ilha de São Vicente, é a segunda área com maior consumo na ilha e caracteriza-se pelos consumos e postos de transformação identificados na figura 2.11, onde se destacam a Central do Lazareto, as fábricas da FRESCOMAR e da COCA COLA, hotéis, e ainda, a Zona Industrial do Lazareto (ZIL).

- **Área do Interior de Mindelo**

A área do Interior de Mindelo contém todos os pontos de consumo e postos de transformação das localidades mais afastadas do centro da cidade, de menor dimensão populacional e, portanto, de menor peso a nível de consumo energético.

localizado o Aeroporto Internacional Cesária Évora e o Hotel Foya Branca. Nesta área está também localizado os parques eólicos PE STEP I e PE Cabeólica.

Tratando-se de uma área mais distante do centro de geração de energia deverá ser alvo de constante controlo das perdas existentes no transporte da energia, visto que qualquer percalço poderá levar a uma falha de energia em São Pedro.

- **Área da Baía das Gatas**



Figura 2.14: Área da Baía das Gatas - Cidade da Baía das Gatas na ilha de São Vicente.

A área da Baía das Gatas é a que mais a norte se situa, caracterizada por praias e restaurantes, apesar de ter alguns habitantes, principalmente na zona de Salamansa, é uma área ocupada normalmente no período de verão e das férias por um número maior de pessoas, tendo em vista o grande Festival da Baía das Gatas. Esta zona está alimentada através de uma linha de 20 kV desde a subestação da Central de Lazareto até o Posto de Transformação e Seccionamento da Baía.

2.3.4 Panorama Energético de São Vicente

O setor elétrico vêm se adaptando às necessidades dos cabo-verdianos no que toca ao fornecimento de uma energia de qualidade e segura, e sendo assim, a ilha de São Vicente, nomeadamente a empresa responsável deste setor — ELECTRA S.A., teve nos últimos cinco anos grandes desafios para sustentar uma procura de energia elétrica crescente dos são-vicentinos, para cumprir com as exigências e requisitos impostos na área da energia, sustentabilidade e energia renovável, para garantir uma entrega de uma energia fiável, segura e de qualidade e pode-se concluir que esses desafios têm vindo a ser alcançados, apesar de ainda não estarem nos níveis desejados pela empresa, o que justifica uma maior aposta nesse sentido.

De seguida representa-se a evolução que a ilha de São Vicente teve desde 2015 do ponto de vista da quantidade de energia elétrica produzida, dos consumos das centrais nessa produção, da energia elétrica entregue à rede de distribuição e das perdas energéticas registadas nesse mesmo período pela ELECTRA S.A. Faz-se também um balanço da taxa de penetração de energias renováveis na rede elétrica da ilha nestes cinco anos, e por fim resta salientar que este capítulo visa transmitir uma perspetiva global do setor energético de São Vicente e que na secção 2.4 é abordado as características técnicas dos elementos constituintes da rede e assim permitindo um conhecimento mais detalhado da mesma.

Na figura 2.15 pode-se observar o crescimento em termos da energia produzida no intervalo de tempo considerado registando no ano de 2019 aproximadamente 80 GWh, esse crescimento deve-se principalmente, como já foi mencionado neste documento, à procura crescente de energia elétrica registada em todo o país.

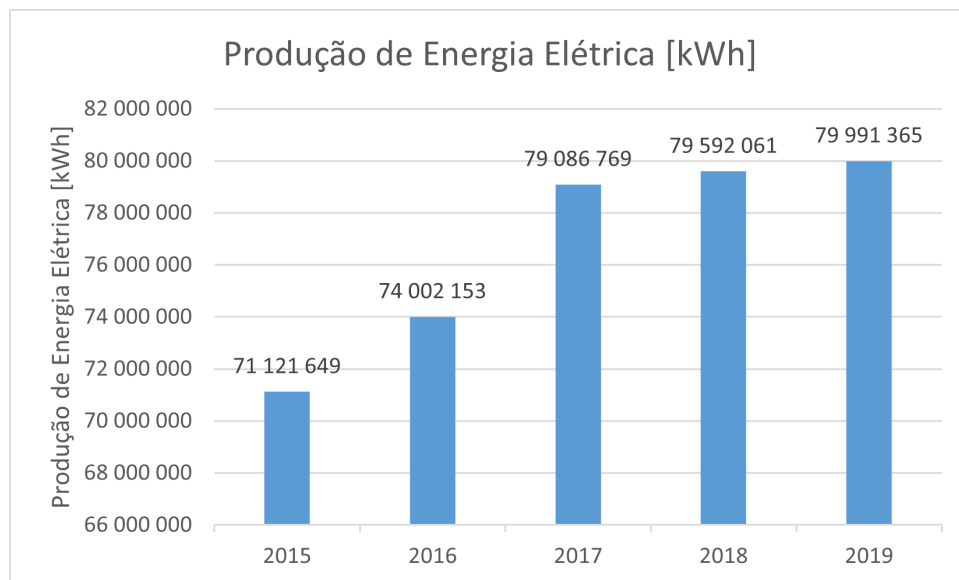


Figura 2.15: Produção de Energia Elétrica 2015 – 2019, baseada em [2].

Na figura 2.16 apresentam-se os valores do consumo das centrais na produção de energia elétrica registada entre 2015 – 2019. Observa-se uma diminuição do consumo na produção de energia devido às medidas tomadas pela ELECTRA S.A. ao longo dos anos, principalmente no âmbito da eficiência energética das centrais térmicas e na penetração alta de energia renovável na rede (como se pode observar na figura 2.17).

Outro aspeto importante ainda a realçar é o nível das perdas energéticas registadas entre 2015-2019 apresentadas na Tabela 2.18. Como se pode observar existe uma contínua redução das perdas registadas na rede de São Vicente demonstrando que a aposta da ELECTRA S.A. neste sentido tem surtido efeito, por exemplo, no ano de 2019 registou o valor de 10,238 895 GWh que coloca São Vicente na segunda ilha com menor percentagem de perdas, segundo o Relatório de Contas da ELECTRA S.A. [2]

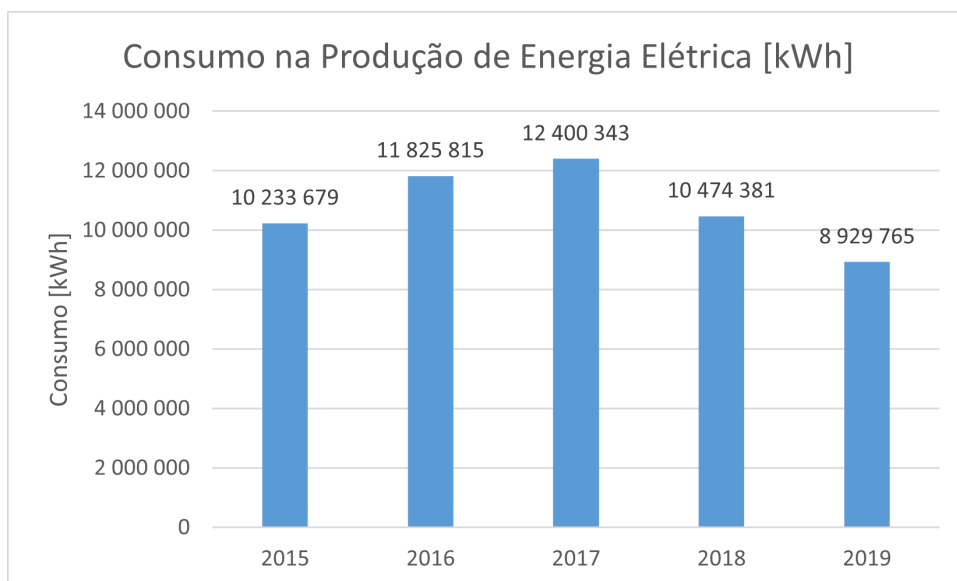


Figura 2.16: Consumo na Produção de Energia Elétrica 2015 - 2019, baseada em [2].

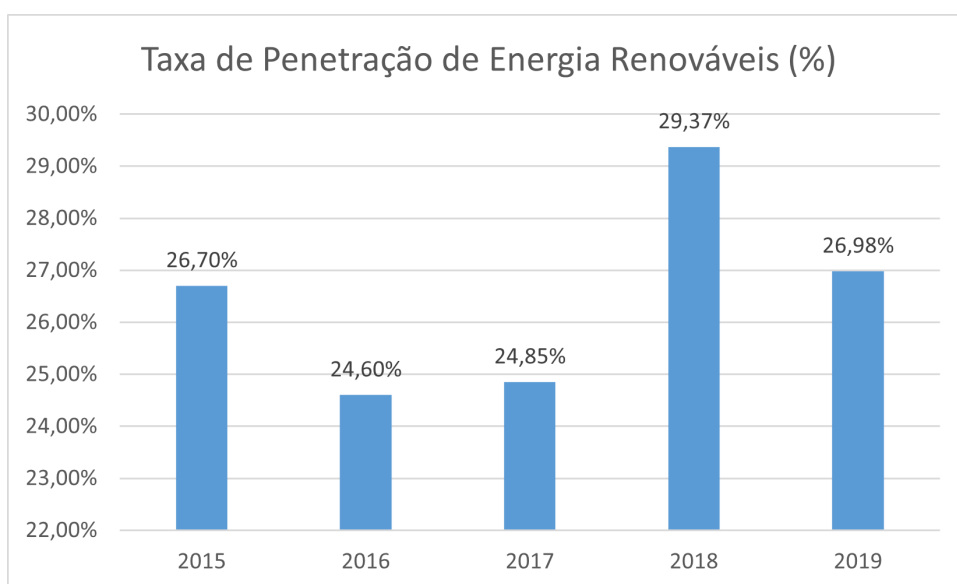


Figura 2.17: Taxa de Penetração de Energia Renovável (%), baseada em [2].

2.4 Caracterização da Rede Elétrica de São Vicente

A rede elétrica de São Vicente de média tensão (99% da rede em 20 kV) e frequência 50 Hz é alimentada a partir de 2 centrais térmicas ambas operadas a diesel, a central de Matiota com uma potência nominal instalada de 13,636 kVA e a central de Lazareto com uma potência nominal instalada de 22,618 kVA. As duas centrais térmicas referidas vêm a diminuir o seu consumo interno, que no ano de 2019 foi de 11,4 GWh (3,2% da produção), representando uma diminuição de 0,4% comparativamente ao ano de 2018, isto deveu-se a melhorias significativas na eficiência operacional, nomeadamente a diminuição do uso do gasóleo e o aumento do uso Fuel Oil 380 e 180. Além da produção térmica, existem

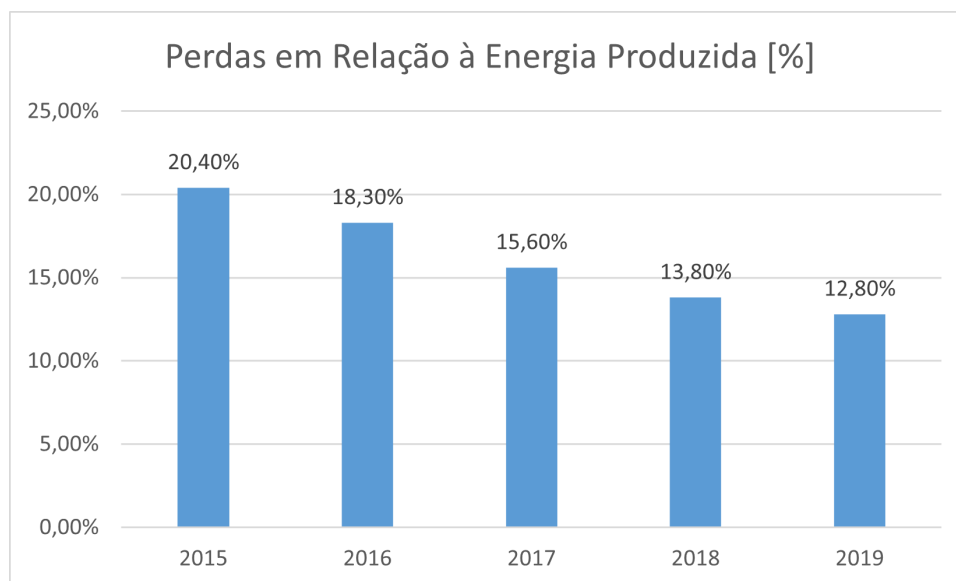


Figura 2.18: Perdas energéticas em relação à produção (%), baseada em [2].

ainda dois parques eólicos situados na ZIL, um pertencente à ELECTRA S.A – Parque eólico STEP I, e outro na posse da Cabeólica – Parque eólico Cabeólica. O STEP I possui uma potência instalada de 0,6 kW e o Parque eólico da Cabeólica possui 5950 kW [2].

No ano de 2019, a taxa de penetração de renováveis atingiu os 27%, o que demonstra o investimento feito pela ELECTRA, ao longo dos anos, para melhorar a eficiência energética, concordando com o Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040 (2.2.1) que prevê e traça vários objetivos a serem alcançados por Cabo Verde até 2040, e um deles é a taxa de penetração de energias renováveis de 54% desejada para 2030 em todo o território nacional [9].

2.4.1 Esquema Unifilar

Para se ter uma melhor percepção da rede elétrica de São Vicente apresenta-se o esquema unifilar que contempla as centrais produtoras de energia, as linhas de transporte e distribuição, os postos de transformação e seccionamento e, por fim, as cargas. Com o esquema unifilar apresentado na figura 2.20 podemos observar que a rede de distribuição de energia elétrica de São Vicente é explorada de forma mista, tanto radialmente como em anel, onde nas zonas mais próximas da cidade, ou seja, de maior densidade de carga dá-se primazia a uma alimentação em anel.

De acordo com [17], as redes radiais, também denominadas redes em antena, são caracterizadas por possuírem uma única fonte para alimentação de cargas, complicando então a realimentação em caso de defeito. Esta tipologia apresenta um baixo custo de instalação e é mais utilizada nas áreas rurais com baixa densidade de consumo. Enquanto as redes exploradas em anel são constituídas por dois caminhos elétricos distintos na alimentação da mesma carga, normalmente um caminho é usado para a alimentação permanente da carga e o outro é utilizado em caso de defeito. Este tipo de exploração - em

anel, possibilita uma maior continuidade de serviço e uma reconfiguração da alimentação em caso de defeito.

No trabalho do B. Coelho [17] é ilustrado um esquema dos modos de exploração mais utilizados em redes de distribuição. A figura 2.19 (retirada deste trabalho) ilustra a exploração em anel aberto e radial.

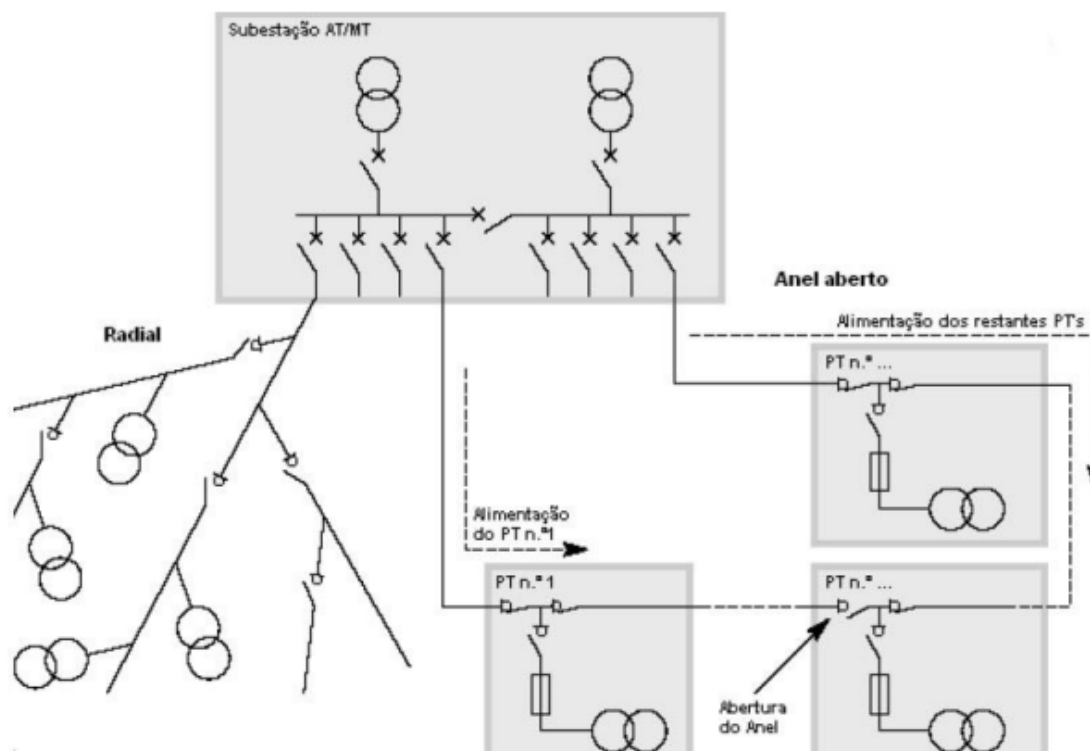


Figura 2.19: Esquema ilustrativo dos modos de exploração mais utilizados em redes de distribuição, retirado de [17].

De referir ainda, os dois principais postos de transformação e seccionamento localizados no centro da cidade do Mindelo, que são, respetivamente, o *Posto de Transformação e Seccionamento do Palácio* e o *Posto de Transformação e Seccionamento da Favorita*, ambos ligados às centrais da Mاتيota e do Lazareto por cabos de alumínio de secção 185 mm².

2.4.2 Centrais Produtoras de Energia

Como já foi abordado em 2.3.2, a ilha de São Vicente é alimentada por duas centrais térmicas localizadas na Matiota e na ZIL, e por dois parques eólicos também localizados na ZIL. De seguida apresenta-se a tabela 2.6 que contém as características técnicas das centrais térmicas e na tabela 2.7 é possível observar, também, as características técnicas dos parques eólicos da ilha, consideradas na modelização do sistema elétrico de São Vicente.

A central da Matiota injeta diretamente numa subestação de 6 kV e a central do Lazareto injeta numa subestação de 20 kV, através de transformadores elevadores de grupo 6/20 kV para os Grupos Geradores *CAT-1* e *CAT-2* com uma potência nominal de 5 MVA e para os Grupos Geradores *WART-1* e *WART-2*, transformadores de 11/20 kV com uma potência nominal de 11 MVA.

Da tabela 2.6 pode-se ainda verificar que a central da Matiota é a que possui o maior consumo específico, registando um valor de 229.1 g/kWh superando o valor máximo de 219 g/kWh definido pela ARE.

Tabela 2.6: Características Técnicas das Centrais Térmicas

Central	Grupos Geradores	Potência Nominal [kW]	$\cos \phi$	Tensão de Ligação [kV]	Combustível Laborado	Consumo Específico [g/kWh]
Matiota	DEUTZ-1	2,2	0,8	6,3	MDO	229,1
	DEUTZ-2	2,36				
	MAK-1	3,18				
	MAK-2	3,18				
Lazareto	CAT-1	3,72	0,8	20	Gasóleo/Fuel Oil 380	213,9
	CAT-2	3,72				
	WART-1	5,33				
	WART-1	5,33				

Os dois parques eólicos existentes na ilha são o *PE STEP I* e o *PE CABEOLICA* foram responsáveis no ano de 2019 pela produção de 21,581 670 kWh, representando cerca de 27 % da produção total de energia registada.

Ambos os parques injetam em subestações de 20 kV, por transformadores 0,69/20 kV com uma potência nominal de 0,895 MVA no caso do *PE STEP I*, enquanto para a *PE CABEOLICA* é utilizado transformadores 0,4/20 kV de potência nominal de 0,4 MVA. As velocidades apresentadas na tabela 2.7 foram retiradas do *datasheet* das turbinas da produtora privada da *Cabeólica S.A.* [18] A velocidade mínima representa a *cut-in wind speed* e a velocidade máxima representa *cut-out wind speed* dos aerogeradores.

2.4.3 Linhas de Transporte e Distribuição

As linhas de transporte e distribuição que constituem a rede elétrica de São Vicente são maioritariamente de 20 kV, exceção feita apenas para uma pequena parte da ilha

2.4. CARATERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE SÃO VICENTE

Tabela 2.7: Caraterísticas Técnicas dos Parques Eólicos

Parque	Aerogerador	Potência Nominal [kW]	$\cos \phi$	Tensão [kV]	Velocidade do Vento [m/s]	Velocidade Nominal [m/s]
CABEOLICA	CAB-WKA1	0,85	0,91	0,69	$4,0 < v < 25$	14
	CAB-WKA2					
	CAB-WKA3					
	CAB-WKA4					
	CAB-WKA5					
	CAB-WKA6					
	CAB-WKA7					
STEP I	WT1	0,3	1	0,4	-	-
	WT2					
	WT3					

alimentada em 6 kV situada nos arredores da Central da Matiota. As linhas são geralmente à cabo subterrâneo de alumínio ou cobre, existindo apenas um cabo do tipo Aéster (cabo aéreo) para alimentação da localidade do Mato Inglês. No Anexo I.1 pode-se consultar as caraterísticas técnicas das diferentes linhas que compõem o sistema elétrico de São Vicente.

2.4.4 Postos de Transformação

Na tabela 2.8 é descrito as características técnicas dos transformadores de média tensão localizados na rede elétrica da ilha, nomeadamente os existentes nas centrais de Matiota e Lazareto, bem como os que interligam os parques eólicos PE STEP I e PE CABEOLICA.

Tabela 2.8: Características Técnicas dos Transformadores da rede de média tensão

Localização	Designação	Potência Nominal [kW]	Reatância de Fugas [%]	Relação de Transformação [kV]	Grupo de Ligações
Matiota	Matiota_TR1	5	8,3	6,3/20	Yd11
	Matiota_TR2				
Lazareto	Lazareto_TR1	5	8,14	6,3/20	Yd11
	Lazareto_TR2				
	Lazareto_TR7	7	8,22	11/20	Yd11
	Lazareto_TR8				
PE CABEOLICA	CAB_T1	0,895	5,3	0,69/20	DY5
	CAB_T2				
	CAB_T3				
	CAB_T4				
	CAB_T5				
	CAB_T6				
	CAB_T7				
PE STEP I	PE_STEP_TR1	0,4	4,1	0,4/20	DY11
	PE_STEP_TR2				
	PE_STEP_TR3				

2.4.5 Consumo Energético

No Anexo I.2 são apresentadas as tabelas referentes às cargas dos Postos de Transformação que constituem a rede elétrica de São Vicente no ano 2019. Estes dados foram facultados pela ELECTRA S.A.

REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DE SÃO VICENTE: CAPACIDADES NODAIS, MODELIZAÇÃO E SIMULAÇÃO

Neste capítulo ir-se-á apresentar todas as variáveis consideradas na construção do modelo da rede de energia elétrica da ilha de São Vicente, tais como os tipos de barramentos, as centrais produtoras de energia, as cargas, os transformadores e as linhas de transporte e distribuição.

A partir do modelo obtido e devidamente comprovado por elementos da empresa ELECTRA, ir-se-á desenvolver um conjunto de cenários operacionais esperados, obtendo assim informações relevantes para um correto diagnóstico da rede elétrica, numa ótica de planeamento.

3.1 Introdução às Capacidades Nodais

Os sistemas de energia elétrica são constituídos por centros de produção de energia, uma rede capaz de realizar o seu transporte e dispositivos que consomem essa mesma energia. O objetivo desta rede de transporte de energia, desde dos produtores até aos consumidores finais, consiste em garantir um determinado nível de fiabilidade e qualidade, de modo a manter o seu perfil de tensão para todos os seus clientes, sendo estes produtores ou consumidores [19].

Os sistemas de energia elétrica vêm a evoluir de um sistema de geração de energia centralizada, que se caracteriza por centros produtores de grande dimensão localizados em pontos estratégicos bem definidos, a nível geográfico, longe de grandes centros de carga, ou seja, locais com um consumo considerado, ou ainda longe de áreas de grandes dimensões populacionais, para um sistema de geração distribuída, onde as dimensões das unidades de geração tendem a diminuir e a estarem localizadas de forma dispersa ao longo da rede da energia elétrica, permitindo um aumento de produtores de energia, seja ela para ser consumida pelo próprio produtor ou vendida à entidade responsável pela rede de energia elétrica. De um ponto vista ambiental, o recurso a tecnologias alternativas de produção de energia vêm sendo cada vez mais fulcral, visto que as fontes convencionais de produção de energia resultam em elevadas emissões de dióxido de carbono, originando uma procura crescente por alternativas aos combustíveis fósseis, recorrendo, no termo popular, às tecnologias amigas do ambiente, ou seja, fontes de energia renovável. Com o aumento da sensibilidade mundial para a necessidade de reduzir a pegada de carbono do planeta, o recurso a tecnologias alternativas de produção de energia, mesmo que seja em menor escala, pode levar a uma menor necessidade de produção de energia nas grandes centrais, e consequentemente reduzindo a pegada ambiental [19].

A Geração Distribuída (GD) estando cada vez mais presente nos sistemas de energia elétrica, permitirá reduzir os custos de transmissão e de distribuição, além do facto que, estando a geração mais próxima dos centros de carga, poderá permitir uma redução das perdas de energia originadas do transporte e transformação da energia produzida nas centrais. A GD (também conhecida como *Decentralized Generation*, *Dispersed Generation* e *Embedded Generation*) é definida como sendo qualquer fonte de energia de tamanho limitado conectado ao sistema de distribuição de uma rede de energia elétrica. As fontes de energia utilizadas podem ser renováveis ou não renováveis como, por exemplo, a pilha de hidrogénio, sistema fotovoltaico, sistema eólico, etc [20].

Sendo assim, neste contexto, os operadores de sistemas de energia elétrica necessitam de preparar estrategicamente a integração de geração de energia renovável, sempre numa ótica de planeamento. Portanto, a abordagem por uma GD resulta em inúmeras vantagens, como já foi abordado, mas traz certamente novos desafios e novos problemas.

Um dos desafios é o de saber a capacidade máxima de injeção que um determinado barramento da rede elétrica admite, sem pôr em risco a segurança da rede, sendo essa capacidade máxima definida como Capacidade Nodal. Um dos objetivos desta dissertação é o de construir um algoritmo capaz de, ao ser aplicado a uma rede elétrica, efetuar o cálculo das Capacidades Nodais não simultâneas. Existem diferentes abordagens ao cálculo das capacidades nodais simultâneas e não simultâneas, porém, o foco desta dissertação centra-se no cálculo das Capacidades Nodais não simultâneas.

Para se obter a capacidade máxima nodal, existem duas possibilidades diferentes, resultando em dois conceitos:

- Capacidades Nodais não simultâneas - resume-se à capacidade de receção de energia de cada barramento, de forma isolada, que compõe uma rede de energia elétrica [19].
- Capacidades Nodais simultâneas - as capacidades nodais são calculadas simultaneamente, considerando a influência de outros nós da rede [19].

Na literatura existem diversas referências ao cálculo das capacidades nodais não simultâneas, como, por exemplo, o artigo desenvolvido pelo Wallace e Harrison [21]. Neste trabalho desenvolvido, é utilizado uma rotina que calcula, de barramento em barramento, a máxima capacidade de injeção de energia consoante determinadas restrições, sejam limitações térmicas, o nível de tensão ultrapassar os limites de segurança ou situações de sobrecarga nas linhas. Este método implica o incremento da potência a injetar em cada barramento, até atingir uma das limitações acima mencionadas, calculando o valor máximo de injeção possível para cada barramento. J. Nunes apresenta na sua dissertação uma abordagem semelhante. [22], [19]

No Capítulo 4 desta dissertação ir-se-á apresentar a abordagem seguida para o cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede elétrica da ilha de São Vicente.

3.2 Modelização da Rede Elétrica de São Vicente

Para se desenvolver um estudo, no contexto de Sistemas Elétricos de Energia, sobre qualquer rede de energia elétrica é necessário construir um modelo a partir da modelização do comportamento elétrico dos vários elementos que a constituem. Assim, para se obter o modelo da rede de energia elétrica de São Vicente foi utilizado o software de modelação e simulação Power System Simulation for Engineering (PSS/E) da *Siemens S.A* onde foram introduzidos os parâmetros dos elementos constituintes da rede para efeitos de simulação em diferentes cenários operacionais. Nesta subsecção apresentam-se estes parâmetros considerados na modelização global da rede e na construção dos cenários de operação numa ótica de planeamento elétrico.

3.2.1 Tipos de Barramentos

Na modelação de Sistemas de Energia Elétrica são considerados três tipos de barramentos, que se distinguem pelas variáveis conhecidas, especificadas e calculadas, conforme descrito na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Tipos de Barramentos (fonte [23])

Tipo de Barramento	Variáveis conhecidas		Variáveis especificadas		Variáveis calculadas	
Referência	P_C	Q_C	V	θ	P_G	Q_G
PQ (carga ou geração)	P_C	Q_C	P_G	Q_G	V	θ
PV (geração)	P_C	Q_C	P_G	V	Q_G	θ

- **Barramento de Referência**

Neste barramento, não se conhece a Potência Aparente Gerada S_g , especificam-se os valores de V e do θ .

- **Barramento PQ (carga ou geração)**

Corresponde a barramentos de consumo (Potência Aparente da Carga S_c) ou de produção fixa (S_g conhecida). Em ambos os casos conhecem-se P_c e Q_c .

- **Barramento PV (geração)**

Correspondem a nós de tensão controlada, onde se estipula o valor da Potência Ativa Gerada P_g e do módulo da tensão V .

Na rede em estudo - rede elétrica de São Vicente os barramentos de carga são os dominantes, sendo modelizados como nós do tipo PQ (Barramento de Carga). A central da Matiota injeta diretamente no barramento SS *MATIOTA* 6,3 kV que foi modelizado

como sendo do tipo Barramento de Geração, com o código 2. E por fim, a central de Lazareto que foi modelizado em grupos de geração, ou seja, injeta em quatro barramentos diferentes, sendo estes o *LAZARETO_CAT1*, *LAZARETO_CAT2*, *LAZARETO_WART1* e *LAZARETO_WART2*, foram modelizadas como sendo do tipo Barramento de Geração, excetuando o barramento *LAZARETO_CAT1* que foi considerado o Barramento de Referência para o modelo da rede.

A especificação dos barramentos existentes em cada rede elétrica revela-se de grande importância para a análise e diagnóstico da mesma, na medida que o trânsito de energia calculado, recorrendo ao software da *Siemens S.A - PSS/E* (previamente referido), deverá respeitar critérios de segurança numa ótica de planeamento. Portanto, de entre vários critérios a serem cumpridos ao longo da rede elétrica, estes barramentos deverão cumprir certos níveis de tensão de modo a garantir a estabilidade da rede no seu todo.

3.2.2 Centrais Produtoras de Energia

Os geradores de energia elétrica funcionam em sincronismo com a rede, alimentando as suas cargas, tendo a potência ativa dos geradores de igualar a potência ativa requisitada pelas diversas cargas acopladas à rede, mais as perdas inerentes ao seu transporte até à carga final.

Relativamente à potência reativa gerada pelas máquinas síncronas ligadas à rede, esta é uma variável dependente, isto é, mediante o nível de tensão exigido no barramento de referência, assim será a potência reativa necessária. Num determinado barramento, o aumento da sua tensão disponível é traduzido num aumento da potência reativa neste mesmo barramento.

Nesta dissertação, uma máquina síncrona é modelizada como sendo uma força eletromotriz em série com uma impedância transitória. Essa força eletromotriz, cujo módulo é mantido constante, é obtida a partir das condições de pré-defeito do sistema:

$$\bar{E}_i = \bar{V}_i + R_a \bar{I}_i + jX'_d \bar{I}_i \quad (3.1)$$

onde:

\bar{E}_i - amplitude complexa da força eletromotriz da máquina i [V];

\bar{V}_i - amplitude complexa da tensão nos terminais da máquina i [V];

R_a - resistência do enrolamento do estator [Ω];

\bar{I}_i - amplitude complexa da corrente elétrica fornecida pela máquina i [A];

X'_d - reactância transitória de eixo direto do enrolamento do estator [Ω].

Os módulos e ângulos de \bar{V}_i e \bar{I}_i são calculados com base nos valores obtidos através do trânsito de potência para uma dada configuração da rede. No âmbito desta dissertação, como já foi referido, a partir do software utilizado (PSS/E) é possível calcular o trânsito de potência.

O modelo para os geradores síncronos nas centrais térmicas a ser seguido nesta dissertação está representado na figura 3.1. Relativamente aos geradores de energia a partir

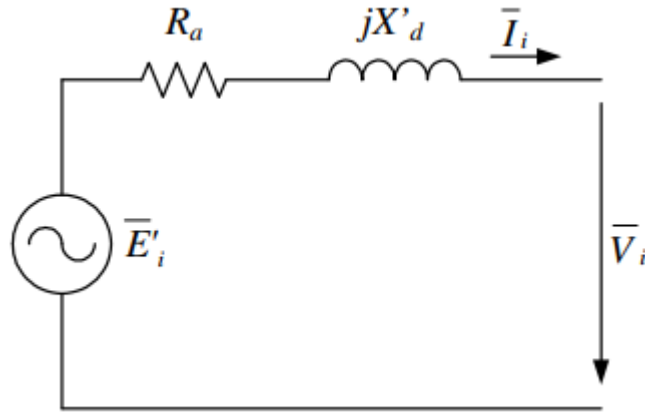


Figura 3.1: Modelo Equivalente por fase de um gerador síncrono (retirado de [23])

de fontes de energia renováveis, optou-se por uma modelação, onde se considerou que estes não estariam sujeitos à regulação de tensão, logo com potência reativa constante. Portanto, no âmbito desta dissertação considerou-se estes geradores com potência reativa constante e igual a zero.

No ambiente de simulação utilizado nesta dissertação foi necessário realizar a introdução de parâmetros dos elementos constituintes da rede em estudo, de modo que o trânsito de energia por este calculado fosse o mais correto possível. Pelo que na imagem 3.2, apresentam-se os dados relativos às centrais existentes na rede de energia elétrica de São Vicente.

Bus Number	Bus Name	Id	Status	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (MVAR)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)	RTran (pu)	XTran (pu)	
1	SS MATIOTA1 6.300	1	✓ in	0.00	2.2	0.9	0.17	1.65	-1.65	2.75	0.00000	1.00000	0.00000	0.17800	
1	SS MATIOTA1 6.300	2	✓ in	0.00	2.4	0.9	0.18	1.77	-1.77	2.95	0.00000	1.00000	0.00000	0.17800	
1	SS MATIOTA1 6.300	3	✓ in	0.00	3.2	1.3	0.25	2.38	-2.38	3.97	0.00000	1.00000	0.00000	0.19000	
1	SS MATIOTA1 6.300	4	✓ in	0.00	3.2	1.3	0.25	2.38	-2.38	3.97	0.00000	1.00000	0.00000	0.19000	
11	LAZARET_CAT16.3	1	✓ in	1.42	4.2	0.0	0.02	5.34	-2.33	4.65	0.00000	1.00000	0.00000	0.15300	
12	LAZARET_CAT26.3	1	✓ in	2.60	4.2	0.0	-1.77	5.34	-2.33	4.65	0.00000	1.00000	0.00000	0.15300	
13	LAZARET_WRT111.	1	✓ in	0.00	5.5	0.0	-1.77	5.55	-2.65	6.66	0.00000	1.00000	0.00000	0.17700	
14	LAZARET_WRT211.	1	✓ in	3.46	5.5	0.0	-1.77	5.55	-2.65	6.66	0.00000	1.00000	0.00000	0.17700	
90	WKA1	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
91	WKA2	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
92	WKA3	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
93	WKA4	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
94	WKA5	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
95	WKA6	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
96	WKA7	0.6900	1	✓ in	0.45	9999.0	-9999.0	0.00	0.39	0.00	0.85	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
249	WT1	0.4000	1	✓ in	0.25	9999.0	-9999.0	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
250	WT2	0.4000	1	✓ in	0.25	9999.0	-9999.0	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000
251	WT3	0.4000	1	✓ in	0.00	9999.0	-9999.0	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000

Figura 3.2: Dados das centrais da rede elétrica de São Vicente

Os dados inseridos no PSS/E seguem um conjunto de considerações que vão conforme o Código de Rede Elétrica de Cabo Verde (CRECV) [24] impõe. Com os dados recebidos pela ELECTRA e seguindo o CRECV foi possível quantificar as potências ativa e reativa máximas e mínimas de cada central de energia na rede elétrica de São Vicente. As considerações na modelação da rede foram as seguintes:

- A potência ativa máxima P_{max} de cada central foi calculada como dependente do $\cos \phi$ e da potência aparente nominal S_n de cada máquina;

$$P_{max} = \cos \phi \times S_n \quad (3.2)$$

- A potência reativa máxima Q_{max} de cada central foi calculada como dependente do $\sin \phi$ e da potência ativa máxima P_{max} de cada máquina;

$$Q_{max} = \sin \phi \times S_n \quad (3.3)$$

- A potência ativa mínima P_{min} de cada central foi representada como sendo 40% da máxima potência ativa P_{max} injetada pela central considerada, salvo os casos onde por indicação da ELECTRA a P_{min} fosse zero.

$$P_{min} = 40\% \times P_{max}(\text{baseado no CRECV}) \quad (3.4)$$

- A potência reativa mínima Q_{min} de cada central foi representada como sendo o valor simétrico da máxima potência reativa Q_{max} injetada pela central considerada, salvo os casos onde por indicação da ELECTRA a Q_{min} fosse zero.

$$Q_{min} = -Q_{max}(\text{baseado no CRECV}) \quad (3.5)$$

Em relação aos barramentos de injeção da energia gerada pelas centrais produtoras, estes devem ser parametrizados e classificados no PSS/E, permitindo o cálculo correto do trânsito de energia da rede. Sendo assim, na tabela 3.2 estão descritos os barramentos do modelo considerados barramentos de geração ou de referência, assim como a sua designação e localização.

Tabela 3.2: Parâmetros das centrais produtoras

Central	Barramento	Código
Matiota	SS MATIOTA	2
Lazareto	LAZARETO_CAT1	3
	LAZARETO_CAT2	2
	LAZARETO_WART1	2
	LAZARETO_WART2	2
P.E. Cabeolica	WKA1	2
	WKA2	2
	WKA3	2
	WKA4	2
	WKA5	2
	WKA6	2
	WKA7	2
P.E. STEP I	WT1	2
	WT2	2
	WT3	2

3.2.3 Linhas de Transporte e Distribuição

As linhas de transporte e distribuição de energia são elementos fundamentais na constituição de qualquer rede elétrica de energia, pois são responsáveis pelo transporte da energia produzida nas centrais para subestações - *Linhas Muito Alta Tensão (MAT) ou Alta Tensão (AT) na rede de transporte* e das subestações para o consumidor final - *Linhas Média Tensão (MT) ou Baixa Tensão (BT) na rede de distribuição*, portanto conhecer o seu modelo elétrico de referência permite perceber o trânsito de energia entre barramentos com os mesmos níveis de tensão.

No âmbito desta dissertação, foi seguido como modelo da linha o seu esquema equivalente em π . Este esquema equivalente é composto por uma impedância longitudinal Z_L concentrada e pela admitância transversal Y_T colocada nos dois extremos da linha, como pode ser visto na figura 3.3 [8].

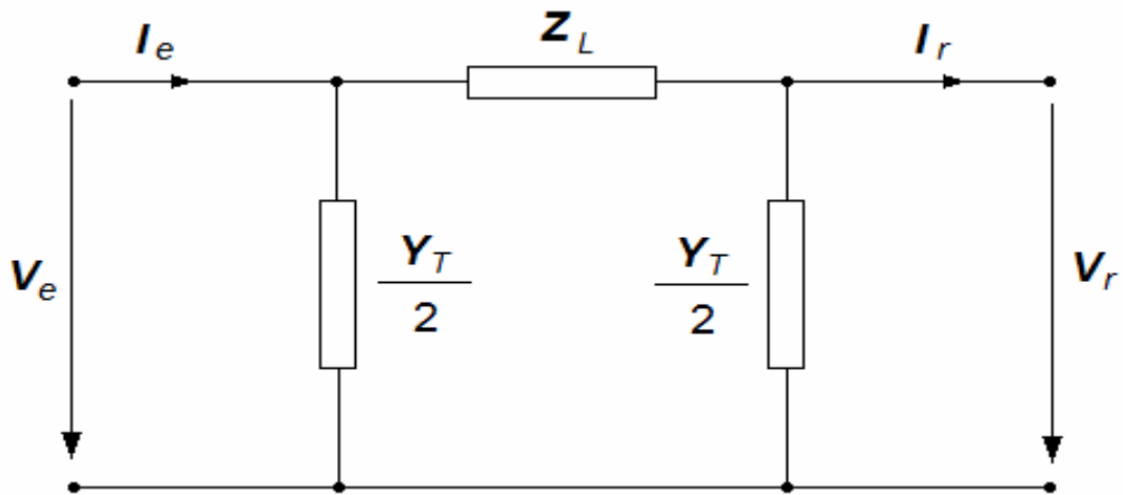


Figura 3.3: Esquema equivalente em π da linha, retirado de [8].

A impedância longitudinal Z_L é dada pela expressão 3.6.

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (3.6)$$

onde estão representados a Resistência R_L e a reatância X_L da linha, respetivamente.

$$Y_T = G_T + jB_T \quad (3.7)$$

onde estão representados a Condutância G_T e a Suscetância B_T da linha, respetivamente.

Estes parâmetros da linha descrevem o seu funcionamento, por exemplo, a reatância da linha tem maior influência na capacidade de transporte e na queda de tensão na linha, e a resistência da linha influencia as perdas por efeito de Joule.

Em relação às linhas de transporte e distribuição da rede elétrica de São Vicente foi facultado pela ELECTRA S.A. os dados relativos à cada linha que constitui a rede no seu

todo (consultar Anexo I.1) e a partir destes, foi possível realizar o cálculo dos parâmetros a serem inseridos no PSS/E. Estes parâmetros são:

- Resistência em pu - $R[pu]$
- Reatância em pu - $X[pu]$
- Susceptância em pu - $B[pu]$
- Potência Nominal - RATE A [MVA]

Apresenta-se a seguir, um exemplo das informações recebidas, relativamente à linha de transporte existente entre a Central de Lazareto e o Posto de Seccionamento da Cabeolica:

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]
SS CENTRAL LAZARETO 20KV	PS CABEOLICA	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	4,35
V [kV]	I _{th} [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	seccção[mm ²]
20	0,408	0,125	0,097	340	240

Figura 3.4: Dados relativos às linhas de transporte e distribuição

Onde:

- V [kV] - tensão nominal do cabo;
- I_{th} [A] - corrente máxima admissível do cabo;
- R [Ω /km] - resistência do cabo por quilómetro;
- X [Ω /km] - reactância do cabo por quilómetro;
- C [nF/km] - capacidade do cabo por quilómetro;

Com estes dados das linhas existentes na rede elétrica de São Vicente, foi possível calcular os parâmetros necessários para a construção do modelo no PSS/E.

$$R[pu] = \frac{R[\Omega/km] \times comprimento[km]}{Z_{Base}[\Omega]} \quad (3.8)$$

$$X[pu] = \frac{X[\Omega/km] \times comprimento[km]}{Z_{Base}[\Omega]} \quad (3.9)$$

$$B[pu] = \frac{2\pi \times f \times C[nF/km] \times comprimento[km]}{Y_{Base}[\Omega]} \quad (3.10)$$

$$RATE A [MVA] = \sqrt{3} \times V \times I_{th} \quad (3.11)$$

em que se define:

- Impedância Base - $Z_{Base}[\Omega] = \frac{V^2}{S_{Base}}$
- Admitância Base - $Y_{Base}[\Omega] = \frac{1}{Z_{Base}}$
- Resistência da linha em p.u. - $R[\text{pu}]$
- Reatância da linha em p.u. - $X[\text{pu}]$
- Susceptância da linha em p.u. - $B[\text{pu}]$
- Potência nominal da linha - RATE A [MVA];
- Frequência da rede (50 Hz) - f

3.2.4 Postos de Transformação

O transformador é um elemento importante num SEE, na medida que permite controlar o nível de tensão, reduzindo ou elevando o nível de tensão entre dois barramentos, e serve como elo de ligação entre dois barramentos com níveis de tensão diferentes. Através de transformadores, a distribuição de energia é realizada desde a sua produção até o consumidor final, desde MAT e AT para a rede de transporte, MT para a rede de distribuição e BT na utilização final por parte do consumidor.

Logo, é importante referir qual o seu modelo elétrico considerado no âmbito desta dissertação, apresentando o seu esquema equivalente, de modo a perceber o trânsito de energia entre o primário e o secundário do transformador.

Na figura 3.5 é representado o esquema equivalente em T do transformador.

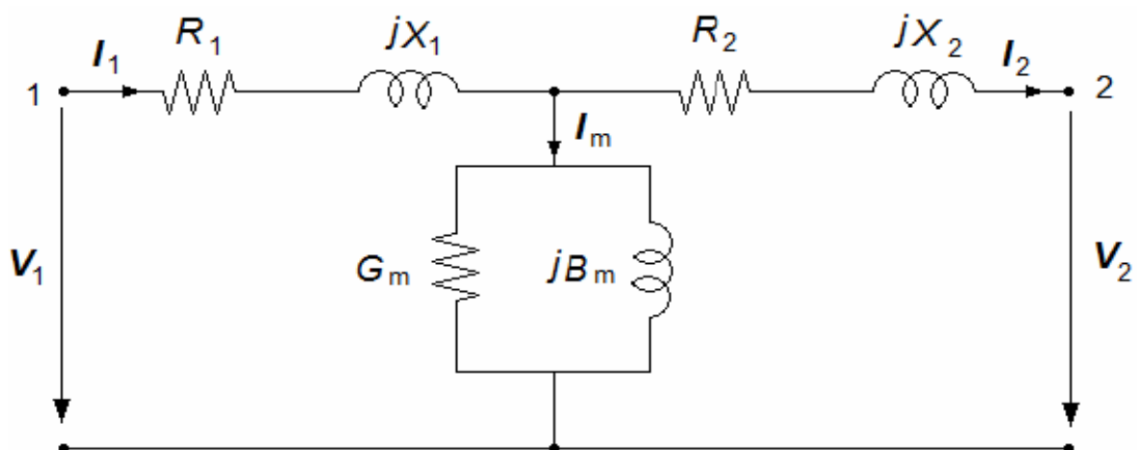


Figura 3.5: Esquema equivalente em T do transformador, retirado de [8].

Sendo:

- I_1 - Corrente no primário do transformador [A];

- I_m - Corrente de magnetização do transformador [A];
- I_2 - Corrente no secundário do transformador [A];
- V_1 - Tensão no primário do transformador [V];
- R_1 - Resistência dos enrolamentos no primário o transformador [Ω];
- X_1 - Reatância de dispersão dos enrolamentos no primário do transformador [Ω];
- R_2 - Resistência dos enrolamentos no secundário do transformador [Ω];
- X_2 - Reatância de dispersão dos enrolamentos no secundário do transformador [Ω];
- G_m - Condutância de magnetização do transformador, representa as perdas nos enrolamentos no processo de magnetização do núcleo do transformador [Ω];
- B_m - Susceptância de magnetização do transformador, representa a reatância de magnetização no núcleo do transformador.

Relativamente às características dos transformadores constituintes da rede elétrica de São Vicente, estes já foram apresentados na tabela 2.8. Com estes dados fornecidos foi possível calcular os parâmetros requisitados em ambiente de simulação do PSS/E, especificamente o valor da reatância de fugas do transformador em p.u. - $X[\text{pu}]$.

3.3 Definição de Cenários Operacionais

Tendo em vista a análise e diagnóstico da rede elétrica de São Vicente em regime permanente e de contingência, é necessário a definição e construção de cenários operacionais específicos e adaptados à realidade da ilha. Estes cenários visam traçar o perfil de carga e de geração tidos em conta na sua construção, numa ótica de planeamento.

Os perfis de carga e geração foram baseados na informação recebida pela ELECTRA, nomeadamente diagramas de carga diários de 30 minutos e da capacidade de geração das centrais produtoras de energia, e fatores de ordem climática e ambiental, considerando sempre o potencial energético que a ilha de São Vicente possui para a produção de energia a partir de fontes renováveis (principalmente a partir de energia eólica).

Relativamente aos perfis de carga da ilha, na Tabela 3.3, é possível observar um resumo da informação recebida, onde se destacam o período de carga, a potência ativa e reativa consumida, a percentagem de perdas e a potência ativa gerada neste mesmo período.

Tabela 3.3: Perfis de Carga da ilha de São Vicente em Vazio, Cheia e Ponta, baseados nas informações fornecidas pela ELECTRA

	Tempo [h]	P[MW]	Q[MVAr]	P_{gen} [MW]	P_{Losses} [%]
Vazio	03:30	6,20	3,57	6,30	1,6
Cheia	11:00	9,45	4,64	9,62	1,8
Ponta	20:30	11,01	5,03	11,23	2,0

Para complementar a tabela apresentada, ilustra-se na figura 3.6, o diagrama de carga fornecido pela ELECTRA onde consta a potência total de todos os barramentos da rede elétrica de São Vicente a cada 30 minutos.

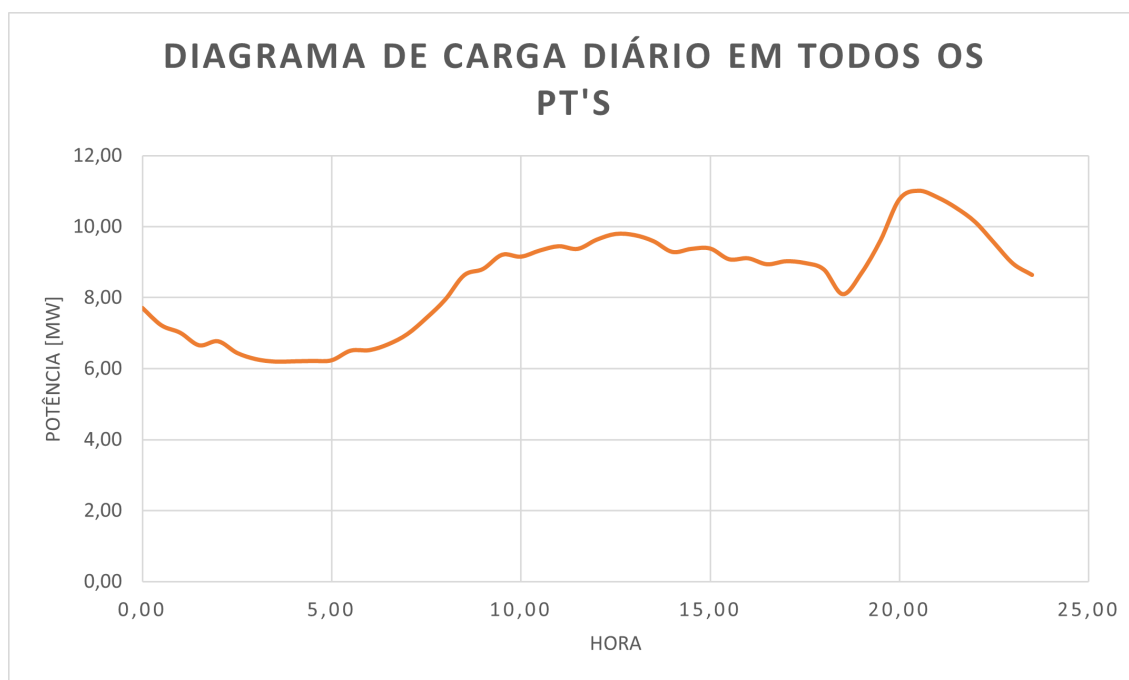


Figura 3.6: Diagrama de Carga a cada 30 minutos da soma de todos os barramentos da rede.

Os perfis de geração foram definidos a visar uma maximização e minimização do contributo das centrais produtoras de energia a partir da energia eólica, possibilitando aferir o comportamento da rede em ambas situações. Os máximos e mínimos de geração renovável permitido foram baseados nos relatórios da ELECTRA e da Cabeolica, garantindo o cumprimento das normas impostas pelo Código de Rede Elétrica de Cabo Verde. Um fator importante considerado na construção dos cenários de geração, foi a necessidade da rede apresentar uma maior capacidade de penetração de energia proveniente de fontes renováveis, nesse caso fonte eólica, pois, como já foi referido, trata-se de uma das grandes apostas, do ponto vista energético, do Governo de Cabo Verde.

Para a simulação dos cenários em questão foi necessário definir os níveis de potência gerada por cada central de energia térmica e/ou renovável e o nível de carga na rede considerado, assim, estes níveis deverão concordar com a Tabela 3.3.

3.3.1 Considerações na Construção dos Cenários

- Os dados da topologia da rede foram fornecidos pela ELECTRA e os critérios de segurança e planeamento são concordantes com o CRECV;
- Na construção dos cenários teve-se por base o consumo de combustível de cada central tradicional (central térmica) existente na rede de energia elétrica de São Vicente, procedendo de tal forma que, a mais poluente fosse a última a ser posta em serviço;
- Nos cenários de maximização e minimização foram considerados como máximos e mínimos de produção eólica, registados no Relatório de Contas da Cabeolica S.A. de 2019 [12]. Dito isto, considerou-se como máximo de potência produzida, 85% da potência instalada da central, e nos cenários de minimização da penetração de eólica na rede, considerou-se que as centrais estariam fora de serviço;
- Com os diagramas de carga foi possível construir cenários nos períodos de vazio e ponta e a partir destes aferir se os critérios de operabilidade e segurança da rede são assegurados em regime permanente e de contingência;
- A classificação das centrais mediante a sua potência instalada e o seu nível de tensão à que está conectada, conforme o CRECV

3.3.2 Cenário 0 - Cenário Base

Neste primeiro cenário denominado “Cenário Base” foram colocados em serviço todos os elementos da rede, excluindo apenas a Central da Matiota que se encontra desligada e o Grupo LAZARETO_WART1 que se encontra avariado segundo informação recolhida no Relatório de Contas da ELECTRA [2].

Relativamente às centrais produtoras de energia, na Tabela 3.4 estão indicados os valores de potência gerada de cada central em serviço, bem como a sua correta classificação conforme o CRECV [24].

Tabela 3.4: Dados das centrais produtoras no Cenário 0

Central	Barramento	Tipo	Classe	Potência Gerada [MW]
Matiota	SS MATIOTA	Tipo 1	C-MT	0
Lazareto	LAZARETO_CAT1	Tipo 1	C-MT	1,42
	LAZARETO_CAT2			2,60
	LAZARETO_WART1			0
	LAZARETO_WART2			3,46
P.E. Cabeolica	WKA1	Tipo 2	B-BT	0,45
	WKA2			
	WKA3			
	WKA4			
	WKA5			
	WKA6			
	WKA7			
P.E. STEP I	WT1	Tipo 2	A-BT	0,251
	WT2			0,251
	WT3			0

Da Tabela 3.4 é importante realçar que o barramento LAZARETO_CAT1 é o barramento de referência, logo o seu nível de potência não fora imposto, sendo o seu valor variável e, como tal calculado pelo software utilizado de modo a garantir o balanço energético.

Recorrendo ao esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, identifica-se de seguida, na Figura 3.7, as centrais e os grupos geradores de energia que se encontram em serviço neste cenário considerado.

Neste cenário regista-se um total de 11,13 MW de potência gerada que cobre uma carga de 11 MW.

3.3.3 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

Neste cenário, como o próprio nome indica, optou-se por maximizar a contribuição da energia produzida a partir de fontes renováveis, nesse caso, proveniente da energia eólica. Como já foi referido (na subsecção 3.3.1), o máximo de potência considerado para a construção e análise deste cenário representa 85% da potência instalada dos aerogeradores em funcionamento na ilha de São Vicente.

Este cenário, além dos aerogeradores em serviço, irá ser apoiado por alguns grupos de geradores da Central de Lazareto, de modo a cobrir uma carga de 11 MW. A Central de Matiota encontra-se fora de serviço e o barramento LAZARETO_CAT1 é o de referência, ou seja, responsável pelo balanço energético da rede.

Na Tabela 3.5 estão indicados os valores de potência gerada de cada central em serviço, bem como a sua correta classificação conforme o CRECV [24].

Tabela 3.5: Dados das centrais produtoras no Cenário I

Central	Barramento	Tipo	Classe	Potência Gerada [MW]
Matiota	SS MATIOTA	Tipo 1	C-MT	0
Lazareto	LAZARETO_CAT1	Tipo 1	C-MT	3,28
	LAZARETO_CAT2			0
	LAZARETO_WART1			0
	LAZARETO_WART2			2,3
P.E. Cabeolica	WKA1	Tipo 2	B-BT	0,72
	WKA2			
	WKA3			
	WKA4			
	WKA5			
	WKA6			
	WKA7			
P.E. STEP I	WT1	Tipo 2	A-BT	0,26
	WT2			0,26
	WT3			0

Recorrendo ao esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, identifica-se a seguir, na Figura 3.8, as centrais e os grupos geradores de energia que se encontram em serviço no cenário em questão.

Neste cenário regista-se um total de 11.14MW de potência gerada que cobre uma carga de 11 MW.

3.3.4 Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

Neste cenário as condições de operação da rede assemelham-se aos do Cenário I, diferenciando-se no período de carga ao qual este é aplicado, sendo aplicado à carga registada no horário de vazio - 6,2 MW.

Em termos de geração de energia, nas condições deste cenário, com a contribuição máxima dos aerogeradores disponíveis, será apenas necessário estar em serviço o grupo de geração LAZARETO_CAT1, totalizando uma geração de 6,3 MW.

Na Tabela 3.6 estão indicados os valores de potência gerada de cada central em serviço, bem como a sua correta classificação conforme o CRECV [24].

Tabela 3.6: Dados das centrais produtoras no Cenário II

Central	Barramento	Tipo	Classe	Potência Gerada [MW]
Matiota	SS MATIOTA	Tipo 1	C-MT	0
Lazareto	LAZARETO_CAT1	Tipo 1	C-MT	0,78
	LAZARETO_CAT2			0
	LAZARETO_WART1			0
	LAZARETO_WART2			0
P.E. Cabeolica	WKA1	Tipo 2	B-BT	0,72
	WKA2			
	WKA3			
	WKA4			
	WKA5			
	WKA6			
	WKA7			
P.E. STEP I	WT1	Tipo 2	A-BT	0,26
	WT2			0,26
	WT3			0

Recorrendo ao esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, identifica-se de seguida, na Figura 3.9, as centrais e os grupos geradores de energia que se encontram em serviço no cenário em questão.

3.3.5 Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

Neste cenário é realizado uma minimização da contribuição da energia produzida através da energia eólica, pelo que considerou-se o caso extremo dos aerogeradores estarem fora de serviço, com isto, a Central do Lazareto será responsável pela total cobertura da carga em horário de ponta.

Na Tabela 3.7 estão indicados os valores de potência gerada de cada central em serviço, bem como a sua correta classificação conforme o CRECV [24].

Tabela 3.7: Dados das centrais produtoras no Cenário III

Central	Barramento	Tipo	Classe	Potência Gerada [MW]
Matiota	SS MATIOTA	Tipo 1	C-MT	0
Lazareto	LAZARETO_CAT1	Tipo 1	C-MT	2,03
	LAZARETO_CAT2			3,72
	LAZARETO_WART1			0
	LAZARETO_WART2			5,33
P.E. Cabeolica	WKA1	Tipo 2	B-BT	0
	WKA2			
	WKA3			
	WKA4			
	WKA5			
	WKA6			
	WKA7			
P.E. STEP I	WT1	Tipo 2	A-BT	0
	WT2			
	WT3			

Recorrendo ao esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, identifica-se de seguida, na Figura 3.10, as centrais e os grupos geradores de energia que se encontram em serviço no cenário em questão.

Regista-se um total de potência gerada de 11,08 MW para a cobertura de uma carga total de 11 MW

3.3.6 Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

Este cenário assemelha-se ao Cenário III em termos de geração de energia, onde procurou-se minimizar ou anular a penetração de energia renovável na rede elétrica de São Vicente, distinguindo-se no período de carga à que este é aplicado - período de vazio.

Na Tabela 3.8 estão indicados os valores de potência gerada de cada central em serviço, bem como a sua correta classificação conforme o CRECV [24].

Tabela 3.8: Dados das centrais produtoras no Cenário IV

Central	Barramento	Tipo	Classe	Potência Gerada [MW]
Matiota	SS MATIOTA	Tipo 1	C-MT	0
Lazareto	LAZARETO_CAT1	Tipo 1	C-MT	2,51
	LAZARETO_CAT2			3,72
	LAZARETO_WART1			0
	LAZARETO_WART2			0
P.E. Cabeolica	WKA1	Tipo 2	B-BT	0
	WKA2			
	WKA3			
	WKA4			
	WKA5			
	WKA6			
	WKA7			
P.E. STEP I	WT1	Tipo 2	A-BT	0
	WT2			
	WT3			

Recorrendo ao esquema unifilar da rede elétrica de São Vicente, identifica-se de seguida, na Figura 3.11, as centrais e os grupos geradores de energia que se encontram em serviço no cenário em questão.

Regista-se um total de potência gerada de 6,23 MW para a cobertura de uma carga total de 6.2 MW.

3.4 Análise e Diagnóstico da rede elétrica de São Vicente

Após o desenvolvimento dos cenários operacionais ir-se-á efetuar os seus respetivos diagnósticos, avaliando os resultados extraídos do software utilizado - PSS/E tendo em conta os regimes de funcionamento. Pretende-se monitorizar os níveis de tensão em cada barramento, detetar possíveis sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição, assim como os postos de transformação existentes, e por último, analisar o rácio entre a potência gerada necessária para cobrir a carga de cada cenário, ou seja, quantificar as perdas energéticas em cada cenário.

3.4.1 Critérios de Planeamento

Existem critérios essenciais que garantem a qualidade da energia elétrica produzida, um desses critérios passa por manter constantes a frequência de operação e a tensão de alimentação da rede. A frequência é responsável pelo equilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa, enquanto, a tensão depende do trânsito de potência na rede, contudo a sua gama de valores deverá ser mantida entre $\pm 5\%$. [6]

Para além dos critérios mencionados no CRECV e no Decreto-Lei nº 14/2006 [25], seguiu-se ainda, como referência, os critérios de exploração em vigor na EDP/Distribuição [26], mais especificamente nos limites de aceitabilidade de carga das linhas e postos de transformação.

Outro critério que se manteve ao longo do estudo está associado à não necessidade de, no caso da ilha de São Vicente (pode-se generalizar para o país no seu todo), se fazer uma distinção entre estações do ano, devido à carga exigida à rede ser constante ao longo do ano, segundo a ELECTRA.

Na Tabela 3.9 especificam-se as faixas de operação que a tensão e a frequência deverão cumprir ao longo dos barramentos da rede de energia elétrica de São Vicente, baseando no CRECV [24] e na norma EN 50160 [27].

Tabela 3.9: Características de Tensão e Frequência nos Barramentos, baseado na norma EN 50160 [27] e no CRECV [24].

Barramento	Faixa da Tensão de Funcionamento [kV]
SS MATIOTA	[19-21] ($\pm 5\% \times 20kV$)
LAZARETO_CAT1	
LAZARETO_CAT2	
LAZARETO_WART1	[19-21] ($\pm 5\% \times 20kV$)
LAZARETO_WART2	
WKA1	
WKA2	
WKA3	
WKA4	[0,621-0,759] ($\pm 10\% \times 0,69kV$)
WKA5	
WKA6	
WKA7	
WT1	
WT2	[0,36-0,44] ($\pm 10\% \times 0,4kV$)
WT3	

Como já foi previamente mencionado nesta dissertação, no diagnóstico de uma rede de energia elétrica, existem dois regimes característicos de funcionamento para avaliar o comportamento da rede. Em regime permanente, onde se assume que o período transitório já foi ultrapassado, que o estado do sistema se encontra inalterado e que todos os seus elementos constituintes se encontram em serviço, e em regime de contingência, onde o sistema se encontra também em regime permanente, porém, pretende-se determinar as consequências da interrupção de uma linha ou transformador no trânsito de potência, observando como o sistema reage à falha de modo a continuar em operação, garantindo o serviço aos consumidores.

Mediante os regimes de funcionamento, assim os critérios de planeamento regem-se, relativamente aos limites de aceitabilidade de carga das linhas e dos transformadores, na Tabela 3.10, pode-se os consultar, respetivamente.

	Regime 'N'	Regime 'N-1'
Linhas	100%	110%
Transformadores	100%	105%

Tabela 3.10: Limites de Aceitabilidade de Carga das linhas e transformadores, baseados na EDP/Distribuição [26].

3.4.2 Cenário 0 - Cenário Base

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste primeiro cenário, em regime 'N', não se verificaram qualquer tipo de problemas na rede, quer a nível de tensões, quer a nível de sobrecargas. Observa-se na Figura 3.12, que a tensão está na faixa admissível para este cenário, estando entre $\pm 5\%$ da tensão nominal em p.u.

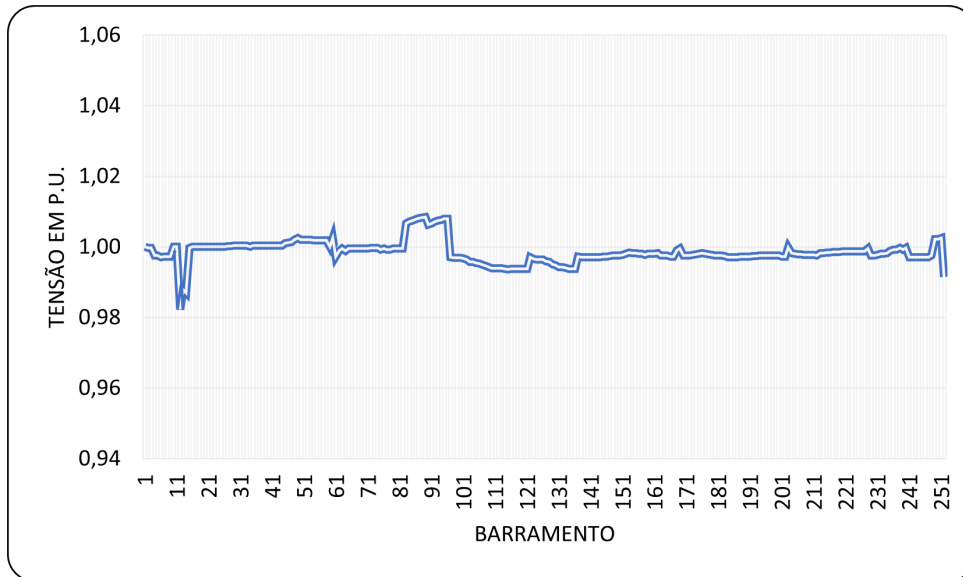


Figura 3.12: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário 0

Recorrendo ao PSS/E é possível gerar-se um relatório - Figura 3.13 após o cálculo do trânsito de potência da rede em estudo, obtendo-se um resumo do sistema, podendo constatar o nível de geração, de carga e as perdas energéticas, entre outras informações, relativos à cada cenário. Com isto, é possível registar, nas condições do Cenário 0, perdas energéticas de 0,56% da potência total gerada.

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X MW MVAR MVABASE
11 LAZARET_CAT16.3000 2 LAZARETO 1 CENTRAL 1.4 0.0 4.7

252 BUSES 15 PLANTS 18 MACHINES 160 LOADS
270 BRANCHES 17 TRANSFORMERS 0 DC LINES 0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
MW MVAR MW MVAR
FROM GENERATION 11.1 -4.4 11.1 -4.4
TO CONSTANT POWER LOAD 11.0 5.0 11.0 5.0
TO CONSTANT CURRENT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE 0.0 0.0 0.0 0.0
TO BUS SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO LINE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
FROM LINE CHARGING 0.0 10.1 0.0 10.1

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR
20.0 262 0.07 0.56 0.0 0.0 10.0
6.3 8 0.00 0.02 0.0 0.0 0.0
TOTAL 270 0.07 0.58 0.0 0.0 10.1
    
```

Figura 3.13: Resumo da rede no Cenário 0, obtido recorrendo ao PSS/E.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

Para este primeiro cenário estudado em 'N-1' não se verificaram qualquer tipo de problemas na rede durante a sua simulação, quer a nível de tensões, quer a nível de sobrecargas. Este regime é caracterizado pela simulação da resposta do sistema a uma possível falha de uma linha ou de um transformador, individualmente, entre dois barramentos da rede.

3.4.3 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

- Regime 'N' - Regime Permanente

Relativamente ao Cenário I, em regime 'N', não foram detetados problemas de sobrecarga nas linhas de transporte, nem nos postos de transformação. Relativamente ao nível de tensão na rede, foi verificado que, todos os barramentos, se encontram no intervalo aceitável, nos $\pm 5\%$ da tensão nominal em p.u. Em comparação com o Cenário 0, foi verificado um aumento da tensão disponível nos barramentos onde se injeta a potência proveniente dos aerogeradores, em cerca de 1% e, por outro lado, foi registado uma diminuição da tensão disponível nos barramentos de injeção da geração proveniente da Central de Lazareto de 1,3%.

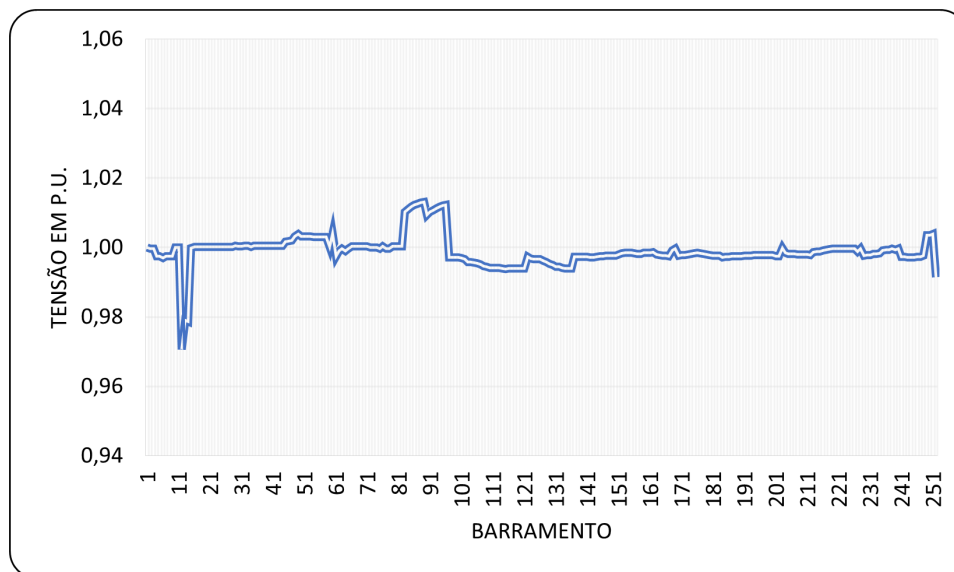


Figura 3.14: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário I

Recorrendo ao PSS/E é possível gerar-se um relatório - Figura 3.15, após o cálculo do trânsito de potência da rede em estudo, obtendo-se um resumo do sistema, podendo constatar o nível de geração, de carga e as perdas energéticas, entre outras informações, relativos à cada cenário. Destaca-se um aumento das perdas energéticas relativamente ao Cenário 0, registando uma percentagem de 0,9%.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

CAPÍTULO 3. REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DE SÃO VICENTE: CAPACIDADES NODAIS, MODELIZAÇÃO E SIMULAÇÃO

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X--- NAME --X BASKV # X--- NAME --X # X--- NAME --X      MW      MVAR  MVABASE
   11 LAZARET_CAT16.3000  2 LAZARETO 1 1 CENTRAL 4.0      0.1      4.7

 251 BUSES          14 PLANTS          17 MACHINES          160 LOADS
 269 BRANCHES      16 TRANSFORMERS      0 DC LINES          0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
      MW      MVAR      MW      MVAR
FROM GENERATION      11.1      -4.3      11.1      -4.3
TO CONSTANT POWER LOAD      11.0      5.0      11.0      5.0
TO CONSTANT CURRENT      0.0      0.0      0.0      0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE      0.0      0.0      0.0      0.0
TO BUS SHUNT      0.0      0.0      0.0      0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT      0.0      0.0      0.0      0.0
TO LINE SHUNT      0.0      0.0      0.0      0.0
FROM LINE CHARGING      0.0      10.0      0.0      10.1

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X--- LINE SHUNTS ---X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR MW MVAR MVAR
 20.0 261 0.09 0.70 0.0 0.0 10.0
 6.3 8 0.00 0.02 0.0 0.0 0.0
TOTAL 269 0.09 0.72 0.0 0.0 10.0
    
```

Figura 3.15: Resumo da rede no Cenário I, obtido recorrendo ao PSS/E.

Neste cenário, onde se maximiza a penetração de energia renovável na rede, foi possível registar problemas de sobrecarga na Central de Lazareto. Relativamente a problemas de tensão, não foi registado nenhum caso que suscitasse alguma atenção. Para se retratar as sobrecargas causadas pela contingência de algumas linhas, na tabela 3.11 é apresentada informações recolhidas da simulação no ??, onde se constata o impacto da específica contingência na rede em análise.

Tabela 3.11: Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário I.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
10 - SS LAZARETO	14 - LAZARETO_WRT2			5,0	5,6	112%
60 - PS CABEOLICA	83 - CAB1			5,0	8,3	166%
83 - CAB1	84 - CAB2	10 - SS LAZARETO	11 - LAZARETO_CAT1	5,0	7,6	152%
84 - CAB2	85 - CAB3			5,0	6,8	136%
85 - CAB3	86 - CAB4			5,0	6,1	122%
86 - CAB4	87 - CAB5			5,0	5,4	108%

Com isto, é possível concluir que, neste cenário de maximização da contribuição de energia renovável, existindo uma falha nas linhas existentes no parque eólico da Cabeolica, resultará numa sobrecarga da linha existente entre a subestação da Central de Lazareto e o grupo gerador (Barramento de Referência) LAZARETO_CAT1.

A sobrecarga identificada na tabela 3.11 é naturalmente algo que deve-se estar preparado nestas condições, visto que a Central de Lazareto é a única que complementa a produção de energia, em adição à contribuição oriunda dos parques eólicos localizados na Zona Industrial do Lazareto.

3.4.4 Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

- Regime 'N' - Regime Permanente

No Cenário II, em regime 'N', não foi registado problemas de sobrecarga nas linhas de transporte, nem nos postos de transformação e, relativamente, ao nível de tensão nos barramentos, manteve-se na margem aceitável de $\pm 5\%$ da tensão nominal em p.u.

CAPÍTULO 3. REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DE SÃO VICENTE: CAPACIDADES NODAIS, MODELIZAÇÃO E SIMULAÇÃO

Tabela 3.12: Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário II.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
60 - PS CABEOLICA	83 - CAB1	10 - SS LAZARETO	11 - LAZARETO_CAT1	5,0	5,7	114%
83 - CAB1	84 - CAB2			5,0	5,0	100%

Neste cenário, é possível aferir que, devido à menor carga registada em horário de vazio na ilha de São Vicente, tendo por base o Cenário I, existe uma menor possibilidade da Central de Lazareto entrar em sobrecarga.

Os níveis de sobrecarga apresentados neste cenário não foram de tal forma severos, tais os registados no Cenário I.

3.4.5 Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste Cenário III, onde se avalia a resposta da rede à minimização da penetração de energia renovável em horário de ponta, com uma carga total da rede 11 MW, não foi registado nenhum problema de sobrecarga, tanto nas linhas de transporte e de distribuição, assim como nos postos de transformação existentes. Na figura 3.18 é possível observar o andamento da tensão em todos os barramentos da rede da ilha de São Vicente e concluir que, no que toca, ao nível de tensão nos barramentos, estes se apresentam no intervalo esperado de $\pm 5\%$ da tensão nominal em p.u.

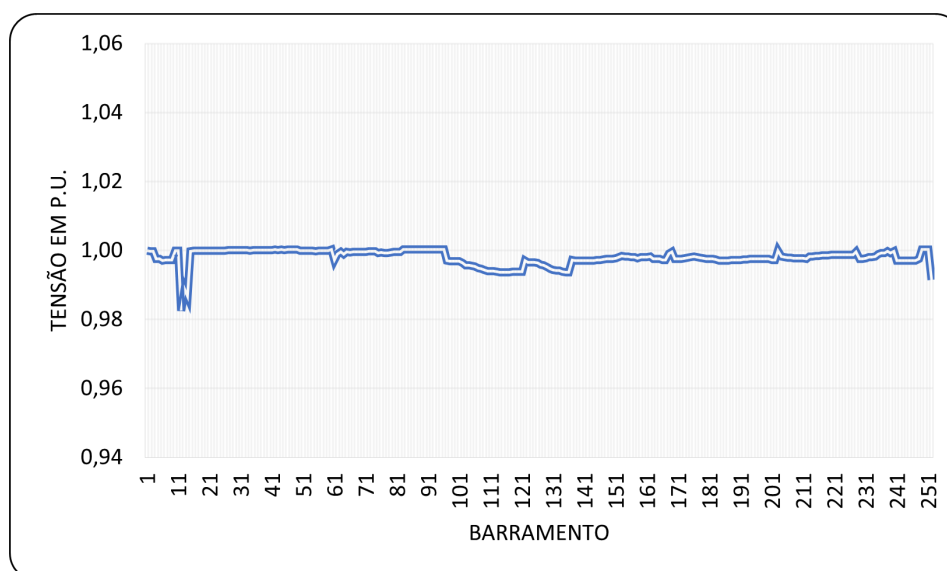


Figura 3.18: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário III.

Na figura 3.19 é apresentado o resumo extraído do PSS/E, onde se pode observar a potência gerada, as perdas energéticas, a carga total associada a este cenário, entre outras informações. Neste cenário foi registado uma percentagem de perdas

3.4. ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DA REDE ELÉTRICA DE SÃO VICENTE

energéticas de 0,36%.

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X MW MVAR MVABASE
 11 LAZARET_CAT16.3000 2 LAZARETO 1 CENTRAL 2.0 0.0 4.7

252 BUSES 15 PLANTS 18 MACHINES 160 LOADS
270 BRANCHES 17 TRANSFORMERS 0 DC LINES 0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
MW MVAR MW MVAR
FROM GENERATION 11.1 -1.9 11.1 -1.9
TO CONSTANT POWER LOAD 11.0 5.0 11.0 5.0
TO CONSTANT CURRENT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE 0.0 0.0 0.0 0.0
TO BUS SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO LINE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
FROM LINE CHARGING 0.0 7.7 0.0 7.7

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR
20.0 262 0.04 0.72 0.0 0.0 7.7
6.3 8 0.00 0.02 0.0 0.0 0.0
TOTAL 270 0.04 0.74 0.0 0.0 7.7
    
```

Figura 3.19: Resumo da rede no Cenário III, obtido recorrendo ao PSS/E.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

Neste cenário, onde não há contribuição na produção de energia por parte das centrais eólicas, com a carga total da rede de 11 MW em horário de ponta, não foi registado nenhum problema de tensão, por outro lado, foi registado problemas de sobrecarga na Central de Lazareto caso ocorra uma falha num dos grupos geradores CAT2 e WART2 da mesma central.

É uma situação de sobrecarga que acontece naturalmente, devido ao facto da Central do Lazareto ser a única em serviço, colocando, nesse caso, a linha entre a subestação do Lazareto e o barramento de referência LAZARETO_CAT1 que recebe a potência produzida pelo grupo gerador CAT1, em situação de sobrecarga. Na tabela 3.13 é possível verificar as contingências que resultam na sobrecarga da linha mencionada e o seu nível.

Tabela 3.13: Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário III.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
10 - SS LAZARETO	12 - LAZARETO_CAT2	10 - SS LAZARETO	11 - LAZARETO_CAT1	5,0	5,8	116%
10 - SS LAZARETO	14 - LAZARETO_WRT2			5,0	7,4	148%

3.4.6 Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

- Regime 'N' - Regime Permanente

Relativamente ao Cenário IV, onde se cobriu a carga em horário de vazio com a produção de energia a se realizar com recurso à fonte térmica disponível, concretamente da Central do Lazareto. Com a simulação efetuada, foi possível concluir que a rede não apresenta problemas de sobrecarga e que o perfil de tensão registado cumpre os requisitos estipulados (observar figura 3.20).

Com o resumo apresentado na figura 3.21, é possível constatar que para a carga total neste cenário, de 6,2 MW, foi gerado uma potência total de 6,22 MW, registando assim perdas energéticas quase inexistentes, de 0,32%.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

Neste cenário IV, semelhante ao cenário III, em termos de topologia de geração, diferenciando-se na carga considerada ser do horário em vazio, não foi registado nenhum problema de tensão, verificando-se situações de sobrecarga na Central de Lazareto.

A situação de sobrecarga verificada deve-se a uma possível falha na linha que conecta a subestação de Lazareto ao grupo gerador CAT2, deixando assim, o grupo

3.4. ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DA REDE ELÉTRICA DE SÃO VICENTE

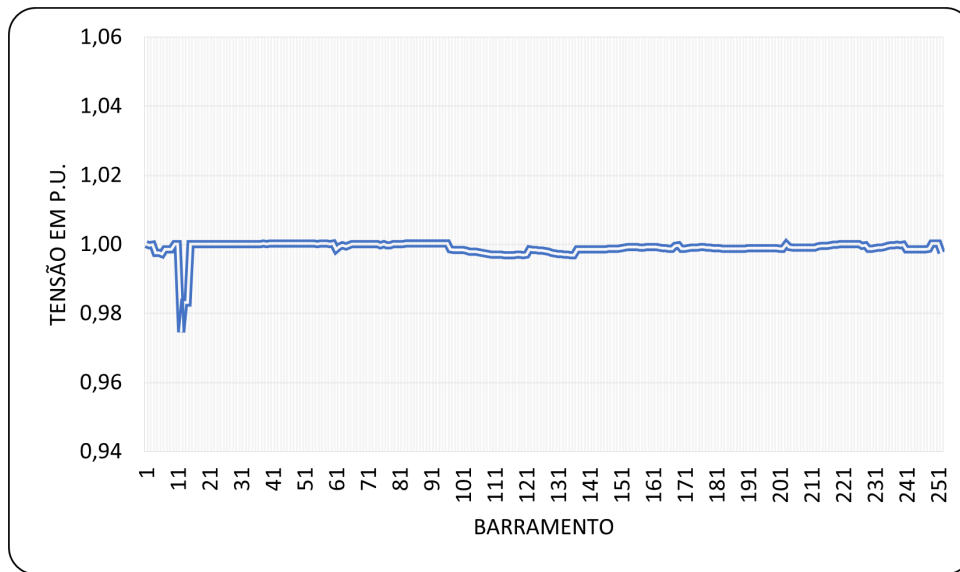


Figura 3.20: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário IV.

```

SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X MW MVAR MWABASE
11 LAZARET_CAT16.3000 2 LAZARETO 1 CENTRAL 2.5 0.1 4.7

252 BUSES 15 PLANTS 18 MACHINES 160 LOADS
270 BRANCHES 17 TRANSFORMERS 0 DC LINES 0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
MW MVAR MW MVAR
FROM GENERATION 6.2 -3.5 6.2 -3.5
TO CONSTANT POWER LOAD 6.2 3.7 6.2 3.7
TO CONSTANT CURRENT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE 0.0 0.0 0.0 0.0
TO BUS SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO LINE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
FROM LINE CHARGING 0.0 7.7 0.0 7.7

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR MVAR
20.0 262 0.01 0.44 0.0 0.0 7.7
6.3 8 0.00 0.01 0.0 0.0 0.0
TOTAL 270 0.02 0.46 0.0 0.0 7.7
    
```

Figura 3.21: Resumo da rede no Cenário IV, obtido recorrendo ao PSS/E.

gerador CAT1 como o único responsável para a alimentação de toda a carga requisitada nesse horário. Na tabela 3.14 é possível observar a contingência associada à sobrecarga mencionada, e o nível da mesma.

Tabela 3.14: Sobrecargas nas linhas de transporte e distribuição identificadas no Cenário IV.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
10 - SS LAZARETO	12 - LAZARETO_CAT2	10 - SS LAZARETO	11 - LAZARETO_CAT1	5,0	5,8	116%

3.4.7 Resumo Comparativo entres os Cenários Analisados

Nesta subsecção pretende-se apresentar um balanço dos resultados obtidos nos diferentes cenários aplicados à rede de energia elétrica de São Vicente, destacando os possíveis problemas de tensão, as sobrecargas nas linhas de distribuição e as perdas de energia registadas.

Globalmente, segundo a análise e simulação realizada, em regime permanente (N), não foram registados nenhum problema de desvio de tensão nos barramentos e/ou de sobrecarga nas linhas de distribuição.

Em regime de contingência (N-1), foi constatado alguns problemas de sobrecarga em determinadas linhas, em que tal ocorrência são, de certa forma, justificadas. Como exemplo, pode-se abordar o ocorrido no Cenário I - maximização de penetração de renovável em horário de ponta, onde, em regime de contingência, foi registado que a linha entre os barramentos SS LAZARETO e o LAZARETO_CAT1 entrava em sobrecarga em situação de avaria na central da Cabeolica. Trata-se de uma situação natural, de sobrecarga causada devido a uma falha na geração de energia, visto que neste cenário em questão a rede é testada num contexto de maximização da contribuição de energia renovável na produção de energia elétrica para abastecer a carga da ilha.

Nos cenários III e IV, onde a carga da ilha em horário de ponta e de vazio, é abastecido exclusivamente pelas centrais térmicas do Lazareto e da Matiota, foram também detetados alguns problemas de sobrecarga nas linhas, tratando-se de avarias na geração na central do Lazareto.

No quadro apresentado na tabela 3.15 é possível observar um breve resumo, destacando em cada cenário, a contingência mais grave, a sobrecarga de maior intensidade, as perdas de energia registadas e, ainda, a variação da tensão em p.u.nos barramentos.

Tabela 3.15: Quadro Comparativo entre os Cenários 0 - IV

Cenários	Contingência mais grave	Varição da Tensão [p.u]	Perdas de Energia	Sobrecarga mais grave	Nível de Sobrecarga
Cenário 0	-	[0,9822;1,0084]	0,56%	-	-
Cenário I	PS CABEOLICA – CAB1	[0,9706;1,0311]	0,90%	SS LAZARETO– LAZARETO_CAT1	166%
Cenário II	PS CABEOLICA – CAB1	[0,9761;1,0131]	0,72%	SS LAZARETO– LAZARETO_CAT1	114%
Cenário III	SS LAZARETO– LAZARETO_WRT2	[0,9825;1,0003]	0,36%	SS LAZARETO– LAZARETO_CAT1	148%
Cenário IV	SS LAZARETO– LAZARETO_CAT2	[0,9746;1,0003]	0,32%	SS LAZARETO– LAZARETO_CAT1	116%

ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

Neste capítulo da presente dissertação pretende-se avaliar o impacto da deslocalização das centrais produtoras de energia para a localidade de Saragarça, tendo em vista uma melhoria na qualidade de vida dos cidadãos, na descarbonização da zona litoral da ilha de São Vicente e na capacidade da rede após esta reconfiguração.

A avaliação do impacto irá ser realizada tendo por base uma solução encontrada que otimize o sistema, tanto do ponto de vista de operação e planeamento, como a nível económico - relevante neste contexto. Além disso, irá ser efetuado uma análise e diagnóstico da rede elétrica de São Vicente antes e depois da deslocalização, ou seja, pré-deslocalização e pós-deslocalização, nos cenários anteriormente considerados. Após a análise e diagnóstico nestas condições de exploração da rede, irá ser introduzido uma importante ferramenta de diagnóstico de redes no âmbito desta dissertação, recorrendo ao algoritmo desenvolvido para o cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede, permitindo quantificar as capacidades máximas de injeção na rede atual e após a deslocalização considerada.

4.1 Deslocalização das Centrais Produtoras de Energia

A atual configuração da rede de energia elétrica da ilha de São Vicente está organizada de tal forma que a produção de energia a partir de fonte térmica está localizada no litoral da ilha, no centro da cidade do Mindelo, como podemos observar na figura 4.1.



Figura 4.1: Atual Localização das Centrais Térmicas VS Zona Pretendida para a Deslocalização.

Com a deslocalização pretende-se avaliar o impacto na rede de um ponto de vista operacional e de planeamento, em regime normal de funcionamento e em contingência, e ainda, quantificar o potencial máximo de recepção de potência de cada barramento.

Com a informação recolhida junto à ELECTRA, foi possível aferir a zona pretendida para se avaliar a possibilidade e o impacto da deslocalização das centrais. No caso, a zona pretendida denomina-se por Saragarça - *identificada na figura 4.1*, tratando-se de uma zona areosa e junto ao oceano, permitindo assim, a continuação da exploração do processo de dessalinização da água do mar para produção de água potável para fornecimento à ilha.

A abordagem para a criação de uma solução adequada à rede de energia elétrica de São Vicente, para se realizar a deslocalização das centrais térmicas do Lazareto e da Matiota para a zona de Saragarça, consistiu na execução das seguintes alterações no modelo construída da rede em análise:

1. Inserção de novos barramentos para injeção da potência produzida pela central de Saragarça;

A necessidade de uma nova central de produção de energia em Saragarça faz com que novos barramentos sejam adicionados ao modelo da rede já construído, de modo a se obter um novo trânsito de potência nesta situação em questão. Pelo que, na tabela 4.1, estão descritos os novos barramentos de geração ou referência.

Tabela 4.1: Centrais produtoras de energia após a deslocalização.

Central	Barramento
Saragarça	SS SARAGARÇA
	SARAGARÇA_CAT1
	SARAGARÇA_CAT2
	SARAGARÇA_WART1
	SARAGARÇA_WART2
P.E. Cabeolica	WKA1
	WKA2
	WKA3
	WKA4
	WKA5
	WKA6
	WKA7
P.E. STEP I	WT1
	WT2
	WT3

Da tabela acima, é importante realçar que, optou-se por seguir a mesma configuração da rede antes da deslocalização, no que toca à geração de energia, ou seja, emula-se o comportamento sem a deslocalização das centrais.

Portanto, o barramento *SS SARARGARÇA* de 6.3 kV, recebe a potência produzida pelos geradores DEUTZ-3, DEUTZ-4, MAK-5 e MAK-6, todos no mesmo nível de tensão (*geradores anteriormente localizados na central da Matiota*). Com a deslocalização, o barramento de referência considerado é o *SARAGARÇA_CAT1*, modelizado para receber a potência gerada pelo gerador CAT-1. Relativamente aos restantes geradores de energia da rede, estes mantiveram a configuração inicial.

2. Inserção de novos transformadores na nova central de Saragarça;

Com as devidas alterações na rede após a introdução da nova central de Saragarça, outro aspeto a considerar é a da necessidade de introduzir novos postos de transformação no modelo da rede construído. As características dos novos transformadores (apresentadas na tabela 4.2) da central de Saragarça foram baseados nos transformadores já existentes na rede antes da deslocalização.

Tabela 4.2: Características Técnicas dos Transformadores da rede após a deslocalização das centrais.

Localização	Designação	Potência Nominal [kW]	Reatância de Fugas [%]	Relação de Transformação [kV]	Grupo de Ligações
Saragarça	Saragarça_TR1	5	8,3	6,3/20	Yd11
	Saragarça_TR2				
	Saragarça_TR3	5	8,14	6,3/20	Yd11
	Saragarça_TR4				
	Saragarça_TR5	7	8,22	11/20	Yd11
	Saragarça_TR6				
PE CABEOLICA	CAB_T1	0,895	5,3	0,69/20	DY5
	CAB_T2				
	CAB_T3				
	CAB_T4				
	CAB_T5				
	CAB_T6				
	CAB_T7				
PE STEP I	PE_STEP_TR1	0,4	4,1	0,4/20	DY11
	PE_STEP_TR2				
	PE_STEP_TR3				

Os transformadores SARAGARÇA_TR1 e SARAGARÇA_TR2 são responsáveis pela elevação da tensão do barramento SS SARAGARÇA a 6,3 kV para o barramento da central da Saragarça a 20 kV, SARAGARÇA_BAR, responsável por escoar toda a produção de Saragarça para a rede de energia elétrica, injetando-a nas zonas mais próximas, de Calhau e Ribeira do Julião. Os restantes transformadores da central de Saragarça constituem os grupos geradores CAT-1, CAT-2, WART-1 e WART-2, antes localizados na central do Lazareto.

3. Inserção de novas linhas de transporte da potência produzida para injeção nas Zonas do Calhau e de Ribeira do Julião.

Para se efetuar o escoamento da produção da nova central de Saragarça será necessário a criação de duas novas linhas de transporte para interligação da central com as zonas de Calhau e da Ribeira do Julião, ambas em ramais da rede diferentes. Na figura 4.2 é possível identificar as características das novas linhas introduzidos no modelo da rede.

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]
SARAGACA_TR1	SARAGACA_BAR	20 kV	Cable	LXHIOV (AI)	0,1
SARAGACA_TR2	SARAGACA_BAR	20 kV	Cable	LXHIOV (AI)	0,1
SARAGACA	CALHAU I	20 kV	Cable	LXHIOV (AI)	2,73
SARAGACA	Escola Nautica (194)	20 kV	Cable	LXHIOV (AI)	14,53
V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	secccção[mm^2]
20	0,408	0,125	0,097	340	240
20	0,408	0,125	0,097	340	240
20	0,408	0,125	0,097	340	240
20	0,408	0,125	0,097	340	240

Figura 4.2: Características das novas linhas de transporte da rede.

Tendo o processo de modificação do modelo da rede concluída, ou seja, após a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça, resultando na central de Saragarça, ir-se-á realizar a análise e o diagnóstico da rede neste cenário (na subsecção 4.3). A figura 4.3 permite, de uma forma visual, ter uma percepção de como a rede se organizará tendo em conta a solução possível para deslocalização para a zona de Saragarça.

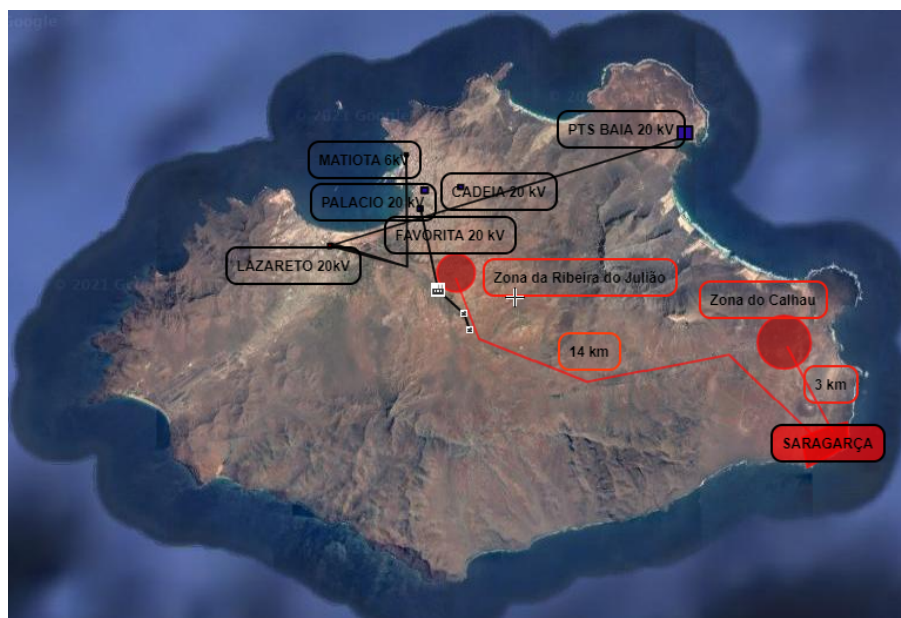


Figura 4.3: Possível solução para a deslocalização das centrais de Lazareto e da Matiota para a zona de Saragarça.

4.2 Cálculo do Potencial das Capacidades Nodais

Neste subcapítulo é apresentado uma metodologia baseada no conceito de capacidade nodal não simultânea de forma a quantificar as alterações esperadas no futuro na capacidade de integração de renovável por parte da rede. Além disso, é reforçado o conceito de capacidade nodal não simultânea, apresentar a metodologia base e o algoritmo desenvolvido para o seu cálculo, no âmbito da rede de energia elétrica de São Vicente.

4.2.1 Metodologia Aplicada

No cálculo das capacidades nodais baseou-se na metodologia utilizada no trabalho do J. Nunes [22], onde é ligado um gerador fictício, a cada barramento que se pretende calcular a sua capacidade nodal, sendo nesse gerador incrementado o valor de potência ativa que poderia ser injetada. A cada novo valor de potência, a rede é testada¹ de forma a averiguar qual o impacto da adição de potência no barramento em questão.

O autor deste trabalho [22] apresenta a formulação matemática seguida para o cálculo das capacidades nodais não simultâneas de cada barramento, tendo em consideração as limitações das linhas existentes na rede e as características técnicas do gerador que faz o balanço energético (gerador *Swing*). No método desenvolvido nesta dissertação, foi adicionado uma restrição relativamente ao intervalo de tensão permitido aos barramentos.

Na equação 4.1 apresenta-se a função objetivo para o barramento k , onde se procura maximizar a potência injetada nesse barramento, tendo em consideração as restrições 4.2, 4.3 e 4.4.

$$f(P_{Gk}) = \max\{P_{Gk}\} \quad (4.1)$$

com,

$$k = 1, 2, \dots, n$$

$$P_{Gk} = P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}$$

$$S'_{linha} < S_{linha} \quad (4.2)$$

$$P_{G=3} > 0 \quad (4.3)$$

$$V_k \in [0,95 - 1,05]p.u. \quad (4.4)$$

A restrição 4.2 indica o limite máximo de carga que as linhas entre dois barramentos poderão suportar, não podendo ultrapassar 100% da sua potência máxima estipulada. A segunda restrição 4.3 impõe que no *Swing Bus*, a potência gerada seja sempre superior a

¹O teste efetuado à rede permite analisar, em regime permanente, o estado da rede, relativamente às possíveis sobrecargas das linhas e problemas de tensão nos barramentos.

0MW, sendo este um limite técnico imposto pelo J. Nunes [22]. A última restrição, 4.4, define o intervalo permitido para a tensão de serviço nos barramentos da rede.

Na dissertação do F. Carrola [19], o autor apresenta um modelo simplificado de 2 barramentos, que demonstra, de forma simplificada, a diferença que a inserção do gerador fictício tem no trânsito de potência nesta rede. Na parte superior (A) da figura 4.4, é possível verificar que naturalmente a potência flui da geração do barramento 1 para a carga no barramento 2. Na parte inferior da figura 4.4 (B), já se encontra presente o gerador fictício no barramento 2, sendo que a potência transita diretamente do gerador para a carga. Assim, a energia fornecida por este gerador fictício presente no barramento 2 é consumida pela carga presente no mesmo nó. A potência gerada pelo gerador 2 é a potência necessária para alimentar a carga, sendo esta igual à potência gerada no barramento 1 subtraída das perdas na linha devido à transmissão de energia entre os dois barramentos, visto que na situação descrita na parte inferior da imagem a energia transita diretamente do gerador para a carga [19].

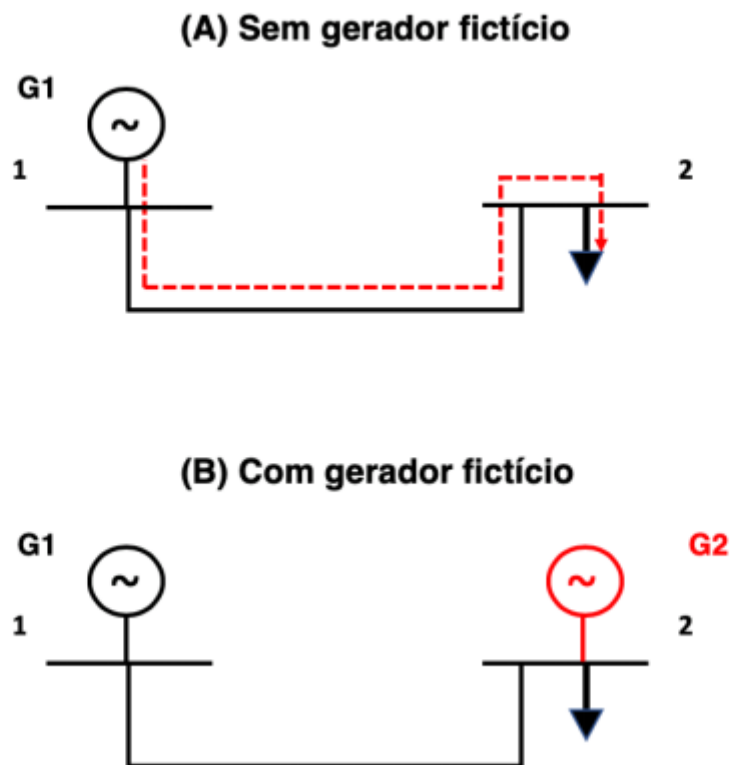


Figura 4.4: Introdução de gerador fictício para a obtenção da capacidade nodal não simultânea do barramento 2. *Imagem retirada da dissertação do F. Carrola [19]*

4.2.2 Algoritmo Desenvolvido

Para alcançar o objetivo de, obter as capacidades nodais não simultâneas em regime permanente de todos os barramentos constituintes da rede de São Vicente, foi desenvolvido um algoritmo baseado no trabalho, referido anteriormente, do J. Nunes [22] recorrendo à linguagem de programação Python 3.7 e à ferramenta *pandapower* utilizada para modelização, análise e otimização de sistemas de energia elétrica. De seguida, na figura 4.5, é apresentado um fluxograma que representa o fluxo do algoritmo desenvolvido para o cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede.

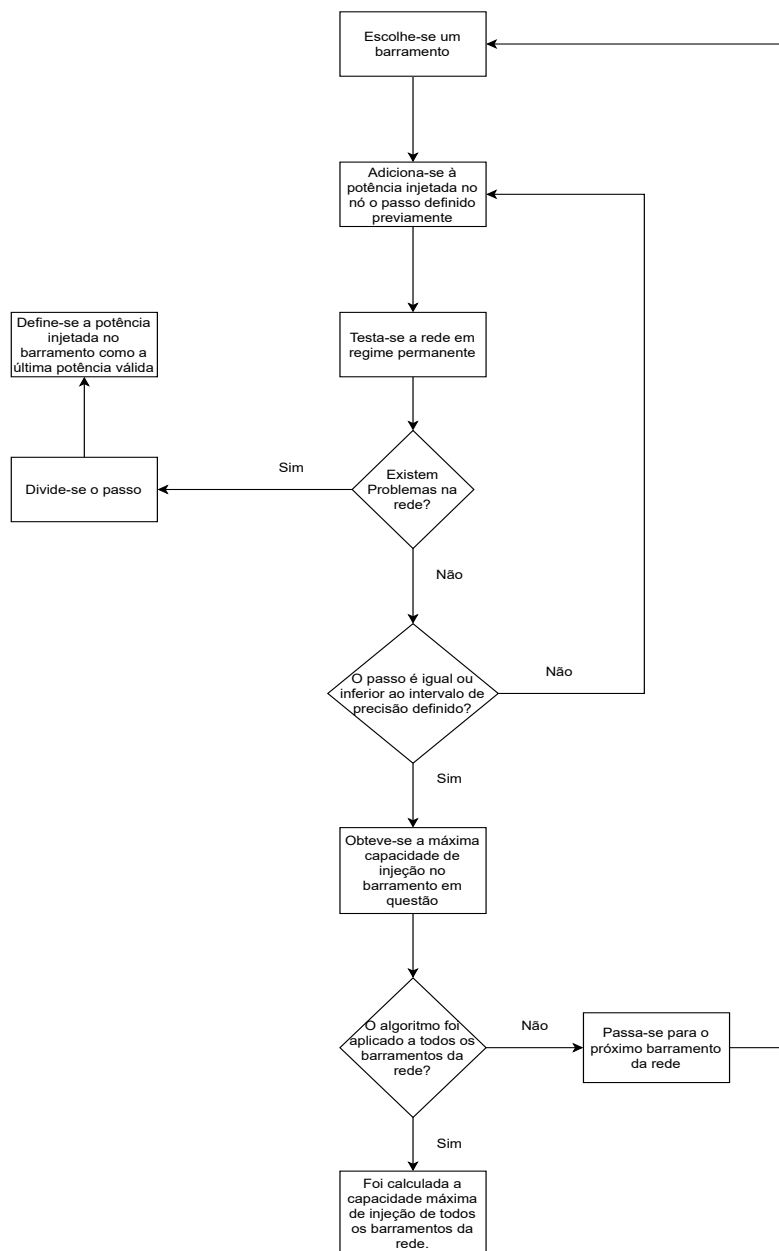


Figura 4.5: Fluxograma representativo do algoritmo desenvolvido no cálculo das capacidades nodais não simultâneas da rede.

Para facilitar a compreensão do fluxograma na figura 4.5, apresenta-se um exemplo de aplicação do algoritmo ao cálculo da máxima potência a injetar num barramento b de uma rede.

Começa-se por definir a potência p_1 a ser injetada no barramento b , cujo valor representa o passo, ΔP_k , e de seguida a rede é validada.

$$\begin{aligned} p_1 &= \Delta P_k, p_1 \text{ é válido} \\ p_2 &= p_1 + \Delta P_k, p_2 \text{ é válido} \\ p_3 &= p_2 + \Delta P_k, p_3 \text{ é válido} \\ p_4 &= p_3 + \Delta P_k, p_4 \text{ não é válido} \end{aligned}$$

Injetando a potência p_4 a rede já não é válida conforme os critérios impostos. Portanto, o passo deverá ser reduzido para metade do seu anterior valor e adicionado ao valor de potência injetada válido, nesse caso, p_3 . Sendo assim:

$$\begin{aligned} \Delta P'_k &= \frac{\Delta P_k}{2} \\ p_5 &= p_3 + \Delta P'_k, p_5 \text{ é válido} \end{aligned}$$

Volta-se a definir o passo como sendo a metade do seu anterior valor e acrescenta-se ao último valor válido de potência injetada p_5 . Assim temos:

$$\begin{aligned} \Delta P''_k &= \frac{\Delta P'_k}{2} \\ p_6 &= p_5 + \Delta P''_k, p_6 \text{ não é válido} \\ \Delta P'''_k &= \frac{\Delta P''_k}{2} \\ p_7 &= p_6 + \Delta P'''_k, p_7 \text{ é válido} \end{aligned}$$

Por fim, de modo a determinar o valor máximo de potência a ser injetada no barramento b , aplica-se o seguinte critério: **a diferença entre dois valores inválidos de potência injetada no barramento b deverá ser menor que a precisão pretendida Δx .**

Logo, no exemplo, temos o seguinte:

$$p_6 - p_7 < \Delta x$$

Concluindo, a potência máxima a ser injetada no barramento b é p_7 .

4.3 Impacto da Deslocalização na Rede

Nesta subsecção é avaliado o impacto que a deslocalização das centrais produtoras de energia da Matiota e do Lazareto para a zona de Saragarça teria na rede da ilha de São Vicente, nos cenários operacionais previamente definidos (ver capítulo 3.3), relativamente à carga e ao horário considerado, pois, no que toca à geração de energia, esta, diferirá devido à nova topologia da rede de distribuição de energia de São Vicente.

A análise da rede é realizada em regime permanente e de contingência, monitorizando as possíveis sobrecargas nas linhas de distribuição e nos postos de transformação, bem como desvios de tensão do intervalo considerado. Além disso, é apresentado as capacidades nodais não simultâneas da rede antes e depois da deslocalização das centrais.

4.3.1 Cenário 0 - Cenário Base

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste cenário é considerado a carga registrada em horário de ponta de 11 MW e que todos os pontos de geração de energia na ilha estão operacionais, excetuando a central da Matiota, que se encontra fora de serviço. Com a alteração da topologia da rede, nomeadamente com a deslocalização das centrais produtoras de energia para a zona de Saragarça, foi registado, após simulação, os valores apresentados na tabela 4.3 de potência injetada na rede.

Tabela 4.3: Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário 0.

Central	Barramento	P_{gen} [MW]
Saragarça	SS SARAGARÇA	0
	SARAGARÇA_CAT1	1,66
	SARAGARÇA_CAT2	2,6
	SARAGARÇA_WART1	0
	SARAGARÇA_WART2	3,46
P.E. Cabeolica	WKA1	0,45
	WKA2	
	WKA3	
	WKA4	
	WKA5	
	WKA6	
	WKA7	
P.E. STEP I	WT1	0,25
	WT2	0,25
	WT3	0

Neste primeiro cenário, em regime 'N', não se verificaram qualquer tipo de problemas na rede, quer ao nível de tensões, quer ao nível de sobrecargas. Observa-se na Figura 4.6, que a tensão está na faixa admissível para este cenário, estando entre $\pm 5\%$ da tensão nominal em p.u.

Recorrendo ao PSS/E é possível gerar-se um relatório - Figura 4.7 após o cálculo do trânsito de potência da rede no cenário em questão, obtendo-se um resumo do sistema, permitindo constatar o nível de geração, de carga e das perdas energéticas, entre outras informações. Com isto, é possível registar, nas condições do Cenário 0, perdas energéticas no valor de 2% da potência total gerada.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

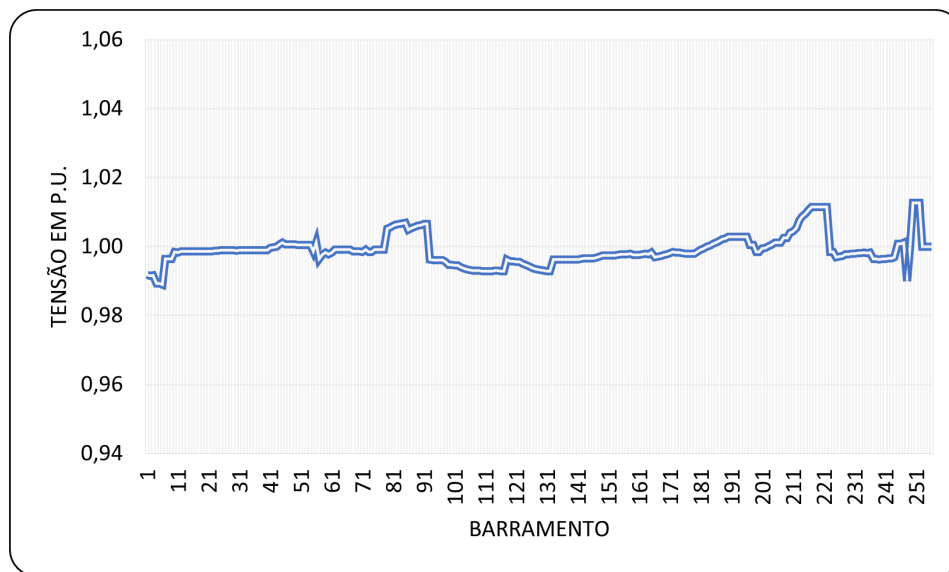


Figura 4.6: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário 0 após a deslocalização.

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  # X-- NAME --X  # X-- NAME --X      MW      MVAR   MVABASE
257 SARAGAC_CAT16.3000    6 INT MINDELO    45 CALHAU          1.6      -0.9    4.7

256 BUSES                15 PLANTS                18 MACHINES            160 LOADS
276 BRANCHES             19 TRANSFORMERS             0 DC LINES             0 FACTS DEVICES

                                X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
FROM GENERATION              11.3      -5.9           11.3      -5.9
TO CONSTANT POWER LOAD       11.0       5.0           11.0       5.0
TO CONSTANT CURRENT           0.0        0.0            0.0        0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE       0.0        0.0            0.0        0.0
TO BUS SHUNT                  0.0        0.0            0.0        0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT        0.0        0.0            0.0        0.0
TO LINE SHUNT                 0.0        0.0            0.0        0.0
FROM LINE CHARGING           0.0       11.6            0.0       11.5

VOLTAGE      X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES  MW      MVAR      MW      MVAR      MVAR
20.0  266      0.27      0.64      0.0      0.0      11.6
6.3   10       0.00      0.04      0.0      0.0      0.0
TOTAL  276      0.27      0.69      0.0      0.0      11.6

```

Figura 4.7: Resumo da rede no Cenário 0 após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.

Relativamente à análise deste cenário em contingência, foi possível apurar que a interrupção da linha entre o barramento SARAGARÇA_BAR (responsável por receber e distribuir toda a produção da central de Saragarça) e SARAGARÇA_WART2, ou seja, havendo uma falha de geração do gerador WART2, resulta na sobrecarga do ramo entre o barramento SARAGARÇA_BAR e o barramento SARAGARÇA_CAT1. Na tabela 4.4 é possível observar as informações extraídas do PSS/E relativos às sobrecargas identificadas.

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

Tabela 4.4: Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário 0 após a deslocalização.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
276 - SARAGARÇA_BAR	260 - SARAGARÇA_WART2	256 - SARAGARÇA_BAR	257 - SARAGARÇA_CAT1	5,0	5,3	106%

4.3.2 Cenário I - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste cenário é considerado a carga em horário de ponta e pretende-se analisar a resposta da rede, após a deslocalização, para a maximização da contribuição para a produção de energia a partir de fonte eólica. Do ponto de vista de geração de energia temos os seguintes valores de contribuição de cada central, apresentados na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário I.

Central	Barramento	$P_{gen}[MW]$
Saragarça	SS SARAGARÇA	0
	SARAGARÇA_CAT1	3,54
	SARAGARÇA_CAT2	0
	SARAGARÇA_WART1	0
	SARAGARÇA_WART2	2,19
P.E. Cabeolica	WKA1	
	WKA2	
	WKA3	
	WKA4	0,72
	WKA5	
	WKA6	
	WKA7	
P.E. STEP I	WT1	0,26
	WT2	0,26
	WT3	0

Ao observar a figura 4.8 constata-se que, no cenário em questão, no regime permanente, não foi verificado nenhum problema de tensão nos barramentos, estando o seu nível no intervalo pretendido. Relativamente à possível sobrecarga de linhas de distribuição ou de postos de transformação também não se verificou qualquer constrangimento.

Com o relatório apresentado na figura 4.9, é possível observar que as perdas energéticas na rede mantém-se nos 2% da potência total gerada.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

O cenário em análise, em regime de contingência, não apresentou nenhum problema

4.3. IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO NA REDE

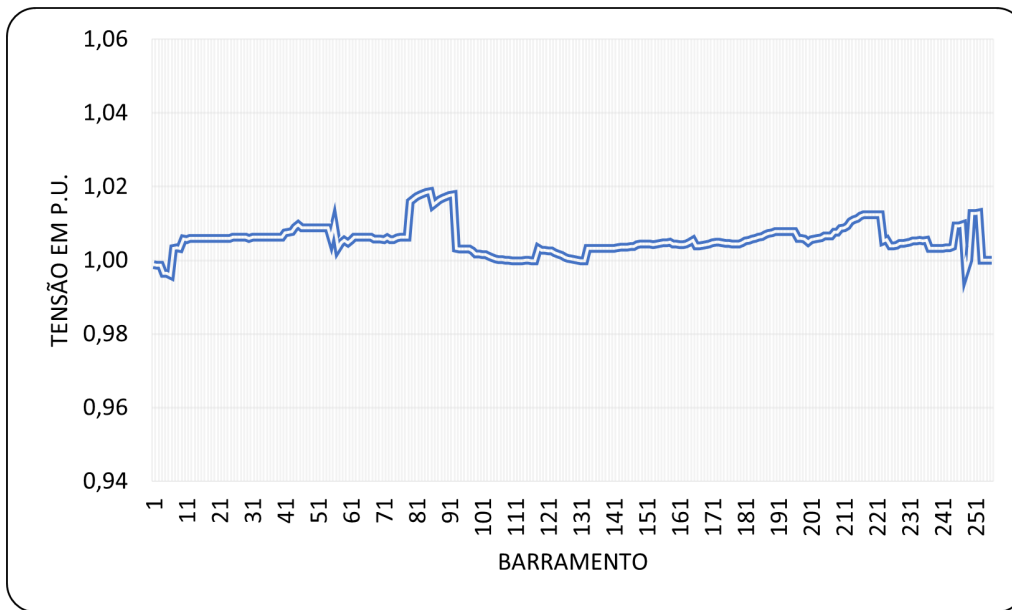


Figura 4.8: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário I após a deslocalização.

```

***** SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM *****
                                SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X      MW      MVAR  MVABASE
257 SARAGAC_CAT16.3000  6 INT MINDELO  45 CALHAU          0.9      -0.8    4.7

256 BUSES          15 PLANTS          18 MACHINES        160 LOADS
276 BRANCHES      19 TRANSFORMERS          0 DC LINES          0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
FROM GENERATION          11.3          -5.3          11.3          -5.3
TO CONSTANT POWER LOAD   11.0           5.0          11.0           5.0
TO CONSTANT CURRENT       0.0           0.0           0.0           0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE    0.0           0.0           0.0           0.0
TO BUS SHUNT              0.0           0.0           0.0           0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT     0.0           0.0           0.0           0.0
TO LINE SHUNT             0.0           0.0           0.0           0.0
FROM LINE CHARGING        0.0          11.0           0.0          10.8

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR
20.0 266 0.25 0.50 0.0 0.0 11.0
6.3 10 0.00 0.10 0.0 0.0 0.0
TOTAL 276 0.25 0.60 0.0 0.0 11.0
    
```

Figura 4.9: Resumo da rede no Cenário I após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.

de tensão na rede, porém foi detetado algumas sobrecargas originadas devido a possíveis falhas em linhas de distribuição. Na tabela 4.6 é apresentado as contingências que resultaram nas referidas sobrecargas do ramo da rede entre os barramentos SARAGARÇA_BAR e SARAGARÇA_CAT1 (*Swing Bus*).

Tabela 4.6: Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário I após a deslocalização.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
60 - PS CABEOLICA	83 - CAB1	256 - SARAGARÇA_BAR	257 - SARAGARÇA_CAT1	5,0	8,6	172%
83 - CAB1	84 - CAB2			5,0	8,1	162%
84 - CAB2	85 - CAB3			5,0	7,4	147%
85 - CAB3	86 - CAB4			5,0	6,6	132%
86 - CAB4	87 - CAB5			5,0	5,8	115%
256 - SARAGARÇA_BAR	260 - SARAGARÇA_WART2			5,0	5,9	117%

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

Portanto, é possível concluir que, em caso de existência de alguma falha nas centrais de produção de energia a partir de fonte eólica, nomeadamente na central da Cabeoica, resulta num aumento, com naturalidade, da produção de energia a partir das fontes térmicas tradicionais, pedindo à central de Saragarça uma maior quantidade de potência produzida.

4.3.3 Cenário II - Maximização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste cenário é considerado a carga em horário de vazio, pretendendo analisar a resposta, em regime permanente e de contingência, da rede após a deslocalização com a penetração máxima de energia renovável na produção de energia elétrica. Na tabela 4.7 é apresentado os valores de geração de cada central produtora.

Tabela 4.7: Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário II.

Central	Barramento	P_{gen} [MW]
Saragarça	SS SARAGARÇA	0
	SARAGARÇA_CAT1	0,87
	SARAGARÇA_CAT2	0
	SARAGARÇA_WART1	0
	SARAGARÇA_WART2	0
P.E. Cabeolica	WKA1	0,72
	WKA2	
	WKA3	
	WKA4	
	WKA5	
	WKA6	
	WKA7	
P.E. STEP I	WT1	0,26
	WT2	0,26
	WT3	0

Em regime permanente, não foram detetados problemas de tensão, nem de sobrecargas nas linhas de distribuição e nos postos de transformação. Na figura 4.10 é possível observar o andamento da tensão nos barramentos, verificando que se mantém no intervalo de tensão permitido.

Nota-se ainda, um aumento do nível de tensão em todos os barramentos nestas condições de operação, em comparação com o Cenário II antes da deslocalização.

Com o relatório apresentado na figura 4.11, é possível observar que as perdas energéticas na rede representam 3% da potência total gerada.

- Regime 'N-1' - Regime de Contingência

Em regime de contingência, foram detetados alguns problemas de tensão nos barramentos da rede, registando sobretensões causadas devido à possíveis falhas de linhas de distribuição. As informações sobre as sobretensões nos barramentos da rede podem ser consultadas no apêndice A na tabela A.1.

Ao nível de sobrecargas de linhas de distribuição, é apresentado, na tabela 4.8, a ocorrida após a simulação da rede no cenário em questão.

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

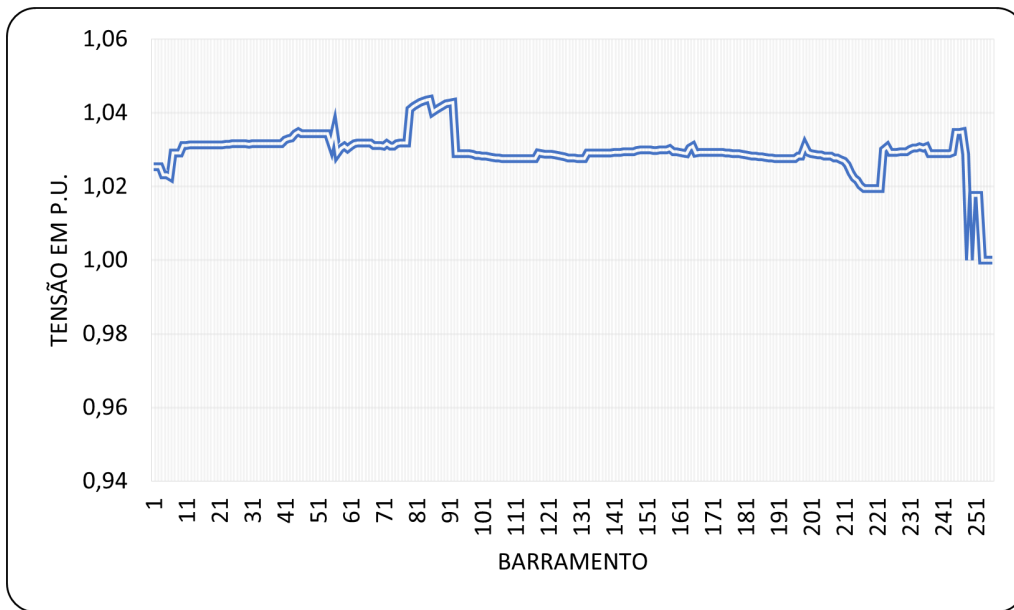


Figura 4.10: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário II após a deslocalização.

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	#	X-- NAME	--X	#	X-- NAME	--X	MW	MVAR	MVABASE
257	SARAGAC_CAT1	16.3000	6	INT MINDELO		45	CALHAU		0.9	-1.1	4.7
256	BUSES	15	PLANTS	18	MACHINES	160	LOADS				
276	BRANCHES	19	TRANSFORMERS	0	DC LINES	0	FACTS DEVICES				
			X-----	ACTUAL	-----X	X-----	NOMINAL	-----X			
				MW	MVAR		MW	MVAR			
FROM GENERATION				6.4	-7.3		6.4	-7.3			
TO CONSTANT POWER LOAD				6.2	3.7		6.2	3.7			
TO CONSTANT CURRENT				0.0	0.0		0.0	0.0			
TO CONSTANT ADMITTANCE				0.0	0.0		0.0	0.0			
TO BUS SHUNT				0.0	0.0		0.0	0.0			
TO FACTS DEVICE SHUNT				0.0	0.0		0.0	0.0			
TO LINE SHUNT				0.0	0.0		0.0	0.0			
FROM LINE CHARGING				0.0	11.5		0.0	10.8			
VOLTAGE	X-----	LOSSES	-----Y	X--	LINE SHUNTS	--Y	CHARGING				
LEVEL	BRANCHES	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR				
20.0	266	0.20	0.44	0.0	0.0	11.5					
6.3	10	0.00	0.05	0.0	0.0	0.0					
TOTAL	276	0.20	0.50	0.0	0.0	11.5					

Figura 4.11: Resumo da rede no Cenário II após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.

Tabela 4.8: Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário II após a deslocalização.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}$ [MVA]	S_{real} [MVA]	Nível de Sobrecarga
60 - PS CABEOLICA	83 - CAB1	256 - SARAGARÇA_BAR	257 - SARAGARÇA_CAT1	5,0	5,9	118%
83 - CAB1	84 - CAB2			5,0	5,5	105%

4.3.4 Cenário III - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de ponta

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste cenário pretende-se analisar a resposta da rede após a deslocalização em horário de ponta (carga de 11 MW) e que a produção de energia depende única e exclusivamente das centrais de produção a partir de fontes térmicas. Relativamente à potência produzida por cada central, na tabela 4.9 é possível obter essas

informações.

Tabela 4.9: Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário III.

Central	Barramento	P_{gen} [MW]
Saragarça	SS SARAGARÇA	0
	SARAGARÇA_CAT1	2,54
	SARAGARÇA_CAT2	3,72
	SARAGARÇA_WART1	0
	SARAGARÇA_WART2	5,33
P.E. Cabeolica	WKA1	0
	WKA2	
	WKA3	
	WKA4	
	WKA5	
	WKA6	
	WKA7	
P.E. STEP I	WT1	0
	WT2	0
	WT3	0

Em regime permanente, não foram detetados problemas de tensão, nem de sobrecargas nas linhas de distribuição. Na figura 4.12 é possível verificar que a tensão nos barramentos constituintes da rede respeitam o intervalo de tensão permitido.

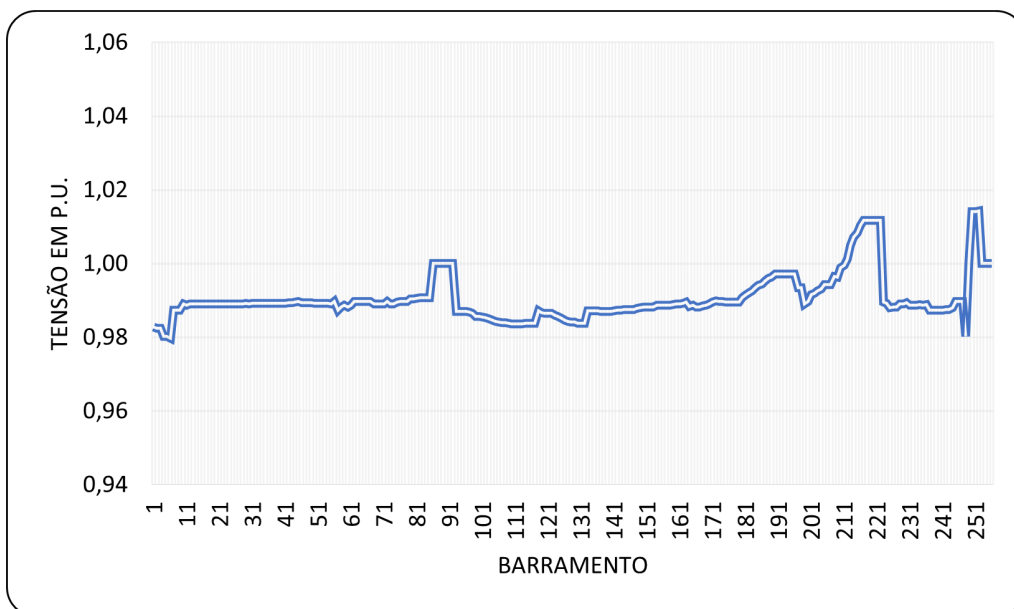


Figura 4.12: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário III após a deslocalização.

Para se aferir a percentagem de perdas energéticas registadas, obteve-se o resumo (apresentado na figura 4.13), através do PSS/E, onde se observa que o nível de perdas de energia neste cenário é de 5%.

4.3. IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO NA REDE

Tabela 4.10: Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário III, após a deslocalização.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
194 - ESCOLA NAUTICA	256 - SARAGARÇA_BAR	204 - PTS FAV B	213 - R JULIAO I	9,5	13,0	141%
		213 - R JULIAO I	214 - NHACAM	9,5	13,2	142%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,7	106%
204 - PTS FAV B	213 - R JULIAO I	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	7,8	108%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	7,9	109%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,8	107%
213 - R JULIAO I	214 - NHACAM	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	7,9	108%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,0	109%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,8	107%
214 - NHACAM	215 - HORTAVE	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	7,9	108%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,0	109%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,8	107%
215 - HORTAVE	216 - ROSAL(KM6)	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	7,9	108%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,0	109%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,8	107%
216 - ROSAL(KM6)	217 - MADEIRAL	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	7,9	108%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,0	109%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,9	108%
217 - MADEIRAL	218 - ESCOLA	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	8,0	109%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,1	110%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,9	108%
218 - ESCOLA	219 - ILOY	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	8,0	109%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,1	110%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,9	108%
219 - ILOY	220 - C IGREJA	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	8,0	109%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,1	110%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	7,9	109%
220 - C IGREJA	221 - CALHAU I	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	8,1	110%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,2	112%
		204 - PTS FAV B	205 - CAMPIM	7,4	8,1	111%
221 - CALHAU I	256 - SARAGARÇA_BAR	205 - CAMPIM	206 - LLOYDS	7,4	8,2	112%
		207 - VICAVE	208 - FAMA	7,4	8,3	113%
		256 - SARAGARÇA_BAR	258 - SARAGARÇA_CAT2	5,0	6,4	128%
256 - SARAGARÇA_BAR	258 - SARAGARÇA_WRT2	256 - SARAGARÇA_BAR	257 - SARAGARÇA_CATI	5,0	8,0	161%

4.3.5 Cenário IV - Minimização da Penetração de Energia Renovável em horário de vazio

- Regime 'N' - Regime Permanente

Neste cenário é considerado a carga em horário de vazio e pretende-se analisar, em regime permanente e em regime de contingência a rede após a deslocalização, quando a carga é alimentada exclusivamente a partir de fontes térmicas, ou seja, sem participação de energias renováveis na produção de energia elétrica. Na tabela 4.11 é possível observar os valores de potência gerada neste cenário.

Em regime permanente, não foram detetados problemas de tensão, nem de sobrecargas nas linhas de distribuição e nos postos de transformação. Na figura 4.14 é possível observar o andamento da tensão nos barramentos, verificando que se mantém no intervalo de tensão permitido.

Para se aferir a percentagem de perdas energéticas registadas, obteve-se o resumo (apresentado na figura 4.15), através do PSS/E, onde se observa que o nível de perdas de energia neste cenário é de 4%.

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

Tabela 4.11: Geração das centrais produtoras após a deslocalização, no Cenário IV.

Central	Barramento	P_{gen} [MW]
Saragarça	SS SARAGARÇA	0
	SARAGARÇA_CAT1	2,77
	SARAGARÇA_CAT2	3,72
	SARAGARÇA_WART1	0
	SARAGARÇA_WART2	0
P.E. Cabeolica	WKA1	
	WKA2	
	WKA3	
	WKA4	0
	WKA5	
	WKA6	
	WKA7	
P.E. STEP I	WT1	0
	WT2	0
	WT3	0

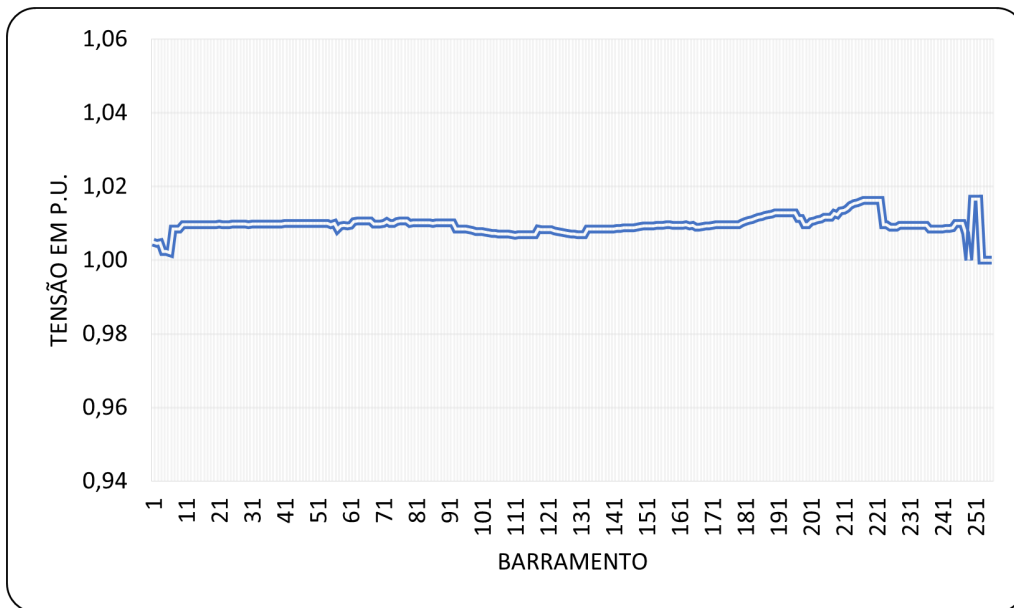


Figura 4.14: Andamento da tensão nos barramentos da rede no Cenário IV após a deslocalização.

- Regime 'N-1': Regime de Contingência

Em regime de contingência, não se verificou problemas de tensão nos barramentos, porém registou-se uma sobrecarga na linha entre os barramentos SARAGARÇA_BAR e o SARAGARÇA_CAT1 devido a possível falha da linha entre os barramentos SARAGARÇA_BAR e o SARAGARÇA_CAT2. A sobrecarga apresentada na tabela 4.12 acontece naturalmente, pois, neste cenário dois grupos geradores alimentam a carga correspondente, logo, a interrupção do funcionamento de um dos geradores leva a

4.3. IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO NA REDE

```

SYSTEM SWING BUS SUMMARY
X----- SWING BUS -----X X----- AREA -----X X----- ZONE -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV # X-- NAME --X # X-- NAME --X MW MVAR MVABASE
257 SARAGAC_CAT16 3000 6 INT MINDELO 45 CALHAU 2.8 -1.0 4.7

256 BUSES 15 PLANTS 18 MACHINES 160 LOADS
276 BRANCHES 19 TRANSFORMERS 0 DC LINES 0 FACTS DEVICES

X----- ACTUAL -----X X----- NOMINAL -----X
MW MVAR MW MVAR
FROM GENERATION 6.5 -6.7 6.5 -6.7
TO CONSTANT POWER LOAD 6.2 3.7 6.2 3.7
TO CONSTANT CURRENT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO CONSTANT ADMITTANCE 0.0 0.0 0.0 0.0
TO BUS SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO FACTS DEVICE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
TO LINE SHUNT 0.0 0.0 0.0 0.0
FROM LINE CHARGING 0.0 11.1 0.0 10.8

VOLTAGE X----- LOSSES -----X X-- LINE SHUNTS --X CHARGING
LEVEL BRANCHES MW MVAR MW MVAR
20.0 266 0.27 0.61 0.0 0.0 11.0
6.3 10 0.00 0.05 0.0 0.0 0.0
TOTAL 276 0.27 0.66 0.0 0.0 11.1

```

Figura 4.15: Resumo da rede no Cenário IV após a deslocalização, obtido recorrendo ao PSS/E.

uma situação de sobrecarga no outro grupo gerador.

Tabela 4.12: Sobrecargas nas linhas de distribuição identificadas no Cenário IV após a deslocalização.

Contingência		Sobrecarga Causada				
do Barramento	para Barramento	do Barramento	para Barramento	$S_{nominal}[MVA]$	$S_{real}[MVA]$	Nível de Sobrecarga
256 - SARAGARÇA_BAR	258 - SARAGARÇA_CAT2	256 - SARAGARÇA_BAR	257 - SARAGARÇA_CAT1	5,0	6,7	134%

4.3.6 Capacidade de Injeção Nodal

De modo a concluir a análise ao impacto da deslocalização das centrais produtoras para a zona de Saragarça, resultando na criação da nova central de Saragarça, ir-se-á analisar o potencial de receção de potência máxima dos barramentos no Cenário 0 (Cenário Base) antes e após a deslocalização ser realizada, em regime permanente.

Para alcançar isso, baseou-se na divisão por áreas da ilha de São Vicente (consultar subsecção 2.3.3), e apresentam-se histogramas de cada zona ou área considerada, discriminando o número de barramentos e o potencial máximo de receção de potência dos barramentos. Estes valores obtidos nas diferentes zonas permitem um maior conhecimento sobre os possíveis nós da rede capazes de integrar novas gerações de energia (em particular fontes de energia renovável), numa ótica de planeamento de redes.

Na Baía das Gatas é possível concluir, a partir do histograma apresentado na figura 4.16, que existe um potencial para a receção de novas fontes de produção de energia com a potência máxima a ser injetada entre [1,31, 1,73] MW nos barramentos da zona, isto num cenário após a deslocalização ser realizada. Nota-se também um aumento global da capacidade máxima de injeção em todos os barramentos localizados na Baía das Gatas.

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

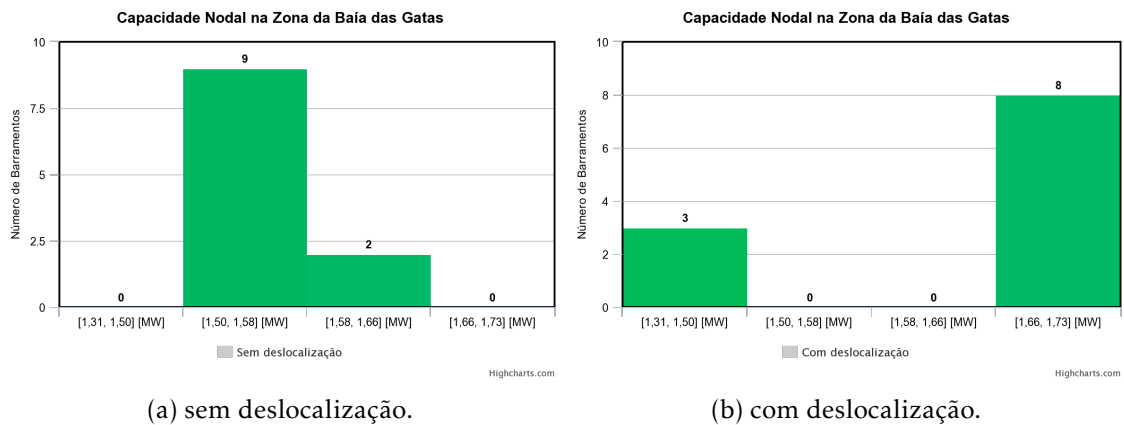


Figura 4.16: Capacidades Nodais na Baía das Gatas com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

No interior da Cidade do Mindelo verificou-se também um interessante aumento global do potencial para a receção de novas fontes de produção de energia com a deslocalização das centrais, com valores possíveis de potência injetada, para 93% dos barramentos da zona, entre os [1,68, 1,85] MW. Na figura 4.17 apresenta-se um histograma ilustrando o número de barramentos com o correspondente intervalo de capacidade máxima de receção de potência.

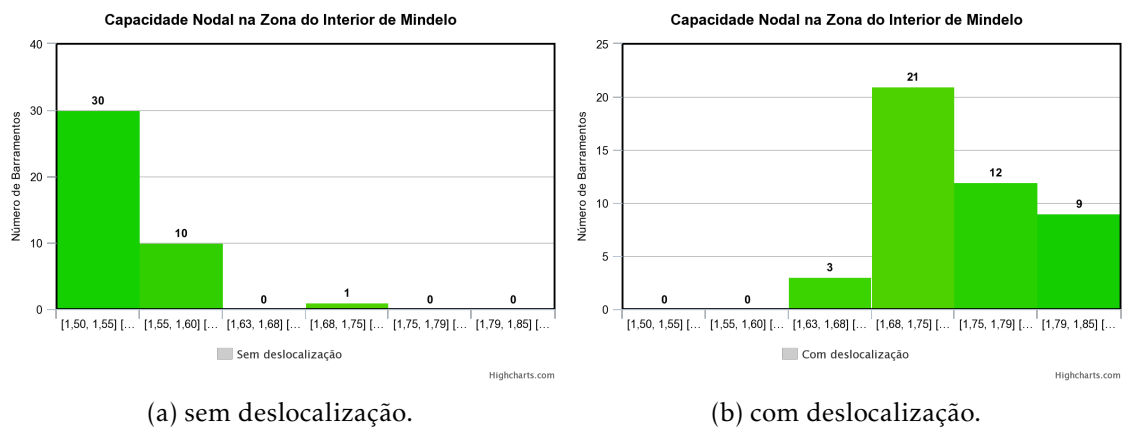


Figura 4.17: Capacidades Nodais no Interior do Mindelo com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

No Lazareto verificou-se que 85% dos barramentos, após a deslocalização, possuem um potencial para a receção de novas fontes de produção de energia entre [1,68, 1,80] MW, como se pode observar na figura 4.18. Nota-se ainda, uma clara melhoria, a nível nodal, da potencialidade máxima de injeção de potência nos barramentos de Lazareto.

Na zona do Mindelo, a capital e centro da ilha, onde se concentra grande parte do consumo de energia, apresenta também um potencial interessante para injeção de potência em todos os barramentos de 1,5 MW, antes da deslocalização.

Da figura 4.20b observa-se que, com a deslocalização das centrais a capacidade nodal na zona do Mindelo aumenta para valores entre [1,74, 1,77] MW em 53% dos barramentos

4.3. IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO NA REDE

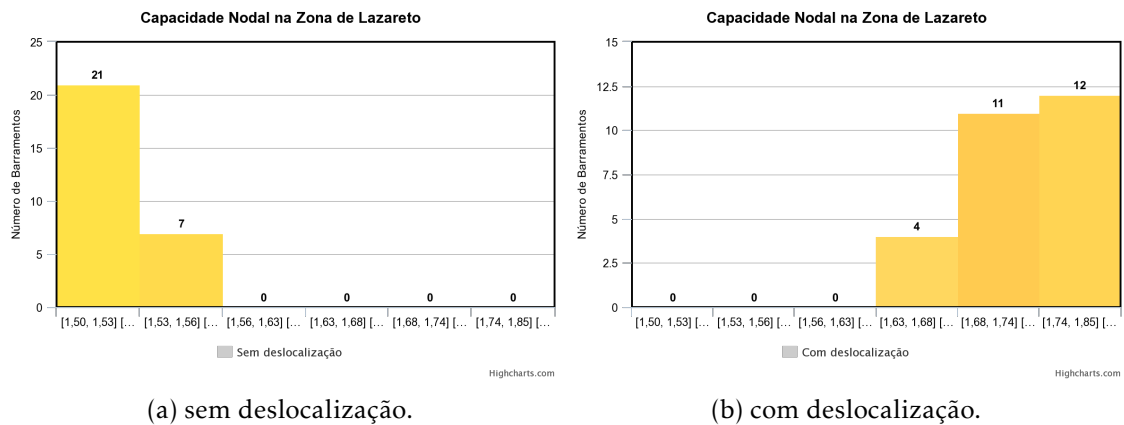


Figura 4.18: Capacidades Nodais na Zona do Lazareto com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

e para valores inferiores a 1,74 em 44% dos barramentos da rede localizados nesta zona.

No entanto, Mindelo, por ser a principal cidade da ilha e responsável por abranger o maior consumo energético da ilha, onde se encontram localizadas a maioria das empresas e serviços, acaba por não ser o local ideal para instalação de uma central de produção de energia, além de contrariar a intenção da ELECTRA em realizar a deslocalização da central de Matiota para a zona de Saragarça.

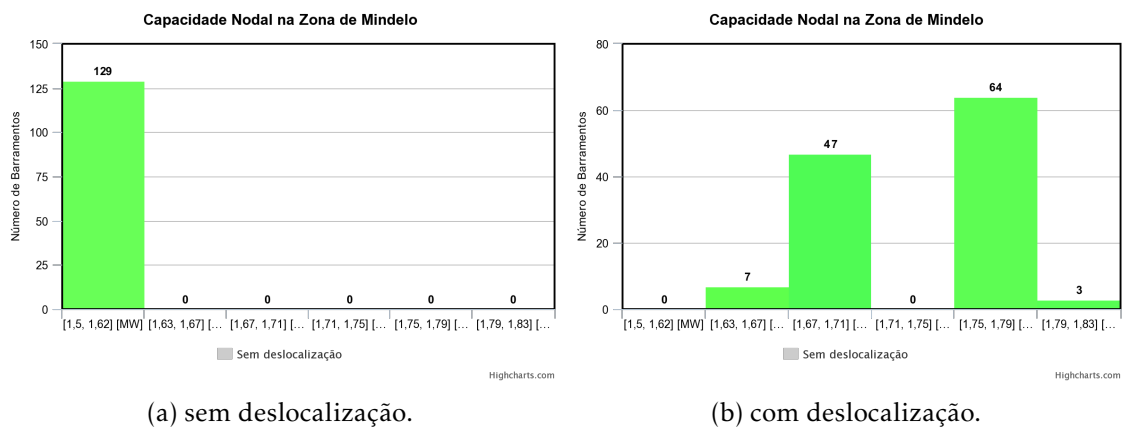


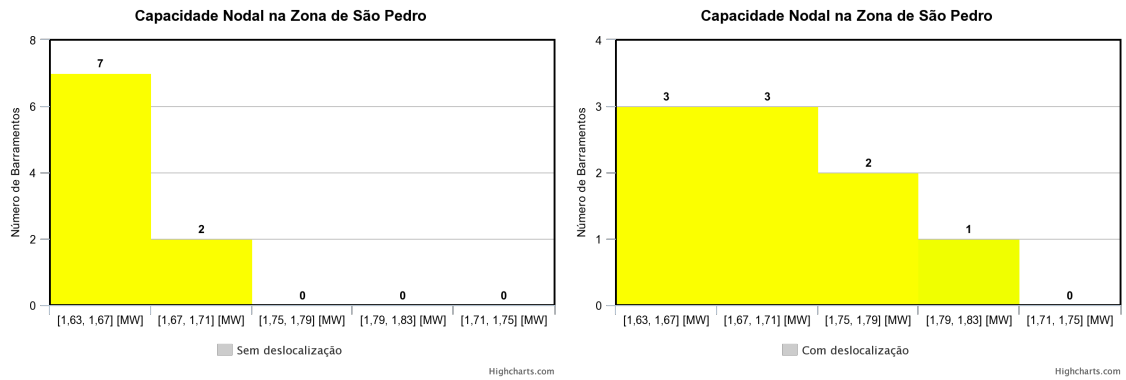
Figura 4.19: Capacidades Nodais na Zona de Mindelo com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

Na zona de São Pedro registou-se um aumento do potencial para a receção de novas fontes de produção de energia com a deslocalização das centrais, onde 66% dos barramentos tem um potencial de injeção entre [1,63, 1,71] MW.

Relativamente à Zona Industrial do Lazareto (ZIL), verificou-se um aumento da capacidade nodal de injeção nos barramentos localizados na zona, após a deslocalização ser realizada, onde é possível observar, a partir da figura 4.21b, que os potenciais valores de injeção máximos estão entre [1,65, 2,20] MW em 69% do total de barramentos na ZIL.

Trata-se de uma zona muito interessante, de facto, para abranger mais projetos de centrais de produção de energia, sendo o local onde estão atualmente localizados os dois

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

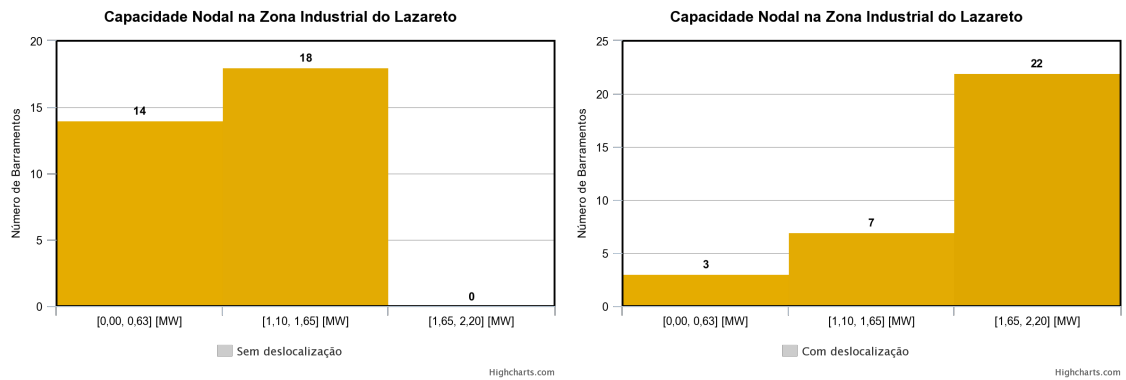


(a) sem deslocalização.

(b) com deslocalização.

Figura 4.20: Capacidades Nodais na Zona de São Pedro com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

parques eólicos, uma gerida pela CABEOLICA e outra na posse da ELECTRA.



(a) sem deslocalização das centrais.

(b) com deslocalização das centrais.

Figura 4.21: Capacidades Nodais na Zona Industrial do Lazareto com e sem a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça.

4.4 Vantagens e Desvantagens da Deslocalização das Centrais Produtoras

Segue-se, neste subcapítulo, uma análise às vantagens e desvantagens que a solução escolhida para a deslocalização das centrais térmicas existentes em São Vicente para a Zona de Saragarça oferece à rede elétrica de São Vicente, numa ótica de operação e planeamento.

Pretende-se com esta análise transmitir um breve resumo do impacto desta nova configuração da rede de São Vicente, destacando, por exemplo, qual o cenário de carga e geração que provoca a maior sobrecarga nas linhas de distribuição ou em que cenário regista-se a menor taxa de perdas de energia. Além do foco nas sobrecargas ocorridas nas linhas, dos problemas de tensão registados e das perdas energéticas contabilizadas em cada cenário, é importante referir a consequência que a deslocalização teve na Capacidade Nodal da rede de São Vicente.

De modo a realizar uma comparação da resposta da rede nos diferentes cenários com e sem a deslocalização das centrais para a Saragarça, elaborou-se a tabela 4.13 onde é possível observar, referente à cada cenário, os desvios de tensão e sobrecarga em linhas identificados.

Tabela 4.13: Problemas de tensão e de sobrecarga verificados nos diferentes cenários

Cenários	Sem Deslocalização				Com Deslocalização			
	Regime N		Regime N-1		Regime N		Regime N-1	
	Desvios de Tensão	Sobrecarga	Desvios de Tensão	Sobrecarga	Desvios de Tensão	Sobrecarga	Desvios de Tensão	Sobrecarga
Cenário 0	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim
Cenário I	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Sim
Cenário II	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Cenário III	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Cenário IV	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Sim

Da tabela 4.13, é possível concluir que em todos os cenários operacionais da rede, após a deslocalização, surgem problemas de sobrecarga em determinadas linhas de distribuição mediante o cenário em análise. Nos Cenários II e III, de maximização e minimização da contribuição de energia renovável na produção de energia, respetivamente, surgem problemas de desvio de tensão em barramentos na rede (consultar apêndice A).

Na tabela 4.14 é possível adquirir uma perceção resumida do impacto de cada cenário na rede elétrica de São Vicente, relativamente à sobrecarga nas linhas e o seu nível de sobrecarga, na variação da tensão disponível nos barramentos, nas perdas energéticas e, também, a linha que, estando fora de serviço condiciona a rede (alguns barramentos) a uma situação de sobretensão ou subtensão.

CAPÍTULO 4. ANÁLISE DO IMPACTO DA DESLOCALIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES

Tabela 4.14: Quadro Comparativo entre os Cenários 0 - IV, após a deslocalização.

Cenários	Contingência com maior impacto na sobrecarga de linhas	Varição da Tensão [p.u]	Perdas de Energia	Contingência com maior impacto na tensão disponível	Nível de Sobrecarga
Cenário 0	SARAGARÇA_BAR-SARAGARÇA_WRT2	[0,9889;1,0127]	2%	-	106%
Cenário I	PS CABEOLICA – CAB1	[0,9960;1,0186]	2%	-	172%
Cenário II	PS CABEOLICA – CAB1	[1,0000;1,0436]	3%	CALHAU I-SARAGARÇA_BAR	118%
Cenário III	SARAGARÇA_BAR-SARAGARÇA_WRT2	[0,9798;1,0143]	5%	E.NAUTICA-SARAGARÇA_BAR	161%
Cenário IV	SARAGARÇA_BAR-SARAGARÇA_CAT2	[1,0000;1,0166]	4%	-	134%

Relativamente ao potencial de receção de potência dos barramentos, apresenta-se, na tabela 4.15, uma distribuição por zona da percentagem dos barramentos que possuem o potencial de receber um determinado intervalo de potência injetada.

Tabela 4.15: Distribuição por zona do potencial de injeção de potência dos barramentos após a deslocalização

Zona	Barramentos da Zona [%]	Potência Injetada [MW]	Varição após Deslocalização [%]
Baía das Gatas	73%	[1,52, 1,73]	+ 5%
Interior do Mindelo	47%	[1,68, 1,74]	+ 12%
Lazareto	81%	[1,68, 1,80]	+ 15%
Mindelo	50%	[1,74, 1,77]	+ 17%
São Pedro	67%	[1,63, 1,71]	+ 5%
ZIL	69%	[1,65, 2,20]	+ 41%

No seguimento da análise efetuada foram identificados as seguintes vantagens e desvantagens da solução escolhida para a deslocalização das centrais.

Nos pontos positivos, destaca-se a melhoria substancial na capacidade de receção de novas fontes de energia dos barramentos de todas as zonas, um perfil de tensão mais equilibrado e a contribuição para a descarbonização da Cidade do Mindelo, na medida que as centrais térmicas existentes no centro da cidade são transferidas para o interior da ilha.

Da tabela 4.15, é importante referir que zona que apresenta maior potencial de receção de novas fontes de produção de energia, com a deslocalização, trata-se da zona de Saragarça. De modo geral, a ilha de São Vicente apresenta um aumento do potencial de receção nodal entre [+5%, +41%] do potencial existente antes da deslocalização.

As desvantagens associadas a esta solução, prendem-se no facto que a ligação ao interior da ilha, neste caso à Saragarça, foi realizada por uma linha de 14km entre a Subestação de Saragarça e a zona de Ribeira do Julião (barramento ESCOLA NAUTICA), o que contribui para um aumento significativo das perdas de energia e o surgimento de problemas de tensão nos cenários II e III, de maximização e minimização da contribuição da energia eólica na produção de energia nos horários de vazio e de ponta, respetivamente.

CONCLUSÃO

Este capítulo apresenta as principais conclusões sobre a análise e a modelização da rede elétrica da ilha de São Vicente alcançadas ao longo desta dissertação.

Além disso, propõem-se futuros trabalhos que têm por base o estudo contido nesta dissertação.

5.1 Conclusões Gerais

Para a realização deste trabalho de modo a alcançar os objetivos definidos, de análise e modelização da rede de São Vicente, foi necessário fazer a caracterização das principais características da ilha de São Vicente, sejam elas de índole demográfica, socioeconómica e geográfica, apresentadas no Capítulo 2, assim como, as mencionadas no Capítulo 3, referentes aos elementos constituintes da rede.

Foi nesta base que, se desenvolveu o modelo elétrico da rede em estudo tendo em conta os dados fornecidos pela ELECTRA referentes ao ano de 2019.

O arquipélago de Cabo Verde, relativamente ao setor elétrico, possui três principais formas de geração de energia, através da produção térmica, da produção eólica e da produção fotovoltaica. A energia elétrica proveniente de produção térmica, representa ainda uma elevada percentagem, deixando o país dependente do mercado exterior neste aspeto.

Para contrariar esta dependência dos preços dos derivados de petróleo, que afeta a economia de Cabo Verde, a ELECTRA e os sucessivos governos de Cabo Verde, vêm a optar por uma aposta progressiva na produção de energia elétrica através de fontes renováveis, nomeadamente a partir da energia eólica e fotovoltaica. Essa tendência veio a estar cada vez mais presente, após a aprovação do Plano Diretor do Setor Elétrico 2018-2040, que define objetivos claros referentes, por exemplo, à taxa de penetração de energia renovável na rede elétrica nacional, onde se pretende superar os 50% de produção proveniente de fonte renovável.

Além desta faceta económica, o setor elétrico cabo-verdiano, nomeadamente a ELECTRA, vêm enfrentando graves problemas nas perdas de energia elétrica registadas ao longo dos anos (em 2019 representaram 24.8 %). Pelo que, nos próximos tempos, deve-se dar particular foco à resolução deste tópico, tendo como objetivo, definido pela ELECTRA, atingir o nível de 3 a 5% de perdas energéticas.

Relativamente à rede elétrica de São Vicente, é constituída por 2 centrais térmicas com uma potência total instalada de 36,254 MW e 2 centrais eólicas com 6,550 MW, totalizando uma potência instalada de 42,804 MW. É importante realçar que foi possível constatar que a ilha de São Vicente apresenta resultados interessantes, a nível de penetração de renováveis na produção de energias e de perdas de energia elétrica registadas, tendo registado em 2019, uma taxa de penetração de 26,8% e de perdas globais de energia de 12.8 %. Constata-se ainda, que a rede elétrica de São Vicente encontra-se, na sua maioria, ao nível de tensão de 20 kV, o que para uma carga de ponta síncrona registada em 2019 de 11 MW, perspetiva-se uma grande robustez e margem da rede para um aumento da carga da ilha.

São Vicente é uma ilha com bastante potencial para a produção de energia proveniente da energia solar e eólica, pelo que se avizinha, nos próximos tempos, uma procura crescente para soluções deste género para satisfazer a procura de energia dos São Vicentinos (e dos cabo-verdianos em geral).

Posteriormente e visando um dos objetivos principais desta dissertação, foram feitas simulações do trânsito de energia em regime permanente (N) e em regime de contingência (N-1) de funcionamento para um conjunto de cenários típicos de exploração da rede, e avaliados tendo em consideração critérios de operação e planeamento de redes empregues pelos operadores de rede.

Com isto, foi possível concluir que a rede estudada, em regime de contingência, nos diferentes cenários abordados, apresenta maioritariamente, problemas de sobrecarga nas linhas de distribuição, excetuando no Cenário 0 - Cenário Base. Porém, as sobrecargas detetadas estão associadas a uma possível falha de geração, no caso do Cenário I, se houver uma falha na central de produção de energia a partir do recurso eólico - Cabeolica, o grupo gerador CAT_1 na central do Lazareto entrará em sobrecarga. Relativamente a análise da rede, em regime permanente, não foram detetados nenhum tipo de problemas, sejam problemas de tensão nos barramentos ou de sobrecargas nas linhas. Da análise realizada em regime permanente e de contingência da rede, é possível, ainda, concluir que a mesma se encontra recetiva para um aumento previsto de carga nos próximos anos.

A próxima etapa da dissertação está associada à análise do impacto na rede, do ponto de vista operacional e de planeamento, da transferência das centrais térmicas produtoras de energia para a zona de Saragarça, localizada no interior da ilha. Essa hipótese foi equacionada pela ELECTRA numa ótica de dissociar a produção centralizada de energia elétrica do centro da ilha, na cidade do Mindelo, contribuindo assim para uma melhoria significativa do ponto de vista ambiental.

A solução desenvolvida consistiu na criação de uma nova central de Saragarça que agrupa as duas centrais de Lazareto e da Matiota, mantendo a configuração elétrica anterior. Sendo assim, a central de Saragarça irá realizar a injeção da potência produzida nas zonas da Ribeira de Julião e do Calhau (ver esquema 4.3). Com esta solução efetuou-se a simulação do trânsito de energia da rede nesta nova configuração elétrica, em regime permanente e de contingência, recolhendo o impacto dessa possível opção de deslocalização na rede elétrica de São Vicente.

Foi possível concluir que, com solução projetada para a deslocalização, em regime de contingência, existem possíveis problemas de sobrecarga e de tensão nos diferentes cenários analisados. Resumidamente, no Cenário 0 - Cenário Base, com a deslocalização das centrais foi possível aferir que se origina uma sobrecarga referida na tabela 4.4, comparando com o mesmo cenário no contexto antes da deslocalização. Nos cenários de maximização de penetração de renovável (Cenário I e Cenário II) notou-se um aumento médio de 10% das sobrecargas detetadas ao longo da rede, que resultam de possíveis avarias no parque eólico da CABEOLICA. Nos cenários de minimização da contribuição de energia renovável (Cenário III e Cenário IV) na produção de energia (neste caso, todos os parques eólicos estão fora de serviço), verificou-se um aumento geral do nível de sobrecarga das linhas e de problemas pontuais de tensão.

Contudo, os problemas de sobrecargas em determinadas linhas surgem devido ao facto que, na nova configuração da rede, a central produtora de energia se encontra mais

distante eletricamente do centro de maior consumo energético, logo, numa situação de contingência de uma linha de distribuição, a potência produzida pela central deverá compensar as perdas significativas que ocorrem no seu transporte e deverá existir um caminho alternativo de modo a compensar a avaria da linha em questão, resultando numa maior sobrecarga das linhas com menor capacidade de transporte de potência.

Relativamente aos desvios de tensão no Cenário II - maximização de penetração de renovável em vazio e no Cenário III - minimização de penetração de renovável em ponta, é importante realçar que um dos pontos de injeção da potência produzida na Central de Saragarça encontra-se localizado a 14 km, contribuindo no trânsito de energia, para uma maior queda de tensão na linha que conecta a Central e a zona de Ribeira do Julião. Sendo assim, numa situação de contingência, as linhas afetadas poderão causar desvios de tensão em determinados barramentos, atingindo, como já foi constatado, uma variação entre [+1%, -4%] do valor da tensão disponível em p.u nos barramentos antes da deslocalização.

Outra ferramenta utilizada na análise do impacto da nova central de Saragarça na rede, consistiu no desenvolvimento de um algoritmo baseado no conceito da capacidade nodal não simultânea para calcular o potencial máximo de injeção de potência nos barramentos da rede antes e após a deslocalização. Com isto, pretendia-se avaliar a capacidade de integração de fontes de energia renovável na rede sem pôr em causa a segurança da mesma. Concluí-se que, com a solução implementada para a deslocalização das centrais para a zona de Saragarça, a rede fica melhor preparada para integração de novas fontes de produção de energia, aumentando o seu potencial máximo de receção nodal de potência em todas as zonas consideradas.

A partir dos resultados obtidos, é possível destacar a Zona Industrial do Lazareto com o maior potencial de receção de potência, aumentando em 41% a sua capacidade de integração após a deslocalização.

5.2 Trabalhos Futuros

De seguida, são apresentados algumas propostas de trabalhos a serem desenvolvidos futuramente, baseando no contexto abordado por esta dissertação. Os trabalhos propostos servem para complementar o estudo desenvolvido nesta dissertação e tópicos que não foram abordados na mesma:

- Validação e otimização do modelo desenvolvido para a rede elétrica de São Vicente;
- Propostas de reforço de rede na situação de contingência em diferentes cenários, antes e após a deslocalização das centrais produtoras;
- Estudo das capacidades nodais simultâneas da rede elétrica de São Vicente;
- Com a deslocalização realizada, efetuar uma análise às correntes de curto-circuito, aferindo a possível necessidade de substituição dos dispositivos de proteção.

BIBLIOGRAFIA

- [1] C. S. Richard Lobban W. Mary Bannerman. *Cabo Verde*. outubro de 2019. URL: <https://www.britannica.com/place/Cabo-Verde> (acedido em 16/02/2021) (ver p. 2).
- [2] E. S.A. *Relatório e Contas 2019*. ELECTRA S.A., 2019 (ver pp. 5, 11–14, 18, 23–25, 27, 44).
- [3] J. Lopes e Â. Pereira. “Patrimônio cultural, turismo e desenvolvimento local Estudo de caso da Cidade Velha, ilha de Santiago, Cabo Verde”. Em: *Sociabilidades Urbanas 1* (jun. de 2017) (ver p. 6).
- [4] P. C. Nélida Fernandes. *TERRITÓRIO, POPULAÇÃO E DESENVOLVIMENTO EM CABO VERDE*. fevereiro de 2014. URL: <https://www.eumed.net/rev/delos/19/desenvolvimento-cabo-verde.pdf> (acedido em 15/12/2020) (ver p. 6).
- [5] T. W. Bank. *Cabo Verde Aspetos Gerais*. Jan. de 2019. URL: <https://www.worldbank.org/pt/country/caboverde/overview> (acedido em 09/12/2020) (ver p. 7).
- [6] J. Barruncho. *Modelização e Análise da Rede Elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde*. Largo da Torre, 2825-149 Caparica, 2016 (ver pp. 7, 8, 54).
- [7] see4all-africa. *Agenda de Ação para a Energia Sustentável para Todos*. abril de 2015. URL: https://www.se4a11-africa.org/fileadmin/uploads/se4a11/Documents/Country_AAs/Cabo_Verde___Action_Agenda_PT.pdf (acedido em 15/12/2020) (ver p. 7).
- [8] H. B. Ramos. *Modelização e Diagnóstico em Regime Permanente da Rede Elétrica da Ilha de Santiago*. Largo da Torre, 2825-149 Caparica, 2016 (ver pp. 8, 38, 40).
- [9] G. da República de Cabo Verde. *Boletim Oficial da República de Cabo Verde - 8 de abril de 2019*. abril de 2019. URL: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/cvi185115.pdf> (acedido em 12/02/2021) (ver pp. 8, 10, 25).
- [10] cvtradeinvest. *Informações sobre o setor de energia em Cabo Verde*. 2018. URL: https://cvtradeinvest.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/2018/03/Infografia_sector_da_energia2.pdf (acedido em 27/12/2020) (ver p. 11).

- [11] electra. *Electra - descrição*. Mai. de 2014. URL: <https://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/empresa/descricao> (acedido em 27/12/2020) (ver p. 11).
- [12] G. H. e. a. Kilian Reiche Eder Semedo. *Estudo de Caso PROJETO EÓLICO DA CABEÓLICA*. Nov. de 2017. URL: http://www.ecreee.org/sites/default/files/ecreee_estudo_de_caso_projeto_eolico_da_cabeolica_cabo_verde.pdf (ver pp. 16, 43).
- [13] C. e. E. Ministério da Indústria. *Concurso Produtores Independentes*. URL: <https://www.energiasrenovaveis.cv/anuncios-e-concursos> (acedido em 10/02/2021) (ver pp. 16, 17).
- [14] E. das Ilhas. *São Vicente em números*. Jan. de 2019. URL: <https://expressodasilhas.cv/pais/2019/01/22/sao-vicente-em-numeros/61982> (acedido em 28/12/2020) (ver p. 16).
- [15] A. N. dos Municipios Cabo Verdianos ANMCV. *Atividades Económicas*. URL: <http://www.anmcv.com/Munic%5C%C3%5C%ADpio/S%5C%C3%5C%A3oVicente/Atividadesecon%5C%C3%5C%B3micas.aspx> (acedido em 28/12/2020) (ver p. 16).
- [16] F. Santos. *File:2007.03.16.cv.SaoVicente.mapa.png*. [Online; accessed 15 de Novembro, 2020]. 2007. URL: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=34127884> (ver p. 18).
- [17] B. Coelho. *Classificação de Tipologia de rede da EDP Distribuição*. Porto, 2012 (ver pp. 25, 26).
- [18] wind-turbine-models. *Vestas V52*. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52> (acedido em 26/02/2020) (ver p. 28).
- [19] F. J. da Silva Neves e Reis Carrola. *Capacidade de receção de nova geração em redes de energia elétrica em ambiente de incerteza*. Largo da Torre, 2825-149 Caparica, 2019 (ver pp. 32, 33, 71).
- [20] N. Kaur. "DISTRIBUTED GENERATION MODELS AND ITS OPTIMAL PLACEMENT IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS: A REVIEW". Em: 7 (2015), pp. 94-101 (ver p. 32).
- [21] A. W. Gareth Harrison. "Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation". Em: 152 (2005), pp. 115-122 (ver p. 33).
- [22] J. Nunes. *Desenvolvimento de algoritmos para a determinação da máxima injeção nodal em redes de energia elétrica*. 2012 (ver pp. 33, 70-72).
- [23] H. Rocha. *Estudo do comportamento dinâmico da rede elétrica da Ilha de São Vicente em Cabo Verde*. Lisboa, 2011 (ver pp. 34, 36).
- [24] G. da República de Cabo Verde. *Código da Rede Elétrica de Cabo Verde*. 2019 (ver pp. 36, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 55).

- [25] C. de Ministros. *Boletim Oficial*. fevereiro de 2006. URL: file:///C:/Users/tiago/Downloads/bo_20-02-2006_8.pdf (acedido em 10/03/2021) (ver p. 54).
- [26] E. Distribuição. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição*. Jun. de 2014. URL: <https://ptdocz.com/doc/373062/pdir-d-2015-2019> (acedido em 26/09/2021) (ver pp. 54, 55).
- [27] CENELEC. *Draft of European Standard - EN 50160*. Jan. de 1999. URL: https://www.se.com/ww/library/SCHNEIDER_ELECTRIC/SE_LOCAL/APS/204836_1312/DraftStandard0026rev2-DraftEN501602005-05.pdf (acedido em 05/03/2020) (ver pp. 54, 55).

APÊNDICE A - TENSÕES NOS BARRAMENTOS APÓS A DESLOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS PRODUTORAS

A.1 Apêndice I - Cenário II

Tabela A.1: Problemas de tensões nos barramentos da rede no cenário II após a deslocalização, em regime de contingência

Contingência		Tensão			
do barramento	para barramento	Barramento	Vinit [p.u.]	Vcont [p.u.]	Variação [%]
1-SS MATIOTA	4-MVC	88-CAB6	1.0435	1.0502	+0.6 %
		89-CAB7	1.0436	1.0504	
4-MVC	6-MED	88-CAB6	1.0435	1.0502	+0.6 %
		89-CAB7	1.0436	1.0504	
194-E.NAUTICA	256-SARAGARÇA BAR	84-CAB2	1,0417	1,0504	+0.8%
		85-CAB3	1,0423	1,0509	
		86-CAB4	1,0428	1,0514	
		87-CAB5	1,0432	1,0518	
		88-CAB6	1,0435	1,0521	
		89-CAB7	1,0436	1,0522	
		92-WKA3	1,0415	1,0501	
		93-WKA4	1,0420	1,0506	
		94-WKA5	1,0424	1,0510	
		95-WKA6	1,0427	1,0513	
204-PTS FAV B	213-R JULIAO I	85-CAB3	1,0423	1,0503	+0.8%
		86-CAB4	1,0428	1,0508	
		87-CAB5	1,0432	1,0512	

Table A.1 continued from previous page

		88-CAB6	1,0435	1,0515	
		89-CAB7	1,0436	1,0516	
		94-WKA5	1,0424	1,0504	
		95-WKA6	1,0427	1,0507	
		96-WKA7	1,0428	1,0508	
		84-CAB2	1,0417	1,0500	
		85-CAB3	1,0423	1,0506	
		86-CAB4	1,0428	1,0511	
		87-CAB5	1,0432	1,0515	
213-R JULIAO I	214-NHACAM	88-CAB6	1,0435	1,0518	+0.8%
		89-CAB7	1,0436	1,0519	
		93-WKA4	1,0420	1,0503	
		94-WKA5	1,0424	1,0507	
		95-WKA6	1,0427	1,0510	
		96-WKA7	1,0428	1,0512	
		84-CAB2	1,0417	1,0501	
		85-CAB3	1,0423	1,0507	
		86-CAB4	1,0428	1,0512	
214-NHACAM	215-HORTAVE	87-CAB5	1,0432	1,0516	+0.8%
		88-CAB6	1,0435	1,0519	
		89-CAB7	1,0436	1,0520	
		93-WKA4	1,0420	1,0504	
		94-WKA5	1,0424	1,0508	
		95-WKA6	1,0427	1,0511	
		96-WKA7	1,0428	1,0512	
		84-CAB2	1,0417	1,0502	
		85-CAB3	1,0423	1,0508	
		86-CAB4	1,0428	1,0513	
		87-CAB5	1,0432	1,0517	
215-HORTAVE	216-ROSAL(KM6)	88-CAB6	1,0435	1,0520	+0.8%
		89-CAB7	1,0436	1,0521	
		93-WKA4	1,0420	1,0505	
		94-WKA5	1,0424	1,0509	
		95-WKA6	1,0427	1,0512	
		96-WKA7	1,0428	1,0513	
		84-CAB2	1,0417	1,0502	
		85-CAB3	1,0423	1,0508	
		86-CAB4	1,0428	1,0513	
		87-CAB5	1,0432	1,0517	
216-ROSAL(KM6)	217-MADEIRAL				+0.8%

APÊNDICE A. APÊNDICE A - TENSÕES NOS BARRAMENTOS APÓS A
DESLOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS PRODUTORAS

Table A.1 continued from previous page

		88-CAB6	1,0435	1,0520	
		89-CAB7	1,0436	1,0521	
		92-WKA3	1,0415	1,0500	
		93-WKA4	1,0420	1,0505	
		94-WKA5	1,0424	1,0509	
		95-WKA6	1,0427	1,0512	
		96-WKA7	1,0428	1,0513	
		83-CAB1	1,0410	1,0502	
		84-CAB2	1,0417	1,0508	
		85-CAB3	1,0423	1,0514	
		86-CAB4	1,0428	1,0519	
		87-CAB5	1,0432	1,0523	
		88-CAB6	1,0435	1,0526	
217-MADEIRAL	218-ESCOLA	89-CAB7	1,0436	1,0527	+0.9%
		91-WKA2	1,0409	1,0501	
		92-WKA3	1,0415	1,0506	
		93-WKA4	1,0420	1,0511	
		94-WKA5	1,0424	1,0515	
		95-WKA6	1,0427	1,0518	
		96-WKA7	1,0428	1,0519	
		83-CAB1	1,0410	1,0506	
		84-CAB2	1,0417	1,0512	
		85-CAB3	1,0423	1,0518	
		86-CAB4	1,0428	1,0523	
		87-CAB5	1,0432	1,0527	
		88-CAB6	1,0435	1,0530	
218-ESCOLA	219-ILOY	89-CAB7	1,0436	1,0531	+0.9%
		91-WKA2	1,0409	1,0505	
		92-WKA3	1,0415	1,0510	
		93-WKA4	1,0420	1,0515	
		94-WKA5	1,0424	1,0519	
		95-WKA6	1,0427	1,0522	
		96-WKA7	1,0428	1,0523	
		83-CAB1	1,0410	1,0510	
		84-CAB2	1,0417	1,0517	
		85-CAB3	1,0423	1,0522	
		86-CAB4	1,0428	1,0527	
		87-CAB5	1,0432	1,0531	
		88-CAB6	1,0435	1,0534	
221-CALHAU I	256-SARAGARÇA BAR				+1.0%

Table A.1 continued from previous page

89-CAB7	1,0436	1,0535
90-WKA1	1,0402	1,0502
91-WKA2	1,0409	1,0509
92-WKA3	1,0415	1,0514
93-WKA4	1,0420	1,0519
94-WKA5	1,0424	1,0523
95-WKA6	1,0427	1,0526
96-WKA7	1,0428	1,0527

A.2 Apêndice II - Cenário III

Tabela A.2: Problemas de tensões nos barramentos da rede no cenário III em regime de contingência

Contingência		Tensão			
do barramento	para barramento	Barramento	Vinit [p.u.]	Vcont [p.u.]	Variação [%]
		1-SS MATIOTA1	0,9828	0,9474	
		2-CABNAVE	0,9824	0,9471	
		3-SODIGAS	0,9825	0,9472	
		4-MVC	0,9802	0,9448	
		5-MSF	0,9802	0,9448	
		6-MED	0,9798	0,9443	
		108-CARREIR TIRO	0,9846	0,9493	
		109MADEIRALZINH	0,9843	0,9490	
		111-PCF CRUZ	0,9841	0,9487	
		113-CRUZ	0,9839	0,9485	
		114-ESPIA I	0,9837	0,9483	
194-ESCOLA NAUTICA	256-SARAGARÇA BAR	115-ESPIA II	0,9837	0,9482	-4 %
		116-RAC	0,9837	0,9482	
		117-L VENENO	0,9837	0,9483	
		119-PTS CADEIA_1	0,9839	0,9485	
		120-RAB I	0,9838	0,9484	
		121-RAB II	0,9838	0,9484	
		129-ALT SOLARINO	0,9852	0,9499	
		130-FONTE FILIPE	0,9847	0,9494	
		132-FONTE INES	0,9842	0,9488	
		134-PTS CADEIA_2	0,9839	0,9485	
		135-VILA NOVA	0,9838	0,9484	
		136-LOMBO TANQUE	0,9838	0,9484	
		252-AUX LAZ	0,9803	0,9450	

ANEXO - DADOS FORNECIDOS PELA ELECTRA

- I.1 Anexo I - Dados das Linhas de Transporte e Distribuição**
- I.2 Anexo II - Dados das cargas dos Postos de Transformação**
- I.3 Anexo III - Diagrama de Carga**

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]	V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	sseccao[mm-2]	R [pa]	X[pa]	B[pa]	RATE A [MVA]
Matiota Bar2	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,2	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0194	0,0066	0,000239	4,28
UMT	Sta. Filomena I (PCF)	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,25	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0078	0,0061	0,000427	8,16
UMT	Sta. Filomena I (PCF)	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,25	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0078	0,0061	0,000427	8,16
Sta. Filomena I (PCF)	Favaretes	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,275	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0174	0,0079	0,000327	5,54
Tavares	Sta. Filomena II	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,31	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0196	0,0068	0,000327	5,54
UMT	Chá de Alercim I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,4	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0387	0,0132	0,000239	4,28
Chá de Alercim I	Canalona	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,8	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0774	0,0264	0,000239	4,28
Canalona	Plateau	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,297	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0188	0,0084	0,000327	5,54
UMT	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,281	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0272	0,0093	0,000239	4,28
UMT	P. Brancas	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,57	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0178	0,0138	0,000427	8,16
UMT	P. Brancas	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,57	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0651	0,0188	0,000239	4,28
UMT	Carreira de Tiro	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,44	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0426	0,0145	0,000239	4,28
Carreira de Tiro	Maderalzinho II	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,48	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0464	0,0158	0,000239	4,28
Maderalzinho II	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,48	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0464	0,0158	0,000239	4,28
UMT	PCF Cruz	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,014	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0009	0,0004	0,000327	5,54
UMT	PCF Cruz	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,014	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0009	0,0004	0,000327	5,54
UMT	Cruz João Evora	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,184	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0178	0,0061	0,000239	4,28
Cruz João Evora	Espia	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,64	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0619	0,0211	0,000239	4,28
Espia	Espia II	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,572	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0362	0,0162	0,000327	5,54
Ribeirinha Atrás Cadeia	Ribeirinha Atrás Cadeia	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,89	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0861	0,0284	0,000239	4,28
Ribeirinha Atrás Cadeia	Lombo de Veneno	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,435	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0275	0,0123	0,000327	5,54
Ribeirinha Atrás Cadeia	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,26	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0412	0,0141	0,000239	4,28
UMT	PTS CADEIA 1	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,017	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0011	0,0005	0,000327	5,54
PTS CADEIA 1	Ribeirinha Areia Branca I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,479	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0463	0,0159	0,000239	4,28
Ribeirinha Areia Branca I	Ribeirinha Areia Branca II	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,532	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0515	0,0175	0,000239	4,28
Ribeirinha Areia Branca I	Matiosa Barri	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,29	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0183	0,0067	0,000330	7,04
Matiosa Barri	Chá de Alercim Bairro (Edif)	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,8	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0328	0,0214	0,000330	7,04
Chá de Alercim (Edif)	Chá de Chretet	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,2	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0082	0,0053	0,000330	7,04
UMT	Morabeza Delure	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,17	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0053	0,0041	0,000427	8,16
Morabeza Delure	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,9	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0053	0,0041	0,000427	8,16
UMT	Praça José Lopes	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,17	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0053	0,0041	0,000427	8,16
Praça José Lopes	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,47	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0193	0,0125	0,000330	7,04
UMT	Alto Solarino	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,45	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0435	0,0149	0,000239	4,28
Alto Solarino	Fonte Filipe	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,45	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0435	0,0149	0,000239	4,28
Fonte Filipe	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,452	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0437	0,0149	0,000239	4,28
UMT	Fonte Ines	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,208	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0132	0,0059	0,000327	5,54
Fonte Ines	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,208	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0132	0,0059	0,000327	5,54
UMT	PTS CADEIA 2	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,265	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0256	0,0087	0,000239	4,28
PTS CADEIA 2	Vila Nova	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,378	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0366	0,0125	0,000239	4,28
Vila Nova	L. Tanque	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,292	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0185	0,0082	0,000327	5,54
Matiota Bar1	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,39	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0377	0,0129	0,000239	4,28
UMT	Copacabana	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,1	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0063	0,0028	0,000327	5,54
Copacabana	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,1	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0063	0,0028	0,000327	5,54
UMT	Arca Verde	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,09	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0077	0,0026	0,000239	4,28
Arca Verde	Escola Tecnica	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,26	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0252	0,0086	0,000239	4,28
Escola Tecnica	João Belo	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,39	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0339	0,0116	0,000239	4,28
João Belo	Fabrica de Tabacos	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,15	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0145	0,0050	0,000239	4,28
Fabrica de Tabacos	Fonte Meio	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,24	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0232	0,0079	0,000239	4,28

Figura I.1: Parâmetros das linhas de transporte e distribuição

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]	V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	sseccp[mm ²]	R [pu]	X[pu]	B[pu]	RATE A [MVA]
Fonte Meio	Hotel Porto Grande	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,48	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0464	0,0168	0,000239	4,28
Hotel Porto Grande	Telecom	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,35	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0339	0,0116	0,000239	4,28
PTS PALACIO	PTS PALACIO	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,35	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0339	0,0116	0,000239	4,28
UMT	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,16	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0155	0,0052	0,000239	4,28
UMT	Delegacia de Saude	20 kV	Cable	XHIOV (Al)	0,02	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0013	0,0006	0,000327	5,54
UMT	Delegacia de Saude	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,02	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0013	0,0006	0,000327	5,54
Hospital I	Hospital I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,302	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0292	0,0100	0,000239	4,28
Hospital II	Hospital II	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,35	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0339	0,0116	0,000239	4,28
Fontinha	Fontinha	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,35	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0339	0,0116	0,000239	4,28
UMT	Rotunda R. Bote	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,089	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0056	0,0025	0,000327	5,54
UMT	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,089	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0056	0,0025	0,000327	5,54
UMT	Ribeira Bote	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,26	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0252	0,0086	0,000239	4,28
Ribeira Bote	Bela Vista	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,818	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0791	0,0270	0,000239	4,28
Bela Vista	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,559	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0541	0,0184	0,000239	4,28
UMT	C. de Bruza	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,14	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0089	0,0040	0,000327	5,54
C. de Bruza	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,14	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0089	0,0040	0,000327	5,54
UMT	Pedra Rolada	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,446	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0432	0,0147	0,000239	4,28
Pedra Rolada	Lameirão	20 kV	Cable	XHIOV (Al)	1,4	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1355	0,0462	0,000239	4,28
Lameirão	LAS	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,11	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0070	0,0031	0,000327	5,54
LAS	Mato Inglês	20 kV	Overhead line	Aster (Al)	3,2	20	0,225	0,6042	0,117	9,9	54,6	0,4834	0,0936	0,000012	5,54
Bela Vista	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Al)	0,357	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0345	0,0118	0,000239	4,28
UMT	Pedreira	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,23	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0145	0,0065	0,000327	5,54
Pedreira	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,23	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0145	0,0065	0,000327	5,54
UMT	Fonte Frances	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,26	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0271	0,0092	0,000239	4,28
Fonte Frances	Monte Sossego I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,26	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0271	0,0092	0,000239	4,28
Maiotia Barz	PTS PALACIO	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,477	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0461	0,0157	0,000239	4,28
Maiotia Barz	IMPS	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	2,5	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0654	0,0369	0,000390	7,04
IMPS	Mindelo Hotel	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	1,35	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0682	0,0053	0,000390	7,04
Mindelo Hotel	Praça Aurelio Gonçalves	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,2	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0123	0,0080	0,000390	7,04
Praça Aurelio Gonçalves	BCA	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,48	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0197	0,0128	0,000390	7,04
BCA	Palacio de Justiça	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,24	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0098	0,0064	0,000390	7,04
Palacio de Justiça	Praça Estrela	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,74	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0303	0,0198	0,000390	7,04
Praça Estrela	PTS FAVORITA [Bar I]	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,4	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0164	0,0107	0,000390	7,04
PTS FAVORITA [Bar I]	Liceu J.A.P	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,28	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0271	0,0092	0,000239	4,28
Liceu J.A.P	JBRN	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,22	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0213	0,0073	0,000239	4,28
JBRN	Chã de Monte Sossego	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,32	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0310	0,0106	0,000239	4,28
Chã de Monte Sossego	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,215	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0208	0,0071	0,000239	4,28
UMT	Academia de Musica	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,125	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0079	0,0035	0,000327	5,54
Academia de Musica	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,125	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0079	0,0035	0,000327	5,54
UMT	Monte Sossego Tras	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,23	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0223	0,0076	0,000239	4,28
Monte Sossego Tras	Monte Sossego I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,45	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0435	0,0149	0,000239	4,28
Monte Sossego I	Fernando P6	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,9	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0871	0,0287	0,000239	4,28
Fernando P6	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,264	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0496	0,0221	0,000327	5,54
UMT	Ribeira Craquinha	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,955	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0391	0,0167	0,000327	5,54
Ribeira Craquinha	Casa Para Todos RC	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,955	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0391	0,0167	0,000327	5,54
Casa Para Todos RC	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,6	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0380	0,0170	0,000327	5,54
UMT	Passarao	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,117	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0074	0,0033	0,000327	5,54

Figura I.2: Parâmetros das linhas de transporte e distribuição

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Comprimento [km]	V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	seccao[mm²]	R [pu]	X[pu]	B[pu]	RATE A [MVA]
Passarao	UMT	20 kV	Cable	0,117	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0074	0,0033	0,000327	5,54
Ribeira de Julho IV	Ribeira de Julho IV	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,727	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0460	0,0205	0,000327	5,54
Ribeira de Julho V	UMT	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,651	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0412	0,0184	0,000327	5,54
Ribeira de Julho VII	Ribeira de Julho VII	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,197	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0215	0,0056	0,000327	5,54
Casa Para Todos RJ VII	Casa Para Todos RJ VII	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,39	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0247	0,0110	0,000327	5,54
UMT	UMT (fax3)	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,35	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0221	0,0093	0,000327	5,54
Ribeira de Julho VI	Ribeira de Julho VI	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,762	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0482	0,0215	0,000327	5,54
UMT (fax3)	UMT	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,732	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0453	0,0207	0,000327	5,54
Ribeira de Julho II	Ribeira de Julho II	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,086	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0054	0,0024	0,000327	5,54
Ribeira de Julho III	Ribeira de Julho III	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,37	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0234	0,0105	0,000327	5,54
Escola Nautica (Iseemar)	Escola Nautica (Iseemar)	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,265	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0168	0,0075	0,000327	5,54
RJ Mindave I	RJ Mindave I	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,76	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0481	0,0215	0,000327	5,54
RJ Mindave II	RJ Mindave II	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,654	20	0,277	0,253	0,113	190	50	0,0633	0,0216	0,000239	4,28
Fabrica de Sabões	Fabrica de Sabões	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,07	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0044	0,0020	0,000327	5,54
UMT	UMT	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,07	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0044	0,0020	0,000327	5,54
Estação Costeira	Estação Costeira	20 kV	LX-HIOV (Al)	2,28	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,1442	0,0644	0,000327	5,54
Ribeira de Julho IV	Ribeira de Julho IV	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,642	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0406	0,0181	0,000327	5,54
CPT C VITAL I	CPT C VITAL I	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,8	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0506	0,0226	0,000327	5,54
Matota Bar2	CPT C VITAL II	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,25	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0158	0,0071	0,000327	5,54
Radio Naval	Radio Naval	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,301	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,0628	0,0387	0,000289	6,26
Radio Naval	Radio Naval	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,203	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0063	0,0049	0,000427	8,16
Enacol	Enacol	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,714	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,0345	0,0212	0,000289	6,26
UMT	UMT	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,01	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0003	0,0002	0,000427	8,16
UMT	UMT	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,317	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,0153	0,0094	0,000289	6,26
PTS FAVORITA (Bar2)	PTS FAVORITA (Bar2)	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,44	20	0,352	0,164	0,108	310	185	0,0222	0,0144	0,000390	7,04
DJI D'Sal	DJI D'Sal	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,541	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1593	0,0475	0,000239	4,28
Porto de Pesca	Porto de Pesca	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,45	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0435	0,0149	0,000239	4,28
Porto de Pesca II	Porto de Pesca II	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,09	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0057	0,0025	0,000327	5,54
Porto de Pesca II	PTS Shell Gale	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,62	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0506	0,0393	0,000427	8,16
Porto de Pesca II	C. Doeomografico	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,14	20	0,352	0,164	0,108	310	185	0,0057	0,0037	0,000390	7,04
PTS Shell Gale	Shell Galé	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,1	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0063	0,0028	0,000327	5,54
PTS Shell Gale	CENTRAL LAZARETO 2	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,518	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0474	0,0368	0,000427	8,16
Matota Bar2	Mat1	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,6	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0581	0,0198	0,000239	4,28
A. Norte	A. Norte	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,04	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0025	0,0011	0,000327	5,54
A. Norte	P. Frito	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,5	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0316	0,0141	0,000327	5,54
Moave	Moave	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,1	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0097	0,0033	0,000239	4,28
Silos	Silos	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,005	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0003	0,0001	0,000327	5,54
Enapor I	Enapor I	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,25	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0242	0,0083	0,000239	4,28
Shell Pontinha	Shell Pontinha	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,6	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0242	0,0083	0,000239	4,28
Enapor I	Enapor I	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,25	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0242	0,0083	0,000239	4,28
Matota Bar1	por Ilrede interna ENAP	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,49	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0310	0,0138	0,000327	5,54
Mat-Laz-Feeder-1-1	Mat-Laz-Feeder-1-2	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,6	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,1089	0,0845	0,000427	8,16
Mat-Laz-Feeder-1-2	CENTRAL LAZARETO 2	20 kV	LX-HIOV (Al)	0,915	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0500	0,0388	0,000427	8,16
Matota Bar2	Mat-Laz-Feeder-2-1	20 kV	LX-HIOV (Al)	3,485	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,1089	0,0845	0,000427	8,16
Mat-Laz-Feeder-2-1	Mat-Laz-Feeder-2-2	20 kV	LX-HIOV (Al)	1,6	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0500	0,0388	0,000427	8,16

Figura I.3: Parâmetros das linhas de transporte e distribuição

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]	V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [Ohm/km]	C [nF/km]	ssecção[mm²]	R [pu]	X[pu]	B[pu]	RATE A [MVA]
CENTRAL LAZARETO 2	PS CABELOICA	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	4,35	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,1959	0,1055	0,000427	8,16
PS CABELOICA	CAB1	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	1,6	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,1280	0,0476	0,000289	4,88
	Cab2	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,21	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,1638	0,0062	0,000289	4,88
	Cab3	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,22	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,1716	0,0065	0,000289	4,88
	Cab4	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,23	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,1814	0,0068	0,000289	4,88
	Cab5	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,25	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,2200	0,0074	0,000289	4,88
	Cab6	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,31	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,2248	0,0074	0,000289	4,88
	Cab7	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,2	20	0,244	0,32	0,119	230	95	0,1650	0,0060	0,000289	4,88
PS CABELOICA	PE STEP 1	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,16	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0050	0,0059	0,000427	8,16
CENTRAL LAZARETO 2	UMT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,18	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0074	0,0048	0,000350	7,04
UMT	PE STEP 1	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	4,42	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,2133	0,1315	0,000289	6,26
CENTRAL LAZARETO 2	UMT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,45	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0185	0,0120	0,000350	7,04
UMT	PS ZIL A	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,83	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0259	0,0201	0,000427	8,16
PS ZIL A	Zil 2	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,14	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0035	0,0037	0,000377	9,00
Zil 4	Zil 4	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,23	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0055	0,0061	0,000377	9,00
Zil 6	Zil 6	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,23	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0057	0,0061	0,000377	9,00
Zil 8	Zil 8	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,34	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0084	0,0091	0,000377	9,00
Zil 9	Zil 9	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,27	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0067	0,0072	0,000377	9,00
Zil 7	Zil 7	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,24	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0059	0,0064	0,000377	9,00
Zil 5	Zil 5	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,25	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0062	0,0067	0,000377	9,00
Zil 3	Zil 3	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,22	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0055	0,0059	0,000377	9,00
Zil 1	Zil 1	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,51	20	0,45	0,0991	0,1068	300	185	0,0126	0,0136	0,000377	9,00
CENTRAL LAZARETO 2	UMT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,22	20	0,352	0,164	0,1068	310	185	0,0090	0,0059	0,000350	7,04
UMT	PTS FAVORITA (Bar 1)	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	2,88	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,1390	0,0857	0,000289	6,26
CENTRAL LAZARETO 2	Frescosmar 20kV	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,44	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0138	0,0107	0,000427	8,16
Frescosmar 20kV	FF. Peite	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,175	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0055	0,0042	0,000427	8,16
CENTRAL LAZARETO 2	CAT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,001	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0000	0,0000	0,000427	8,16
CENTRAL LAZARETO 2	WART	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,001	20	0,408	0,125	0,097	340	240	0,0000	0,0000	0,000427	8,16
CENTRAL LAZARETO 2	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,28	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0271	0,0092	0,000239	4,28
UMT	PS Grwella	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,035	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0022	0,0010	0,000327	5,54
PS Grwella	UMT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,035	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0022	0,0010	0,000327	5,54
UMT	PTS Verde Vestes	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,48	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0464	0,0158	0,000239	4,28
PTS Verde Vestes	Verde Vestes	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,79	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0015	0,0005	0,000239	4,28
PTS Verde Vestes	PTS Coca Cola	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,1	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0764	0,0261	0,000239	4,28
PTS Coca Cola	Coca Cola	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,39	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0097	0,0033	0,000239	4,28
CVCC	PTS Coca Cola	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,07	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0377	0,0129	0,000239	4,28
PTS Coca Cola	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,15	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,0055	0,0034	0,000289	6,26
UMT	PS ZIL B	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,16	20	0,204	0,433	0,1235	220	70	0,0173	0,0049	0,000276	4,08
PS Grwella	Fishpaeters	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,462	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0232	0,0131	0,000327	5,54
PS Grwella	Lazareto I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,235	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0227	0,0078	0,000239	4,28
Lazareto I	UMT	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,462	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0232	0,0131	0,000327	5,54
UMT	Las Rochas	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,462	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0232	0,0131	0,000327	5,54
Las Rochas	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,235	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0227	0,0078	0,000239	4,28
UMT	Lazareto III	20 kV	Cable	LXHOV (Al)	0,422	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0267	0,0119	0,000327	5,54
Lazareto III	Lazareto IV	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1,67	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1616	0,0551	0,000239	4,28
Lazareto III	Morro Branco	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0968	0,0330	0,000239	4,28
PS ZIL B	UMT	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0968	0,0330	0,000239	4,28

Figura I.5: Parâmetros das linhas de transporte e distribuição

Barramento Origem	Barramento Destino	Tensão Nominal	Tipologia da Linha	Tipo de Cabo	Comprimento [km]	V [kV]	Ith [kA]	R [ohm/km]	X [ohm/km]	C [inF/km]	seccção[mm²]	R [ps]	X[ps]	B[ps]	RATE A [MVA]
UMT	Armando Cunha	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,28	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0177	0,0073	0,000327	5,54
Armando Cunha	UMT	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,28	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0177	0,0073	0,000327	5,54
UMT	PST PE II	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1,21	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1171	0,0393	0,000239	4,28
PST PE II	PE STEP I	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1,23	20	0,313	0,193	0,119	230	95	0,0593	0,0366	0,000289	6,26
PST PE II	Laz2	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	2,6	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,2516	0,0858	0,000239	4,28
ASA Novo	ASA Novo	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,07	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0044	0,0020	0,000327	5,54
ASA Novo	Laz3	20 kV	Cable	LXHIOV (Al)	0,05	20	0,277	0,253	0,113	260	120	0,0032	0,0014	0,000327	5,54
ASA	ASA	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,36	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0348	0,0119	0,000239	4,28
ASA	DSP	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1,04	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1006	0,0343	0,000239	4,28
São Pedro	DSP	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	1,05	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,1016	0,0347	0,000239	4,28
DSP	Hotel Foga Branca	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,71	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0687	0,0234	0,000239	4,28
Hotel Foga Branca	Mark	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,21	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0203	0,0069	0,000239	4,28
Hotel Foga Branca	Estação de Brita	20 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,78	20	0,214	0,387	0,132	190	50	0,0755	0,0257	0,000239	4,28
SS MATIOTA 6KV	Cabaave	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,9	6	0,398	0,124	0,11	270	150	0,3100	0,2750	0,000031	2,39
Cabaave	Sodigáz	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,25	6	0,398	0,124	0,11	270	150	0,0861	0,0764	0,000031	2,39
Sodigáz	SS MATIOTA 6KV	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,65	6	0,398	0,124	0,11	270	150	0,2239	0,1986	0,000031	2,39
SS MATIOTA 6KV	MVC	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,3	6	0,25	0,193	0,189	224	95	0,1608	0,1658	0,000025	1,50
MVC	MSF	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,05	6	0,184	0,387	0,21352	179	50	0,0538	0,0287	0,000020	1,10
MVC	MED	6 kV	Cable	XHIOV (Cu)	0,05	6	0,25	0,193	0,189	224	95	0,0268	0,0276	0,000025	1,50

Figura I.6: Parâmetros das linhas de transporte e distribuição

I.3. ANEXO III - DIAGRAMA DE CARGA

Barramento	Designação	Tensão de Ligação	Potência Instalada [MVA]	Ponta 2019 [MW]	Ponta 2019 [Mvar]	Vazio 2019 [MW]	Vazio 2019 [Mvar]
A. Norte	PT_A_Norte	20 KV	0.40	0.01	0.00	0.01	0.00
Academia de Música	PT_Academia de Música	20 KV	0.25	0.02	0.01	0.01	0.01
Alto Solarino	PT_Alto Solarino	20 KV	0.40	0.13	0.06	0.07	0.04
Anac	PT_Anac	20 KV	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Arca Verde	PT_Arca Verde	20 KV	0.40	0.12	0.07	0.08	0.06
Armando Cunha	PT_Armando Cunha	20 KV	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
ASA	PT_ASA	20 KV	0.30	0.02	0.01	0.01	0.01
ASA Novo	PT_ASA Novo	20 KV	0.63	0.01	0.00	0.00	0.00
Baia 1	PT_Baia 1	20 KV	1.26	0.03	0.02	0.03	0.02
Baia 2	PT_Baia 2	20 KV	0.40	0.01	0.00	0.00	0.00
Baia 5	PT_Baia 5	20 KV	0.40	0.01	0.00	0.01	0.00
BCA	PT_BCA	20 KV	0.25	0.01	0.00	0.01	0.00
Bela Vista	PT_Bela Vista	20 KV	0.40	0.13	0.06	0.08	0.07
C. de Bruxa	PT_C. de Bruxa	20 KV	0.40	0.02	0.01	0.02	0.01
C. Igreja	PT_C. Igreja	20 KV	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00
Cabnave	PT_Cabnave	6 KV	3.60	0.15	0.09	0.06	0.05
Calhau I	PT_Calhau I	20 KV	0.16	0.01	0.01	0.01	0.01
Calhau II	PT_Calhau II	20 KV	0.16	0.03	0.00	0.02	0.00
Calhau III	PT_Calhau III	20 KV	0.40	0.02	0.01	0.01	0.01
Calhau IV	PT_Calhau IV	20 KV	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00
Calhau V	PT_Calhau V	20 KV	0.40	0.02	0.00	0.02	0.00
Campim	PT_Campim	20 KV	0.25	0.13	0.07	0.06	0.05
Canalona	PT_Cha de Alecrim Canalona	20 KV	0.40	0.17	0.08	0.08	0.07
Carreira de Tiro	PT_Carreira de Tiro	20 KV	0.25	0.16	0.07	0.08	0.06
Casa Para Todos RC	PT_Casa P. Todos RC	20 KV	0.16	0.01	0.00	0.01	0.00
Casa Para Todos RJ.VII	PT_Casa Para Todos RJ.VII	20 KV	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00
Ceris	PT_Ceris	20 KV	0.25	0.06	0.03	0.03	0.02
Chã de Alecrim Bairro	PT_Chã de Alecrim Bairro	20 KV	0.25	0.11	0.05	0.05	0.04
Chã de Alecrim I	PT_Chã de Alecrim I	20 KV	0.40	0.21	0.08	0.10	0.08
Chã de Cricket	PT_Chã de Cricket	20 KV	0.63	0.14	0.07	0.08	0.05
Chã de Monte Sossego	PT_Chã de Monte Sossego	20 KV	0.40	0.12	0.06	0.06	0.04
Coca Cola	PT_Coca Cola	20 KV	0.63	0.04	0.00	0.04	0.00
Copacabana	PT_Copacabana3	20 KV	0.40	0.02	0.00	0.01	0.00

Figura I.7: Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação

Barramento	Designação	Tensão de Ligação	Potência Instalada [MVA]	Ponta 2019 [MW]	Ponta 2019 [Mvar]	Vazio 2019 [MW]	Vazio 2019 [Mvar]
Copacabana	PT_Copacabana4	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,01	0,00
CPT QSANTANA	PT_CPT QSANTANA	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
CPT RBJ I	PT_CPT RBJ I	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
CPT RBJ II	PT_CPT RBJ II	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Cruz João Evoira	PT_Cruz João Evoira	20 kV	0,40	0,16	0,07	0,08	0,06
CVCC	PT_CVCC	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,01	0,00
Delegacia de Saude	PT_Delegacia de Saude	20 kV	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
DJI D'Sal	PT_DJI D'Sal	20 kV	0,25	0,08	0,04	0,04	0,03
Enacol	PT_Enacol	20 kV	0,40	0,02	0,00	0,02	0,00
Enapor	PT_Enapor	20 kV	0,50	0,26	0,06	0,22	0,05
Escola Nautica (Isecmar)	PT_Escola Nautica (Isecmar)	20 kV	0,16	0,03	0,02	0,03	0,02
Escola Ribeira Calhau	PT_Escola Ribeira Calhau	20 kV	0,10	0,02	0,01	0,01	0,01
Escola Tecnica	PT_Escola Tecnica	20 kV	0,16	0,01	0,00	0,00	0,00
Espia	PT_Espia	20 kV	0,40	0,20	0,09	0,09	0,08
Espia II	PT_Espia II	20 kV	0,40	0,16	0,06	0,07	0,05
Estação Costeira	PT_Estação Costeira	20 kV	0,16	0,01	0,01	0,01	0,01
Estação de Brita	PT_Estação de Brita	20 kV	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Etar	PT_Etar	20 kV	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Fabrica de Sabões	PT_Fabrica de Sabões	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Fabrica de Tabacos	PT_Fabrica de Tabacos	20 kV	0,25	0,01	0,01	0,00	0,01
Fama	PT_Fama	20 kV	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Fernando Pó	PT_Fernando Pó	20 kV	0,40	0,25	0,11	0,11	0,09
Fishpackers	PT_Fishpackers	20 kV	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Fonte Filipe	PT_Fonte Filipe	20 kV	0,25	0,15	0,07	0,08	0,06
Fonte Frances	PT_Fonte Frances	20 kV	0,40	0,30	0,13	0,13	0,11
Fonte Ines	PT_Fonte Ines	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Fonte Meio	PT_Fonte Meio	20 kV	0,40	0,14	0,04	0,07	0,02
Fontinha	PT_Fontinha	20 kV	0,40	0,14	0,07	0,08	0,05
Frescomar 20kV	PT_Frescomar	20 kV	1,36	0,85	0,60	0,23	0,18
H. Seca I	PT_H. Seca I	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
H. Seca II	PT_H. Seca II	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Hortave	PT_Hortave	20 kV	0,10	0,01	0,00	0,00	0,00
Hospital I	PT_Hospital I	20 kV	0,16	0,05	0,02	0,03	0,02

Figura I.8: Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação

Barramento	Designação	Tensão de Ligação	Potência Instalada [MVA]	Ponta 2019 [MW]	Ponta 2019 [Mvar]	Vazio 2019 [MW]	Vazio 2019 [Mvar]
Hospital II	PT_Hospital II	20 kV	0,50	0,05	0,03	0,03	0,02
Hotel Foya Branca	PT_Hotel Foya Branca	20 kV	0,25	0,03	0,01	0,02	0,01
Hotel Porto Grande	PT_Hotel Porto Grande	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,01	0,01
Iloy	PT_Iloy	20 kV	0,10	0,03	0,00	0,03	0,00
INPS	PT_INPS	20 kV	0,25	0,01	0,01	0,01	0,01
JBRN	PT_JBRN	20 kV	0,25	0,04	0,02	0,03	0,01
João Belo	PT_João Belo	20 kV	0,40	0,14	0,07	0,08	0,05
L. Tanque	PT_L. Tanque	20 kV	0,40	0,06	0,03	0,03	0,02
Lameirão	PT_Lameirão	20 kV	0,16	0,02	0,02	0,02	0,01
Las Rochas	PT_Las Rochas	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,00	0,00
Laz5	Aux. Laz	400V	1,00	0,22	0,14	0,14	0,04
Lazareto III	PT_Lazareto III	20 kV	0,40	0,03	0,01	0,02	0,01
Lazareto IV	PT_Lazareto IV	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,00	0,00
Lazareto I	PT_Lazareto I	20 kV	0,25	0,04	0,01	0,02	0,01
Liceu J.A.P	PT_Liceu Augusto Pinto	20 kV	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Lloyds Textil	PT_Lloyds Textil	20 kV	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Lombo de Veneno	PT_Lombo de Veneno	20 kV	0,25	0,04	0,02	0,02	0,01
M Verde	PT_M Verde	20 kV	0,10	0,01	0,00	0,01	0,00
Madeira I	PT_Madeira I	20 kV	0,10	0,02	0,02	0,01	0,01
Madeira Izinho II	PT_Madeira Izinho II	20 kV	0,25	0,08	0,05	0,04	0,04
Mark	PT_Mark	20 kV	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Mato Inglês	PT_Mato Inglês	20 kV	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
MED	PT_MED	6 kV	1,00	1,11	0,45	1,06	0,41
Mimoso	PT_Mimoso	20 kV	0,16	0,03	0,01	0,01	0,01
Mindelo Hotel	PT_Mindelo Hotel	20 kV	0,25	0,03	0,02	0,01	0,01
Moave	PT_Moave	20 kV	0,50	0,25	0,09	0,23	0,09
Monte Sossego I	PT_Monte Sossego I	20 kV	0,40	0,24	0,11	0,10	0,09
Monte Sossego Tras	PT_Monte Sossego Tras	20 kV	0,25	0,26	0,10	0,12	0,08
Morro Branco	PT_Morro Branco	20 kV	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00
MSF	PT_MSF	6 kV	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00
NHACAM	PT_NHACAM	20 kV	0,10	0,01	0,00	0,00	0,00
Norte 1	PT_Norte 1	20 kV	0,16	0,01	0,00	0,01	0,01
Norte II	PT_Norte II	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura I.9: Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação

Barramento	Designação	Tensão de Ligação	Potência Instalada [MVA]	Ponta 2019 [MW]	Ponta 2019 [Mvar]	Vazio 2019 [MW]	Vazio 2019 [Mvar]
P. Brancas	PT_P. Brancas	20 kV	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
P. Frio	PT_P. Frio	20 kV	2,00	0,05	0,00	0,02	0,00
Palacio de Justiça	PT_Palacio de Justiça	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,02	0,01
Passarao	PT_Passarao	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,02	0,01
PCF Cruz	PCF Cruz	20 kV	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
PE Velho	PE_Parque Eolico Velho	20 kV	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Pedra Rolada	PT_Pedra Rolada	20 kV	0,16	0,15	0,06	0,06	0,05
Pedreira	PT_Pedreira	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,02	0,01
Plateau	PT_Plateau	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,01	0,00
Porto de Pesca	PT_Porto de Pesca500	20 kV	0,50	0,11	0,08	0,07	0,04
Porto de Pesca	PT_Porto de Pesca315	20 kV	0,32	0,02	0,00	0,01	0,00
Porto de Pesca II	PT_Porto de Pesca II	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Praça Aurelio Gonçalves	PT_Praça Aurelio Gonçalves	20 kV	0,40	0,22	0,12	0,12	0,09
Praça Estrela	PT_Praça Estrela	20 kV	0,40	0,20	0,09	0,09	0,07
Praça José Lopes	PT_Praça José Lopes	20 kV	0,25	0,10	0,04	0,04	0,02
PST PE II	PST_PE II	20 kV	0,05	0,02	0,01	0,02	0,01
PTS CADEIA 2	PT_PTS CADEIA 2	20 kV	0,40	0,13	0,08	0,07	0,06
PTS Coca Cola	PTS_Coca Cola	20 kV	0,25	0,03	0,01	0,02	0,01
PTS FAVORITA (Bar 1)	PTS FAVORITA	20 kV	0,40	0,16	0,09	0,07	0,05
PTS PALÁCIO	PTS PALÁCIO	20 kV	0,50	0,22	0,12	0,13	0,09
PTS Shell Gale	PTS_ShellGale	20 kV	0,10	0,01	0,01	0,01	0,01
PTS Verde Veste	PTS_Verde Veste	20 kV	0,25	0,01	0,00	0,01	0,00
R. Vinha	PT_R. Vinha	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,01	0,01
Radio Naval	PT_Radio Naval	20 kV	0,40	0,11	0,05	0,07	0,04
Ribeira Bote	PT_Ribeira Bote	20 kV	0,40	0,28	0,12	0,13	0,09
Ribeira Craquinha	PT_Ribeira Craquinha	20 kV	0,16	0,06	0,03	0,03	0,02
Ribeira de Julho I	PT_Ribeira de Julho I	20 kV	0,16	0,01	0,01	0,01	0,01
Ribeira de Julho II	PT_Ribeira de Julho II	20 kV	0,16	0,02	0,01	0,01	0,01
Ribeira de Julho III	PT_Ribeira de Julho III	20 kV	0,25	0,07	0,03	0,04	0,03
Ribeira de Julho IV	PT_Ribeira de Julho IV	20 kV	0,16	0,05	0,02	0,02	0,02
Ribeira de Julho VI	PT_Ribeira de Julho VI	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Ribeira de Julho VII	PT_Ribeira de Julho VII	20 kV	0,40	0,03	0,01	0,02	0,01
Ribeirinha Areia Branca I	PT_Ribeirinha Areia Branca I	20 kV	0,25	0,18	0,07	0,08	0,06

Figura I.10: Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação

Barramento	Designação	Tensão de Ligação	Potência Instalada [MVA]	Ponta 2019 [MW]	Ponta 2019 [Mvar]	Vazio 2019 [MW]	Vazio 2019 [Mvar]
Ribeirinha Areia Branca I	PT_Ribeirinha Areia Branca II	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Ribeirinha Atrás Cadeira	PT_Ribeirinha Atrás Cadeira	20 kV	0,25	0,21	0,10	0,10	0,09
RJ Mindave I	PT_RJ Mindave I	20 kV	0,40	0,05	0,03	0,04	0,03
RJ Mindave II	PT_RJ Mindave II	20 kV	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Rotunda R. Bote	PT_Rotunda R. Bote	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,01	0,00
Salamansa	PT_Salamansa	20 kV	0,40	0,05	0,02	0,02	0,01
São Pedro	PT_São Pedro	20 kV	0,25	0,06	0,02	0,03	0,02
SCOM	PT_Scom	20 kV	0,25	0,01	0,00	0,01	0,00
Shell Galé	PT_Shell Galé	20 kV	0,40	0,02	0,01	0,01	0,01
Shell Pontinha	PT_Shell Pontinha	20 kV	0,50	0,01	0,00	0,00	0,00
Silos	PT_Silos	20 kV	0,32	0,24	0,08	0,01	0,00
Sodigáz	PT_Sodigáz	6 kV	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00
SS MATIOTA 6KV	Aux Deutz	6 kV	0,63	0,02	0,00	0,02	0,00
SS MATIOTA 6KV	Aux Mak	6 kV	0,63	0,02	0,00	0,02	0,00
Sta. Filomena I (PCF)	PT_Sta. Filomena I (PCF)	20 kV	0,16	0,02	0,01	0,02	0,01
Sta. Filomena II	PT_Sta. Filomena II	20 kV	0,40	0,01	0,00	0,01	0,00
Tavares	Tavares	20 kV	0,40	0,04	0,01	0,02	0,01
Telecom	PT_CV Telecom	20 kV	0,25	0,06	0,01	0,06	0,01
Verde Veste	PT_Verde Veste	20 kV	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00
Vicave	PT_Vicave	20 kV	0,25	0,08	0,06	0,07	0,04
Vila Nova	PT_Vila Nova	20 kV	0,40	0,20	0,08	0,10	0,08
Zil 1	PT_Zil 1	20 kV	0,63	0,01	0,00	0,01	0,00
Zil 2	PT_Zil 2	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 3	PT_Zil 3	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,01	0,00
Zil 4	PT_Zil 4	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 5	PT_Zil 5	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 6	PT_Zil 6	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 7	PT_Zil 7	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 8	PT_Zil 8	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
Zil 9	PT_Zil 9	20 kV	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura I.11: Dados relativos às Cargas dos Postos de Transformação

t [h]	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5
P(t) [MW]	7,71	7,22	7,01	6,66	6,77	6,44	6,27	6,20	6,21	6,22	6,24	6,51	6,52	6,69	6,97	7,42	7,95	8,63	8,81	9,21	9,15	9,33	9,45	9,37
t [h]	12	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	17	17,5	18	18,5	19	19,5	20	20,5	21	21,5	22	22,5	23	23,5
P(t) [MW]	9,63	9,79	9,76	9,59	9,29	9,37	9,38	9,08	9,11	8,94	9,02	8,97	8,79	8,10	8,70	9,62	10,78	11,01	10,83	10,53	10,12	9,54	8,96	8,64

Figura I.12: Diagrama de Carga a cada 30 minutos de todos os postos de transformação da ilha de São Vicente.

