



Rede de Distribuição da ilha Graciosa: Análise e Exploração de Funcionamento

DUARTE CONDE DE MELO FREITAS DA SILVA

Outubro de 2015

REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ILHA GRACIOSA: ANÁLISE E EXPLORAÇÃO DE FUNCIONAMENTO

Duarte Conde de Melo Freitas da Silva



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Duarte Conde de Melo Freitas da Silva, Nº 1130006,
email:1130006@isep.ipp.pt

Orientação científica:

Professora Dra. Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Professor Manuel João Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2015

Agradecimentos

Gostaria de fazer aqui alguns agradecimentos a quem me proporcionou tudo aquilo que necessitei ao longo dos anos, quer durante o curso, quer na elaboração desta dissertação de mestrado.

À professora Doutora Teresa Nogueira e ao professor Manuel João Gonçalves por toda a disponibilidade e apoio nas dúvidas que surgiram na realização desta dissertação.

Aos meus pais, por todas as condições que me proporcionaram aos longos destes anos, para que pudesse completar o meu percurso académico.

À EDA (Eletricidade dos Açores), pelos dados disponibilizados para a realização deste estudo e ao Eng.º Jovito Silva por todos os esclarecimentos prestados.

Aos meus colegas de turma do ISEP, especialmente ao Diogo Pinho e ao Samuel Batista por toda a crítica construtiva que fizeram chegar até mim durante a realização desta dissertação.

Resumo

Nos tempos atuais as empresas que atuam no ramo dos sistemas elétricos de energias enfrentam desafios cada vez mais exigentes, dado o enquadramento normativo a que estão sujeitas por parte da entidade reguladora dos serviços energéticos. No caso do Arquipélago dos Açores, o normativo relativo ao regulamento da qualidade de serviço entrou em vigor em 2006, trazendo à EDA,S.A. (Eletricidade dos Açores), entidade responsável pelo transporte e distribuição de energia na região, novas exigências para adequados níveis de eficiência e de garantias aos clientes, no que respeita à qualidade de serviço que lhes é prestado.

No âmbito deste trabalho, é efetuado o estudo do trânsito de potência sobre a rede distribuição 15 kV da ilha Graciosa. Para tal, é realizada a modelização da rede no *software* de rede elétricas *porwerworld 8.0*. e são idealizados um conjunto de cenários de exploração da rede, que visam simular situações reais que ocorrem na exploração diária da rede de distribuição da ilha. Nas simulações a efetuar consideram-se dois cenários com perfil de carga distintos, um referente à ponta máxima, e outro referente ao vazio mínimo, verificados no ano de 2014. Quanto ao modo de exploração da rede nos cenários a simular, é contemplado o modo de exploração normalmente operado pela empresa gestora, bem como diversas reconfigurações sobre o modo de exploração normalmente operado, realizadas através da abertura e fecho dos aparelhos de corte constituintes da rede. Em todos os cenários simulados, é realizado um estudo relativamente à potência de perdas do sistema, ao perfil da tensão nos diversos postos de transformação, e ao congestionamento de energia verificado nas linhas de distribuição da rede.

Palavras-Chave

Congestionamento nos ramos, estudo do trânsito de potência, perfil da tensão nos barramentos, potência de perdas, rede distribuição 15 kV da ilha Graciosa

Abstract

Currently the power electric system utilities are facing more demanding challenges, due to the normative concept instituted by the energetic services regulator entity. In regard to the Azores archipelago, the normative about service quality regulation came into rule in 2006, bringing to EDA,S.A. (Eletricidade dos Açores), entity responsible by the power transportation and distribution in the region, new requirements to suitable efficiency level and client guarantees, in order to respect the quality of service supplied to them.

In the scope of this report, it is studied the power flow on Graciosa distribution network 15 kV. For that purpose, it is executed the distribution network modeling in the electric network software *powerworld 8.0*. and it is idealized several operation network scenarios, which aim to simulate real situations that take place in the daily distribution network exploration. In the simulations it is considered two distinct profile load, peak and off-peak load, observed in 2014. Regarding the way of the network operation, it is considered the way of exploration normally operated by the company manager as well as several reconfigurations over the way normally operated, by opening sectionalizing (normally closed) and closing tie (normally opened) switches of the network. In all the scenarios simulated, it is studied the active losses in the system, the buses voltage magnitude and the distribution line load percentage.

Keywords

Active losses, buses voltage magnitude, distribution line load percentage, Graciosa distribution network 15 kV, power flow analysis

Índice

Resumo	i
Abstract	iii
Índice	v
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xii
Acrónimos	xiii
1. Introdução	1
1.1. Motivação e Objetivos	1
1.2. Organização do relatório	2
2. Sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores	3
2.1. Enquadramento	3
2.1.1. Sistema Elétrico	4
2.1.2. Energias Renováveis	5
2.2. Caracterização do sistema elétrico da ilha Graciosa	8
2.2.1. Sistema Electroprodutor	8
2.2.1.1. Sistema Electroprodutor Atual	8
2.2.1.2. Projeto Yunicos	10
2.2.1.3. Consumo	11
2.2.2. Rede de distribuição	13
2.2.2.1. Caracterização	14
2.2.2.2. Principais causas de perdas	16
2.2.2.3. Parâmetros da linha MT	17
2.2.3. Gestão Técnica do SEE	19
2.2.3.1. Serviços do Sistema	19
2.2.3.2. Gestão dos Grupos Diesel	20
2.2.3.3. Controlo de frequência e Tensão	22
2.3. Sumário	23
3. Exploração da rede distribuição 15 kV	25
3.1. Enquadramento	25

3.2.	Considerações para a construção da rede	26
3.2.1.	Parâmetros das linhas MT	27
3.2.2.	Dados das Cargas	31
3.3.	Software de simulação utilizado	32
3.4.	Cenários a simular	34
3.4.1.	Cenário A – Ponta Máxima	35
3.4.2.	Cenário B – Vazio Mínimo	37
3.4.3.	Cenário C – Reconfigurações ao modo de exploração da rede	40
3.4.3.1.	Cenário C1	41
3.4.3.2.	Cenário C2	42
3.4.3.3.	Cenário C3	42
3.4.3.4.	Cenário C4	43
3.5.	Sumário	44
4.	Resultados da simulação	45
4.1.	Enquadramento	45
4.2.	Potência de Perdas	45
4.2.1.	Cenário A e B	45
4.2.2.	Cenário C1	48
4.2.3.	Cenário C2	51
4.2.4.	Cenário C3	53
4.2.5.	Cenário C4	56
4.2.6.	Influência dos Transformadores trifásicos de distribuição nas perdas	57
4.2.7.	Síntese	59
4.3.	Perfil das tensões nos Barramentos	61
4.3.1.	Cenário A e B	61
4.3.2.	Cenário C1	62
4.3.3.	Cenário C2	64
4.3.4.	Cenário C3	66
4.3.5.	Cenário C4	68
4.3.6.	Síntese	70
4.4.	Congestionamento nos Ramos	71
4.4.1.	Cenário A e B	71
4.4.2.	Cenário C1	71
4.4.3.	Cenário C2	72
4.4.4.	Cenário C3	73

4.4.5.	Cenário C4 -----	75
4.4.6.	Síntese -----	76
5.	Conclusão -----	77
5.1.	Análise conclusiva -----	77
5.2.	Perspetivas de trabalho futuro -----	78
	Referências -----	81
	Anexo I – Características elétricas dos Condutores da rede -----	84
	Anexo II – Parâmetros da Saída QG01-----	85
	Anexo III – Parâmetro da Saída QG02-----	87
	Anexo IV – Parâmetros da Saída QS01 -----	89
	Anexo V – Parâmetros da Saída QS02 -----	90
	Anexo VI – Ponta Máxima dos PT´s Públicos -----	91
	Anexo VII - Ponta Máxima dos PT´s Privados -----	93
	Anexo VIII – Gestão dos Grupos Diesel-----	94
	Anexo XIX – Resistência e Reactância dos transformadores trifásicos de distribuição-----	95

Índice de Figuras

Figura 2.1: Mapa do arquipélago da Região Autónoma dos Açores.....	3
Figura 2.2: Produção por fonte de Energia na RAA.....	5
Figura 2.3: Evolução da potência instalada na RAA.....	7
Figura 2.4: Fluxo Energético desde a produção até ao consumidor.....	8
Figura 2.5: Central Termoelétrica da ilha Graciosa.....	8
Figura 2.6: Esquema unifilar da CTGR.....	9
Figura 2.7: Grupo Gerador Diesel 3512B.....	9
Figura 2.8: Produção de energia elétrica.....	10
Figura 2.9: Estrutura do Consumo.....	11
Figura 2.10: Evolução da Ponta Máxima.....	12
Figura 2.11: Evolução do Vazio Mínimo.....	12
Figura 2.12: Diagrama de carga característico por estações do ano.....	13
Figura 2.13: PT do tipo cabine alta, cabine baixa e aéreo AS.....	15
Figura 2.14: Perdas na produção e distribuição.....	15
Figura 2.15: Linha Trifásica: a) condutores em esteira; b)Condutores equidistantes;.....	18
Figura 2.16: Curva de eficiência de um gerador em função da potência debitada.....	20
Figura 3.1: Etapas referentes ao trabalho desenvolvido.....	25
Figura 3.2: Desenho parcial do troço 4LDQG01TR01.....	26
Figura 3.3: Esquema Unifilar da rede distribuição MT 15 kV.....	27
Figura 3.4: Esquema Unifilar da rede distribuição MT 15 kV.....	33
Figura 3.5: Case Summary do cenário A.....	34
Figura 3.6: Potências injetadas nas saídas MT.....	35
Figura 3.7: Barramentos referentes à saída QG01.....	35
Figura 3.8: Barramentos referentes à saída QG02.....	36
Figura 3.9: Barramentos constituintes da saída QS01.....	37
Figura 3.10: Potencias injetadas nas saídas MT – Cenário B.....	37
Figura 3.11: Barramentos constituintes da saída QG01 – Cenário B.....	38
Figura 3.12: Barramentos constituintes da saída QG02 – Cenário B.....	39
Figura 3.13: Barramentos constituintes da saída QS01 – Cenário B.....	39
Figura 3.14: Esquema Unifilar com aparelhos de corte.....	40
Figura 4.1: Perdas ativas – Cenário A e B.....	45

Figura 4.2: Perdas ativas nos troços na saída QG01	46
Figura 4.3: Perdas ativas nos troços da saída QG02	47
Figura 4.4: Perdas ativas nos troços da saída QS01 e QS02	47
Figura 4.5: Perdas ativas – Cenário C1	48
Figura 4.6: Perdas ativas dos troços da saída QG01 – Cenário C1A e C1B	49
Figura 4.7: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C1A	50
Figura 4.8: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C1B.....	50
Figura 4.9: Perdas ativas – Cenário C2	51
Figura 4.10: Perdas ativas nos troços da saída QG01 – Cenário C2A e C2B	52
Figura 4.11: Perdas ativas da saída QS01 – Cenário C2A e C2B	53
Figura 4.12:Perdas ativas – Cenário C3	54
Figura 4.13: Perdas ativas na saída QG01 – Cenário C3A	55
Figura 4.14: Perdas ativas na saída QS01 – Cenário C3A.....	55
Figura 4.15: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C3C.....	56
Figura 4.16: Perdas ativas – Cenário C4	57
Figura 4.17: Influência dos transformadores nas perdas da rede	58
Figura 4.18: Percentagem de perdas ativas na rede	58
Figura 4.19: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário A.....	61
Figura 4.20: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário B.....	62
Figura 4.21: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1A	62
Figura 4.22: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1B	63
Figura 4.23: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1A e C1B.....	64
Figura 4.24: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2A	64
Figura 4.25: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2B	65
Figura 4.26: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2A e C2B.....	66
Figura 4.27: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3A	66
Figura 4.28: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3B	67
Figura 4.29: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3C	67
Figura 4.30: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4A	68
Figura 4.31: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4B	69
Figura 4.32: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4C	69
Figura 4.33: Percentagem de utilização das linhas – Cenário A e B	71
Figura 4.34: Percentagem de utilização das linhas – Cenário C1	72

Figura 4.35: Percentagem de utilização das linhas – Cenário C2A e C2B	72
Figura 4.36: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3A.....	73
Figura 4.37: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3B	74
Figura 4.38: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3C	74
Figura 4.39: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3C	75
Figura 4.40: Percentagem de ocupação nas linhas – Cenário C4A.....	75
Figura 4.41: Percentagem de ocupação nas linhas – Cenário C4B e C4C	76

Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Rede de Distribuição	14
Tabela 3.1: Características do condutor	26
Tabela 3.2: Características dos condutores	28
Tabela 3.3: Potências na rede de distribuição MT	32
Tabela 3.4: Modo de exploração dos aparelhos de corte	40
Tabela 3.5: Cenário de exploração da rede C1	42
Tabela 3.6: Cenário de exploração da rede C2	42
Tabela 3.7: Cenário de exploração da rede C3	43
Tabela 3.8: Cenário de exploração da rede C4	44
Tabela 4.1: Resultados dos cenários simulados	59
Tabela 4.2: Influência dos transformadores nas perdas	60

Acrónimos

QG01	–	Quitadouro Guadalupe 01
QG02	–	Quitadouro Guadalupe 02
QS01	–	Quitadouro Santa Cruz 01
QS02	–	Quitadouro Santa Cruz 02
CFP	–	Compensação do Fator Potência
PT's	–	Postos de Transformação
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
EDA	–	Eletricidade dos Açores
FP	–	Fator Potência
MT	–	Média Tensão
RAA	–	Região Autónoma dos Açores
CGPV	–	Central Geotérmica do Pico Vermelho
CGRG	–	Central Geotérmica da Ribeira Grande
PESB	–	Parque Eólico da Serra Branca
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
INE	–	Instituto Nacional de Estatística
SE	–	Sistema Elétrico
PM	–	Ponta Máxima
VM	–	Vazio Mínimo

Unidades de potência

W	–	Watt
kW	–	Kilo Watt
MW	–	Mega Watt

Unidade de Energia

kWh	–	Kilo Watt hora
MWh	–	Mega Watt hora
GWh	–	Giga Watt hora

1. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, em que os temas que envolvem eficiência energética, problemas ambientais e económicos, empresas competitivas, são cada vez mais discutidos, os estudos que envolvem os diversos sistemas de engenharia são cada vez mais pertinentes, uma vez que visam avaliar rendimentos, contabilizar custos e minimizar o impacto ambiental dos mesmos sistemas. No caso particular das empresas que atuam no ramo dos sistemas elétricos de energia, classificadas pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) como operadores das redes elétricas, estas estão sujeitas a regulações por parte desta entidade nas atividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso de eletricidade. Consequentemente, os operadores das redes elétricas têm de cumprir com determinadas normas que são indicadas pela ERSE, nomeadamente o regulamento da Qualidade de serviço (RQS), que é um instrumento de regulação da qualidade do fornecimento da energia elétrica.

Assim sendo, é fundamental para os operadores das redes aferir tanto quanto possível o desempenho das grandezas elétricas presentes no sistema, considerando as diferentes condições de funcionamento a que podem estar sujeitas.

1.1. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

No caso particular do sistema elétrico da ilha Graciosa, tem-se registado um aumento constante de procura de energia elétrica desde a entrada no novo milénio, que tem sido atenuada nos últimos anos pela crise financeira. Todavia, apesar de ano após ano se assistir a um decréscimo do número de habitantes na ilha, segundo o INE em 2005 existiam 4780 habitantes na ilha enquanto em 2015 existem 4393, o número de clientes de energia elétrica em média tensão e em baixa tensão tem aumentado consideravelmente. Em 2005 registaram-se 2983 clientes enquanto em Abril de 2015 se contabilizaram 3237 clientes (EDA, 2015c).

Para além do aumento do número de clientes de energia elétrica, a rede distribuição 15 kW tem sofrido alterações significativas em relação à sua estrutura topológica, que advém da necessidade da criação de novos troços na rede, que satisfaçam a entrega da energia a novos clientes que surgem com consumo em média tensão.

De acordo com o exposto, e não havendo conhecimento de estudos efetuados sobre a rede distribuição 15 kW da ilha Graciosa, surge esta dissertação com o intuito de simular o trânsito de potências na rede distribuição 15 kV. Pretende-se que haja um maior conhecimento das grandezas elétricas presentes da rede, que auxilie os seus operadores na tomada de melhores decisões, e também contribuir para a promoção da eficiência da rede.

Através da simulação do trânsito de potências na rede é avaliado o desempenho da rede quando sujeita a diferentes condições de funcionamento. São considerados dois cenários de cargas distintos e são operadas várias reconfigurações ao modo de exploração normalmente operado pela empresa gestora da rede. A necessidade de operar reconfigurações na rede advém normalmente da ocorrência de defeitos na rede, ou, da necessidade de isolamento de troços para que se realizem trabalhos de manutenção.

Para todas as simulações realizadas é avaliada a evolução dos níveis de tensão ao longo dos diferentes barramentos, a necessidade de geração para satisfação de um determinado consumo, a determinação da potência de perdas do sistema e ainda a identificação de estrangulamentos em alguns troços da rede elétrica.

1.2. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Esta dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos. O capítulo 1 introduz o tema, apresentando-se as motivações e os objetivos para a realização da dissertação.

O capítulo 2 é dedicado ao sistema elétrico da região autónoma dos Açores, caracterizando-se mais detalhadamente o sistema elétrico da Graciosa relativamente ao seu sistema electroprodutor, à rede de distribuição e à gestão técnica do seu sistema elétrico.

O capítulo 3 aborda todas as considerações efetuadas, que permitiram a construção da rede distribuição 15 kV e respetiva simulação no *software* de redes elétricas *Powerworld 8.0*. São também apresentados os diversos cenários a simular.

O capítulo 4 apresenta os resultados das simulações efetuadas relativamente à potência de perdas, ao perfil das tensões nos barramentos e ao congestionamento nos ramos.

A conclusão e a perspetiva de trabalhos futuros é apresentada no capítulo 5.

2. SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

2.1. ENQUADRAMENTO

O arquipélago dos Açores é uma das regiões ultraperiféricas da União Europeia, situa-se no nordeste do Oceano Atlântico entre os 36° e os 43° de latitude Norte e os 25° e os 31° de longitude Oeste. Os territórios mais próximos são a Península Ibérica, a cerca de 2000 km a leste, a Madeira a 1200 km a sudeste, a Nova Escócia a 2300 km a noroeste e as Bermudas a 3500 km a sudoeste. É constituído por duas ilhas no grupo oriental, São Miguel e Santa Maria, cinco ilhas no grupo central, Graciosa, Terceira, São Jorge, Pico, Faial e duas ilhas no grupo ocidental, Flores e Corvo (Figura 2.1).



Figura 2.1: Mapa do arquipélago da Região Autónoma dos Açores

A ilha Graciosa, cujo seu sistema elétrico é objeto de estudo nesta dissertação, é a segunda ilha de menores dimensões do arquipélago, com uma área aproximada de 60,66 km^2 , com 12,5 km de comprimento e 7,5 km de largura máxima. De acordo com os censos

realizados em 2011 (Instituto Nacional de Estatística, 2011) a população da ilha é de 4391 habitantes.

Considerada pela União Europeia uma região ultraperiférica, caracteriza-se por ser uma região pertencente à União Europeia, localizada fora dos limites do território continental e atrasada estruturalmente. Este atraso estrutural é causado pelas características inerentes a estas regiões que são: o grande afastamento, a insularidade, o terreno e clima agrestes, a dependência económica em determinados tipos de bens, e imitações nos recursos e produção de produtos. Todos estes fatores condicionam gravemente o desenvolvimento económico e social destas regiões, disponibilizando a União medidas e incentivos que visam proporcionar um nível de desenvolvimento social e económico para estas regiões idêntico ao da União Europeia (Parlamento Europeu, 2012).

2.1.1. SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico nos Açores é caracterizado pela sua pequena dimensão e dispersão, sendo a EDA, S. A. a concessionária responsável pelo transporte e distribuição de energia elétrica da região. Às nove ilhas que compõem o arquipélago correspondem outras tantas pequenas redes isoladas.

Atendendo à condição arquipelágica de nove ilhas dispersas geograficamente a uma distância de 1800km do continente português, à sua dimensão e à inexistência de recursos próprios que garantam a sua sustentabilidade, a dependência energética aliada à inultrapassável necessidade de transportar quase tudo de e para o exterior do arquipélago, quer seja via aérea ou marítima, faz com que o transporte dos combustíveis tenha um forte impacto no orçamento regional (Cota, 2012).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica não são idênticos em todas as ilhas. Em São Miguel, Terceira e Pico, ilhas de maior área, o sistema é composto por uma rede de transporte e uma rede de distribuição MT (média tensão) com diferentes níveis de tensão. Quanto à Graciosa, São Jorge, Faial, Flores e Corvo as redes de distribuição MT estão estabelecidas com o nível de tensão de 15kV. Na ilha de Santa Maria, existe uma rede MT subterrânea de 6 kV nas proximidades da central térmica do Aeroporto e na restante ilha a distribuição MT é efetuada com infraestruturas aéreas e subterrâneas com o nível de tensão de 10 kV (EDA, 2015b).

Relativamente à estrutura da produção de energia na RAA, embora a produção de energia elétrica ainda seja sustentada nos combustíveis fósseis, tem-se registado uma integração cada vez maior de fontes endógenas renováveis, apresentando-se na Figura 2.2 a sua evolução desde 2005 até 2014 (EDA, 2015c).

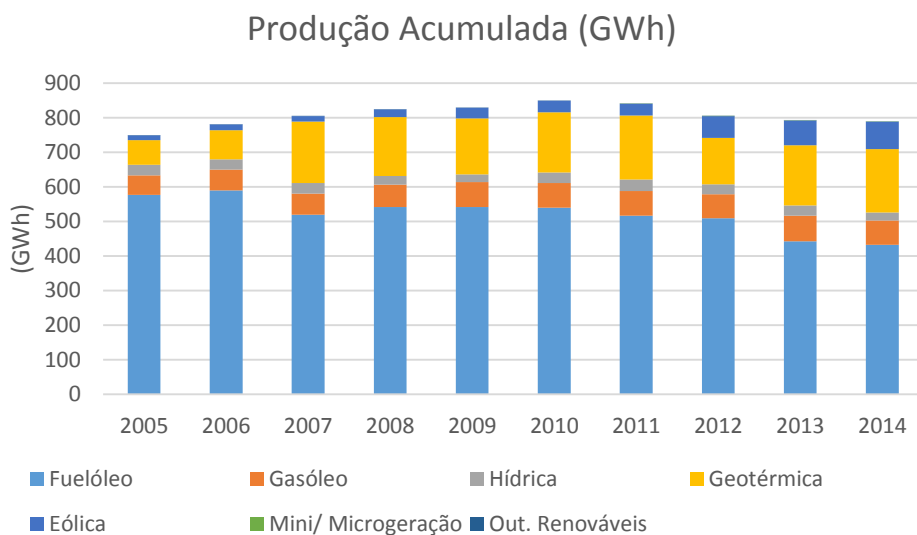


Figura 2.2: Produção por fonte de Energia na RAA

Em 2006 apenas 16,7% da energia foi de origem renovável e 83,3% de origem térmica, da qual 75,6% foi obtida da produção a fuelóleo e 7,7% de produção a gasóleo. Já em 2014, 36,2% da produção foi de origem renovável e 63,7% de origem térmica, da qual, 54,9% foi obtida de produção a fuelóleo e 8,8% de produção a gasóleo (EDA, 2015c).

2.1.2. ENERGIAS RENOVÁVEIS

A utilização de fontes de energias endógenas na região autónoma dos Açores verifica-se desde o início de 1900, nomeadamente através da produção de energia via recurso hídrico e a partir de 1980 via recurso Geotérmico.

A prospeção geotérmica iniciou-se na vertente norte do vulcão da Lagoa do Fogo, ilha de São Miguel, na última metade da década de 70, tendo culminado na construção da Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV) em 1980, com uma potência instalada de 3 MW. Atualmente, para além da Central Geotérmica do Pico Vermelho, encontra-se em operação a Central Geotérmica da Ribeira Grande (CGRG), sendo que as duas possuem uma potência instalada de 23 MW distribuída pela central CGRB 13 MW e CGPV 10MW. Localizadas no Campo Geotérmico da Ribeira Grande, são abastecidas por fluidos captados num

reservatório de alta entalpia, com temperaturas máximas compreendidas entre 235 °C e 240 °C cujas formações de maior produtividade surgem entre 500 e 1200m de profundidade. A produção combinada das duas centrais ascendeu em 2009 a 170 GWh, o que contribui na estrutura de produção da ilha de S. Miguel com uma quota de 37% (Ponte, 2013).

Relativamente ao aproveitamento hídrico, nos Açores não existem grandes bacias hidrográficas com possibilidade de armazenar grandes quantidades de água, pelo que os aproveitamentos hidroelétricos são explorados a fio de água, ou seja toda a água que flui na ribeira é imediatamente aproveitada, sendo utilizadas turbinas do tipo Francis e Pelton (EDA, 2011a).

As doze centrais hidroelétricas existentes nos Açores totalizam uma potência instalada de 10.191 kVA, localizando-se 7 na ilha de São Miguel, 3 na ilha Terceira, uma no Faial e uma nas Flores. A produção de energia elétrica por via hídrica ronda os 30 GWh/ano, o que corresponde sensivelmente à produção de energia elétrica da ilha de São Jorge (EDA, 2011a).

A energia eólica surgiu nos Açores em 1988, na ilha de Santa Maria, no âmbito de um programa alemão de apoio a essa forma de energia, sendo o parque eólico constituído por 9 aerogeradores de 30 kW. Em conjunto com a Madeira, a Região Autónoma dos Açores foi pioneira a integrar a energia eólica no sistema electroprodutor. Desde então, a energia eólica teve grande expansão no arquipélago, havendo atualmente parques eólicos em todas as ilhas, com exceção da ilha do Corvo (Botelho, 2010).

Após o primeiro parque eólico em Santa Maria, seguiram-se mais dois parques eólicos, na ilha de São Jorge e um segundo na Graciosa, em 1992, sendo que o primeiro era constituído com 4 aerogeradores de 400 kW e um de 150 kW e o segundo com dois aerogeradores de 100 kW. Em 2002 introduziram-se dois novos aerogeradores de 200 kW, Enercon E-30, no parque eólico da Serra Branca localizado na ilha Graciosa (Graciosa, 2014).

Em 2008 foi instalado um parque eólico de dimensões significativamente superiores, com 4,5 MW, de potência instalada, na ilha Terceira. O parque eólico de maior dimensão localiza-se na ilha de São Miguel, tendo sido construído em 2011, totalizando 9 MW de potência instalada.

As características tão particulares de uma fonte de energia como a eólica, nomeadamente a sua intermitência e aleatoriedade, são um obstáculo na integração deste tipo de energia no sistema electroprodutor. No entanto, a evolução ocorrida nos aerogeradores e em dispositivos

complementares, tem permitido limitar os efeitos negativos da onda de tensão. Na ilha das Flores, um volante de inércia tem servido de auxílio à procura de energia elétrica sem recurso a qualquer produção termoelétrica. Em várias horas a ilha das Flores tem sido 100% renovável (hídrica e eólica) (Botelho, 2010).

A Figura 2.3, que provém de (INEGI/APREN, 2015) demonstra a evolução da potência instalada da energia eólica, pequenas centrais hídricas, centrais geotérmicas e ondas e marés na RAA.

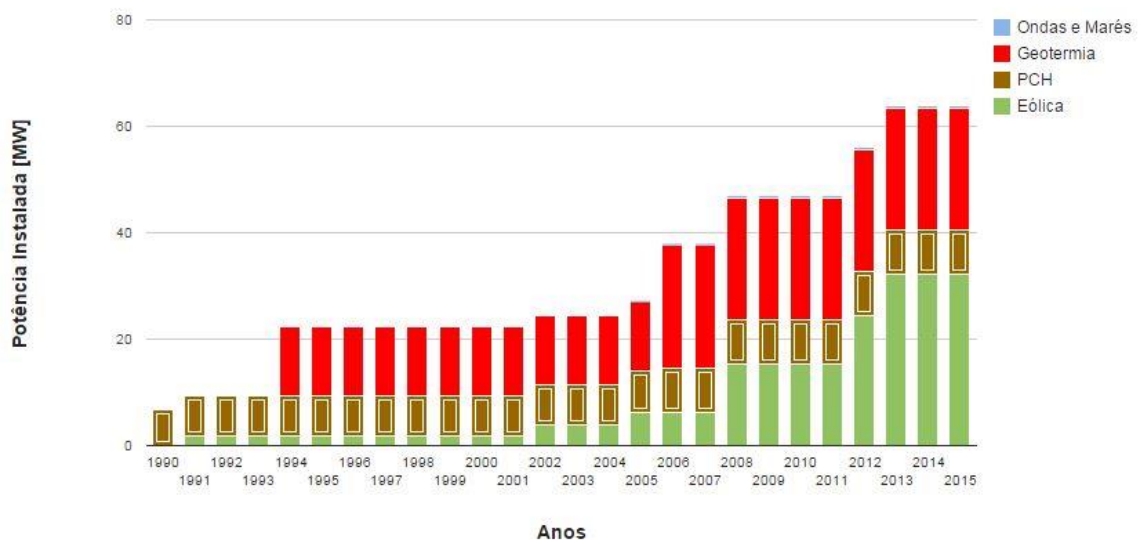


Figura 2.3: Evolução da potência instalada na RAA

Como se assiste pela Figura 2.3 destaca-se sobretudo o crescimento da energia eólica e da energia geotérmica desde 1990 até 2015. Atualmente, a energia eólica e a energia geotérmica totalizam uma potência instalada de 32,15 MW e 23 MW, respetivamente, correspondendo à maior fatia do mix renovável presente na região, correspondentes a uma percentagem de 49,8% e 35,6%.

As pequenas centrais hídricas apresentam 8,30 MW e as Ondas e Marés 0,4 MW de potência instalada.

2.2. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA ILHA GRACIOSA

O sistema elétrico da ilha Graciosa é atualmente constituído por uma central de produção de energia elétrica, uma subestação e uma rede de distribuição MT de 15kV (EDA, 2015a). O fluxo energético desde a produção ao consumidor é representado na Figura 2.4.

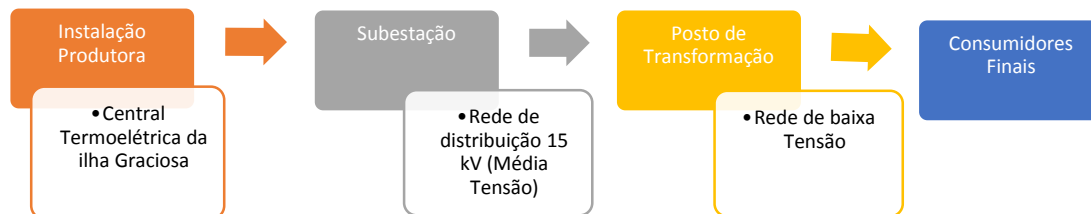


Figura 2.4: Fluxo Energético desde a produção até ao consumidor

2.2.1. SISTEMA ELECTROPRODUTOR

2.2.1.1. SISTEMA ELECTROPRODUTOR ATUAL

O sistema electroprodutor da ilha Graciosa é constituído unicamente pela central termoelétrica da Graciosa (CTGR), representada na Figura 2.5. Localizada no caminho velho do Quitadouro, na freguesia de Santa Cruz da Graciosa, entrou em serviço em 2004 (EDA, 2007). Atualmente é constituída por 6 grupos geradores que utilizam o *diesel* como fonte primária de energia, totalizando estes uma potência instalada de 5936 kVA.



Figura 2.5: Central Termoelétrica da ilha Graciosa

O esquema unifilar da central CTGR é apresentado na Figura 2.6. É possível observar que o grupo 6 apresenta uma tensão de geração de 6 kV enquanto todos os restantes grupos apresentam uma tensão de geração de 0.4 kV. É possível também observar a potência

nominal que cada um dos grupos geradores e dos transformadores, bem como as saídas MT alocadas ao barramento da subestação 15 kV.

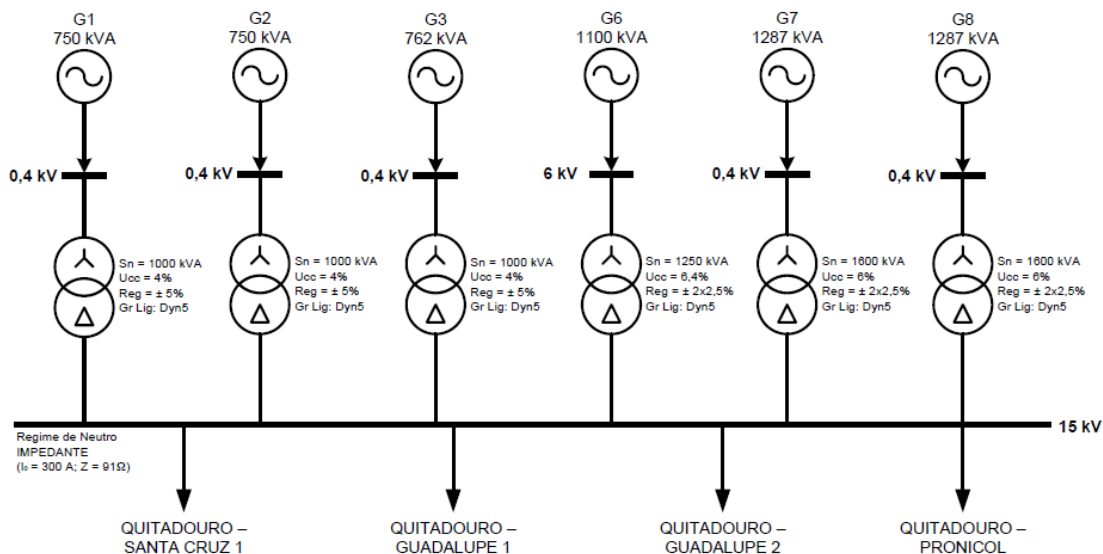


Figura 2.6: Esquema unifilar da CTGR

Na Figura 2.7 apresenta-se o grupo gerador *diesel* número 6 instalado na CTGR, cujo modelo do motor é o 3512B TA, V-12, Diesel arrefecido a água de quatro tempos (Caterpillar, 2015). Este grupo gerador pode também funcionar como compensador síncrono, ou seja, permite variar a potência reativa trocada com a rede de uma forma contínua, constituindo-se como um poderoso meio de regulação de tensão. No modo de funcionamento em que injeta potência reativa na rede, o compensador síncrono é designado por condensador síncrono, enquanto no modo em que consome potência reativa da rede é designado por reactância síncrona.

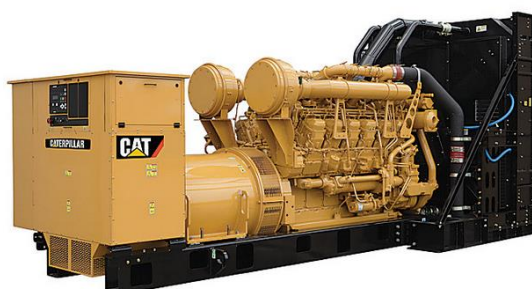


Figura 2.7: Grupo Gerador Diesel 3512B

O sistema electroprodutor foi também no passado constituído pelo Parque Eólico da Serra Branca (PESB), constituído por dois aerogeradores de 200 kW, totalizando uma

potência instalada de 400 kW, tendo este cessado o seu funcionamento em 2012. Em 2011, o último ano em que o PESB esteve em funcionamento, foi responsável pela produção de 10,8% da energia produzida na ilha (EDA, 2011b).

Relativamente à produção energia elétrica acumulada ao longo dos anos na ilha Graciosa, a Figura 2.8 apresenta a sua evolução desde 2004 até 2014 (EDA, 2015c).

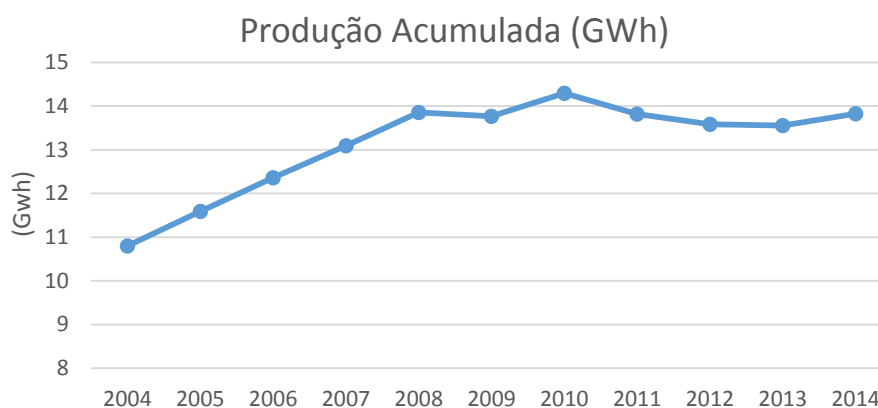


Figura 2.8: Produção de energia elétrica

Com exceção do ano de 2009, verificou-se um aumento de produção de energia quase linear entre 2004 e 2010. Entre 2011 e 2013 houve um decréscimo de produção próximo de 1 GWh, sendo que em 2014 já se registou novamente um pequeno incremento na produção de energia.

2.2.1.2. PROJETO YOUNICOS

O atual SE da ilha Graciosa sofrerá alterações no seu sistema electroprodutor num futuro próximo. No dia 9 de Agosto de 2012 foi assinado um *master agreement*, entre a empresa alemã *Younicos* e empresa gestora do sistema elétrico dos Açores, EDA, S.A.

A parceria EDA/*Younicos* incide sobre um projeto, com um investimento inicial de 25 milhões de euros (Moniz, 2012), assente na introdução de um sistema híbrido que permitirá quebrar a dependência para os atuais geradores Diesel na ilha Graciosa.

O novo sistema híbrido combinará um sistema de armazenamento de energia composto por baterias de iões de lítio com 2.6 MW de potência instalada, um parque eólico e uma central fotovoltaica, de 4.5 MW e 1 MW de potência instalada, respetivamente (AG, 2015).

Num contexto de procura de soluções para a otimização do uso das energias renováveis, esta parceria representa três objetivos muito importantes (Governo dos Açores, 2012):

- ✓ Demonstrar a viabilidade, técnica e económica, da utilização de baterias, de grande capacidade de armazenagem de energia, para aumentar a penetração de energia renováveis. Pretende-se com este conjunto de baterias obter uma penetração de renováveis na rede elétrica da ordem dos 70%.
- ✓ Demonstrar, igualmente, a viabilidade da utilização de baterias na estabilização da rede não só devido à intermitência das fontes de energias renováveis, como também devido às oscilações da procura;
- ✓ Provar que nos Açores, e especialmente na Graciosa, é viável economicamente obter níveis de penetração de energias renováveis na rede elétrica da ordem dos 70% a partir da energia do vento e do sol.

O novo sistema híbrido aplicado à ilha Graciosa utilizará 100 % da energia disponível proveniente do sol e do vento, sendo os geradores diesel utilizados apenas em situações de *back-up*, nas semanas que se verifiquem fracas condições atmosféricas.

Está também a ser estudado um sistema de *back-up* alternativo aos geradores diesel, que consiste na decomposição de materiais orgânicos para produção de energia elétrica, de forma a reduzir-se ainda mais o uso de combustíveis fósseis.

2.2.1.3. CONSUMO

No que diz respeito ao consumo a Figura 2.9, que provém de (EDA, 2015a) apresenta a estrutura do consumo da ilha referente ao ano 2014. O sector doméstico apresenta a maior *share*, com 34,4%, seguindo-se o sector do comércio/serviços e indústrias com 25,8%. Os serviços públicos e iluminação apresentam uma menor *share* com 10,3% e 7,9%, respetivamente. O sector do consumo próprio apresenta um valor residual de 0.1%.

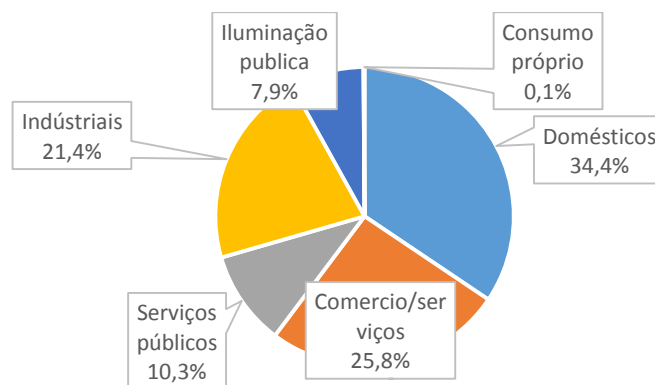


Figura 2.9: Estrutura do Consumo

Relativamente à evolução da ponta máxima, a Figura 2.10, adaptada de (EDA, 2015c), apresenta a ponta máxima anual verificada entre 2005 e 2014, sendo possível constatar o seu crescimento desde 2005 até 2010. Entre 2010 e 2012 a ponta máxima decresceu cerca de 400 kW, estabilizando nos últimos 3 anos nos 2300 kW.

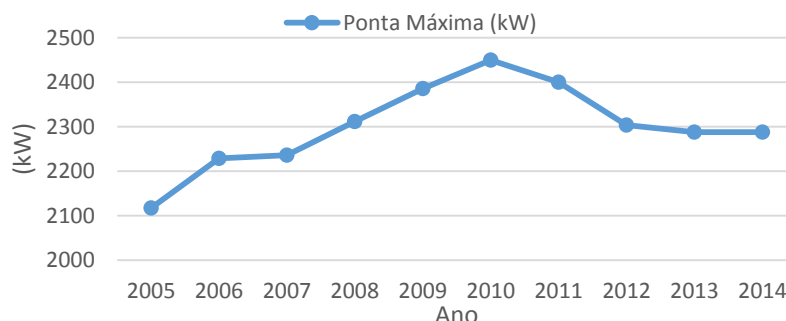


Figura 2.10: Evolução da Ponta Máxima

No que diz respeito à potência mínima, na hora de vazio, a Figura 2.11, adaptada de (EDA, 2015c), apresenta a sua evolução anual desde 2005 até 2014. Note-se que o valor desta duplicou entre 2005 e 2009, havendo um incremento de 500 kW. Posteriormente, deu-se uma queda até 2012 de 150 kW. Nos últimos dois anos, o vazio mínimo apresentou uma potência próxima dos 950 kW.

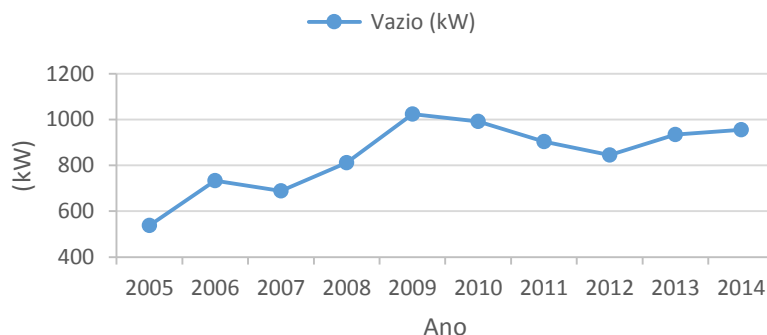


Figura 2.11: Evolução do Vazio Mínimo

Ao nível da variação do consumo ao longo do ano, é característico existirem consumos e hábitos diferentes de acordo com a estação do ano e as condições climatéricas. Porém, os diagramas de carga característicos de cada estação apresentados na Figura 2.12 (EDA, 2015a), não demonstram uma variabilidade de consumos muito significativa entre estações.

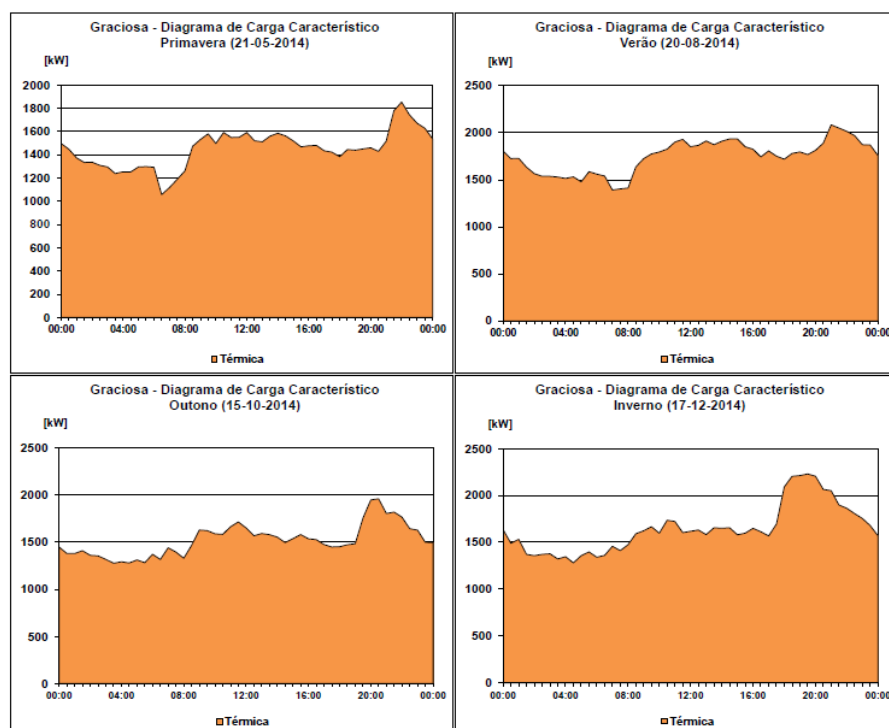


Figura 2.12: Diagrama de carga característico por estações do ano

Após a análise da Figura 2.12 é possível concluir que a ponta máxima de todos os diagramas acontece tipicamente nas horas em que anoitece (entre as 18h e as 22h, consoante a estação do ano).

Uma vez que em várias simulações a efetuar no âmbito desta dissertação, o perfil das cargas a considerar é relativo à ponta máxima e ao vazio mínimo verificado no ano 2014, é pertinente saber a hora em a ponta máxima e o vazio mínimo ocorrem, para que se possa aferir junto da empresa gestora da rede quais as cargas que neste período horário solicitam maior ou menor potência.

2.2.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica têm como função levar a energia até junto dos consumidores, domésticos ou industriais, para o que se usam três níveis de tensão: a baixa tensão, à qual estão diretamente ligados os aparelhos; a média tensão, que alimenta dos postos de transformação; a alta tensão, que fornece energia às subestações (Paiva, 2011).

Na presente secção é caracterizada a rede de distribuição da ilha Graciosa, são identificadas as principais causas de perdas na rede de distribuição e são apresentadas as

expressões que permitiram calcular os parâmetros MT dos condutores aéreos presentes na rede.

2.2.2.1. CARACTERIZAÇÃO

A rede distribuição da ilha Graciosa apresenta uma tensão nominal de 15 kV na média tensão e 400 V na baixa tensão, e tem como função assegurar o transporte da energia desde a CTGR até aos consumidores finais. Quanto à sua estrutura topológica apresenta uma rede malhada com exploração radial.

Esta topologia de rede é caracterizada pelos geradores estarem ligados de forma que o trânsito de energia até aos consumidores se faça por vários percursos. Todas as linhas devem estar dimensionadas para transmitir a potência necessária em caso de avaria de outra linha (designado por critério de segurança $n - 1$) (Paiva, 2011). A exploração radial é efetuada através de interruptores normalmente abertos, que podem ser fechados em caso de indisponibilidade de um troço de linha, por forma a assegurar a continuidade de serviço.

Os dados gerais da rede de distribuição são apresentados na Tabela 2.1, que provém de (EDA, 2015a).

Tabela 2.1: Rede de Distribuição

Saída MT	Nível de Tensão (kV)	Extensão da Rede (km)			Postos de Transformação					
		Aérea	Subt.	Total	PTD		PTC		Nº Total	Pot. Instalada total (KVA)
					Nº	S (KVA)	Nº	S (KVA)		
Quitadouro Santa Cruz 01	15	3,75	6,08	9,38	7	1710	8	2 000	15	3 710
Quitadouro Guadalupe 02	15	23,40	0,86	24,27	20	2 360	6	1 560	26	3 920
Quitadouro Guadalupe 01	15	28,64	1,02	29,69	21	2060	5	375	26	2 435
Quitadouro Santa Cruz 02	15	0,51	0,20	0,70	-	-	1	630	1	630
Total da Rede distribuição MT		56,31	8,16	64,04	48	6130	20	4 565	68	10 695

Como se verifica pela Tabela 2.1 a rede de distribuição apresenta 4 saídas MT, designadas por Quitadouro Santa Cruz 01 (QS01) Quitadouro Santa Cruz 02 (QS02), Quitadouro Guadalupe 01 (QG01) e Quitadouro Guadalupe 02 (QG02).

A extensão total da rede é de 64,04 Km, divididos em 56.30 km de linhas aéreas e 7.74 km de cabos subterrâneos.

Verifica-se a existência de 48 postos de transformação públicos e 20 postos de transformação particulares, totalizando estes uma potência instalada total de 10695 KVA. Os postos de transformação públicos ao longo da rede distribuição são do tipo cabine alta, cabine baixa e aéreo tipo AS, representados na Figura 2.13.



Figura 2.13: PT do tipo cabine alta, cabine baixa e aéreo AS

Para além dos postos de transformação públicos e privados a rede de distribuição é ainda constituída por postos de seccionamento, instalações de iluminação pública, órgãos e equipamentos de telecomando da rede.

Relativamente à percentagem da energia de perdas no SE da ilha Graciosa, apresenta-se na Figura 2.14, adaptado de (EDA, 2015a), a percentagem de perdas verificadas na produção e na rede de distribuição.

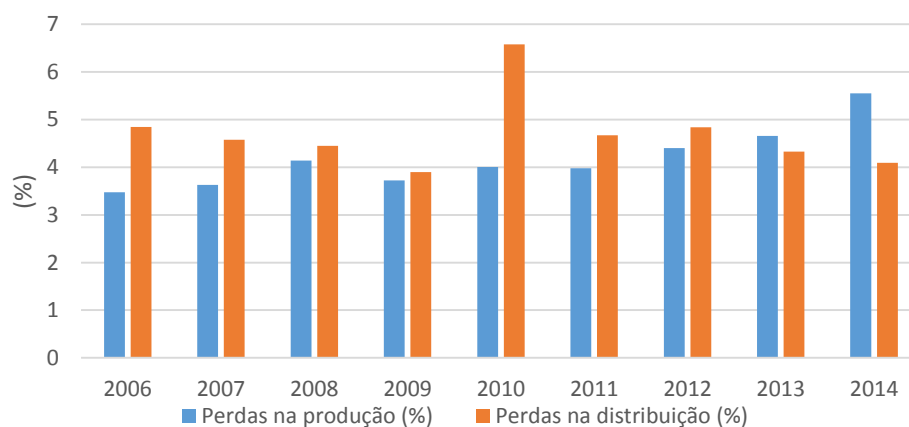


Figura 2.14: Perdas na produção e distribuição

Como se verifica pela Figura 2.14 a percentagem de perdas na rede distribuição situa-se normalmente entre os 4% e os 5%, com exceção do ano 2010 em que as perdas na distribuição atingiram quase os 7%. Note-se também o facto da percentagem de perdas na produção ter sido superior à percentagem de perdas na distribuição no ano de 2013 e de 2014.

2.2.2.2. PRINCIPAIS CAUSAS DE PERDAS

As perdas na rede de distribuição são segundo a (ANEEL, 2015) normalmente classificadas em perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas ocorrem nos equipamentos elétricos, nomeadamente nas linhas e nos transformadores. As perdas não técnicas são associadas a fenómenos não esperados no funcionamento normal do SEE, tais como ligações clandestinas, erros de ligação, fraude nos equipamentos de ligação, etc.

No âmbito da simulação da rede elétrica a efetuar nesta dissertação, as perdas técnicas verificadas na rede de distribuição serão alvo de um estudo cuidadoso, sendo crucial ter-se sensibilidade relativamente aos fatores que têm maior influência nas perdas. Esses fatores são apresentados nos pontos seguintes.

i. Resistência Elétrica

A resistência elétrica da linha depende de três fatores: resistividade elétrica do material condutor (ρ), comprimento da linha (l), e secção útil do condutor (S). Na equação 2.1 verifica-se como se relacionam os diversos fatores.

$$R = \frac{\rho}{S} l \quad (\Omega/m) \quad 2.1$$

De acordo com as perdas por efeito de Joule, as perdas são proporcionais a RI^2 , sendo evidente que quanto mais elevada for a resistência maiores são as perdas.

De acordo com a equação 2.1 a resistência depende de outros parâmetros tais como a resistividade do material elétrico condutor, o comprimento da linha e a área de secção útil. Normalmente são utilizados condutores de cobre e alumínio nas linhas elétricas, sendo que a resistividade varia em função do material condutor escolhido. O cobre apresenta uma condutividade quase dupla da do alumínio, todavia o alumínio prevalece na construção de linhas por razões de custo e peso mais baixos. Relativamente ao comprimento da linha, quanto maior for o comprimento da mesma, maior resistência se verifica à passagem da corrente. A área de secção útil refere-se à camada do material condutor, sendo que o aumento

de secção diminui a resistência elétrica. Uma maior secção traduz-se numa maior capacidade no transporte da energia elétrica. Um outro fator que afeta a resistência elétrica dos condutores é a temperatura, sendo que a resistência aumenta para temperaturas mais elevadas.

De uma forma mais generalizada é possível concluir-se que a resistência elétrica nas linhas de transmissão e nos enrolamentos dos transformadores de potência é o fator que mais contribui para as perdas do SEE.

ii. Carga Elétrica

Um aumento de carga elétrica no sistema reflete-se no aumento proporcional da corrente elétrica nos condutores do sistema. O fator de potência ($FP = \cos\varphi$) de uma carga pode ter um valor entre 0 e 1. Quando o FP é igual a 0, trata-se de uma carga capacitiva pura, em que a corrente está em avanço relativamente à tensão ($\varphi = -90^\circ$), ou uma carga indutiva pura, em que a corrente está em atraso relativamente à tensão ($\varphi = 90^\circ$). Se a carga for resistiva, significa que a corrente está em fase com a tensão ($\varphi = 0^\circ$), ou seja, $FP = 1$.

$$P = (U \times I) \times (\cos \varphi) \quad 2.2$$

Através da análise à equação 2.2, verifica-se que para a mesma carga ativa (P), com a diminuição do FP, a corrente que alimenta a carga aumenta. Assim, é possível que concluir que a diminuição do fator potência origina mais perdas na rede.

iii. Tensão Elétrica

A energia elétrica é transmitida sob a forma de potência, que é igual ao produto da corrente pela tensão. Para a mesma energia elétrica a ser transmitida, aumentando-se o nível de tensão, a corrente diminui e por conseguinte diminuem-se as perdas.

2.2.2.3. PARÂMETROS DA LINHA MT

O cálculo dos parâmetros das linhas MT, designadamente a resistência, a reactância longitudinal e a admitância transversal, para os condutores aéreos presentes na rede foram efetuados de acordo com expressões apresentadas nos seguintes pontos. As mesmas provêm de (Paiva, 2011).

i. Resistência

A resistência é a capacidade do condutor se opor à passagem de corrente elétrica. Para se calcular a resistência aplica-se a expressão 2.1, já apresentada anteriormente.

A resistência varia com a temperatura, sendo em geral especificada para 20°C. A correção para a temperatura normal de funcionamento é efetuada pela expressão:

$$R_{Temp.Func.} = R_{20^{\circ}C} \times [1 + \alpha_{20^{\circ}C}(\theta_{Temp.Func.} - 20)] \quad (\Omega/m) \quad 2.3$$

ii. Indutância Linear

A indutância Linear é calculada através da equação 2.4, sendo que D representa a distância entre fases e é determinado em função da disposição dos condutores, como se apresenta na Figura 2.15.

$$L = (2 \times 10^{-7}) \ln \frac{D}{r'} \quad (H/m) \quad 2.4$$

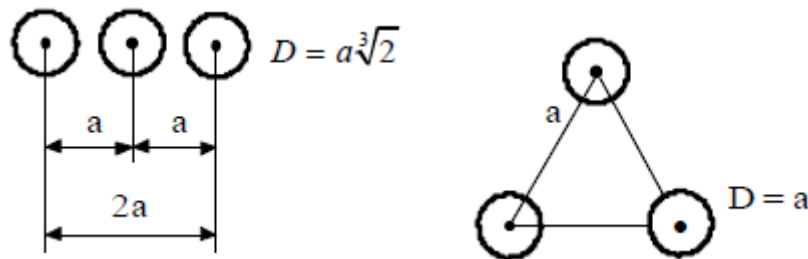


Figura 2.15: Linha Trifásica: a) condutores em esteira; b) Condutores equidistantes;

Em que D representa a distância entre fases e r' o raio médio geométrico do condutor. É calculado a partir da seguinte expressão:

$$r' = e^{-\frac{1}{4}} r = 0,778 r \quad 2.5$$

iii. Reactância Longitudinal

A reactância longitudinal é o parâmetro mais importante de uma linha elétrica de energia, estando diretamente relacionada com a capacidade da linha em transmitir energia e com a queda de tensão da linha. Determina-se através da seguinte expressão:

$$X = 2\pi \times f \times L \quad (\Omega/m) \quad 2.6$$

iv. Capacidade

A expressão que permite obter o valor da capacidade das linhas é:

$$C = \frac{1}{18} \times 10^{-9} \frac{1}{\ln\left(\frac{D}{r} \frac{2H}{\sqrt[6]{(D^2 + 4H^2)^2(D^2 + H^2)}}\right)} \quad (F/m) \quad 2.7$$

Sendo que H representa a distância dos condutores ao solo, D a distância entre condutores e r o raio do condutor em metros.

v. Admitância Transversal

A admitância transversal de uma linha reduz-se à respetiva susceptância, uma vez que é desprezada a condutância. É calculada através da seguinte expressão:

$$B = 2\pi \times f \times C \quad (S/m) \quad 2.8$$

2.2.3. GESTÃO TÉCNICA DO SEE

A gestão técnica de uma rede isolada sem possibilidade de ser interligada a uma rede continental envolve uma maior complexidade, dado a vulnerabilidade da rede a variações bruscas no consumo e ainda a defeitos e falhas que possam ocorrer nos componentes do sistema. Por conseguinte, os critérios de segurança para estas redes são normalmente mais estreitos, de forma a evitar-se rutura entre a potência consumida e a potência produzida, o chamado *black-out*.

2.2.3.1. SERVIÇOS DO SISTEMA

De acordo com o relatório do IEC (IEC, 2013) para se manter a estabilidade do sistema, são necessários os chamados serviços do sistema, que se apresentam nas seguintes rubricas:

- ✓ Controlo da frequência: Ocorre numa base temporal de segundos a minutos e é feito de forma automática pelos reguladores de carga-velocidade dos grupos geradores;
- ✓ Reserva Girante: É a diferença entre a potência ativa que é possível solicitar a um grupo e a potência que ele está a fornecer podendo ser ativado em menos de 10 minutos;

- ✓ Reserva Estática: É a potência dos geradores não ligados à rede, tendo um tempo de resposta mais lento que a reserva girante, devido ao arranque e sincronismo dos geradores à rede;
- ✓ Regulação da tensão: É feita pela regulação da tensão dos grupos geradores, baterias de condensadores, bobinas de indução e transformadores com comutadores de tomadas;
- ✓ Capacidade de *black-start*: São os geradores disponíveis para reiniciar a rede em caso de *black-out*.

2.2.3.2. GESTÃO DOS GRUPOS DIESEL

Os geradores Diesel, como o próprio nome indica, produzem eletricidade através de um gerador acoplado a um motor de combustão interna alimentado a *diesel*. Quanto ao princípio de funcionamento do motor *diesel*, também conhecido por motor de ignição, o ar é comprimido até uma temperatura acima da temperatura de auto-ignição do combustível, e a combustão é iniciada pelo contato à medida que o combustível é injetado nesse ar quente (Çengel;Boles, 2006).

Relativamente à otimização do custo associado ao seu funcionamento é importante ter em consideração o comportamento do motor quando sujeito a determinadas condições de funcionamento. O consumo de combustível por kWh de energia produzida (consumo específico) diminui com o aumento de carga que é solicitado ao motor, e vice-versa, como se pode verificar pela curva de eficiência em função da potência debitada, obtida em (Iverson, 2007).



Figura 2.16: Curva de eficiência de um gerador em função da potência debitada

Assim sendo, existe todo o interesse que os grupos funcionem próximo da sua potência nominal, pelo que a seleção dos grupos geradores tenha de ser feita em função da carga que

lhes é requerida. Outro aspeto a ter em conta é a carga mínima de funcionamento, ou seja, a carga a partir da qual o gerador não deve funcionar sob o risco de o danificar.

Ainda relativamente à gestão dos grupos, é necessário ter em conta os trabalhos de manutenção a que os grupos *diesel* estão sujeitos, dado que os grupos *diesel* não podem operar enquanto decorrem trabalhos de manutenção. As manutenções são normalmente classificadas em:

- ✓ Manutenção Geral (realizada ao fim de 22.000 horas de funcionamento);
- ✓ Manutenção da extremidade superior (realizada ao fim de 11.000 horas de funcionamento);
- ✓ Manutenção Rotineira (realizada entre 500 e 1.000 horas de funcionamento).

A manutenção geral requer uma maior complexidade, dado ser realizada ao nível da cambota do grupo gerador. A manutenção da extremidade superior realiza-se ao nível da cabeça do motor (velas, injetores, etc). Por fim, a manutenção rotineira é a mais simples de ser realizada, estando relacionada com mudanças de óleo e dos filtros. O número de horas de funcionamento, a partir do qual se realizam trabalhos de manutenção dos grupos geradores, é diferente para cada grupo gerador. O número de horas apresentado anteriormente a partir do qual se realizam diferentes tipos de manutenção é relativo ao grupo 7.

Os aspetos referidos nesta seção envolvendo a gestão dos grupos *diesel*, são conhecidos na literatura dos SEE como um problema de escalonamento dos grupos, e pré-despacho, ou seja, uma antecipação grosseira da carga a atribuir a cada grupo, com o intuito de tomar em consideração os custos de funcionamento, associados ao consumo de combustível. No entanto, o problema do escalonamento e pré-despacho é um problema de otimização onde se procura satisfazer as cargas previstas, com uma certa reserva, a custo mínimo, respeitando todas as restrições técnicas (Matos, 2000).

No caso do SE da ilha Graciosa, não havendo conhecimento da aplicação de um problema de otimização que determine o funcionamento otimizado dos grupos Diesel, considerou-se nesta secção “Gestão dos Grupos Diesel” o nome mais indicado. No anexo VIII é possível observar a gestão dos grupos *diesel* realizada na CTGR para os dias entre 28 Setembro e 4 Outubro 2015.

2.2.3.3. CONTROLO DE FREQUÊNCIA E TENSÃO

Um bom funcionamento de um SEE requer que este funcione com frequência e tensão constantes, constituindo a constância destas duas grandezas um critério essencial da qualidade da energia elétrica.

De acordo com (Paiva, 2011), a frequência é uma grandeza de carácter global que deve ser mantida dentro de uma gama muito estreita, tipicamente $\pm 0,1\%$ do seu valor nominal, 50 Hz na Europa. Quanto à tensão é uma grandeza de carácter local, que depende fortemente dos trânsitos de potência reativa na rede. Na regulação da tensão é normalmente aceite uma variação $\pm 5\%$ do valor nominal.

Como um Sistema Elétrico de Energia não é um sistema estático, isto é, a potência elétrica que está a ser pedida ao sistema de produção está continuamente a variar devido às flutuações do consumo, também a potência produzida tem que estar continuamente a variar, de modo a que haja um equilíbrio entre a potência produzida e a potência consumida. Assim, se o consumo aumenta, as válvulas de admissão das turbinas terão que abrir de modo a que a potência mecânica fornecida pela máquina primária aumente. No caso de haver uma diminuição de potência pedida à rede, devido a uma diminuição do consumo, a abertura das válvulas de admissão terá que diminuir, para que haja uma diminuição da potência mecânica produzida (Barbosa, 2013).

O equilíbrio entre as potências produzidas e consumidas é verificado através do controlo da velocidade dos alternadores e, conseqüentemente, da frequência da rede. Se houver uma potência produzida superior à potência consumida a velocidade dos alternadores aumenta, o mesmo sucedendo à frequência. Se houver um défice de potência elétrica produzida em relação à potência elétrica consumida, haverá uma diminuição da velocidade dos alternadores e, por consequência, uma diminuição da frequência da rede (Barbosa, 2013).

No caso de défice de potência elétrica produzida para servir a carga do sistema, por motivo de saída de serviço não programada de um grupo gerador, ou ausência de reserva girante suficiente para servir a carga, são tomadas medidas de emergência que consistem no deslastre de carga, desencadeado automaticamente por relés mínimos de frequência, os quais desligam seletivamente blocos de consumidores, de forma a repor o equilíbrio entre a produção e o consumo (Paiva, 2011).

No caso do SEE da ilha Graciosa, existem dois escalões de proteção de mínimo de frequência independentes, sendo utilizados como dois níveis de deslastre de carga. Em

ambos os escalões, só se verifica a atuação do mesmo quando a frequência for inferior ao limiar operacional regulado e, simultaneamente, a sua diminuição ocorrer a uma taxa superior a um determinado valor. O primeiro escalão está parametrizado para um limiar de 48 Hz ao fim de 1,5 segundos enquanto o segundo escalão está definido para um limiar de 47 Hz ao fim de 2 segundos. No 1º escalão ocorre o deslastre das cargas da saída QG01 enquanto no segundo escalão são deslastradas as cargas das saídas QG02 e QS02.

Ao contrário do controlo da frequência que é realizado de forma centralizada, o controlo da tensão-potência reativa é efetuado quer central quer localmente, ao nível das redes distribuição ou junto dos consumidores finais.

O desvio das tensões nos barramentos advém de um desequilíbrio entre a potência reativa consumida e a potência reativa produzida (Barbosa, 2013). Dado que as cargas do sistema são tipicamente indutivas, a potência reativa deve ser gerada tanto quanto possível junto das cargas, pois a sua transferência nas linhas acarreta quedas de tensão e perdas adicionais.

A problemática associada ao controlo da potência reativa é completamente distinto nas horas de ponta, das horas de vazio. Na hora de ponta verifica-se o maior consumo de potência ativa e, por conseguinte, maior consumo de potência reativa, sendo o objetivo minimizar as perdas no sistema, daí a importância da geração da potência reativa se verificar tanto quanto possível junto da carga, como já referido. Nas horas do vazio, em sistemas com longas linhas de transmissão aéreas e cabos subterrâneos, pode ocorrer a potência reativa consumida pelo sistema ser inferior à potência disponível. Nestas situações há que desexcitar os geradores síncronos, de modo a absorverem a potência reativa em excesso no sistema.

Como se verificou, na hora de vazio existe a finalidade de eliminar o excesso de energia reativa do sistema enquanto na hora de ponta há a finalidade de minimização de perdas nas linhas de distribuição.

2.3. SUMÁRIO

O sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores apresenta constrangimentos inerentes ao facto de se tratar de um sistema isolado, de pequena dimensão, isolado fisicamente de uma grande rede elétrica. Porém, apesar de todas as condicionantes técnicas associadas a este tipo de sistemas, tem-se assistido a conjunto de investimentos, nomeadamente na introdução de fontes endógenas renováveis que visam diminuir a extrema dependência da região para com os combustíveis fósseis. Em 2014, 36,2% da produção de

energia elétrica na região foi de origem renovável, sendo este valor significativo comparativamente ao ano de 2006, em que apenas 16,7% da produção de energia foi de origem renovável. Para além da redução da dependência dos combustíveis fósseis e, conseqüentemente, diminuição de emissões poluentes, a introdução de fontes endógenas incrementa a independência e a segurança energética na região, assegurando-lhe uma maior sustentabilidade económica a longo prazo.

Importa também referir, que os investimentos nas fontes endógenas renováveis advêm parcialmente do facto da RAA participar no programa ISLE-PACT, integrado no âmbito do programa Europeu “TREN/PREP/2009/D3/Islands”, juntamente com outras 11 regiões insulares Europeias. Este programa consistiu na assinatura de uma declaração de compromisso das autoridades de cada ilha ou região insular, assumindo estas metas concretas e mensuráveis de redução de dióxido de carbono (face à referência de 2005 até ao ano 2020). Para a RAA as metas atingir consistem em (Pact of islands, 2012):

- ✓ 60% da eletricidade provenientes de fontes renováveis;
- ✓ 20% da energia primária total proveniente de fontes renováveis;
- ✓ 35% da energia primária total utilizada sob a forma de eletricidade;
- ✓ Reduzir as emissões de CO₂ em pelo menos 20%.

Relativamente ao sistema elétrico da ilha Graciosa foram apresentados no presente capítulo os dados relativos ao seu sistema electroprodutor, à rede de distribuição e à gestão técnica do SEE. Dado à tendência de aumento da procura de energia elétrica na ilha desde a entrada no novo milénio, foram sobretudo realizados investimentos pela empresa concessionária da rede ao nível do sistema electroprodutor, nomeadamente na construção da central termoelétrica da Graciosa, que substituiu a central da Barra em 2004, e na aquisição de novos grupos geradores.

Atualmente existe alguma expectativa em relação à introdução do projeto *Younicos* no sistema electroprodutor da ilha, sendo que as previsões apontam para que 70 % da produção anual de energia seja proveniente de fontes renováveis.

3. EXPLORAÇÃO DA REDE DISTRIBUIÇÃO 15 KV

3.1. ENQUADRAMENTO

Neste capítulo expõe-se todas as considerações efetuadas que possibilitaram a construção da rede distribuição MT 15 kV da ilha Graciosa no *software* de simulação de redes elétricas *powerworld 8.0*. É dada especial ênfase à determinação dos parâmetros das linhas MT, ao cálculo das potências máximas admissíveis nas linhas e às cargas nos barramentos, uma vez que estas grandezas constituem os principais *inputs* do software de simulação. É abordado o *software* de simulação de redes *powerworld 8.0* e são apresentados os vários cenários de exploração da rede a simular.

Relativamente ao trabalho desenvolvido, em primeiro lugar foi realizado o estudo do esquema unifilar da rede da ilha Graciosa, de forma a aferir a sua estrutura topológica e o seu modo de exploração. Posteriormente definiu-se os nós da rede, determinou-se os parâmetros das linhas MT e o valor das potências ativas e reativas a injetar em cada barramento. A Figura 3.1 apresenta as etapas desenvolvidas, que possibilitaram a construção da rede elétrica no *software powerworld 8.0* e a sua respetiva simulação para diversos cenários de carga.

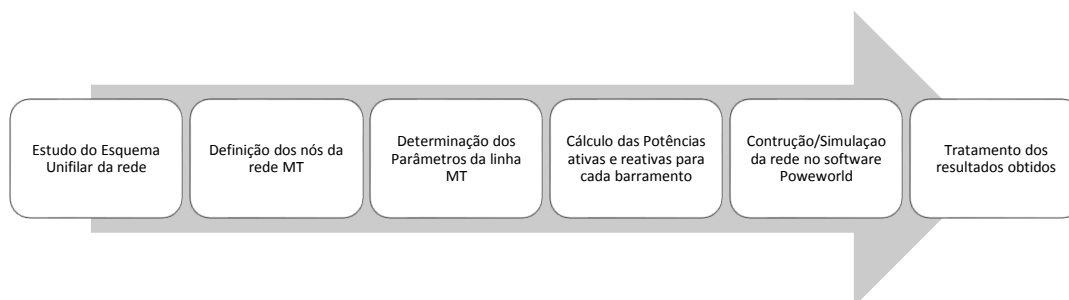


Figura 3.1: Etapas referentes ao trabalho desenvolvido

3.2. CONSIDERAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO DA REDE

A construção da rede de distribuição MT 15 kV da ilha Graciosa exigiu previamente o tratamento de um conjunto de dados facultados pela empresa gestora do sistema elétrico do Arquipélago dos Açores. Finalizado esse tratamento de dados, seguiu-se a implementação da rede no *software* de simulação de redes elétricas *Powerworld*.

A título de exemplo dos dados fornecidos, apresenta-se um desenho parcial do troço 4LDQG01TR01 na Figura 3.2. e as características do condutor na Tabela 3.1. Estes dados permitiram aferir a designação e tipo de condutores, respetivos comprimentos, troços e saídas MT correspondentes.

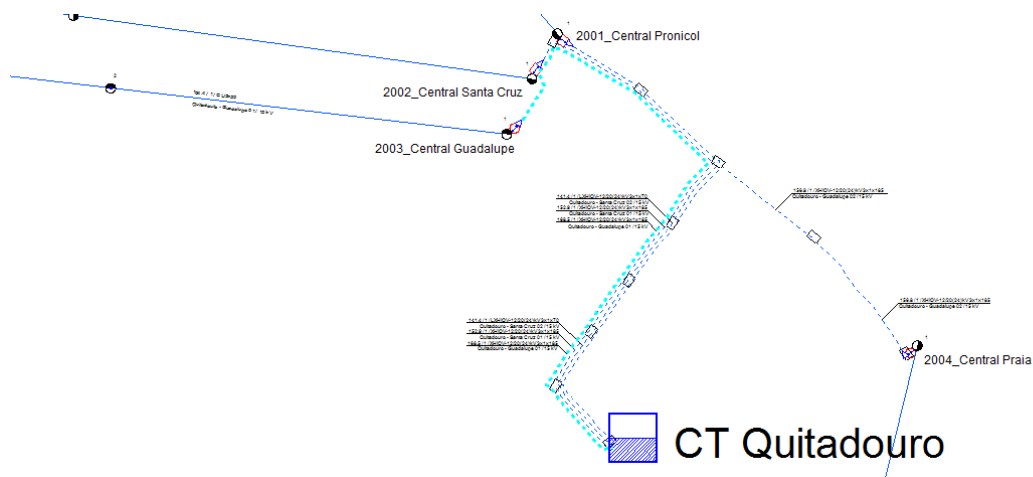


Figura 3.2: Desenho parcial do troço 4LDQG01TR01

Tabela 3.1: Características do condutor

Designação do condutor	XHIOV-12/20 (24) kV 3x1x185
Tipo	Subterrâneo
Comprimento do sistema (m)	168.51
Linha MT	Quitadouro - Guadalupe 01
Troço EDA	4LDQG01TR01

Após o tratamento dos dados já referidos definiram-se os nós da rede de distribuição MT 15 kV. A definição de um nó na rede verifica-se sempre que existe uma alteração do tipo de condutor ou de secção e quando ocorre uma derivação da linha de eixo principal. Neste âmbito, procedeu-se à construção do esquema unifilar da rede, apresentado na Figura 3.3, através do qual se identifica de forma clara todos os nós definidos na rede, a localização dos

postos de transformação públicos e privados e as saídas MT Quitadouro Guadalupe 01, Quitadouro Guadalupe 02, Quitadouro Santa Cruz 01 e Quitadouro Santa Cruz 02.

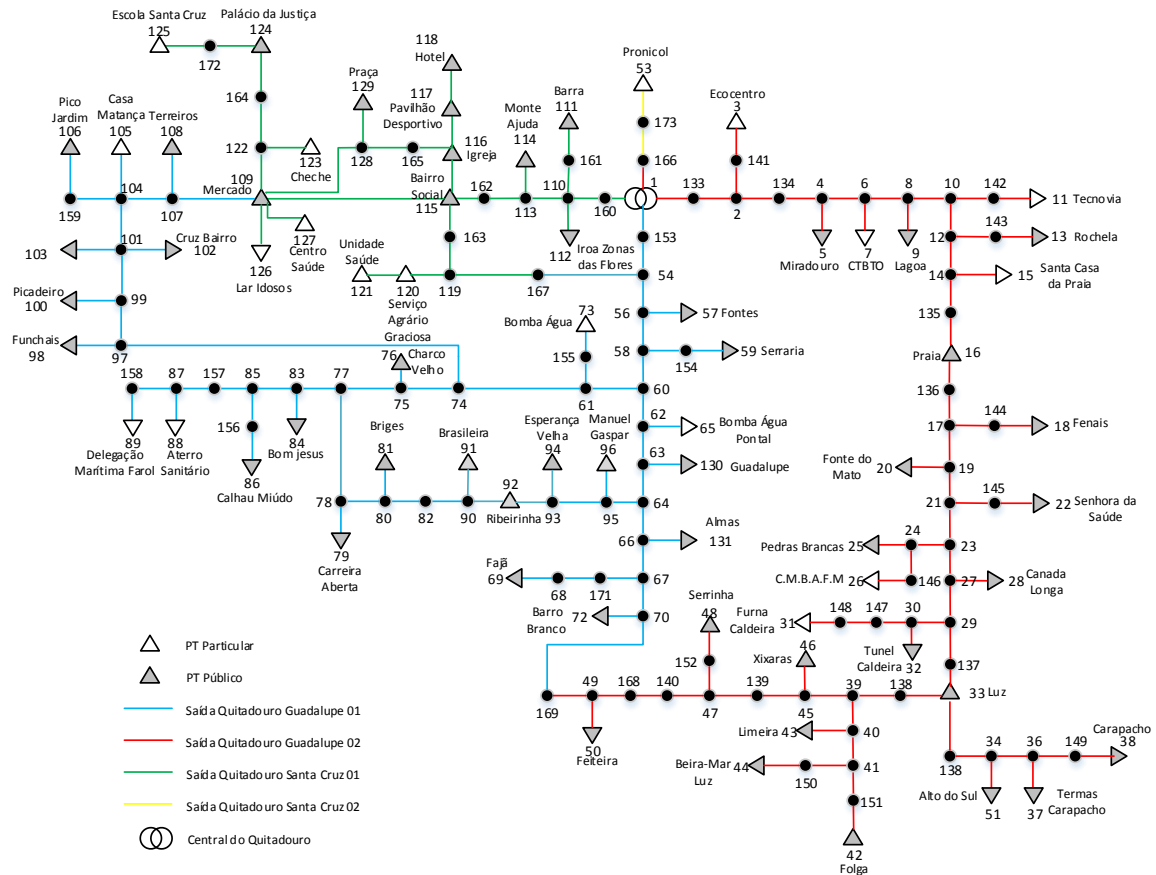


Figura 3.3: Esquema Unifilar da rede distribuição MT 15 kV

3.2.1. PARÂMETROS DAS LINHAS MT

Dada a impossibilidade de se aferir junto da empresa gestora da rede os parâmetros das linhas MT, foi necessário recorrer às fichas técnicas de dois fabricantes de cabos de energia elétrica, com o intuito de se obter as características elétricas dos condutores presentes na rede e consequentemente se proceder ao cálculo dos parâmetros das linhas MT, nomeadamente as resistências, indutâncias e capacidades das linhas.

Efetuuou-se também o cálculo da potência máxima admissível nas linhas, de forma a aferir-se a percentagem de ocupação da linha, em função da potência que nela transita. Para esse efeito, utilizou-se a seguinte equação:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I_{max} \quad 3.1$$

Considerou-se para as linhas aéreas o fabricante de cabos de energia elétrica *General Cable* e para os cabos subterrâneos o fabricante *Cabelte*, pois houve informação por parte da empresa gestora da rede que as linhas MT são maioritariamente constituídas por cabos destes dois fabricantes. Os catálogos dos fabricantes dos cabos de energia elétrica que contém as características elétricas dos condutores utilizados nesta dissertação, encontram-se disponíveis em (General Cable, 2014) e (Cabelte, 2015).

No anexo 1 apresenta-se todos os condutores constituintes da rede de distribuição, juntamente com as respetivas características elétricas.

Dada a necessidade de se quantificar as grandezas elétricas em valores por unidade (p.u.), para posterior inserção no *software* de simulação de redes *Powerworld*, determinou-se o valor da impedância de base de acordo com a equação.

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad 3.2$$

Em que:

- $V_b = 15000 \text{ V}$
- $S_b = 100 \times 10^6 \text{ VA}$

Efetuando-se a substituição na expressão anterior, obtém-se a seguinte impedância de base:

$$Z_b = 2,25 \Omega$$

As expressões relativas ao cálculo dos parâmetros das linhas MT já foram expostas no capítulo 2 desta dissertação, sendo que, a título de exemplo, são determinados os parâmetros das linhas MT para os condutores referidos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Características dos condutores

Designação do Conductor	XHIOV-12/20 (24) kV 3x1x185	Cu 3x50
Fabricante	<i>Cabelte</i>	<i>General Cable</i>
Tipo	Subterrâneo	Aéreo
Indutância (mH/km)	0,37	-
Capacidade ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0,3	-
Intensidade Máxima Regime permanente (A)	447	185
Comprimento (m)	168,51	2102,55
Diâmetro Conductor (mm)	-	9,15
Secção (mm^2)	185	50
Resistividade ($\text{mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$)	0,017241379	0,017241379

Para além do cálculo dos parâmetros da linha MT é também calculada a potência máxima admissível no condutor. Para o condutor subterrâneo, XHIOV-12/20 (24) kV 3x1x185, o fabricante apresenta o valor da indutância e da capacidade por unidade de comprimento, sendo apenas necessário efetuar cálculo da reactância e da susceptância. Para o condutor aéreo, Cu 3x50, o fabricante não apresenta o valor destas grandezas, sendo necessário determiná-las.

Os parâmetros das linhas MT apresentam-se nos anexos II, III, IV e V, distribuídos pela respetiva saída MT.

➤ Condutor XHIOV-12/20 (24) kV 3x1x185:

O cálculo da resistência para 20°C é efetuado de acordo com a equação 2.1.

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,01570 \Omega$$

Em que:

$$\rho = 0.017241379 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$$

$$S = 185 \text{ mm}^2$$

$$L = 168,51 \text{ m}$$

A correção do valor da temperatura para 70°C obteve-se através da equação 2.3.

$$R_{70^{\circ}\text{C}} = 0,01887 \Omega$$

Em que:

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = 0.01570 \Omega$$

$$\alpha_{20^{\circ}\text{C}} = 0,00403$$

O cálculo da reactância longitudinal realizou-se através da equação 2.6.

$$X = 0,1959 \Omega$$

Em que:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

$$L = 0,00006 \text{ H}$$

O cálculo relativo à susceptância foi realizado de acordo com a equação 2.8.

$$B = 0,00002 \text{ S}$$

Em que:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

$$C = 5,0553 \times 10^{-8} \text{ F}$$

A potência máxima admissível do condutor realizou-se de acordo com a equação 3.1.

$$P = 11,60 \text{ MVA}$$

Em que:

$$U = 15000 \text{ V}$$

$$I_{max} = 447 \text{ A}$$

➤ Condutor Cu 3x50

O cálculo da resistência para 20°C é efetuado de acordo com a equação 2.1.

$$R_{20^\circ\text{C}} = 0,72502 \Omega$$

Em que:

$$\rho = 0.017241379 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$$

$$S = 50 \text{ mm}^2$$

$$L = 2102,55 \text{ m}$$

A correção do valor da temperatura para 70°C obteve-se através da equação 2.3.

$$R_{70^\circ\text{C}} = 0,86748 \Omega$$

Em que:

$$R_{20^\circ\text{C}} = 0.72502 \Omega$$

$$\alpha_{20^\circ\text{C}} = 0,00403$$

A indutância calcula-se através da equação 2.4.

$$L = 0,00247 \text{ H}$$

Em que:

$$D = 1 \text{ m}$$

$$r' = 0,00356$$

Uma vez obtido o valor da indutância calcula-se o valor da reactância através da equação 2.6.

$$X = 0,77523 \Omega$$

Em que:

$$f = 50 \text{ Hz}$$

$$L = 0,00247 \text{ H}$$

O cálculo das capacidades das linhas realiza-se pela equação 2.7.

$$C = 2,07 \times 10^{-8} F$$

Em que:

$$D = 1 m$$

$$r = 4,57 \times 10^{-3} m$$

$$H = 15 m$$

Uma vez obtido o valor da capacidade, determina-se o valor da susceptância de acordo com a equação 2.8.

$$B = 0,00001 S$$

Em que:

$$f = 50 Hz$$

$$C = 2,07 \times 10^{-8} F$$

A potência máxima admissível do condutor realizou-se de acordo com a equação 3.1.

$$P = 4,80 MVA$$

Em que:

$$U = 15000 V$$

$$I_{max} = 185 A$$

3.2.2. DADOS DAS CARGAS

Os postos de transformação presentes na ilha Graciosa não são alvo de monitorizações constantes de potência ativa e potência reativa para um determinado período de tempo. Esta situação impede que se obtenha valores exatos de potência ativa e reativa para diferentes períodos horários, obrigando necessariamente a estimações de valores.

O perfil das cargas para o cenário a simular foi definido de acordo com dois dados de referência disponibilizados pela empresa gestora da rede:

- ✓ Potências injetadas em cada uma das saídas da rede de distribuição;
- ✓ Ponta máxima registada pelo contador totalizador dos postos de transformação públicos e privados relativamente ao ano de 2014.

Através da ponta máxima registada em cada um dos postos de transformação, obteve-se um valor de referência de potência ativa para todos os postos de transformação. Quanto à potência reativa a considerar apenas se aferiu os PT's em que é realizado compensação do

fator potência (CFP), PT cabine alta e cabine baixa – PT’s públicos, e PT Pronicol – PT privado.

O valor a definir de FP para cada PT varia em função da saída MT em que se localiza o PT. Por exemplo, através da Tabela 3.3 verifica-se que é injetado 0.37 Mvar na saída QG01 no cenário de ponta (21 Janeiro 2014). Ou seja, a soma das potências reativas de todos os PT’s deve totalizar a potência injetada na respetiva saída, 0,37 Mvar. O mesmo se aplica às restantes saídas MT.

As potências injetadas na rede de distribuição MT apresentam-se na Tabela 3.3, que provém de (EDA, 2015a), pela respetiva saída MT relativamente a dois cenários distintos, Ponta Máxima e Vazio Mínimo. Como se verá mais adiante nesta dissertação, as potências injetadas no período de ponta máxima e vazio mínimo constituíram dois cenários de carga diferentes, que serão alvo de estudo nesta dissertação, cenário A – Ponta Máxima e cenário B – Vazio Mínimo.

Tabela 3.3: Potências na rede de distribuição MT

Potências na rede de distribuição MT (Ponta Máxima e Vazio Mínimo)							
Saída MT	Nível de Tensão (kV)	Ponta (21 Janeiro 2014)			Vazio (16 de Março de 2014)		
		P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)
QG01	15	0.72	0.37	0.81	0.27	0.16	0.32
QG02	15	0.58	0.38	0.70	0.26	0.24	0.35
QS01	15	0.76	0.36	0.84	0.26	0.10	0.28
QS02	15	0.26	0.05	0.27	0.08	0.03	0.09

Os valores de potência máxima registados pelo contador totalizador dos postos de transformação públicos e privados apresentam-se no anexo VI e VII.

3.3. SOFTWARE DE SIMULAÇÃO UTILIZADO

No âmbito da simulação elétrica efetuada trabalhou-se com o *software* de simulação de redes elétricas *Powerworld 8.0*. Este software permite alterar a informação de potência gerada e a carga em cada barramento de forma a simular diferentes cenários, e resolver o trânsito de potências de um sistema com um número superior a 60000 barramentos.

Em cada cenário o programa corre um algoritmo baseado no método Newton-Raphson de forma a determinar as variáveis de estado do sistema. Após determinadas as variáveis de estado é possível determinar qualquer outra grandeza elétrica do sistema. O método de Newton-Rapson é um processo iterativo que visa determinar o módulo (V) da tensão dos barramentos PQ (potência ativa e reativa especificada) e fase (θ) dos barramentos PQ e PV (potência ativa e módulo da tensão estipulada).

A Figura 3.4 apresenta o esquema unifilar da rede distribuição MT 15 kV da ilha Graciosa concebido no *software* de simulação *Powerworld 8.0*.

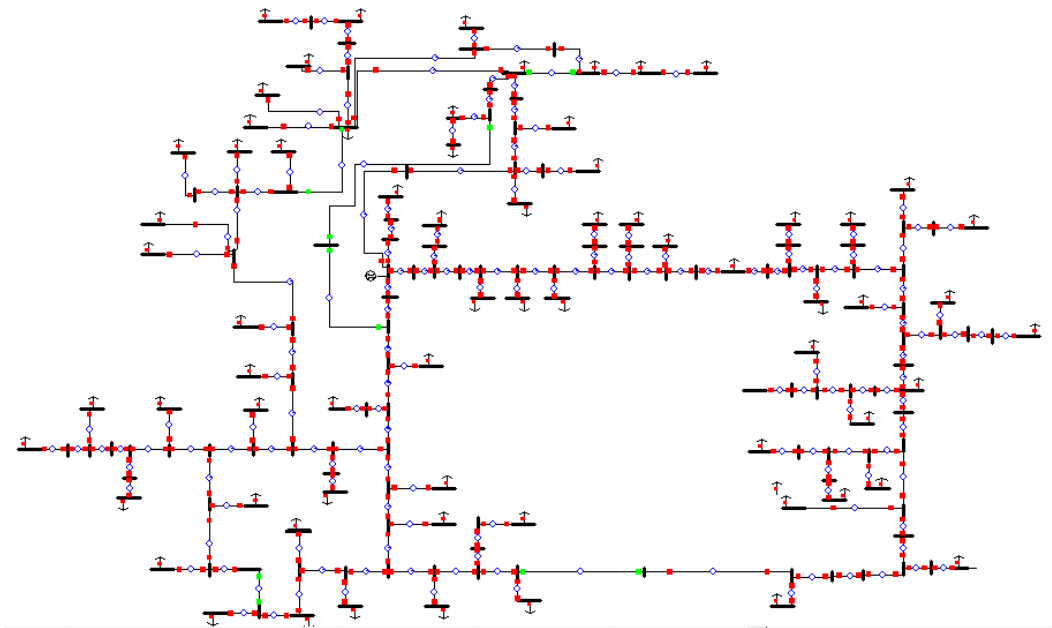


Figura 3.4: Esquema Unifilar da rede distribuição MT 15 kV

Relativamente às características gerais da rede distribuição, a Figura 3.4 apresenta o cenário de exploração da rede normalmente operado pela empresa gestora da rede. O esquema unifilar apresentado contém 169 nós, 69 cargas e 172 linhas de transmissão de energia, apresentando-se na Figura 3.5 o *case summary* relativo ao cenário A.

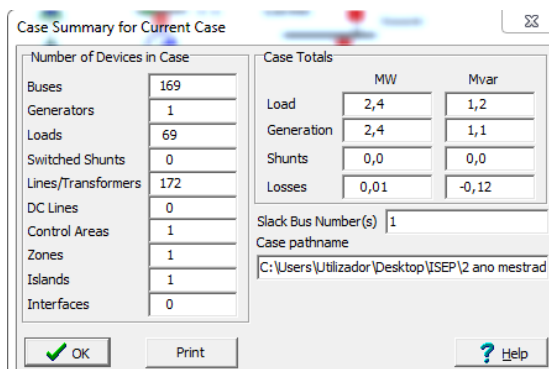


Figura 3.5: *Case Summary* do cenário A

É possível também observar através da Figura 3.5 a definição do barramento número um, designado por CT Quitadouro, como *slack bus* (barramento de referencia). O conjunto de geradores que constituem a CTGR são representados por um único gerador. Este gerador é responsável por produzir a potência necessária para satisfazer as cargas do sistema, incluindo as perdas.

3.4. CENÁRIOS A SIMULAR

O presente subcapítulo visa apresentar os diversos cenários de exploração da rede considerados nesta dissertação. O cenário A representa um cenário mais exigente de carga, simulando-se a ponta máxima obtida no ano 2014, sendo injetado nos diversos barramentos cargas que totalizam uma potência ativa de 2,33 MW e uma potência reativa de 1,18 Mvar. O cenário B apresenta um cenário menos exigente de carga, simulando-se o vazio mínimo obtido no ano de 2014, totalizando as cargas nos barramentos uma potência ativa de 0,89 MW e uma potência reativa de 0,53 Mvar.

Em ambos os cenários descritos, A e B, é considerado o modo de exploração da rede normalmente operado pela empresa gestora do sistema elétrico, mantendo-se uma estrutura topológica de exploração radial.

O cenário C tem como intuito manobrar os aparelhos de corte constituintes da rede, interruptores, disjuntores e teleinterruptores, efetuando-se reconfigurações na rede ao modo de exploração normalmente operado pela empresa gestora da rede, mantendo-se o perfil das cargas utilizadas no cenário A.

3.4.1. CENÁRIO A – PONTA MÁXIMA

O cenário A apresenta a ponta máxima verificada no dia 21 de Janeiro de 2014. A Figura 3.6 indica os valores de potência ativa, reativa e aparente injetadas em cada uma das quatro saídas MT, ou seja, os valores totalizados das cargas (postos de transformação públicos e privados), distribuídos sobre a respetiva saída MT, QG01, QG02, QS01 e QS02.

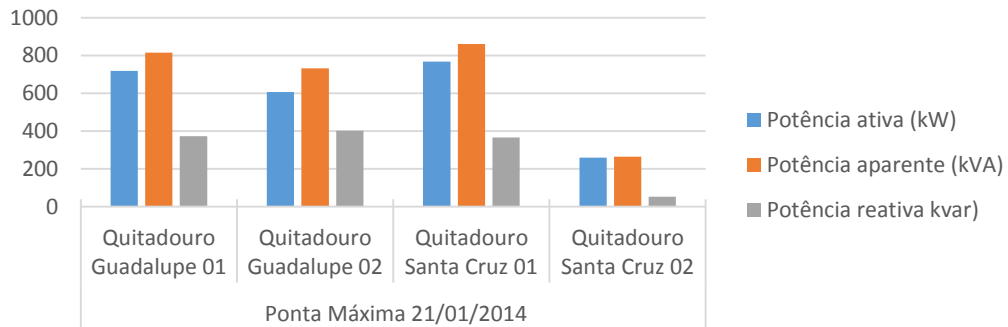


Figura 3.6: Potências injetadas nas saídas MT

Os valores de potência ativa e reativa consideradas para cada um dos barramentos públicos e privados, pertencentes à saída QG01 podem ser observados na Figura 3.7.

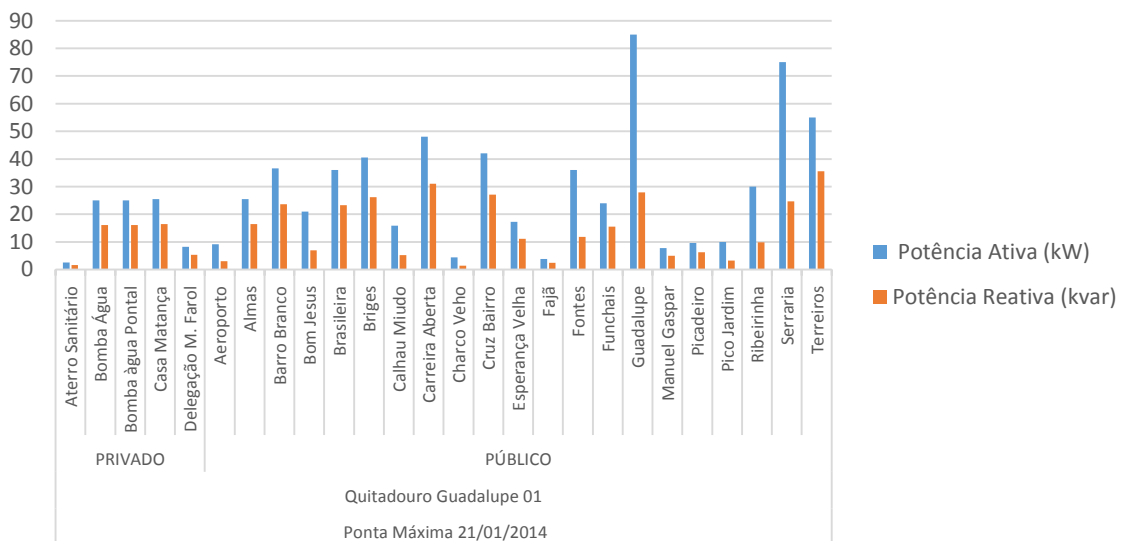


Figura 3.7: Barramentos referentes à saída QG01

Os barramentos públicos totalizam uma potência ativa de 632,45 kW e uma potência reativa de 317,65 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 86,2 kW e 55,68 kvar. Nos barramentos privados não é realizada CFP, sendo apenas realizada nos barramentos públicos de cabine alta e cabine baixa. Atribuiu-se um FP de 0,95 nos barramentos onde se

realiza CFP e um FP de 0,84 nos barramentos onde não se realiza CFP. A atribuição de um FP de 0,95 e 0,84 justifica-se pela necessidade de se injetar na saída QG01 0,37 Mvar, de acordo com a Tabela 3.3.

Os valores de potência ativa e reativa dos barramentos constituintes da saída QG02 podem ser visualizados na Figura 3.8. Os barramentos públicos totalizam uma potência ativa de 496,8 kW e uma potência reativa de 311,68 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 110,1 kW e 91,23 kvar. Nesta saída considerou-se um FP de 0,89 nos barramentos onde se efetua CFP e um FP de 0,77 nos barramentos onde não se realiza CFP, de forma atingir-se o valor de potência reativa injetada na saída QG02, referido na Tabela 3.3.

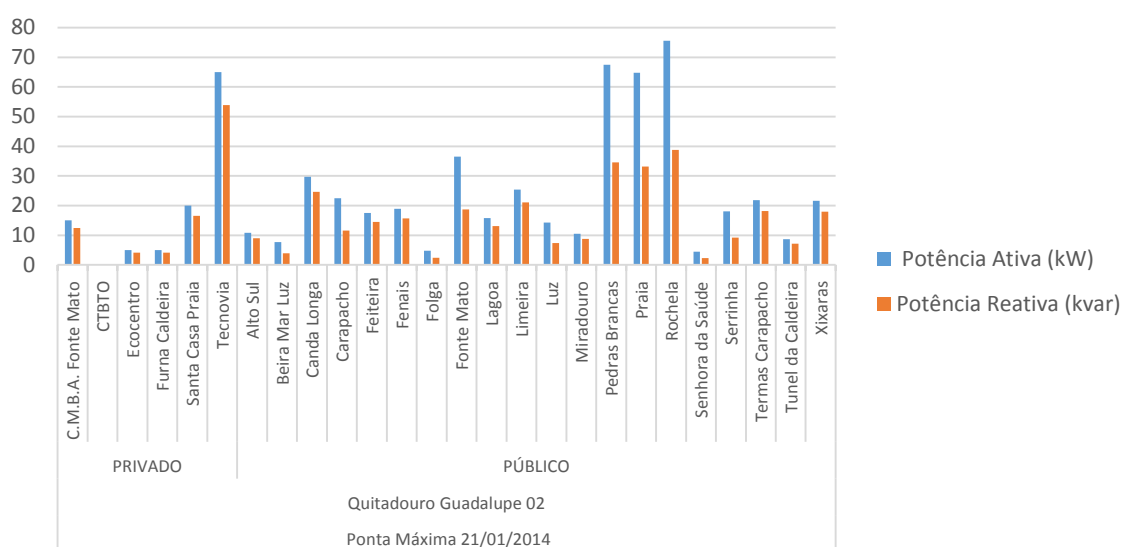


Figura 3.8: Barramentos referentes à saída QG02

No que diz respeito à saída QS01 os valores de potência ativa e reativa relativas aos barramentos públicos e privados estão representados na Figura 3.9. Os barramentos públicos totalizam 477,5 kW e 156,95 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 290,39 kW e 210,24 kvar. Nesta saída atribui-se um FP de 0.95 nos barramentos onde se realiza CFP e um FP de 0,81 nos barramentos onde não é realizada CFP.

A saída QS02 é constituída unicamente por um barramento, designado por Pronicol. Este barramento apresenta uma potência ativa de 260 kW e uma potência reativa de 52,80 kvar.

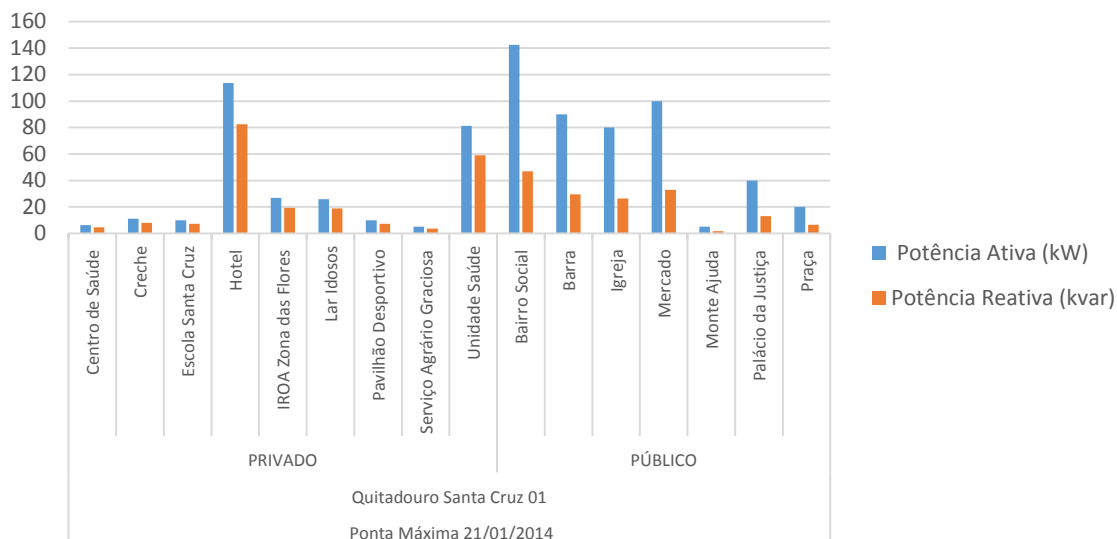


Figura 3.9: Barramentos constituintes da saída QS01

3.4.2. CENÁRIO B – VAZIO MÍNIMO

O cenário B diz respeito ao vazio mínimo verificado no dia 16 de Março de 2014. A Figura 3.10 indica os valores de potência ativa, reativa e aparente injetadas em cada uma das quatro saídas MT, ou seja, os valores totalizados das cargas (postos de transformação públicos e privados), distribuídos sobre a respetiva saída MT, QG01, QG02, QS01 e QS02.

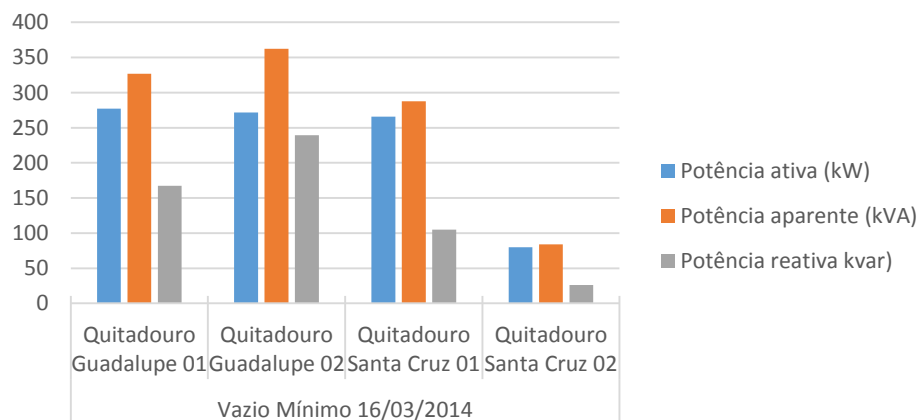


Figura 3.10: Potências injetadas nas saídas MT – Cenário B

Relativamente à saída QS02, é constituída exclusivamente pelo barramento da Pronicol, apresentando uma potência ativa de 80 kW e uma potência reativa de 26,29 kvar. Os valores de potência ativa e reativa considerados para os barramentos públicos e privados constituintes da saída QG01 são representados na Figura 3.11.

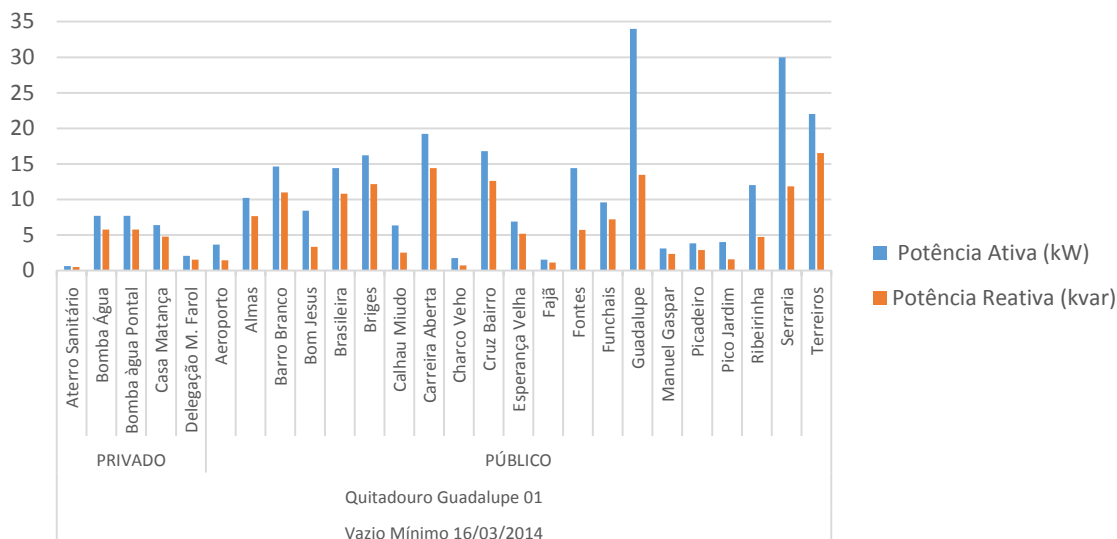


Figura 3.11: Barramentos constituintes da saída QG01 – Cenário B

Os barramentos públicos totalizam 252,98 kW e 149,08 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 24,4 kW e 18,30 kvar. Nos barramentos onde se realiza CFP atribuiu-se um FP de 0,93 e nos barramentos onde não se realiza CFP um FP de 0,8. Assim, garante-se o valor de potência reativa injetado na saída QG01 para o cenário de vazio mínimo, apresentado na Tabela 3.3.

Os valores de potência ativa e reativa dos barramentos constituintes da saída QG02 estão representados na Figura 3.12. Os barramentos públicos totalizam 220,8 kW e 190,12 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 54,04 kW e 49,20 kvar. A saída QG02 apresenta uma potência de 0,26 MW e 0,24 Mvar, de acordo com a Tabela 3.3. De forma a satisfazer-se o valor de potência reativa injetada na respetiva saída considerou-se um FP de 0.78 nos barramentos onde se realiza CFP e um FP de 0,72 nos barramentos onde não se realiza CFP.

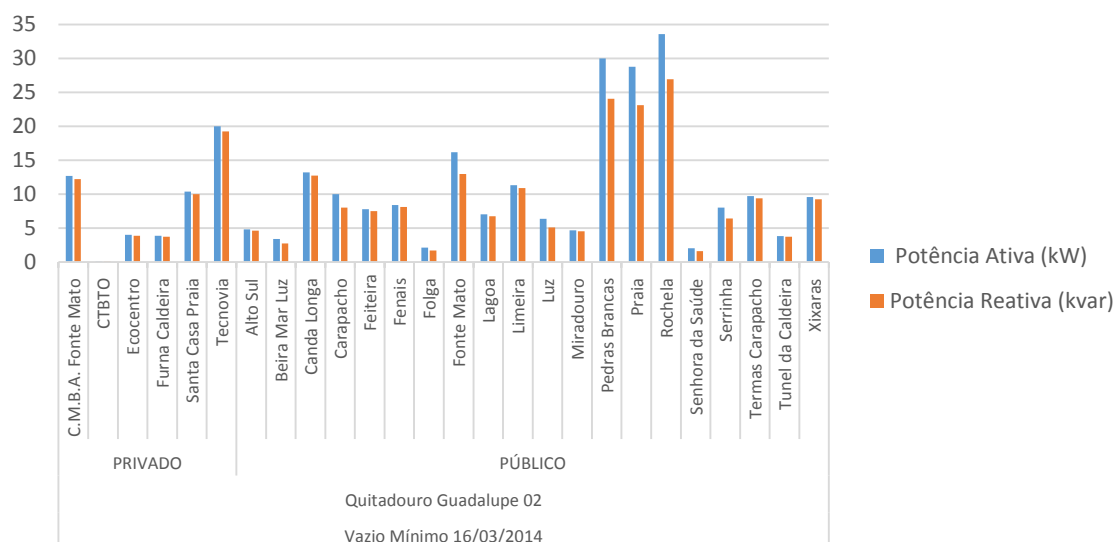


Figura 3.12: Barramentos constituintes da saída QG02 – Cenário B

Os valores de potência ativa e reativa atribuídos aos barramentos da saída QS01 apresentam-se na Figura 3.13. Os barramentos públicos totalizam 167 kW e 48,71 kvar enquanto os barramentos privados totalizam 98,94 kW e 56,07 kvar. A saída QS01 deve apresentar uma potência de 0,26 MW e 0,10 Mvar de acordo com a Tabela 3.3. Para tal, considerou-se um FP de 0,96 nos barramentos onde se realiza CFP e um FP de 0,87 nos barramentos onde não se realiza CFP.

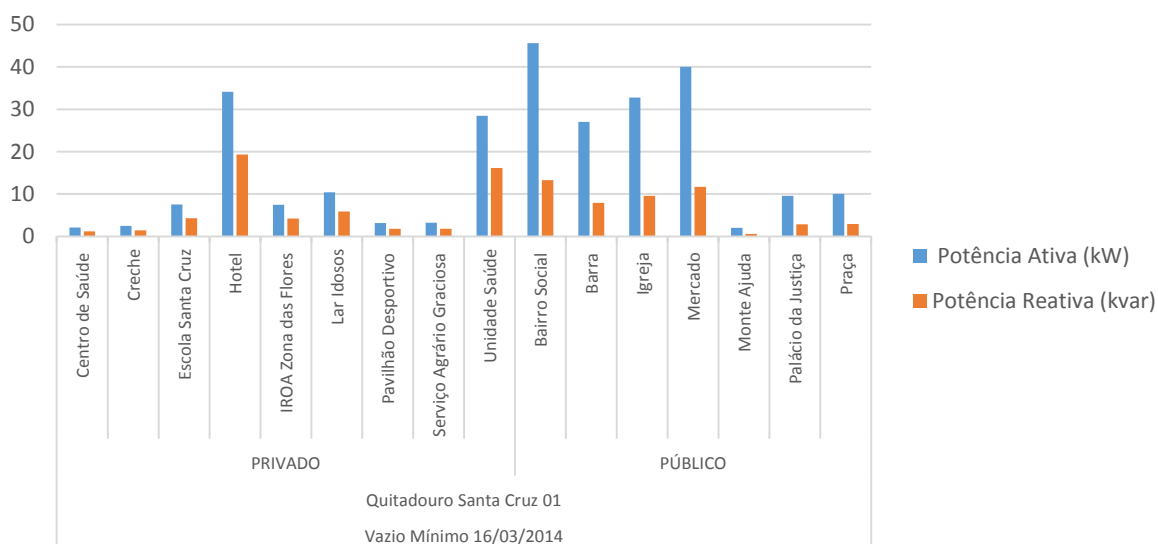


Figura 3.13: Barramentos constituintes da saída QS01 – Cenário B

3.4.3. CENÁRIO C – RECONFIGURAÇÕES AO MODO DE EXPLORAÇÃO DA REDE

O cenário C é constituído por vários cenários, C1, C2, C3 e C4 e tem como objetivo efetuar reconfigurações ao modo de exploração da rede, através da manobra dos aparelhos de corte constituintes das 4 saídas MT, mantendo-se o perfil das cargas utilizadas no cenário A. Em todos os cenários considerados, embora se altere a estrutura topológica da rede mantém-se sempre uma exploração radial em que o trânsito de energia é unidirecional. Através do esquema unifilar representado na Figura 3.14 e com o auxílio da Tabela 3.4 é possível constatar o modo de exploração da rede normalmente operado pela empresa gestora da rede.

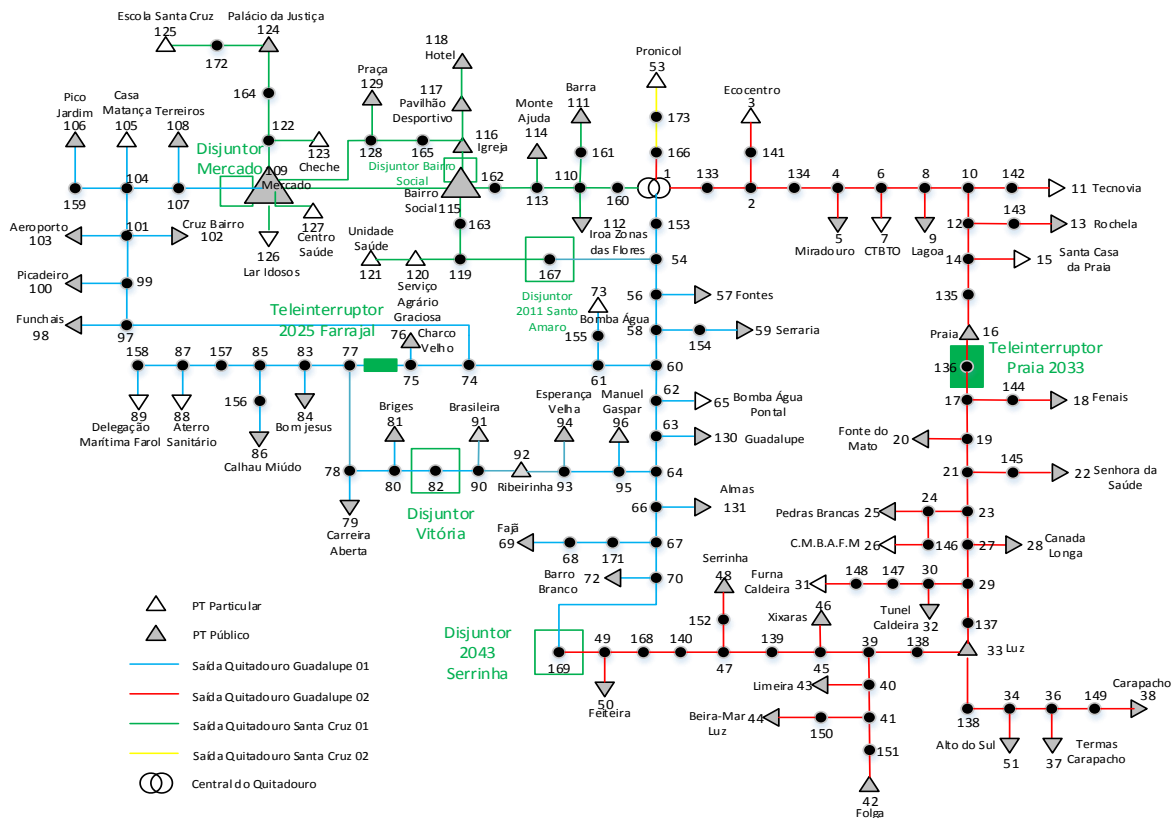


Figura 3.14:Esquema Unifilar com aparelhos de corte

Tabela 3.4: Modo de exploração dos aparelhos de corte

Aparelho de Corte	Modo de exploração
Disjuntor Mercado	Normalmente Aberto
Disjuntor Vitória	Normalmente Aberto
Disjuntor Bairro Social	Normalmente Aberto
Disjuntor 2043 Serrinha	Normalmente Aberto
Disjuntor 2011 Santo Amaro	Normalmente Aberto
Teleinterruptor 2033 Praia	Normalmente Fechado
Teleinterruptor 2025 Farrajal	Normalmente Fechado

Os cenários que serão apresentados, C1, C2, C3, C4, têm sempre como cenário de base o modo de exploração da rede operado pela empresa gestora da rede, representado na Figura 3.14, partindo-se sempre desse cenário para se atingir o cenário proposto. Relativamente aos aparelhos de corte em modo de exploração normalmente fechado, na Figura 3.14 e na Tabela 3.4 apenas se representa aqueles cujo modo de exploração têm influência nos cenários considerados, sendo na realidade a rede constituída por mais aparelhos de corte em modo de exploração normalmente fechado e postos de seccionamento.

3.4.3.1. CENÁRIO C1

O cenário C1 é constituído pelo cenário C1A e C1B. No cenário C1A é cortada a alimentação à saída QG02 na Central do Quitadouro, sendo a saída QG02 alimentada pela saída QG01 através da manobra do aparelho de corte 2043 Serrinha. Para se garantir a continuidade de serviço, em primeiro lugar deve ser realizado o fecho do disjuntor 2043 Serrinha para posteriormente se proceder ao corte da alimentação à saída QG02 na central do Quitadouro. No cenário C1B é realizada a abertura do teleinterruptor 2033 Praia, sendo as cargas localizadas a montante do teleinterruptor, alimentadas pela saída QG02 e as cargas a jusante alimentadas pela saída QS01, através da manobra do aparelho de corte 2043 Serrinha. Neste cenário, também para se garantir a continuidade de serviço, a abertura do teleinterruptor 2033 Praia deve ser procedida do fecho do disjuntor 2043 Serrinha.

O cenário C1B tem como particularidade o facto de ser utilizado pela empresa gestora da rede em situações em que se pretende efetuar um despiste de avarias na saída QG02. Quando se verifica a presença de um defeito na saída QG02 é efetuado a abertura do teleinterruptor 2033 Praia. Após a abertura do teleinterruptor, verifica-se se o defeito se localiza a montante ou a jusante do teleinterruptor. Se o defeito se localizar a montante do teleinterruptor não é possível operar a religação da linha enquanto se o defeito se localizar a jusante, a religação da linha é operada.

O modo de operação dos aparelhos de corte do cenário C1A e C1B apresenta-se na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Cenário de exploração da rede C1

Cenário C1	Saídas MT	Aparelho de corte	Modo de operação inicial	Modo de operação final
C1A	Quitadouro Guadalupe 01/02	Disjuntor 2043 Serrinha	Aberto	Fechado
C1B	Quitadouro Guadalupe 02	Teleinterruptor 2033 Praia	Fechado	Aberto
	Quitadouro Guadalupe 01/02	Disjuntor 2043 Serrinha	Aberto	Fechado

3.4.3.2. CENÁRIO C2

O cenário C2 é constituído pelo cenário C2A e C2B. Em ambos existe a finalidade de cortar a alimentação à saída QS01 na Central do Quitadouro. No cenário C2A a saída QS01 é alimentada através da saída QG01, através da manobra do aparelho de corte disjuntor 2011 Santo Amaro. No cenário C2B a saída QS01 é também alimentada através da saída QG02, todavia através da manobra do aparelho de corte Interruptor Mercado 26. Para se garantir a continuidade de serviço, em ambos os cenários deve-se realizar primeiro a manobra do aparelho de corte respetivo antes de se proceder ao corte da alimentação à saída QS01 na central do Quitadouro. O modo de operação dos aparelhos de corte do cenário C2A e C2B apresenta-se na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Cenário de exploração da rede C2

Cenário C2	Saídas MT	Aparelho de corte	Modo de operação inicial	Modo de operação final
C2A	Quitadouro Quadalupe 01	Disjuntor Santo Amaro 2011	Aberto	Fechado
C2B	Quitadouro Quadalupe 01	Interruptor Mercado 26	Aberto	Fechado

3.4.3.3. CENÁRIO C3

O cenário 3 é constituído pelo cenário C3A, C3B e C3C. Em todos eles existe a finalidade de interromper a alimentação à saída QG01 na central do Quitadouro. No cenário C3A e C3B a alimentação à saída QG01 é realizada através da saída QS01, pela manobra dos aparelhos de corte 2011 Santo Amaro e 26 Mercado, respetivamente. No cenário C3C a alimentação à saída QG01 é feita pela saída QG02 através da manobra do aparelho de corte

2043 Serrinha. Para se garantir a continuidade de serviço, o corte à saída QG01 deve ser procedido da manobra do aparelho de corte em questão para o cenário C3A, C3B e C3C. O modo de operação dos aparelhos de corte relativos aos três cenários são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Cenário de exploração da rede C3

Cenário C3	Saídas MT	Aparelhos de corte	Modo de operação inicial	Modo de operação final
C3A	Quitadouro Quadalupe 01	2011 Santo Amaro	Aberto	Fechado
C3B	Quitadouro Quadalupe 01	Interruptor 26 Mercado	Aberto	Fechado
C3C	Quitadouro Quadalupe 01/02	Disjuntor 2043 Serrinha	Aberto	Fechado

3.4.3.4. CENÁRIO C4

O cenário C4 é constituído pelo cenário C4A, C4B e C4C. Em todos os cenários existe a finalidade de cortar a alimentação a duas saídas MT na central do Quitadouro, sendo as saídas QG01, QG02 e QS01, alimentadas exclusivamente através de um saída MT na central do Quitadouro.

No cenário C4A é cortada a alimentação à saída QG01 e à saída QS01. Estas duas saídas são alimentadas pela saída QG02 através do fecho do disjuntor 20423 Serrinha. Por sua vez a saída QG01 alimenta a saída QS01 através do fecho do disjuntor 2011 Santo Amaro.

No cenário C4B são manobrados os mesmos aparelhos de corte do cenário C4A. No entanto, é cortada a alimentação à saída QG02 e à saída QS01 na Central do Quitadouro, sendo a saída QS01 alimentada pela saída QG01 através do fecho do disjuntor 2011 Santo Amaro e a saída QG02 pela saída QG01 através do fecho do disjuntor 2043 Serrinha.

No cenário C4C é cortada a alimentação às saídas QG01 e QG02. A saída QG01 é alimentada pela saída QS01 através do fecho do fecho do interruptor 26 Mercado, sendo posteriormente a saída QG02 alimentada pela saída QG01 através do fecho do disjuntor 2043 Serrinha.

A saída QS02 não é considerada neste cenário uma vez que não apresenta redundância, ou seja, em caso de indisponibilidade da saída QS02, não é possível alimentar a carga dessa saída através de uma das outras três saídas MT.

A Tabela 3.8 resume as manobras efetuadas nos aparelhos de corte no cenário C4.

Tabela 3.8: Cenário de exploração da rede C4

Cenário C4	Saídas MT	Aparelhos de corte	Modo de operação inicial	Modo de operação final
C4A/C4B	Quitadouro Guadalupe 01/02	Disjuntor 2043 Serrinha	Aberto	Fechado
	Quitadouro Guadalupe 01	2011 Santo Amaro	Aberto	Fechado
C4C	Quitadouro Santa Cruz 01	Interruptor 26 Mercado	Aberto	Fechado
	Quitadouro Guadalupe 01/02	2043 Serrinha	Aberto	Fechado

3.5. SUMÁRIO

No presente capítulo foram expostas as considerações efetuadas que permitiram a modelização da rede distribuição 15 kV da ilha Graciosa bem como os vários cenários de exploração da rede que se pretende simular.

As considerações efetuadas deram-se sobretudo ao nível dos parâmetros das linhas MT e das cargas dos barramentos. Quanto aos parâmetros das linhas MT recorreu-se aos fabricantes de cabos de energia elétrica *Cabelte* e *General Cable* para se inferir as características elétricas dos condutores da rede. No caso das cargas dos barramentos, atribuíram-se valores de FP para determinar a potência reativa em cada barramento.

As simulações a realizar contemplam dois perfis de carga distintos, a ponta máxima e o vazio mínimo observados no ano de 2014. Quanto ao modo de exploração da rede, as diversas reconfigurações efetuadas têm como objetivo replicar reconfigurações que são normalmente efetuadas pela empresa gestora da rede, de modo a estudar-se o comportamento das grandezas elétricas do sistema elétrico para diferentes condições de funcionamento.

4. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

4.1. ENQUADRAMENTO

Neste capítulo são apresentados os resultados do trânsito de potências obtido no *software* de simulação de redes elétricas *Powerworld 8.0*. Para os diversos cenários de exploração da rede considerados são apresentados os resultados relativos à potências de perdas nas linhas MT, ao perfil da tensão nos barramentos, aos troços das saídas MT que mais contribuem para as perdas na rede e os troços mais sobrecarregados.

4.2. POTÊNCIA DE PERDAS

4.2.1. CENÁRIO A E B

A Figura 4.1 representa as perdas ativas relativamente ao cenário A e B (ponta máxima e vazio mínimo), distribuídas pela respetiva saída MT. Relativamente ao cenário A o valor total de perdas ativas nas linhas é de 14,95 kW enquanto o cenário B o valor total de perdas ativas é de 2,65 kW.

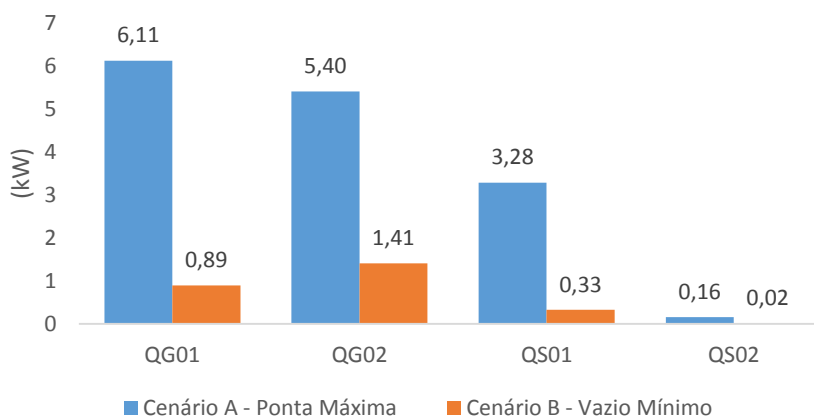


Figura 4.1: Perdas ativas – Cenário A e B

Os troços das saídas MT correspondentes ao cenário A que originam maiores perdas ativas na rede podem ser visualizados na Figura 4.2, Figura 4.3 e Figura 4.4.

São apresentados os troços que originam perdas iguais ou superiores a 10 Watts bem como a percentagem de perdas para cada troço, ou seja, a percentagem de perdas de cada troço relativamente ao valor total de perdas na rede.

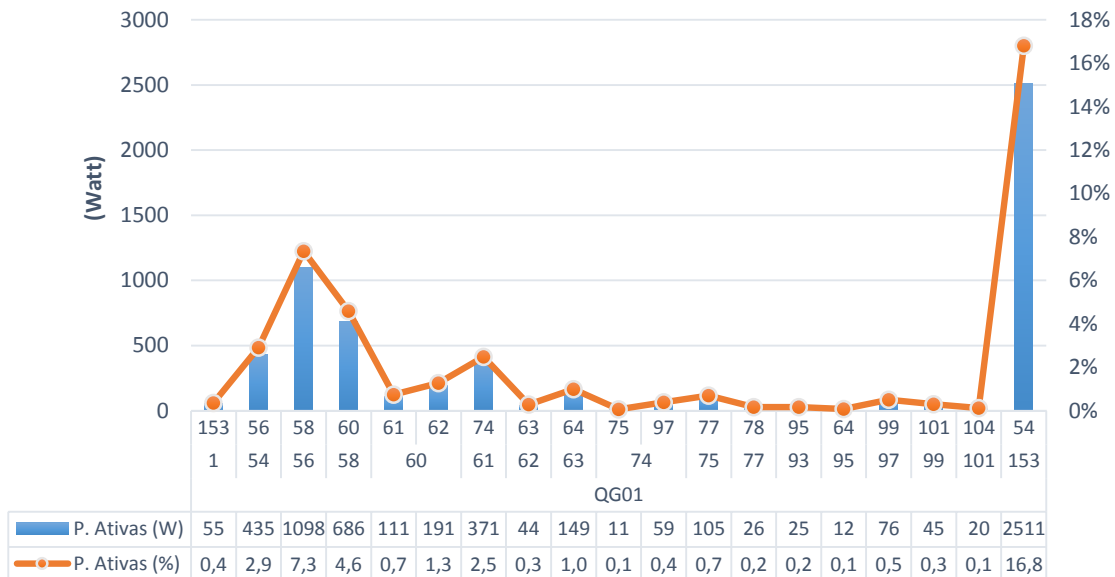


Figura 4.2: Perdas ativas nos troços na saída QG01

De acordo com a Figura 4.2 é possível constatar que apenas 19 dos 67 troços que constituem a saída QG01 apresentam perdas superiores a 10 Watt. Todavia alguns troços apresentam perdas bastante significativas. Os troços 56-58, 58-60, e 153-54 são os que mais contribuem para as perdas, apresentando uma percentagem de perdas ativas de 7,3%, 4,6% e 16%, respetivamente. A elevada percentagem de perdas compreendidas entre o barramento 153 e 54 deve-se ao elevado comprimento do troço, 2105,55 metros, e à elevada potência que nele transita, 0,8 MVA.

Os troços da saída QG02 são apresentado na Figura 4.3. Esta saída é constituída por 72 troços, sendo que 21 apresentam perdas ativas superiores a 10 Watt. Os troços 4-6, 6-8, e 10-12 são os que mais contribuem para perdas na referida saída, com uma percentagem de perdas de 8,5%, 4,7% e 4,7%, respetivamente. Nesta saída os troços adjacentes à central do Quitadouro são os que apresentam maiores perdas, dada a elevada potência que neles transitam. O troço 136-17, que já se encontra significativamente distante da central do

Quitadouro, apresenta também perdas significativas, correspondentes a uma percentagem de perdas de 2,5%.

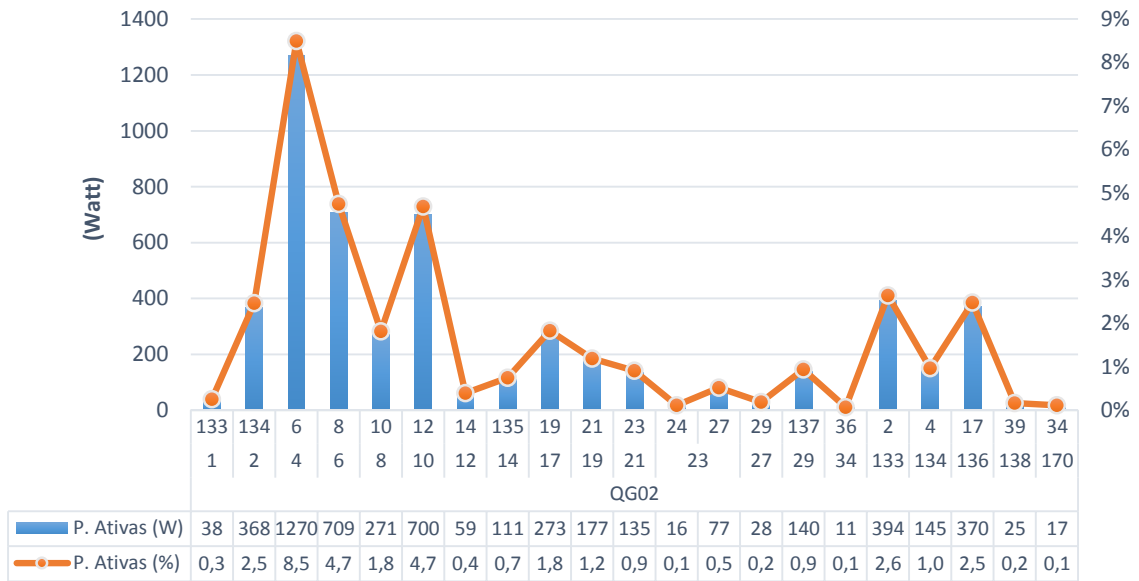


Figura 4.3: Perdas ativas nos troços da saída QG02

As perdas ativas associadas aos troços da saída QS01 e QS02 são apresentados na Figura 4.4. Estas duas saídas são constituídas por 33 troços, 30 troços correspondentes à saída QS01 e 3 à saída QS02. Na saída QS01 doze troços apresentam perdas ativas superiores a 10 Watt enquanto na saída QS02 apenas dois troços apresentam perdas superiores a 10 Watt.

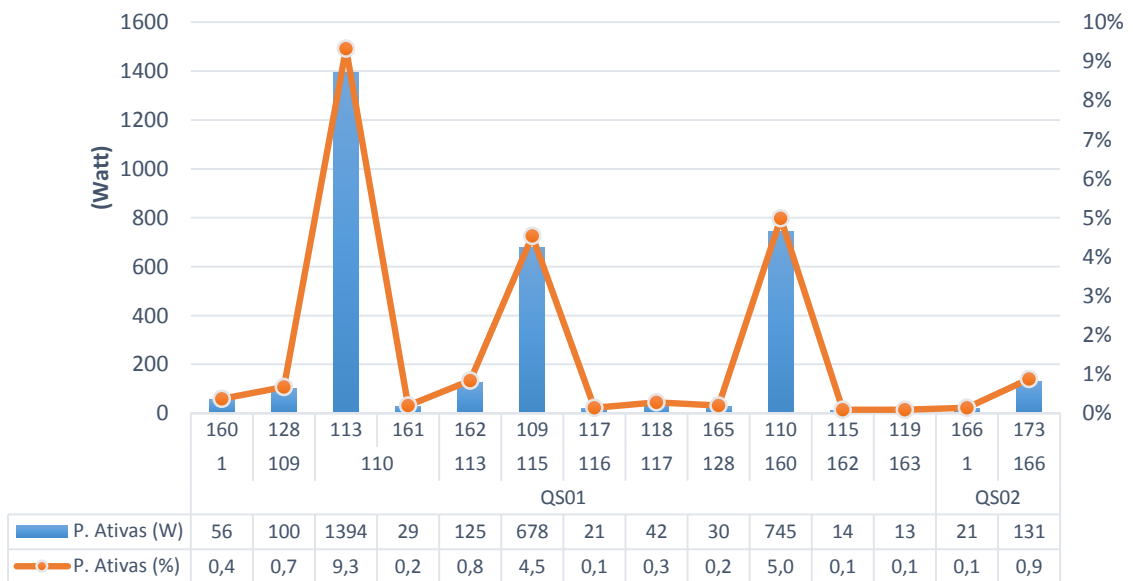


Figura 4.4: Perdas ativas nos troços da saída QS01 e QS02

Os troços 110-113 e 160-110, adjacentes à central do Quitadouro, apresentam uma percentagem de perdas de 9,3% e 5%, respetivamente, enquanto o troço 115-109, que faz a ligação entre o PT Mercado e o PT Bairro apresenta 4,5% de perdas ativas. O elevado valor de perdas ativas nos troços adjacentes à central do Quitadouro justifica-se pelos elevados comprimento dos troços bem como pela elevada potência que neles transitam, 0,7 MVA para o troço que apresenta 9,3% de perdas ativas e 0,9 MVA para o troço que apresenta 5% de perdas ativas. A elevada percentagem de perdas do troço que faz a ligação entre o PT Mercado e o PT Bairro Social justifica-se também pelas mesmas razões.

4.2.2. CENÁRIO C1

O cenário C1 é constituído pelo cenário C1A e C1B, cenários já descritos no capítulo 4 desta dissertação, sendo o perfil das cargas a utilizar nestes cenários correspondente ao perfil das cargas do cenário A, também já referido anteriormente. As perdas ativas para os respetivos cenários são apresentadas na Figura 4.5. pela saída MT correspondente. No cenário C1A verifica-se um total de 39,6 kW de perdas ativas e no cenário C1B de 22,1 kW distribuídas pelas 4 saídas MT.

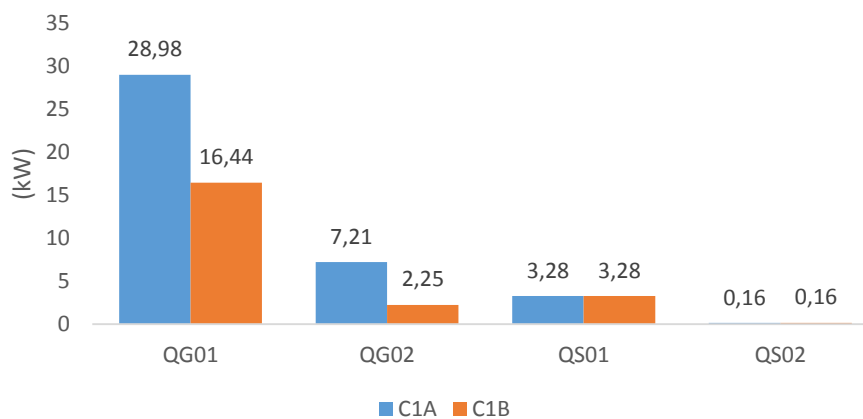


Figura 4.5: Perdas ativas – Cenário C1

Como é possível verificar pela Figura 4.5, em ambos os cenários a saída QG01 é a que apresenta maiores perdas ativas, com 28,98 kW no cenário C1A e com 16,44 kW no cenário C1B.

No cenário C1A esta situação justifica-se pelo facto de a alimentação às cargas da saída QG02 se realizar através da saída QG01, através do fecho do disjuntor 2043 Serrinha. Nesta saída, QG01, é injetada uma potência de 1,5 MVA, valor bastante superior aos 0,8 MVA

normalmente injetados, quando se verifica a exploração da rede no modo normalmente operado pela empresa gestora da rede, apresentado já na Figura 3.14.

No cenário C1B as perdas ativas baixam de forma significativa na saída QG01 e QG02 em relação ao cenário C1A. Este facto justifica-se pela saída QG01 alimentar as cargas da saída QG02 de forma parcial, ou seja, 18 cargas da saída QG02 localizadas a jusante do teleinterruptor 2033 Praia são alimentadas pela saída QG01, enquanto as cargas localizadas a montante do teleinterruptor são alimentadas pela própria saída.

As saídas QS01 e QS02 apresentam o mesmo valor de perdas nos dois cenários, uma vez que nos cenários referidos não é alterado o modo de exploração destas saídas.

Os troços da saída QG01 que originam perdas ativas na rede superiores a 10 Watt podem ser visualizados na Figura 4.6 relativamente ao cenário C1A e C1B, bem como a percentagem de perdas associada a cada troço, relativamente ao valor total de perdas na rede.

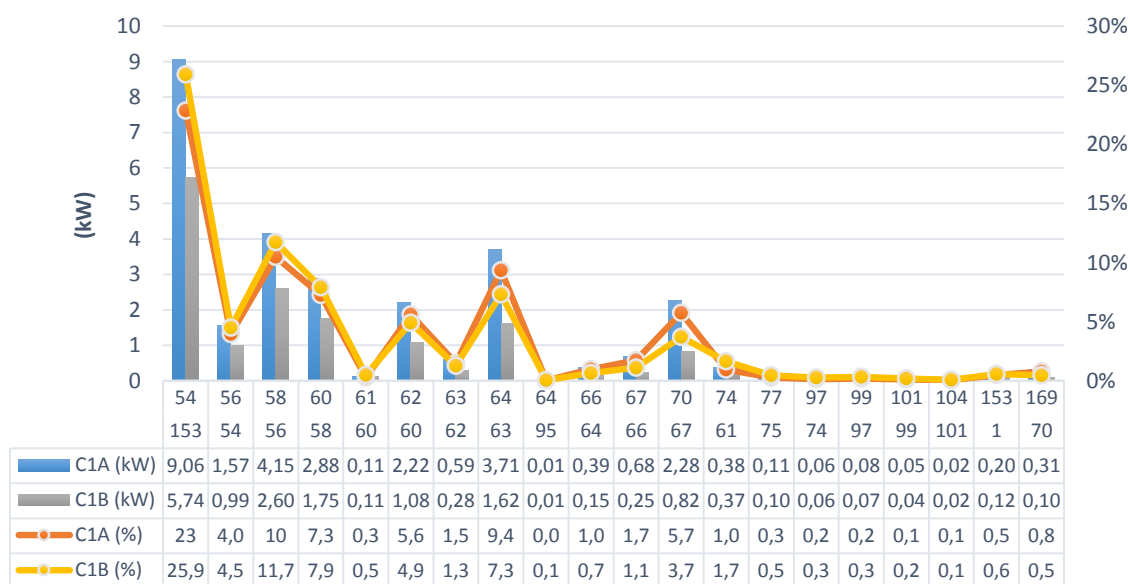


Figura 4.6: Perdas ativas dos troços da saída QG01 – Cenário C1A e C1B

Como é possível observar pela Figura 4.6 os troços que apresentam mais perdas na rede são os adjacentes à central do Quitadouro para ambos os cenários, embora se verifique também perdas significativas nos troços de eixo principal da saída QG01.

Relativamente à saída QG02 a Figura 4.7 e a Figura 4.8 apresenta os troços que representam perdas ativas superiores a 10 kW e percentagem de perdas associada, para o cenário C1A e C1B.

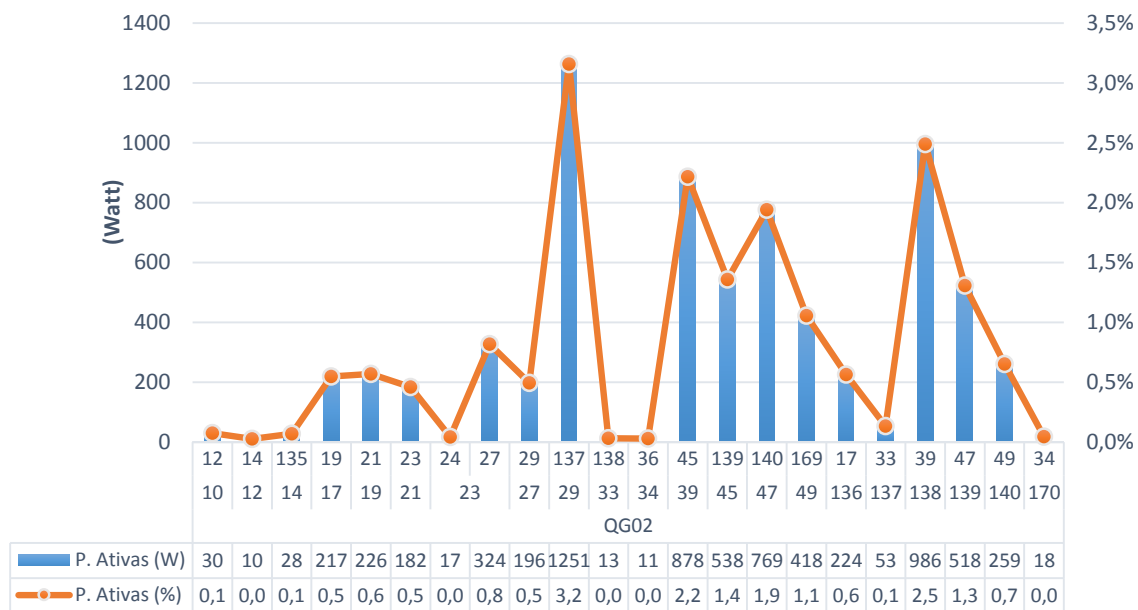


Figura 4.7: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C1A

De acordo com a Figura 4.7 o troço que influencia mais negativamente as perdas nesta saída apresenta 1251 Watts de perdas ativas, correspondendo a 3,2% das perdas totais da rede. Este troço, compreendido entre os nós 29-137 apresenta um comprimento de 1181 metros, facto este que justifica o nível elevado de perdas.

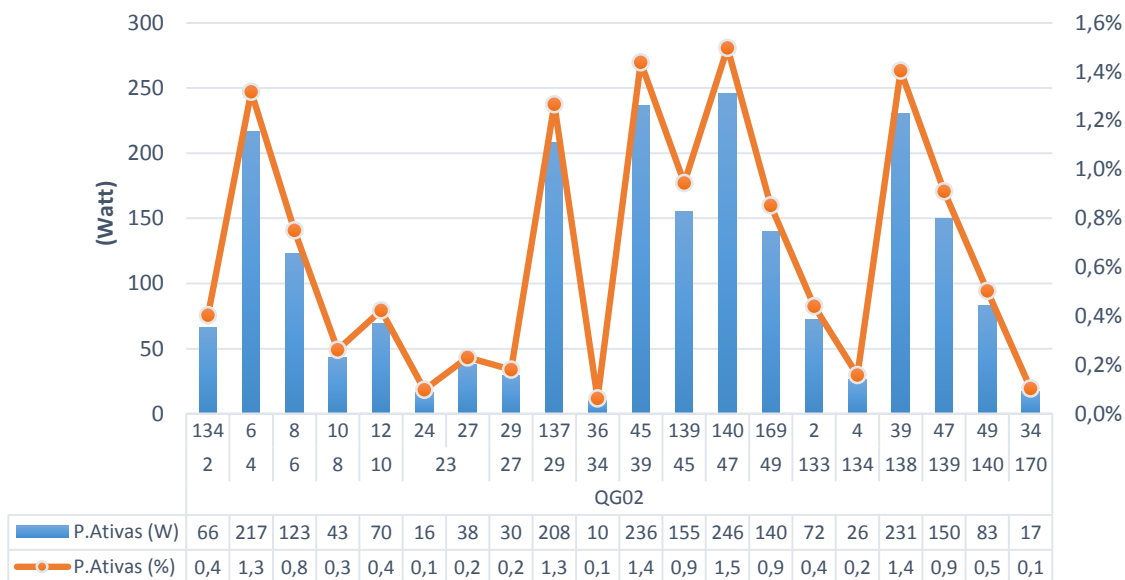


Figura 4.8: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C1B

Como é possível observar pela Figura 4.8 os valores das perdas ativas são mais favoráveis no cenário C1B comparativamente ao cenário C1A, na saída QG02, algo que

também já se tinha verificado para a saída QG01. Verifica-se na saída QG02, relativamente ao cenário C1B, que o troço que mais contribui para as perdas apenas representa 1,5% da percentagem total de perdas na rede.

4.2.3. CENÁRIO C2

O cenário C2 é constituído pelo cenário C2A e C2B, cenários já descritos no capítulo 4 desta dissertação, sendo o perfil das cargas a utilizar nestes cenários correspondente ao perfil das cargas do cenário A, também já referido anteriormente. As perdas ativas para os respetivos cenários são apresentadas na Figura 4.9 pela saída MT correspondente. No cenário C2A verifica-se um total de 23,6 kW de perdas ativas e no cenário C2B um total de 42,4 kW distribuídas pelas 4 saídas MT.

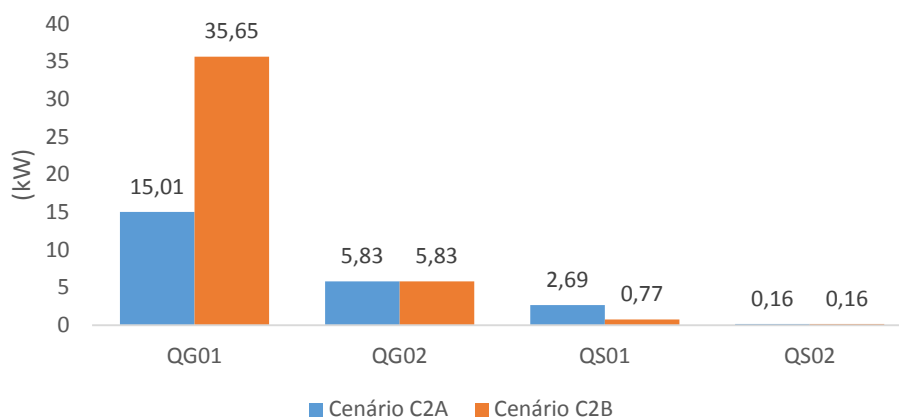


Figura 4.9: Perdas ativas – Cenário C2

Como é possível constatar pela Figura 4.9 a saída QG01 é a que origina mais perdas na rede para ambos os cenários, 15,01 kW para o cenário C2A e 35,65 kW para o cenário C2B. As elevadas perdas na saída QG01 justificam-se pelo facto de em ambos os cenários, as cargas da saída QS01 serem alimentadas através da saída QG01.

Relativamente às saídas QG02 e QS02, nos cenários considerados não é feita nenhuma alteração relativamente ao seu modo normal de exploração.

Os troços da saída QG01 que originam perdas na rede superiores a 10 Watt relativamente ao cenário C2A e C2B podem ser visualizados na Figura 4.10.

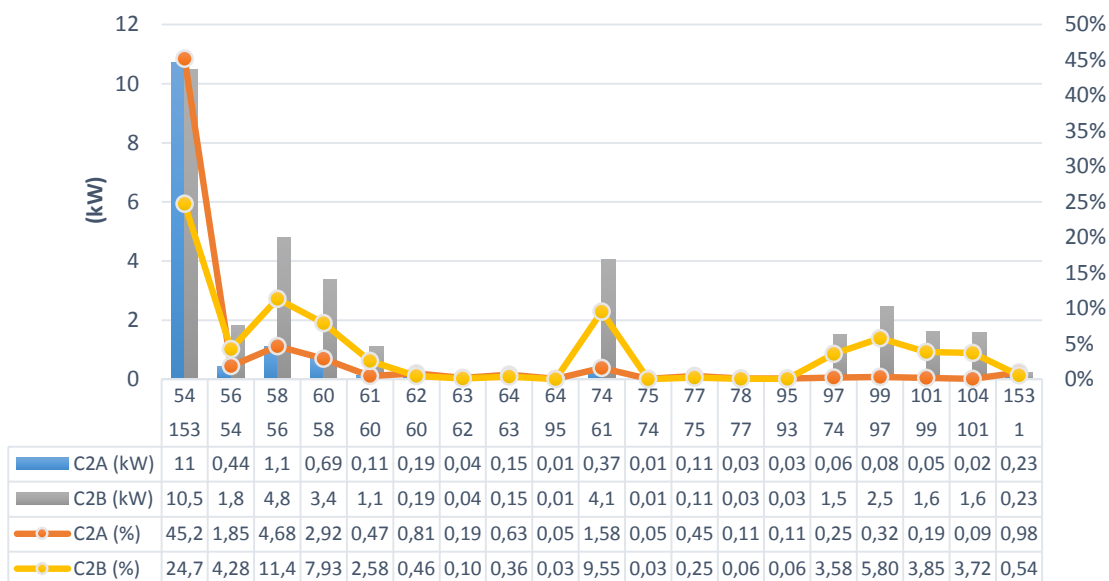


Figura 4.10: Perdas ativas nos troços da saída QG01 – Cenário C2A e C2B

De acordo com a Figura 4.10 verifica-se que troço compreendido entre os nós 54-153 apresenta o maior nível de perdas, correspondentes a uma percentagem total de perdas na rede de 45% no caso do cenário C2A, e 25% no caso do cenário C2B. O troço referido apresenta um comprimento de 2102 metros, apresentando uma resistência bastante elevada. Este facto conjugado a uma potência injetada no troço de 1,6 MVA no cenário C2A e uma potência de 1,7 MVA no cenário C2B traduz-se em um número elevado de perdas no respetivo troço.

Para além dos troços apresentados na Figura 4.10 o troço 54-167 referente ao cenário C2A apresenta 0,49 kW de perdas, correspondentes a 2,1% das perdas totais da rede. No cenário C2B os troços 104-107, 107-109, apresenta 1,09 e 0,86 kW, correspondentes a 2,6 e 2% das perdas totais da rede.

No cenário C2A verifica-se que as perdas nos troços da saída QG01 são sempre inferiores às do cenário C2B, com exceção do troço 153 -54. Conforme já descrito anteriormente, em ambos os cenários a alimentação às cargas da saída QS01 é feita através da saída QG01, efetuando-se a manobra de aparelhos de cortes distintos, para cada um dos cenários. No cenário C2A, é efetuada a manobra do aparelho de corte 2011 Santo Amaro. Dada a maior proximidade deste aparelho de corte à central do Quitadouro, comparativamente ao aparelho de corte 26 Mercado, manobrado no cenário C2B, já seria expectável que as perdas ativas fossem significativamente inferiores nos troços do cenário C2A.

Os troços da saída QS01 que originam perdas na rede superiores a 10 Watt são apresentados na Figura 4.11. A respetiva saída apresenta 30 troços, apresentando no cenário C2A 10 troços com perdas superiores a 10 Watt e no cenário C2B 8 troços com perdas superiores a 10 Watt.

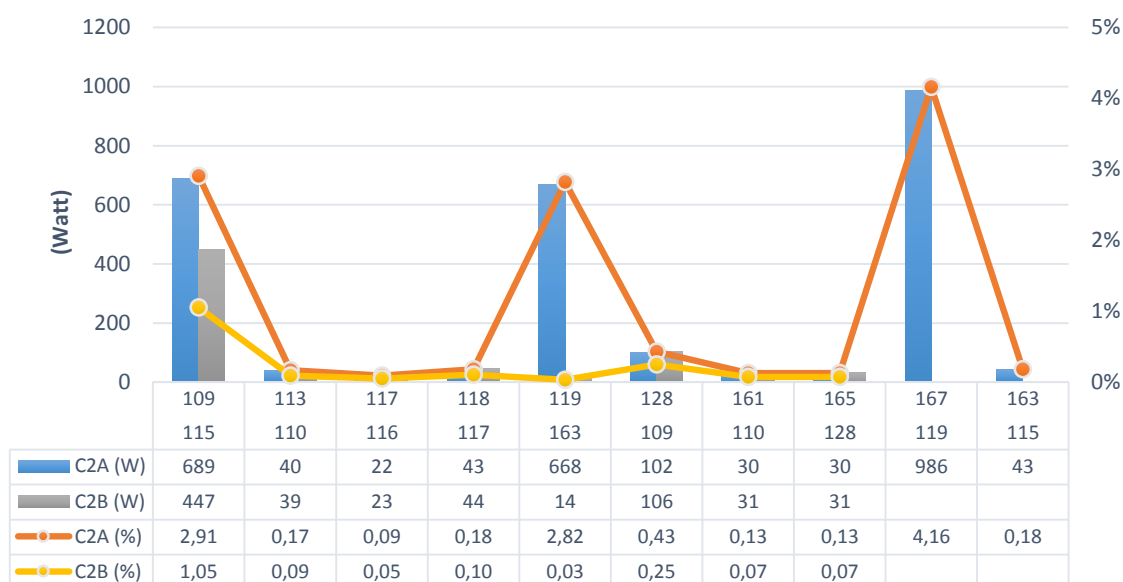


Figura 4.11: Perdas ativas da saída QS01 – Cenário C2A e C2B

De acordo com a Figura 4.11 os troços que apresentam maiores perdas correspondem ao cenário C2A, nomeadamente os troços 115-109, 163-119 e 119-167, representando uma percentagem total de perdas na rede de 2,91%, 2,82% e 4,16%, respetivamente. Os troços 119-167 e 163-119 localizam-se imediatamente após o aparelho de corte 2011 Santo Amaro. Embora estes troços não apresentem comprimentos significativos, 363,9 metros e 319,1 metros, apresentam uma secção reduzida do condutor, 25 mm^2 , para fazer face à elevada potência que neles transitam, 0,9 MVA no troço 119-167 e 0,7 MVA no troço 163-119.

Relativamente ao cenário C2B o troço 115-109 é o que apresenta maiores perdas, representando 1,05 % das perdas totais na rede no respetivo cenário. Este troço faz a ligação entre o PT Mercado e o PT Bairro Social.

4.2.4. CENÁRIO C3

O cenário C3 é constituído pelo cenário C3A, C3B e C3C, cenários já descritos no capítulo 4 desta dissertação, sendo o perfil das cargas a utilizar nestes cenários correspondente ao perfil das cargas do cenário A. As perdas ativas para os respetivos

cenários são apresentadas na Figura 4.12 pela saída MT correspondente. No cenário C3A verifica-se um total de perdas ativas de 22,6 kW, no cenário C3B 26,9 kW e no cenário C3C 60,1 kW.

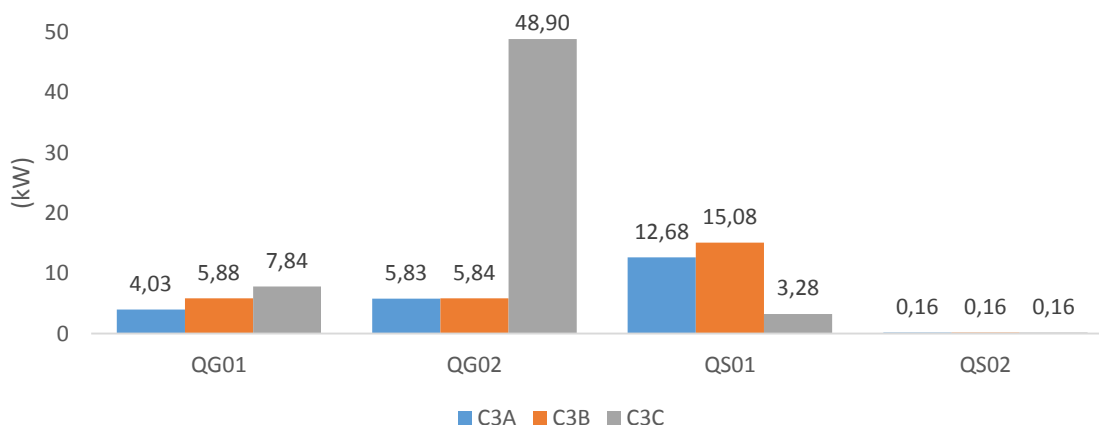


Figura 4.12:Perdas ativas – Cenário C3

Como é possível verificar pela Figura 4.12, o cenário C3A é o mais vantajoso em termos de perdas, sendo o que apresenta menos perdas nas principais saídas MT, QG01, QG02 e QS01, com 4,03 kW, 5,83 kW e 12,68 kW respetivamente. Em caso de indisponibilidade à alimentação na saída QG01 na central do Quitadouro, o cenário C3A seria o cenário mais favorável a adotar para se proceder à alimentação da saída QG01.

No cenário C3A e C3B a saída QG02 é operada no seu modo normal de exploração, sendo a análise realizada aos troços que originam mais perdas, análoga à realizada no cenário A – Ponta Máxima.

Relativamente ao cenário C3A, os troços da saída QG01 que originam perdas ativas na rede superiores a 10 Watt podem ser visualizados na Figura 4.13, bem como a percentagem de perdas associada a cada troço, relativamente ao valor total de perdas na rede. Dos 67 troços que constituem a saída QG01, 18 apresentam perdas superiores a 10 Watt.

Os troços que originam mais perdas na saída QG01 são os adjacentes à central do Quitadouro, nomeadamente os troços 54-56, 54-167, 56-58 e o 58-60, representando uma percentagem de perdas na rede de 1,94%, 1,91%, 4,91% e 3,7%, respetivamente. Os troços mais distantes na central do Quitadouro apresentam uma menor percentagem de perdas.

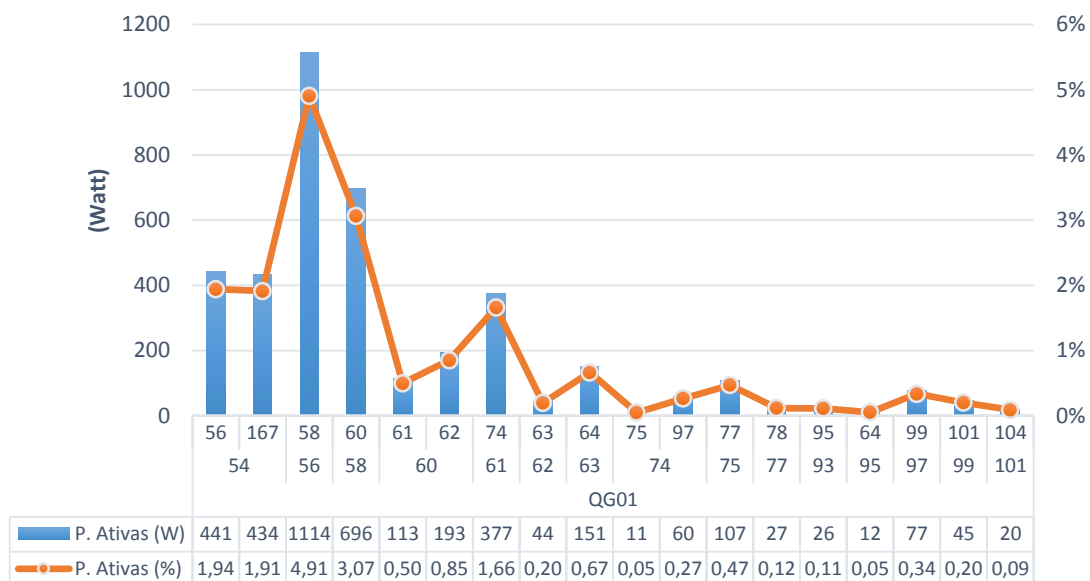


Figura 4.13: Perdas ativas na saída QG01 – Cenário C3A

Os troços que apresentam perdas superiores a 10 Watt na saída QS01 são apresentados na Figura 4.14.

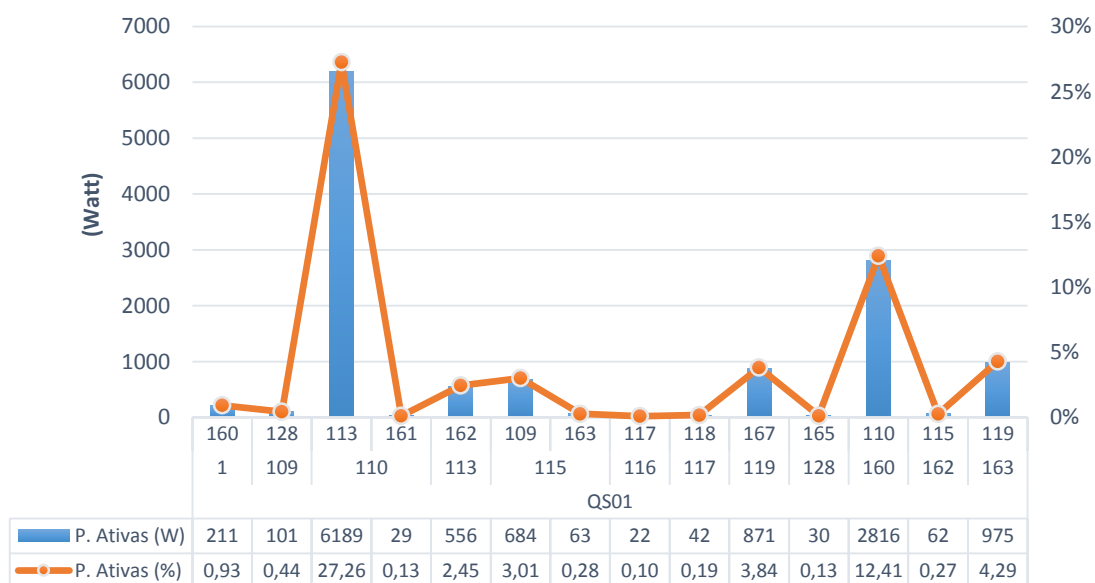


Figura 4.14: Perdas ativas na saída QS01 – Cenário C3A

Como é possível constatar pela Figura 4.14, o troço 110-113 apresenta o valor de perdas ativas mais elevado na saída QS01, com 6189 Watt de perdas ativas correspondentes a 27,26% das perdas totais no cenário C3A. No cenário C1 – Ponta Máxima, o mesmo troço

já tinha sido identificado como o que origina mais perdas ativas na saída QS01, apresentando 1394 Watt de perdas no referido cenário.

Dado que no cenário em análise, C3A, a potência que transita no troço sobe consideravelmente em relação ao cenário C1 – Ponta Máxima, é normal que as perdas no troço também aumentem significativamente. O troço 160-110 verifica o mesmo facto já justificado para o troço 110-113.

No que diz respeito ao cenário C3C, a Figura 4.15 apresenta os troços da saída QG02 que apresentam perdas superiores a 500 Watt. Dos 72 troços que constituem a saída QG02, 21 troços apresentam perdas ativas superiores a 500 Watt.

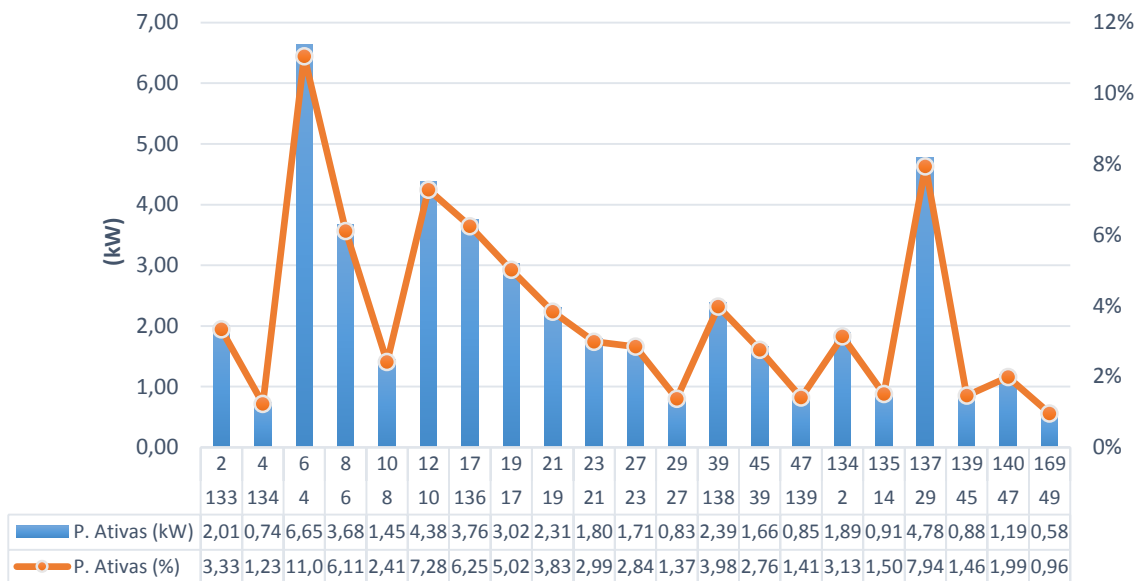


Figura 4.15: Perdas ativas na saída QG02 – Cenário C3C

Como é possível observar pela Figura 4.15 o troço 4-6 é o que origina maiores perdas, 6,6 kW correspondentes a 11% da percentagem de perdas totais na rede, seguindo-se o troço 29-137 com perdas de 4,7 kW correspondentes a 7,9%. Nesta saída verifica-se que os troços com maiores comprimentos, e constituídos por condutores aéreos de cobre com uma secção de 25 mm², representam as maiores perdas ativas.

4.2.5. CENÁRIO C4

O cenário C4 é constituído pelo C4A, C4B, C4C, já descritos no capítulo 3 desta dissertação. Em todos os cenários a alimentação às cargas das saídas QG01, QG02 e QS01 é realizada apenas por uma saída na central do Quitadouro. Relativamente ao valor de total

de perdas ativas em cada um dos cenários considerados, o cenário C4A apresenta o maior valor de perdas ativas, com 212,87 kW, seguindo-se o cenário C4C, com 80,23 kW, e por fim o cenário C3B com 54,38 kW de perdas ativas.

O valor das perdas ativas distribuídos pela respetiva saída MT pode ser observado na Figura 4.16 para cada um dos cenários.

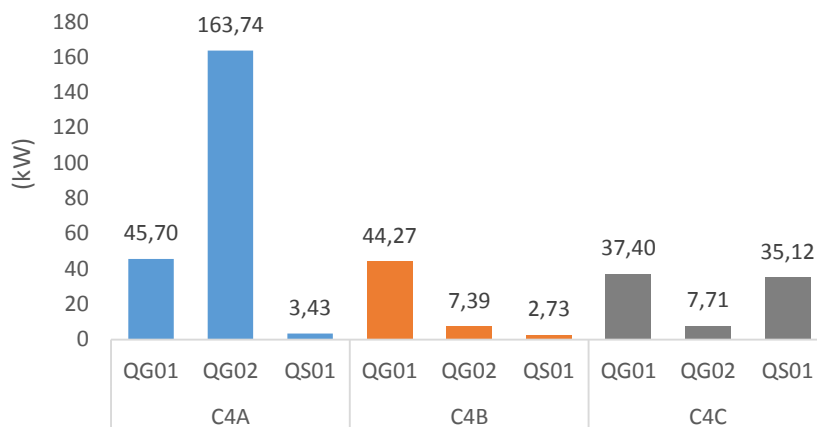


Figura 4.16: Perdas ativas – Cenário C4

4.2.6. INFLUÊNCIA DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUIÇÃO NAS PERDAS

As perdas verificadas nos enrolamentos dos transformadores trifásicos de distribuição são normalmente também alvo de análise nos SEE. Acrescentando o facto, de se estar analisar um sistema elétrico de uma ilha, cuja extensão das suas linhas MT não ultrapassa as dezenas de quilómetros, é expectável que as perdas nos transformadores sejam significativas face às perdas nas linhas. Assim sendo, realizaram-se novas simulações para cada um dos cenários, A e B, contabilizando-se as perdas nos transformadores dos 69 postos de transformação constituintes da rede, cujos resultados se apresentam na Figura 4.17. As resistências e a reactâncias consideradas para os transformadores de distribuição são apresentados no anexo VIX.

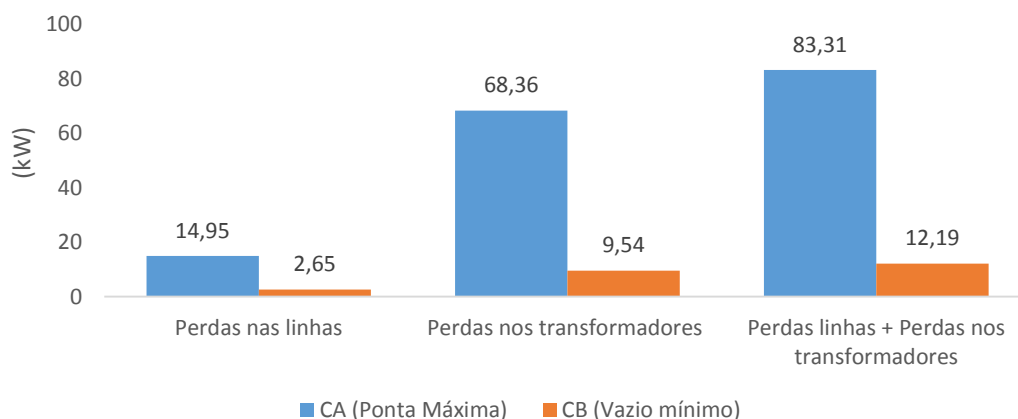


Figura 4.17: Influência dos transformadores nas perdas da rede

Como se verifica pela Figura 4.17 o valor de perdas ativas na rede aumenta consideravelmente contabilizando as perdas dos transformadores de distribuição nos postos de transformação. No cenário CA, passou-se de um valor de perdas de 14,95 kW (perdas nas linhas), para 83,31 kW (perdas nas linhas + perdas nos transformadores). No cenário B, passou-se de um valor de 2,65 kW de perdas, para 12,19 kW (perdas nas linhas + perdas nos transformadores).

Analisando-se agora a percentagem de perdas ativas, através da Figura 4.18 verifica-se que a percentagem de perdas ativas no cenário A passou de 0,63% (perdas nas linhas) para 3,40% (perdas nas linhas + perdas nos transformadores) enquanto no cenário B passou de 0,30% (perdas nas linhas) para 1,36% (perdas nas linhas + perdas nos transformadores).

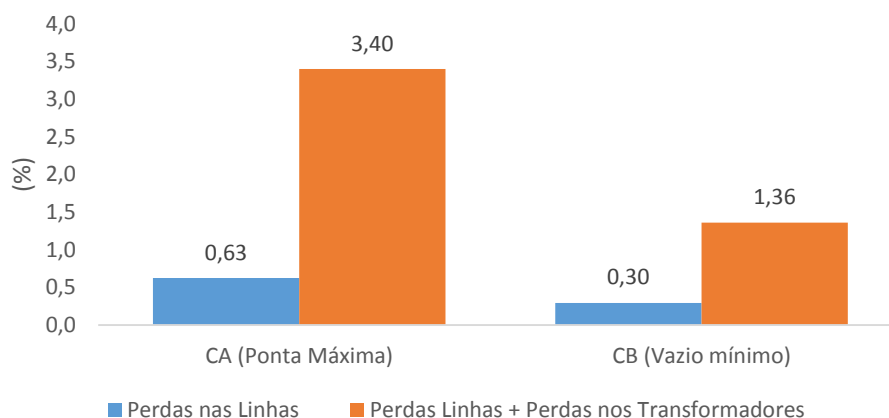


Figura 4.18: Percentagem de perdas ativas na rede

4.2.7. SÍNTESE

A caracterização das perdas de energia elétrica nas redes de distribuição é essencial, uma vez que permite inferir a influência dos equipamentos elétricos nos SEE, designadamente as linhas e os transformadores de distribuição, no nível de perdas de um SEE.

Na análise realizada à potência de perdas, verificou-se que a influência dos transformadores de distribuição nos postos de transformação é de facto mais significativa do que as perdas nas linhas, algo que é inerente à reduzida dimensão da rede de distribuição da ilha Graciosa. No entanto, também se verificou que em função da reconfiguração a operar na rede, o valor das perdas ativas nas linhas é substancialmente diferente.

Uma vez que foram analisados vários cenários de exploração da rede, apresenta-se na Tabela 4.1 o resumo de todos os cenários simulados, para que a sua análise possa ser mais simplificada.

Tabela 4.1: Resultados dos cenários simulados

Cenário	CA	CB	C1A	C1B	C2A	C2B	C3A	C3B	C3C	C4A	C4B	C4C
Perfil da carga	PM	VM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
Geração (kW)	2,38	0,9	2,41	2,40	2,41	2,43	2,40	2,41	2,45	2,59	2,44	2,46
Geração (Mvar)	1,06	0,41	1,08	1,07	1,07	1,08	1,07	1,07	1,09	1,18	1,10	1,10
Perdas saída QG01 (kW)	6,1	0,9	29,0	16,4	15,0	35,7	4,0	5,9	7,8	45,7	44,3	37,4
Perdas saída QG02 (kW)	5,4	1,4	7,2	2,3	5,8	5,8	5,8	5,8	48,9	164	7,4	7,7
Perdas saída QS01 (kW)	3,3	0,3	3,3	3,3	2,7	0,8	12,7	15,1	3,3	3,4	2,7	35,1
Perdas saída QS02 (kW)	0,2	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total Perdas Linhas (kW)	15	3	40	22	24	42	23	27	60	213	54	80
Perdas Ativas (%)	0,63	0,30	1,65	0,92	0,98	1,74	0,94	1,12	2,46	8,19	2,23	3,25

Para cada cenário, a Tabela 4.1 apresenta o perfil de carga considerado, PM (Ponta Máxima) ou VM (Vazio Mínimo), a geração de potência ativa e reativa, as perdas ativas verificadas nas linhas, bem como a percentagem de perdas ativas de acordo com a potência ativa injetada em cada cenário.

Nos cenários em que se verifica o mesmo perfil de carga, PM, todos apresentam perdas ativas superiores ao cenário que é normalmente operado pela empresa gestora da rede, cenário CA, que apresenta 15 kW de perdas ativas nas linhas correspondentes a uma percentagem de perdas de 0,63%. Por outro lado, o cenário C4A foi o mais desfavorável em

termos perdas nas linhas, verificando 212,9 kW de perdas ativas, correspondentes a uma percentagem de perdas de 8,19%.

Considerando agora a influência dos transformadores nas perdas, a Tabela 4.2 apresenta as perdas ativas nas linhas juntamente com as perdas nos transformadores, para os diversos cenários simulados, bem como a percentagem de perdas correspondente.

Tabela 4.2: Influência dos transformadores nas perdas

Cenário	CA	CB	C1A	C1B	C2A	C2B	C3A	C3B	C3C	C4A	C4B	C4C
Perdas linhas + Perdas nos transformadores (kW)	83	12	108	90	92	111	91	95	129	281	123	149
Perdas Ativas (%)	3,49	1,36	4,49	3,77	3,82	4,55	3,79	3,95	5,25	10,8	5,03	6,02

4.3. PERFIL DAS TENSÕES NOS BARRAMENTOS

4.3.1. CENÁRIO A E B

O perfil da tensão nos barramentos que constituem as saídas MT QG01, QG02, QS01, e QS02 é apresentado na Figura 4.19 relativamente ao cenário A.

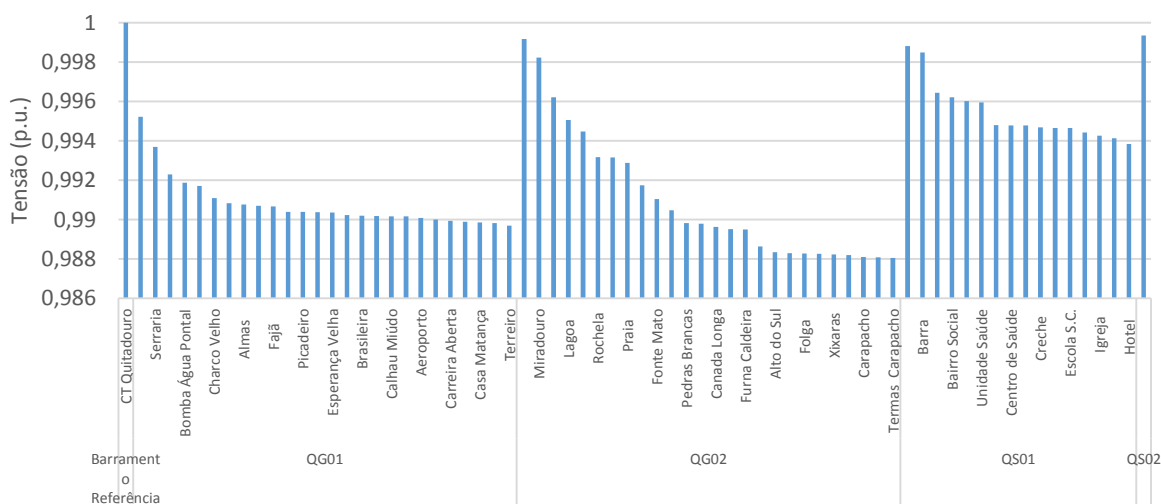


Figura 4.19: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário A

Como é possível verificar pela Figura 4.19 os barramentos da saída QG02 são os que apresentam valores mais desfavoráveis de tensão, verificando-se a maior queda de tensão no barramento Termas do Carapacho. Na saída QG01 o perfil da tensão nos barramentos é compreendido entre os 0,995 p.u. e os 0,99 p.u., verificando-se a maior queda de tensão no barramento Terreiro. Na saída QS01 os valores da tensão nos barramentos são compreendidos entre os 0,999 p.u. e os 0,994 p.u. sendo o barramento Hotel o que apresenta o valor de tensão mais baixo.

A Figura 4.20 apresenta o perfil da tensão nos barramentos relativamente ao cenário B. O perfil da tensão nos barramentos do respetivo cenário segue a tendência do cenário A, embora apresentando valores de tensão menos desfavoráveis, dado que o perfil da carga em cada barramento reduz-se em cerca de 70% no cenário B em relação ao cenário A.

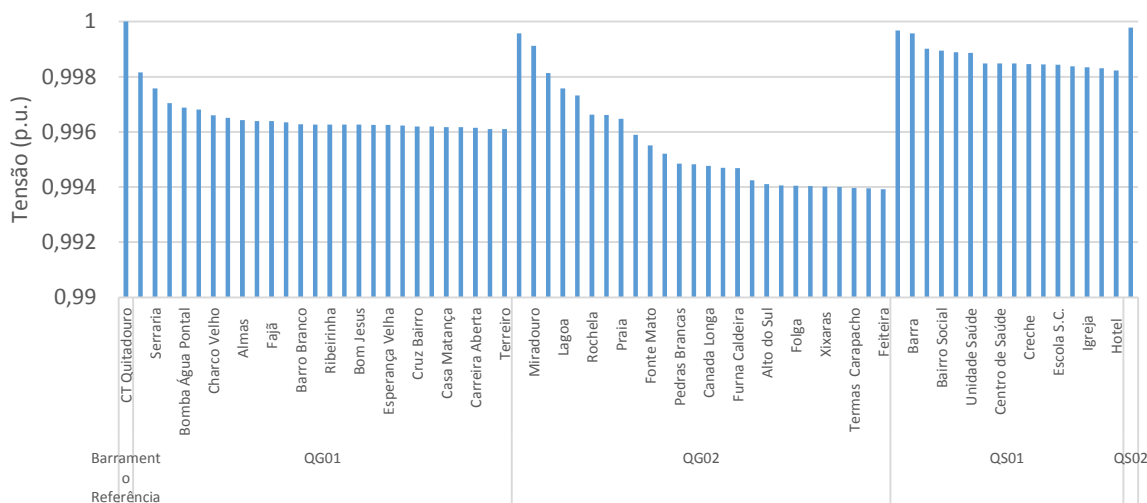


Figura 4.20: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário B

4.3.2. CENÁRIO C1

O perfil da tensão nos barramentos que constituem as saídas MT QG01 e QG02 é apresentado na Figura 4.21 relativamente ao cenário C1A e na Figura 4.22 relativamente ao cenário C1B. No cenário C1A e C1B não é apresentado o perfil da tensão nos barramentos das saídas QS01 e QS02 uma vez que não é realizada nenhuma alteração no modo de exploração nestas saídas. Assim sendo, e dado que o perfil das cargas no cenário C1 corresponde ao perfil das cargas no cenário CA, a análise ao perfil da tensão nos barramentos dessas saídas é análoga, tendo já sido apresentada na Figura 4.19.

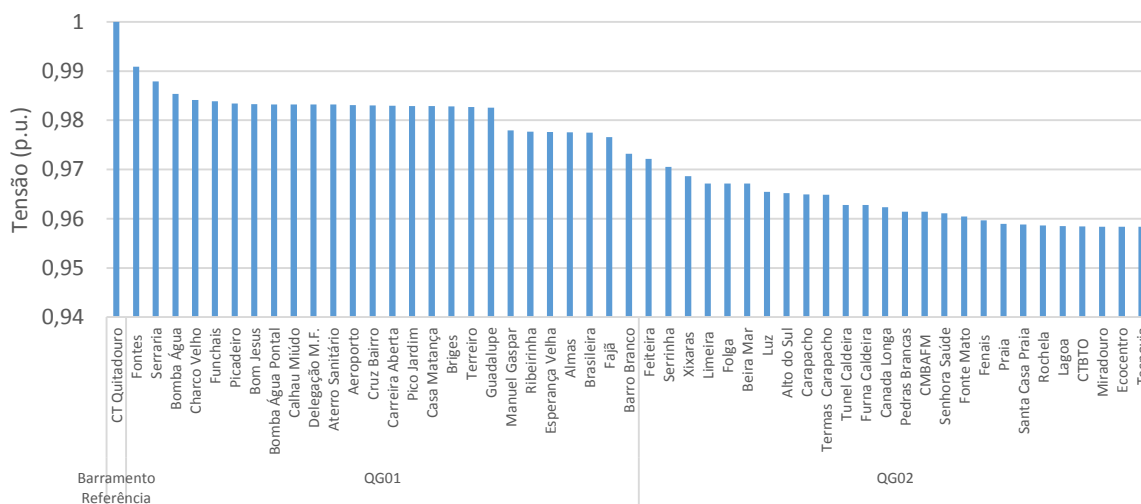


Figura 4.21: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1A

De acordo com a Figura 4.21, no cenário C1A os barramentos da saída QG02 apresentam tensões mais baixas comparativamente aos barramentos da saída QG01. Esta situação seria expectável, uma vez que as cargas da saída QG02 são alimentadas através da saída QG01. Na saída QG01 o barramento Barro Branco apresenta a maior queda de tensão, pouco superior a 0,97 p.u. enquanto na saída QG02 o barramento Tecnovia apresenta a maior queda de tensão, pouco inferior a 0,96 p.u.

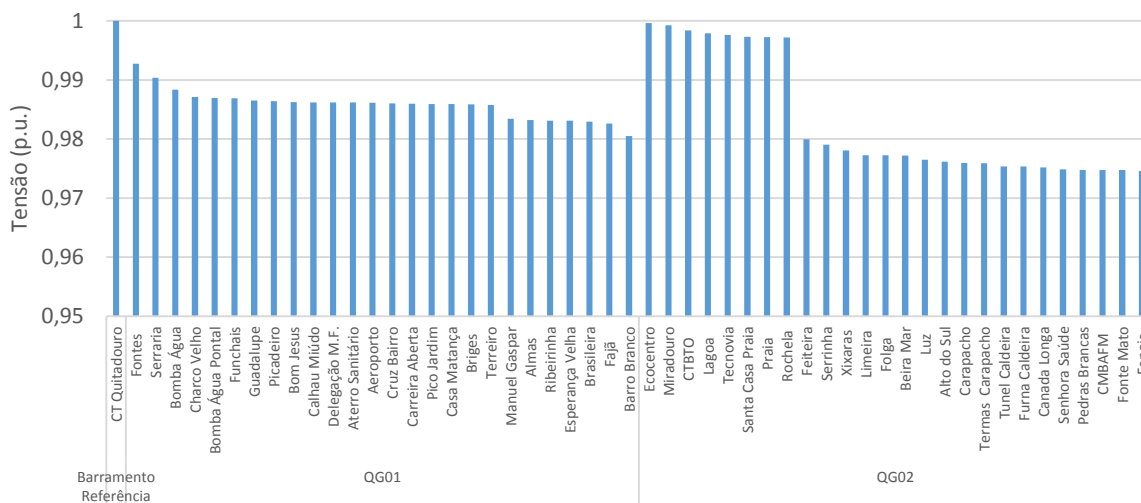


Figura 4.22: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1B

De acordo com a Figura 4.22, no cenário C1B verifica-se que os barramentos da saída QG02 que são alimentados através da própria saída, apresentam valores de tensão próximos de 1 p.u. Os barramentos da saída QG02 que são alimentados através da saída QG01 apresentam valores de tensão mais baixos, compreendidos entre os 0,97 e os 0,98 p.u. Os barramentos da saída QG01 apresentam tensões superiores a 0,98 p.u.

O perfil da tensão é mais desfavorável nos barramentos do cenário C1A do que cenário C1B, como se verifica pela análise comparativa entre os dois cenários apresentada na Figura 4.23.

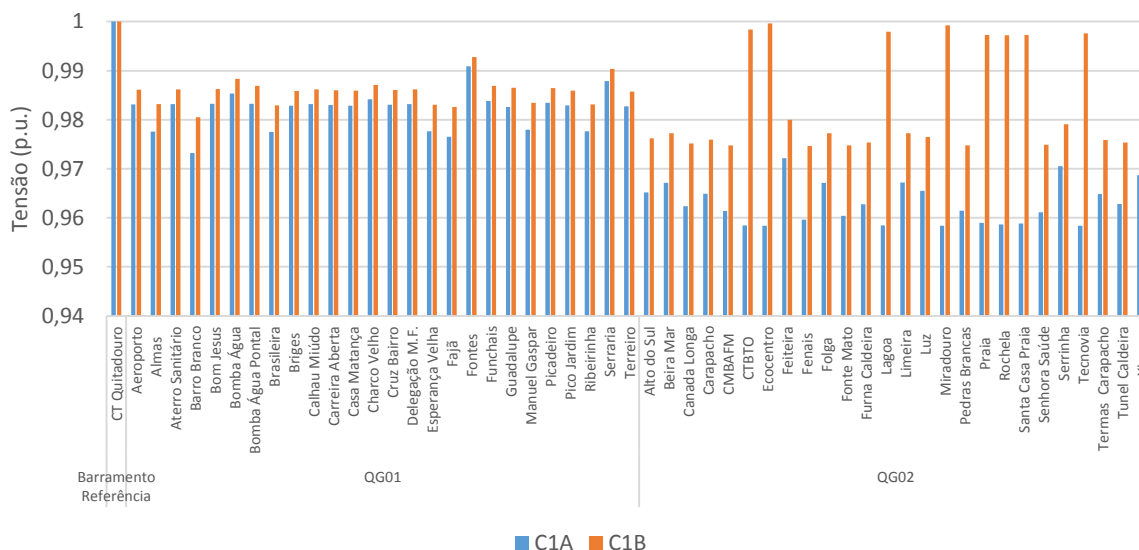


Figura 4.23: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C1A e C1B

4.3.3. CENÁRIO C2

O perfil da tensão nos barramentos que constituem as saídas MT QG01 e QS01 é apresentado na Figura 4.24 relativamente ao cenário C2A e na Figura 4.25 relativamente ao cenário C2B. No cenário C2A e C2B não são apresentadas as tensões dos barramentos das saídas QG02 e QS02 uma vez que não é realizada nenhuma alteração no modo de exploração destas saídas. Assim sendo, e dado que o perfil das cargas no cenário C2 corresponde ao perfil das cargas no cenário CA, a análise à tensão desses barramentos é análoga, tendo já sido apresentada na Figura 4.19.

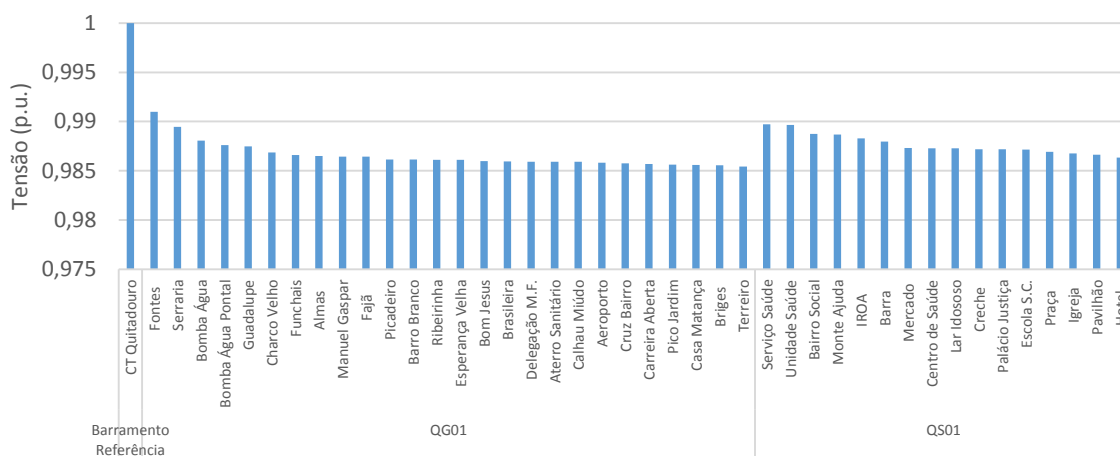


Figura 4.24: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2A

Como é possível verificar pela Figura 4.24 a tensão nos barramentos da saída QG01 é globalmente inferior à tensão nos barramentos da saída QS01, com exceção dos barramentos adjacentes à CT Quitadouro, Fontes e Serrinha. Embora as cargas da saída QGS01 sejam alimentados através da saída QG01, os barramentos da saída QS01 apresentam valores de tensão superiores aos da saída QG01, situação que não se verificou no cenário C1, em que os barramentos que eram alimentados através de outra saída, que não a correspondente, verificavam valores de tensão mais baixos. Este facto justifica-se pela localização do aparelho de corte manobrado no cenário C2A, localizado nas proximidades da CT Quitadouro.

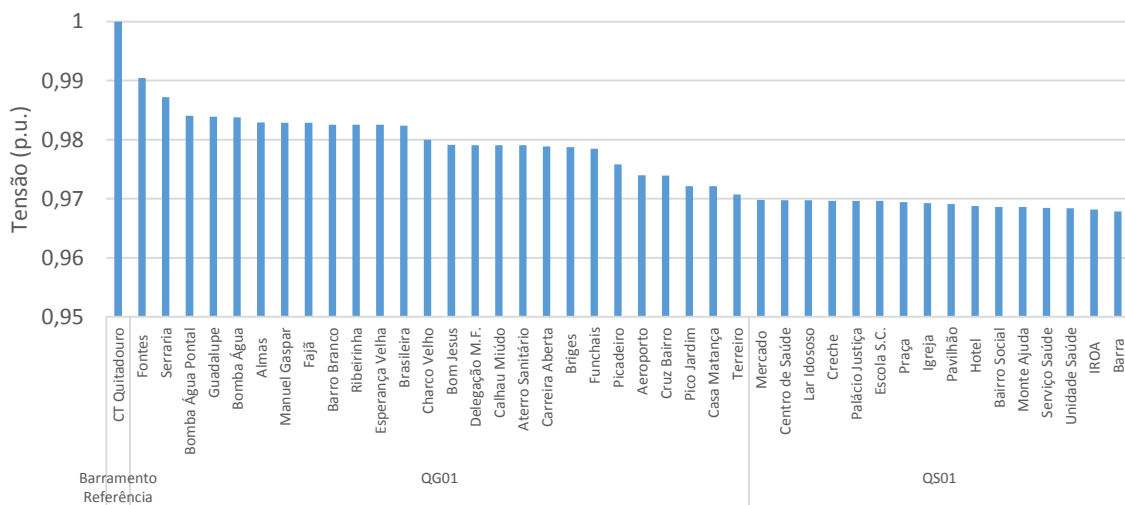


Figura 4.25: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2B

De acordo com a Figura 4.25, para cenário C2B os valores da tensão nos barramentos da saída QS01 são inferiores aos da saída QG01, ao contrário do que se sucedeu no cenário C2A. Este facto deve-se ao facto de o aparelho de corte manobrado ser já substancialmente distante da CT do Quitadouro. Na saída QG01 o barramento Terreiro apresenta a maior queda de tensão, pouco superior a 0,97 p.u. enquanto na saída QS01 o barramento Barra apresenta a maior queda de tensão, pouco inferior a 0,97 p.u.

A análise comparativa ao perfil da tensão nos dois cenários é apresentada na Figura 4.26. Embora o perfil da tensão seja mais favorável no cenário C2A nas duas saídas MT, na saída QS01 a diferenciação no perfil da tensão nos dois cenários é mais significativa.

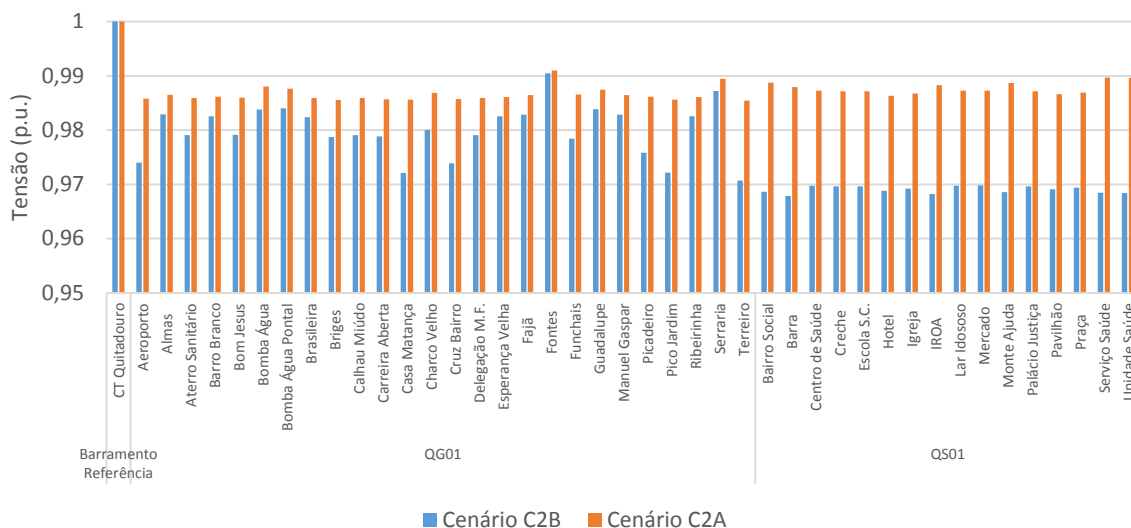


Figura 4.26: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C2A e C2B

4.3.4. CENÁRIO C3

O perfil da tensão nos barramentos que constituem as saídas MT QG01, QG02, QS01 e QS02 relativamente ao cenário C3A é apresentado na Figura 4.27.

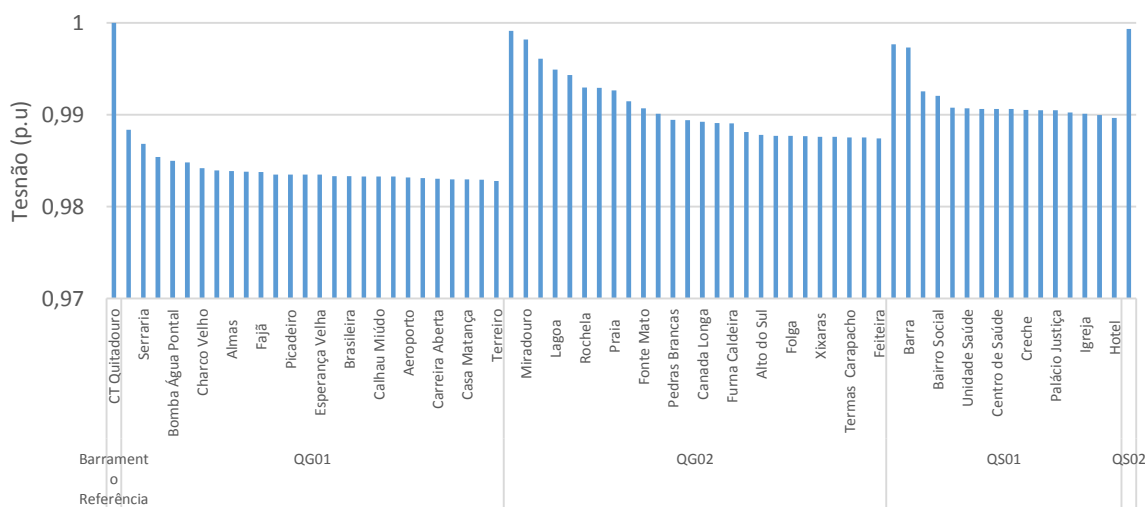


Figura 4.27: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3A

Como se verifica pela Figura 4.27 os barramentos da saída QG01 apresentam os valores de tensão mais desfavoráveis, apresentando o barramento Terreiro o valor de tensão mais baixo da respetiva saída, pouco superior a 0,98 p.u. Nas saída QG02 e QS01, o barramento Feiteira e o barramento Hotel apresentam a maior queda de tensão das respetivas saídas, 0,987 p.u. e 0,989 p.u. respetivamente.

Relativamente ao cenário C3B os valores da tensão para os respetivos barramentos apresentam-se na Figura 4.28.

Neste cenário, os valores das tensões são muito próximos aos obtidos no cenário C3A. Apenas na saída QG01 se verifica que a tensão nos barramentos varia de forma mais significativa, verificando-se em vários barramentos tensões inferiores a 0,98 p.u.

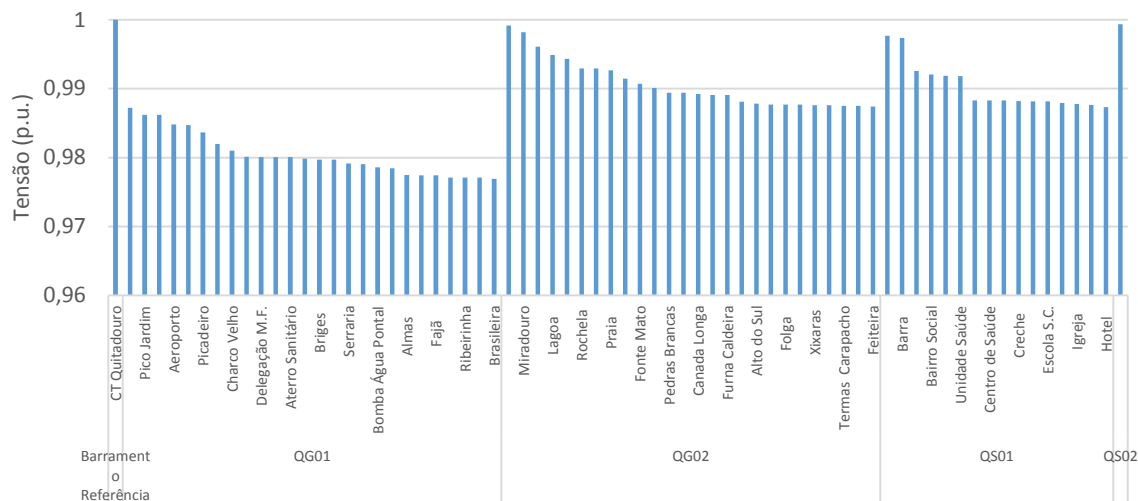


Figura 4.28: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3B

Relativamente ao cenário C3C os valores da tensão para os respetivos barramentos são apresentados na Figura 4.29.

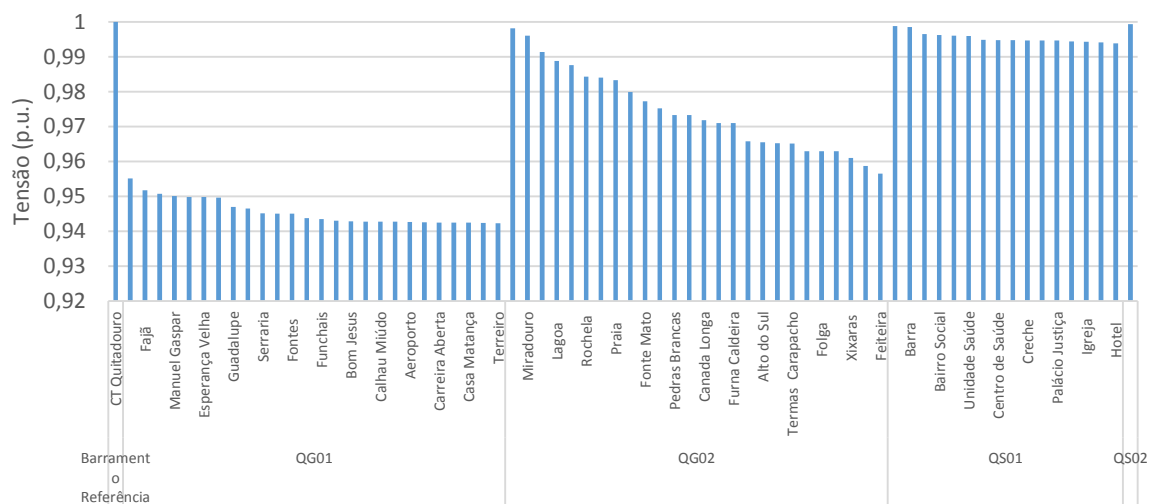


Figura 4.29: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C3C

Como se verifica pela Figura 4.29 o perfil da tensão nos barramentos da saída QG01 é crítico, apresentando valores entre os 0,95 p.u. e os 0,94 p.u. com exceção dos barramentos

Fajã, Barro Branco e Almas. Na saída QG02 o barramento Feiteira apresenta o valor de tensão mais insatisfatório, inferior a 0,98 p.u. Na saída QS01 e QS02, todos os barramentos apresentam tensões superiores a 0,99 p.u.

4.3.5. CENÁRIO C4

O perfil da tensão nos barramentos para os cenários C4A, C4B e C4C pode ser observado na Figura 4.30, Figura 4.31 e Figura 4.32, respetivamente.

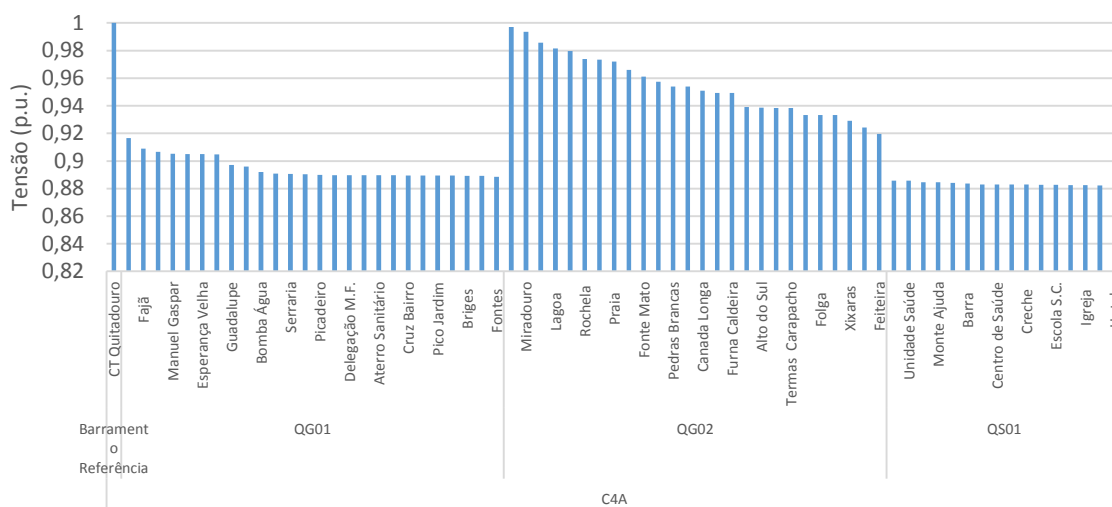


Figura 4.30: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4A

Como se verifica pela Figura 4.30, o perfil da tensão nos barramentos da saída QS01 apresenta valores bastante críticos, compreendidos entre os 0,88 p.u. e os 0,9 p.u. Na saída QG01 o perfil da tensão nos barramentos é igualmente crítico, apresentados valores entre os 0,92 p.u. e os 0,88 p.u. Na saída QS01 apenas os barramentos localizados a montante do Barramento Canada Longa e Túnel da Caldeira apresentam níveis de tensão satisfatórios, ou seja, superiores a 0,95 p.u. enquanto os barramentos localizados a jusante dos barramentos já referidos, apresentam também um perfil de tensão crítico, ou seja, inferior a 0,95 p.u.

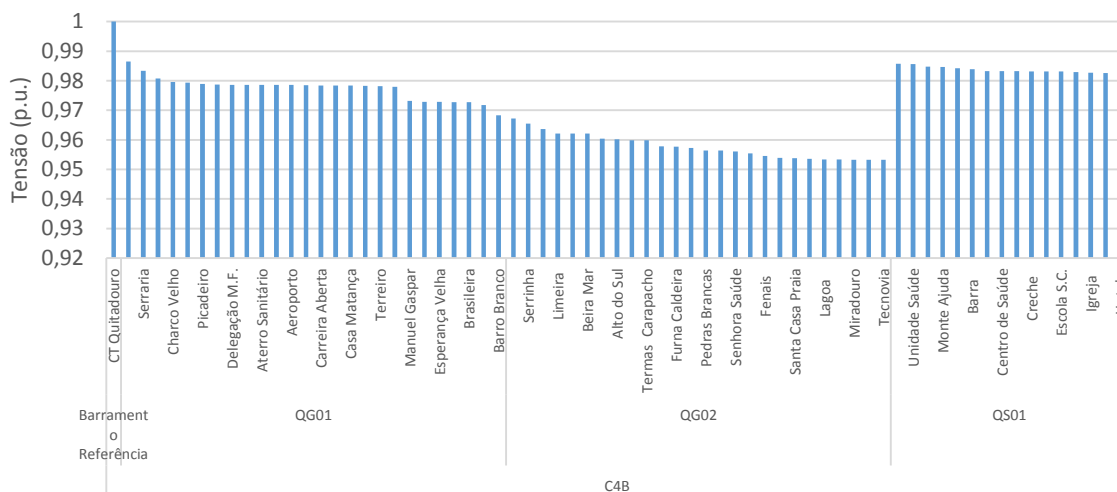


Figura 4.31: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4B

Relativamente ao cenário C4B, de acordo com a Figura 4.31 verifica-se que o perfil da tensão nos barramentos da saída QG02 é o mais desfavorável, todavia não se pode considerar que os valores da tensão sejam críticos, uma vez que não ultrapassam os 0,95 p.u. Na saída QG01 todos os barramentos apresentam tensões superiores a 0,97 p.u. enquanto na saída QS01 apresentam tensões superiores a 0,98 p.u.

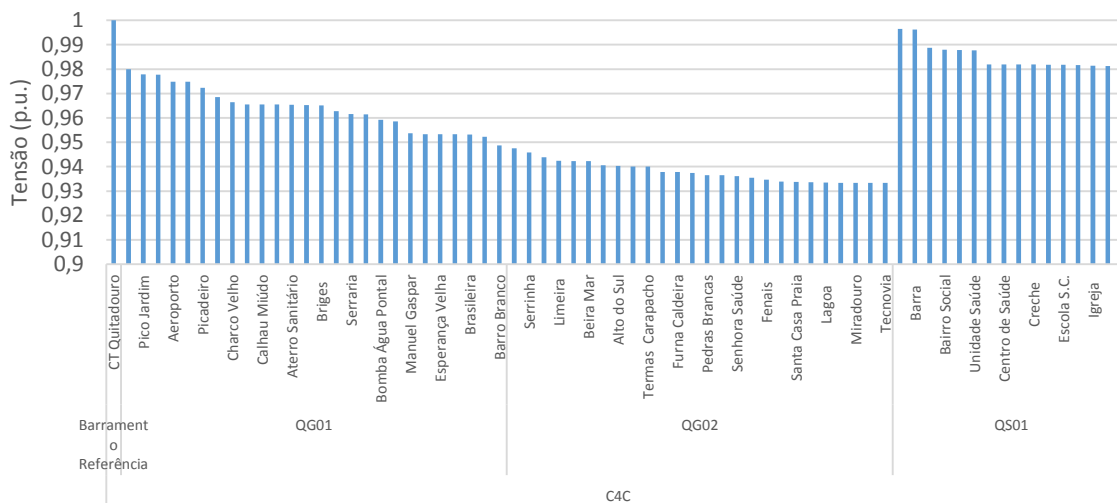


Figura 4.32: Perfil da tensão nos barramentos – Cenário C4C

No que diz respeito ao cenário C4C, de acordo com a Figura 4.32 verifica-se que o perfil da tensão nos barramentos da saída QG02 é crítico, apresentando valores de tensão inferiores a 0,95 p.u. Na saída QG01, apenas o barramento Barro Branco apresenta um valor de tensão

inferior a 0,95 p.u., apresentado os restantes barramentos valores superiores a 0,95 p.u. Na saída QS01, todos os barramentos apresentam tensões superiores a 0,98 p.u.

4.3.6. SÍNTESE

Para que se mantenha a qualidade da energia elétrica ao nível da rede de distribuição é fundamental que a queda de tensão nos barramentos constituintes na rede não ultrapasse os 5% relativamente ao seu valor nominal.

Assim sendo, nos diferentes cenários simulados, houve intenção de aferir o valor da tensão dos diversos barramentos, para que haja consciência, em função do cenário que se adote para a exploração da rede, quais os barramentos que podem pôr em causa essa boa qualidade da energia elétrica.

Nos cenários normalmente operados pela empresa gestora da rede, cenário A referente à ponta máxima e o cenário B referente ao vazio mínimo, verificou-se que estes apresentam um melhor perfil de tensão nos barramentos, comparativamente ao cenário C, em que se efetuam reconfigurações na exploração da rede. No cenário CA a maioria dos barramentos apresentam tensões superiores a 0,9 p.u. enquanto no cenário CB o perfil da tensão nos barramentos é superior a 0,994 p.u.

Em todos os cenários constituintes do cenário C, embora a maioria dos cenários simulados não apresentem valores críticos no perfil da tensão nos barramentos, os cenários C3C, C4A e C4C devem ser alvo de atenção cuidada por parte da empresa gestora da rede, em caso de exploração da rede de acordo com os mesmos. Nestes cenários, o perfil da tensão é inferior a 0,95 p.u. em diversos barramentos, colocando em causa a qualidade da energia elétrica na rede de distribuição.

4.4. CONGESTIONAMENTO NOS RAMOS

4.4.1. CENÁRIO A E B

A Figura 4.33 apresenta a percentagem de utilização das linhas relativamente ao cenário A e B. Dado ao elevado número de linhas que constituem a rede, a Figura 4.33 apenas apresenta as linhas que verificam uma ocupação igual ou superior a 15% da sua capacidade para o cenário A e 10% para o cenário B.

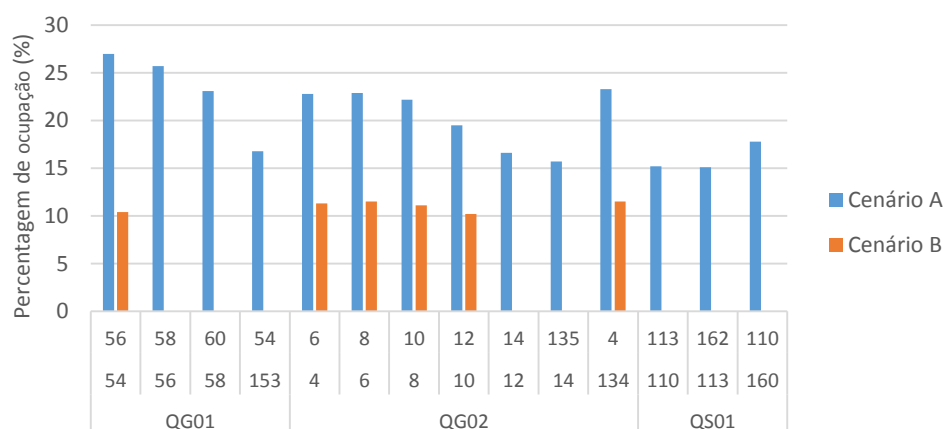


Figura 4.33: Percentagem de utilização das linhas – Cenário A e B

De acordo com a Figura 4.33, e relativamente ao cenário A, verifica-se que o troço 54-56 apresenta a percentagem de ocupação da linha mais elevada, de 27%. Por outro lado a saída QG02 é a que apresenta mais troços com uma percentagem de ocupação superior a 15%.

No cenário B apenas 5 troços apresentam uma percentagem de ocupação superior a 10%, verificando-se apenas 1 troço na saída QG01 e 4 troços na saída QG02. A saída QS01 não apresenta nenhum troço com percentagem de ocupação superior a 10%.

Relativamente à saída QS02 em nenhum dos cenários se verificam troços com percentagens de ocupação superiores a 10 e 15%.

4.4.2. CENÁRIO C1

A Figura 4.34 apresenta a percentagem de ocupação dos troços relativamente aos cenários C1A e C1B. Apenas se apresentam as linhas cuja percentagem de ocupação é superior a 15% para ambos os cenários.

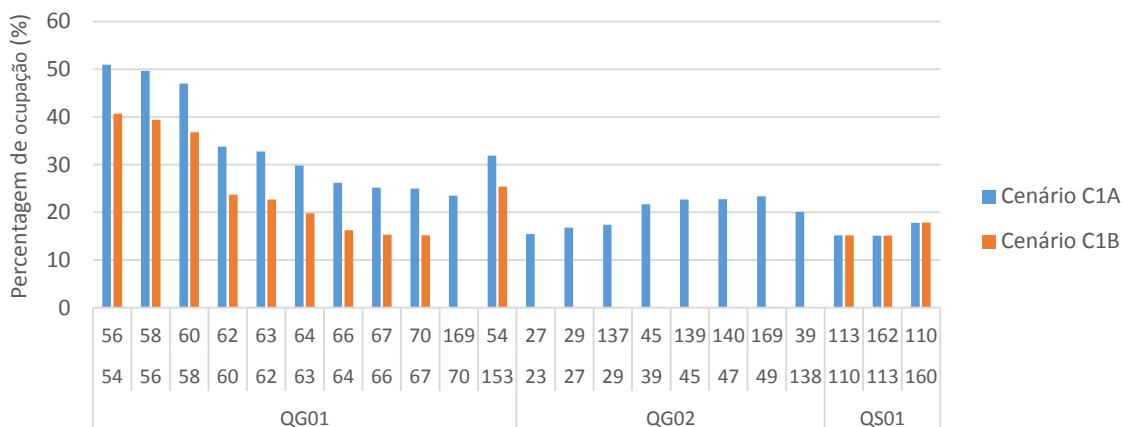


Figura 4.34: Percentagem de utilização das linhas – Cenário C1

Como se verifica pela Figura 4.34 o cenário C1A apresenta uma percentagem de ocupação das linhas superior ao cenário C1B. No cenário C1A a linha mais sobrecarregada apresenta uma ocupação pouco superior a 50% enquanto no cenário C1B o troço mais sobrecarregado apresenta uma ocupação pouco superior a 40%.

4.4.3. CENÁRIO C2

A Figura 4.35 apresenta a percentagem de ocupação dos troços relativamente aos cenários C2A e C2B. Apenas se apresentam as linhas cuja percentagem de ocupação é superior a 15% para ambos os cenários.

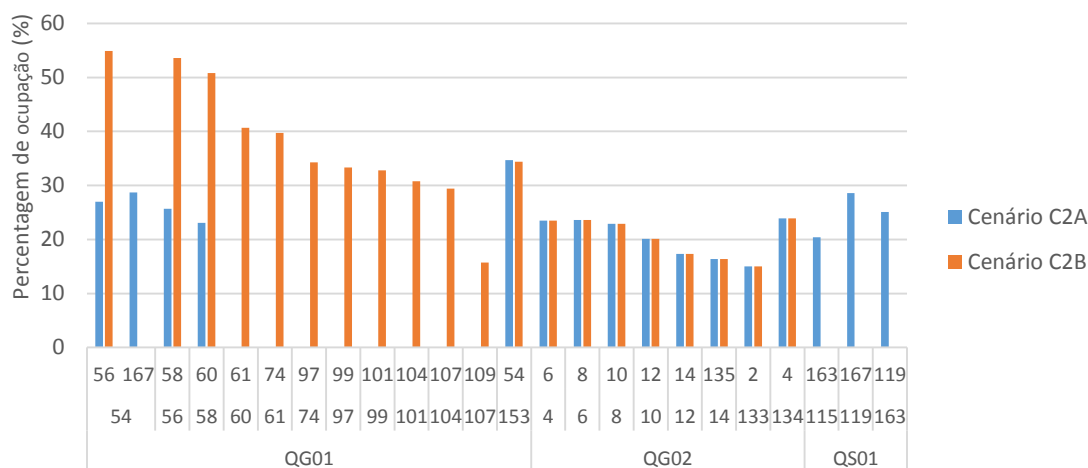


Figura 4.35: Percentagem de utilização das linhas – Cenário C2A e C2B

Como se constata pela Figura 4.35 o cenário C2B apresenta uma sobrecarga das linhas superior ao cenário C2A, como exceção na saída QS01. Verificam-se 3 linhas com uma ocupação superior a 50%, enquanto no cenário C2B essas linhas representam uma ocupação entre os 20% e os 30%.

4.4.4. CENÁRIO C3

O cenário C3 é constituído pelos cenários C3A, C3B e C3C, sendo que as linhas cuja percentagem de ocupação é superior a 15% apresentadas na Figura 4.36, Figura 4.37, Figura 4.38 e Figura 4.39.

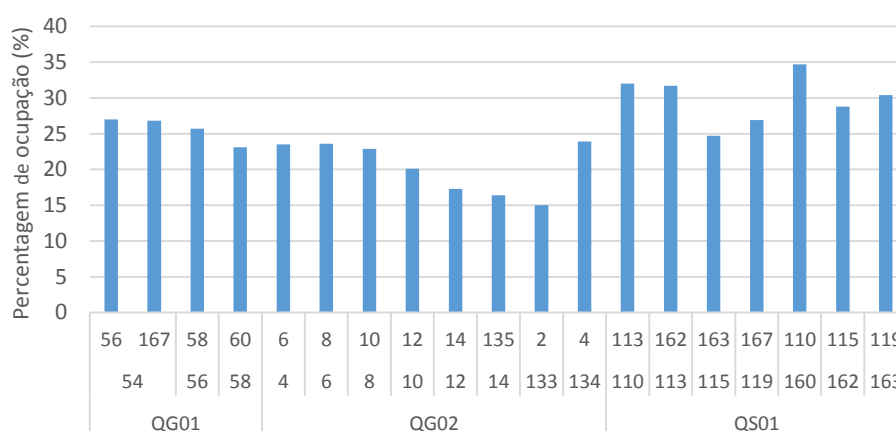


Figura 4.36: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3A

Como se verifica pela Figura 4.36 as saídas QG02 e QS01 são as que apresentam maior número de linhas com ocupações superiores a 15%, com 7 e 8 linhas, respetivamente. A saída QS01 regista a linha mais sobrecarregada com uma percentagem de ocupação próxima dos 35%.

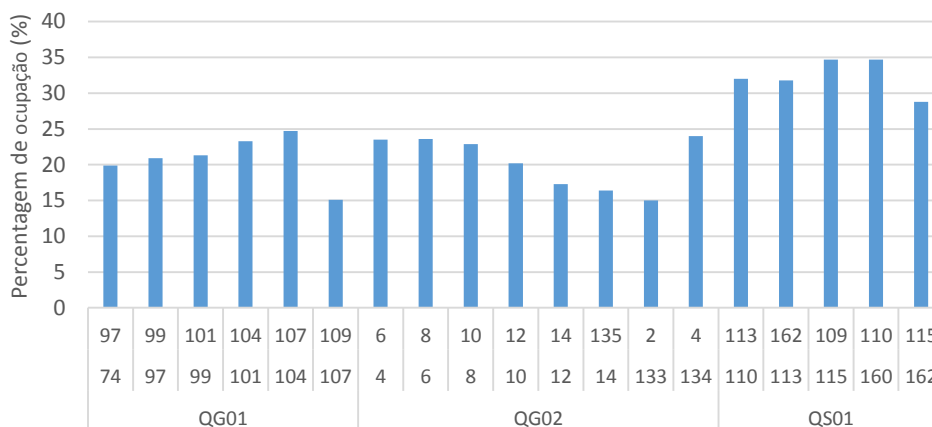


Figura 4.37: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3B

Relativamente ao cenário C3B, a Figura 4.37 apresenta as linhas que registam uma percentagem de ocupação superior a 15%. Verifica-se que a saída QS01 apresenta as linhas com maior percentagem de ocupação, com 4 linhas entre os 30% e os 35%.

A Figura 4.38 apresenta as linhas cuja percentagem de ocupação é superior a 15% nas saídas QG01 e QS01. As linhas referentes à saída QG02 são apresentadas na Figura 4.39.

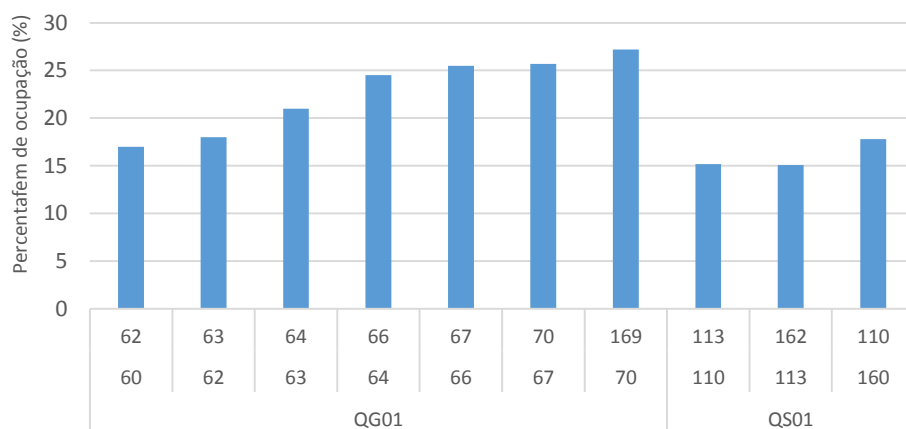


Figura 4.38: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3C

Como se verifica pela Figura 4.38 na saída QG01 a linha que se encontra mais sobrecarregada apresenta uma ocupação pouco superior a 25 % enquanto na saída QS01 a linha mais sobrecarregada apresenta 18% de ocupação. Na saída QG02, verifica-se através da Figura 4.39, o elevado número de linhas que apresentam uma ocupação superior a 15%, destacando-se 4 linhas com uma percentagem de ocupação superior a 50%.

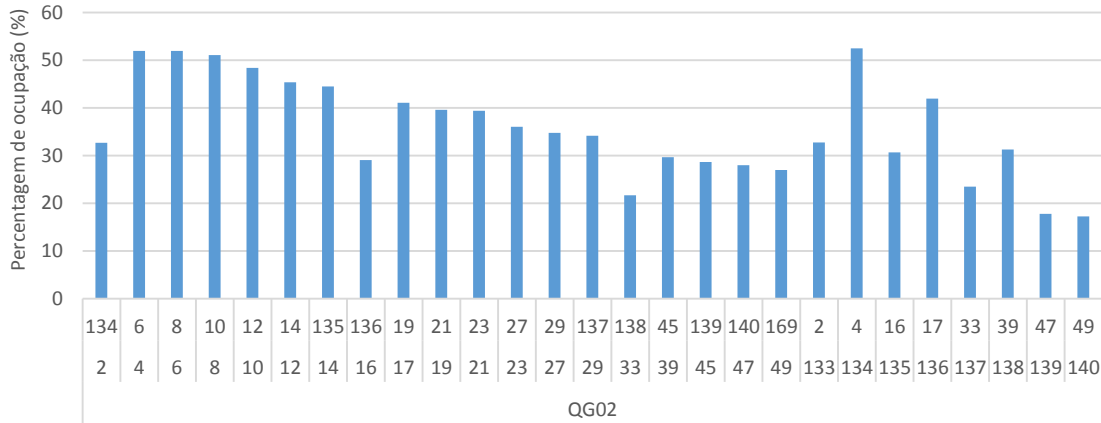


Figura 4.39: Percentagem de ocupação das linhas – Cenário C3C

4.4.5. CENÁRIO C4

O cenário C4 é constituído pelo cenário C4A, C4B e C4C, sendo as linhas cuja percentagem de ocupação é superior a 50%, apresentadas na Figura 4.40 relativamente ao cenário C4A e na Figura 4.41 relativamente ao cenário C4B e C4C.

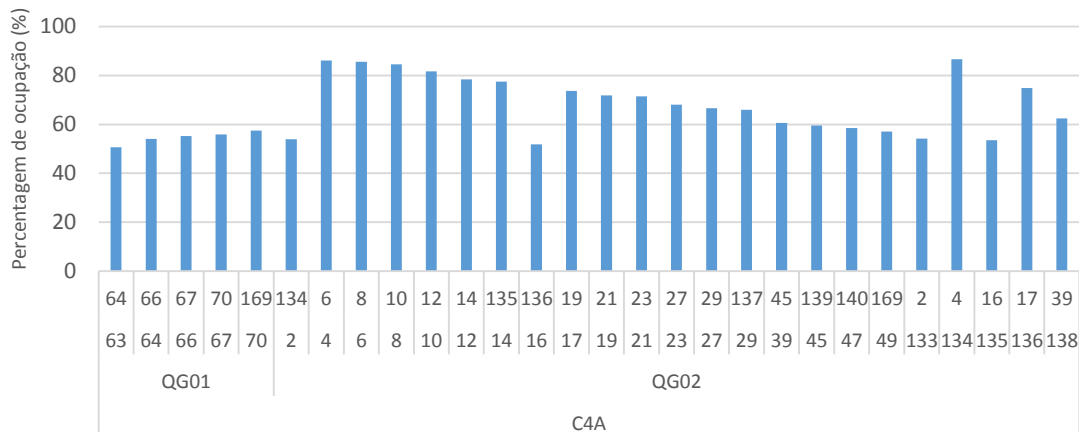


Figura 4.40: Percentagem de ocupação nas linhas – Cenário C4A

De acordo com a Figura 4.40 verifica-se que a saída QG02 apresenta várias linhas cuja percentagem de ocupação ronda entre os 60% e os 80%. No cenário C4A, a potência a alimentar as cargas das saídas QG01 e QS01 é injetada na rede através da saída QG02, justificando este facto a elevada percentagem de ocupação das linhas na saída QG02.

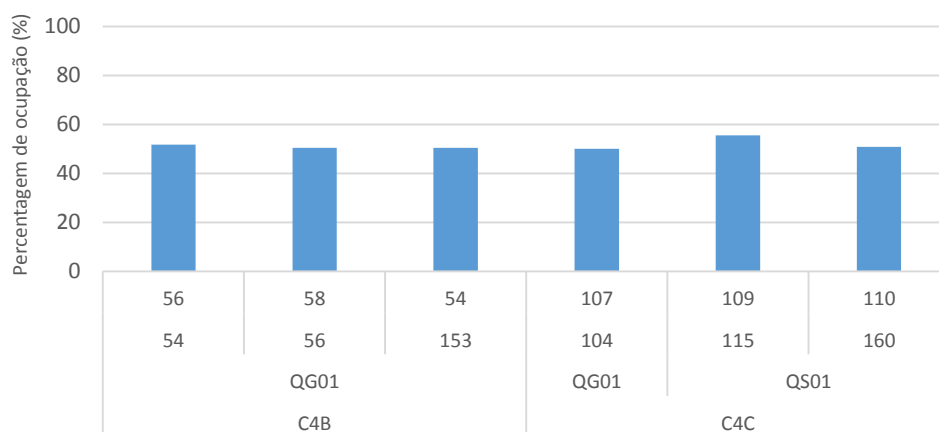


Figura 4.41: Porcentagem de ocupação nas linhas – Cenário C4B e C4C

Relativamente aos cenários C4B e C4C, embora a potência destinada a alimentar as cargas das 3 saídas MT também se realize por uma das saídas MT, através da saída QG01 no cenário C4B, e através da saída QS01 no cenário C4C, nos dois cenários apenas se verificaram 3 linhas com uma percentagem de ocupação pouco superior a 50%.

4.4.6. SÍNTESE

Relativamente ao congestionamento das linhas, em todos os cenários simulados não se verificou a existência de uma linha próxima de uma situação de sobrecarga, concluindo-se que existe um sobredimensionamento nas linhas relativamente à potência que nelas transitam.

Nos cenários normalmente operados pela empresa gestora da rede, CA e CB, verificou-se para o cenário CA, apenas 14 linhas com uma percentagem de ocupação superior a 15%, apresentando a linha a mais sobrecarregada, uma ocupação de apenas 27%. No cenário CB, apenas 6 linhas apresentam uma percentagem de ocupação superior a 10 %, apresentando a linha mais sobrecarregada uma percentagem de ocupação de apenas 11,5%.

Em todas as reconfigurações efetuadas ao modo de exploração da rede, a máxima percentagem de ocupação que se verificou numa linha foi de 86,6%, no troço 134-4, na saída QG02, relativamente ao cenário C4A.

5. CONCLUSÃO

5.1. ANÁLISE CONCLUSIVA

Na presente dissertação foi realizada uma análise a diferentes modos de exploração da rede de distribuição 15 kV da ilha Graciosa, através da sua modelização no *software* de redes elétricas *Powerworld 8.0*. Esta modelização da rede teve como intuito aplicar o cálculo do trânsito de potências sobre o sistema elétrico da ilha, para que se pudesse aferir, e de acordo como os objetivos definidos para esta dissertação, o nível de tensão ao longo dos diversos barramentos, a necessidade de geração para satisfação de um determinado consumo, a determinação da potência de perdas do sistema e ainda a identificação de constrangimentos em alguns troços da rede elétrica.

Dado que na gestão diária do atual sistema elétrico da ilha Graciosa, não existem ferramentas computadorizadas que permitem realizar estudos nas fases de planeamento, projeto e exploração da rede, que são extremamente úteis para os operadores da rede, tentou-se com esta dissertação suprir esta lacuna, realizando-se várias reconfigurações ao modo de exploração da rede com o objetivo de inferir a robustez da rede e, se o seu dimensionamento é de facto compatível com determinados modos de exploração.

Relativamente aos resultados obtidos foram essencialmente analisados resultados relativos à potência de perdas, ao perfil das tensões nos vários barramentos e ao congestionamento nos ramos.

No que concerne à potência de perdas, verificou-se que o nível de perdas nos transformadores de distribuição nos postos de transformação é muito mais significativo comparativamente ao nível de perdas nas linhas, algo que é inerente à reduzida dimensão na rede de distribuição da ilha Graciosa. Para o cenário normalmente operado pela empresa gestora da rede, cenário A, relativo à ponta máxima, contabilizando as perdas nas linhas apenas se verificam 14,95 kW de perdas, correspondentes a uma percentagem de perdas na rede de 0,63%. Contabilizando as perdas nas linhas e as perdas nos transformadores de potência, as perdas atingem os 83,31 kW, correspondentes a uma percentagem de perdas de 3,40%.

Quanto ao perfil das tensões nos barramentos, os cenários C3C, C4A e C4C são os que merecem especial atenção em caso de serem operados pela empresa gestora da rede, pois apresentam barramentos em que o nível de tensão é crítico, registrando-se quedas de tensão nos barramentos superiores a 5% do seu valor nominal.

Relativamente ao congestionamento nos ramos, verificou-se que a rede se encontra sobredimensionada relativamente às potências que nela transitam, não havendo, assim, qualquer linha próxima de uma situação de sobrecarga. No cenário normalmente operado pela empresa gestora da rede, cenário A, a linha mais sobrecarregada apenas apresentou uma percentagem de ocupação de 27%. No cenário mais adverso, C4A, a linha mais sobrecarregada atingiu uma percentagem de ocupação de 86,6%.

5.2. PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO

Na presente dissertação realizaram-se um conjunto de considerações para a construção da rede, enunciadas em 3.2. Estas considerações foram realizadas maioritariamente ao nível da potência ativa e da potência reativa a considerar para cada barramento da rede. Embora para a potência ativa houvesse um valor de referência para todos os barramentos, o valor da potência reativa foi determinado através da atribuição de valores de FP, em função da saída em que se localiza o barramento, fazendo-se a natural distinção de FP nos barramentos em que é realizada, dos que não é realizada CFP. Por conseguinte, estas considerações podem retirar algum rigor às simulações efetuadas.

No futuro, para que se possam realizar simulações mais rigorosas, seria fundamental colocar em cada barramento da rede, analisadores de energia, para que se quantifique os valores de potência ativa e reativa para vários períodos horários.

Esta medida permitiria trabalhar com valores mais fidedignos, permitindo até que se realizasse o estudo do trânsito de potências da rede para vários períodos horários.

Um outro estudo passível de se concretizar sobre o SE da ilha Graciosa seria a simulação de curto circuitos simétricos nos diversos equipamentos do SE elétrico da ilha, o que seria bastante pertinente no caso nas redes aéreas de distribuição, uma vez que estas estão expostas a frequentes condições de intempérie na RAA. Dado que nesta dissertação já foi modelizada a rede de distribuição, esse trabalho seria relativamente simplificado.

Relativamente ao futuro do SE da ilha Graciosa, o seu futuro não passará, ao que tudo indica, pela integração de produção distribuída na rede, como já se verificou no passado,

com o Parque Eólico da Serra Branca a fazer parte do seu sistema electroprodutor. Porém, caso a integração de produção distribuída na rede venha novamente a ser equacionada, a modelização da rede de distribuição efetuada nesta dissertação, pode ser útil para estudos que se realizem nesse âmbito.

Referências

- AG, Y. (2015). Adiós Diesel, ahoenergy autonomy! Retrieved September 15, 2015, from http://www.younicos.com/en/projects/02_graciosa/
- ANEEL. (2015). ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Retrieved October 1, 2015, from <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801>
- Barbosa, F. M. (2013). *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia*. Retrieved from <http://paginas.fe.up.pt/~fmb/Textos/EstabilidadeSEE2013.pdf>
- Botelho, F. (2010). *A Aposta Eólica*. Retrieved from http://www.ruigoulart.net/pdfs/EdaInforma_135.pdf
- Cabelte. (2015). *Cabos de Energia - Média Tensão*.
- Caterpillar. (2015). Cat | Grupo Gerador a Diesel 3512B | Caterpillar. Retrieved October 5, 2015, from http://www.cat.com/pt_BR/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/18330406.html
- Çengel;Boles. (2006). *Thermodynamics: an Engineering Approach, Fifth Edition* (Quinta edi). Costa, Gisélia.
- Cota, D. N. (2012). Energias renováveis nos Açores - passado, presente e futuro. Retrieved August 25, 2015, from <http://www.portal-energia.com/energias-renovaveis-nos-aco-res-passado-presente-e-futuro/>
- EDA. (2007). *Relatório Técnico 2007*.
- EDA. (2011a). Energia Hídrica nos Açores. Retrieved from <http://siaram.azores.gov.pt/energia/energia-hidrica/energia-hidrica.pdf>
- EDA. (2011b). Informação Estatística. Retrieved September 9, 2015, from http://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Producao/ProducaoConsumo/POEE_dez_2011.pdf
- EDA. (2015a). *Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica da região autónoma dos açores - Situação em 31 Dezembro de 2014*.
- EDA. (2015b). EDA. Retrieved September 9, 2015, from <http://www.eda.pt/EDA/Paginas/DistribuicaoEnergia.aspx>
- EDA. (2015c). Procura e Oferta da Energia Elétrica (2006 - 2014). Retrieved September 8, 2015, from <http://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Producao/Paginas/Produ%C3%A7%C3%A3o-de-Energia-El%C3%A9trica.aspx>

- General Cable. (2014). *Cabos de Alta, Média e Baixa Tensão. Cabos Normalizados pelas Companhias Elétricas*.
- Governo dos Açores. (2012). Assinatura do “Master Agreement” entre a EDA e a Younicos. Retrieved September 15, 2015, from <http://www.azores.gov.pt/NR/rdonlyres/814517E5-2476-4B6B-889A-398E7B1E8EE0/634921/20120808AssinaturadoMasterAgreemententreaEDAeAeYoun.doc>.
- Graciosa, J. ilha. (2014). Ilha Graciosa sem parque eólico desde 2012 e sem projecto Younicos - jornal d. Retrieved September 9, 2015, from <http://rgraciosa.blogspot.pt/2014/04/ilha-graciosa-sem-parque-eolico-desde.html>
- IEC. (2013). Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage. Retrieved September 10, 2015, from <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-gridintegrationlargecapacity-LR-en.pdf>
- INEGI/APREN. (2015). e2p - energias endógenas de Portugal. Retrieved March 13, 2015, from <http://e2p.inegi.up.pt/#nogo>
- Instituto Nacional de Estatística. (2011). Censos 2011. Retrieved September 16, 2015, from file:///C:/Users/Utilizador/Downloads/Censos2011_ResultadosDefinitivos_RAA%C3%A7ores_3.pdf
- Iverson, J. (2007). How to Size a Genset- Proper Generator Set Sizing Requires Analysis of Parameters and Loads. Retrieved October 2, 2015, from <http://pt.scribd.com/doc/261308656/How-to-Size-a-Genset-Proper-Generator-Set-Sizing-Requires-Analysis-of-Parameters-and-Loads#scribd>
- Matos, M. A. (2000). Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho. Retrieved October 5, 2015, from <https://web.fe.up.pt/~mam/escpre.pdf>
- Moniz, M. (2012). EDA assina acordo com a Younicos para projeto de 25 M€ na ilha Graciosa. Retrieved September 15, 2015, from <http://www.diariosdoazores.pt/index.php/economia/1777-eda-assina-acordo-com-a-yunicos-para-projeto-de-25-m-na-ilha-graciosa>
- Pact of islands. (2012). Plano de Ação para a Energia Sustentável. Retrieved September 29, 2015, from http://www.islepact.eu/userfiles/ISEAPs/Report/azores/AzoresISEAP_V10.5_PT.pdf
- Paiva, J. P. S. (2011). Rede de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica (3ª Edição). IST Press.
- Parlamento Europeu. (2012). Regiões ultraperiféricas (RUP). Retrieved September 16, 2015, from

http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.1.7.html

Ponte, C. (2013). SIARAM :: Aproveitamentos Geotérmicos nos Açores. Retrieved May 12, 2015, from http://siam.azores.gov.pt/energia/geotermia/_texto.html

Anexo I – Características elétricas dos Condutores da rede

Designação do Condutor	Fabricante	Tipo	Secção (mm ²)	Diâmetro (mm)	Indutância (mH/km)	Capacidade (µF/km)	I _{max} (A)
CU 3X50	General Cable	Aéreo	50	9,15	-	-	185
CU 3X35	General Cable	Aéreo	35	7,56	-	-	145
CU 3X25	General Cable	Aéreo	25	6,5	-	-	115
XHIOV-12/20(24)kV 3x1x185	Cabelte	Subterrâneo	185	-	0,34	0,3	450
XHIOV-18/30(36)kV 3x1x50	Cabelte	Subterrâneo	50	-	0,46	0,15	213
LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	Cabelte	Subterrâneo	70	-	0,42	0,22	204
LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x120	Cabelte	Subterrâneo	120	-	0,39	0,26	276
LXHIAV-12/20(24)kV 3x35	Cabelte	Subterrâneo	35	-	0,46	0,18	141
LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	Cabelte	Subterrâneo	50	-	0,44	0,19	166
LXHIV-12/20(24)kV 3x1x35	Cabelte	Subterrâneo	35	-	0,46	0,18	141
LXHIV -12/20(24)kV 3x1x50	Cabelte	Subterrâneo	50	-	0,44	0,19	166
LXHIV -8,7/15(17,5)kV 3x1x70	Cabelte	Subterrâneo	70	-	0,4	0,25	204
LXHIV-12/20(24)kV 3x1x70	Cabelte	Subterrâneo	70	-	0,42	0,22	204
LEHIV-12/20(24)kV 3x1x35	Cabelte	Subterrâneo	35	-	0,46	0,18	141
PHCAV(J)-12/20(24)kV 3x16	Cabelte	Subterrâneo	16	-	0,6	0,14	100

Anexo II – Parâmetros da Saída QG01

Nó i	Nó j	Designação do Condutor	Comprimento (m)	R 70°C (p.u.)	X (p.u.)	Ysh (p.u.)	Sn (MVA)
1	153	XHIOV-12/20(24)kV 3x1x185	168,51	0,00839	0,00871	3,57E-05	11,60
153	54	CU 3X50	2102,55	0,38555	0,34455	1,47E-05	4,80
54	56	CU 3X25	181,93	0,06672	0,03155	1,2E-06	2,98
56	58	CU 3X25	505,78	0,18549	0,08771	3,33E-06	2,98
58	60	CU 3X25	390,35	0,14316	0,06769	2,57E-06	2,98
60	62	CU 3X25	577,76	0,21189	0,10020	3,81E-06	2,98
62	63	CU 3X25	163,49	0,05996	0,02835	1,08E-06	2,98
63	64	CU 3X25	1235,31	0,45304	0,21423	8,14E-06	2,98
64	66	CU 3X25	164,61	0,06037	0,02855	1,08E-06	2,98
66	67	CU 3X25	316,06	0,11591	0,05481	2,08E-06	2,98
67	70	CU 3X25	1061,81	0,38941	0,18414	7E-06	2,98
70	169	CU 3X25	162,74	0,05968	0,02822	1,07E-06	2,98
54	167	CU 3X25	181,44	0,06654	0,03147	1,2E-06	2,98
56	57	CU 3X25	402,42	0,14758	0,06979	2,65E-06	2,98
58	154	CU 3X25	63,15	0,02316	0,01095	4,16E-07	2,98
154	59	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	11,05	0,00238	0,00065	2,62E-05	5,29
60	61	CU 3X25	197,15	0,07230	0,03419	1,3E-06	2,98
61	155	CU 3X25	25,02	0,00918	0,00434	1,65E-07	2,98
155	73	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	13,16	0,00397	0,00081	2,26E-05	4,31
62	65	CU 3X25	434,18	0,15923	0,07530	2,86E-06	2,98
61	74	CU 3X25	764,36	0,28032	0,13256	5,04E-06	2,98
74	75	CU 3X25	121,5	0,04456	0,02107	8,01E-07	2,98
75	76	CU 3X25	131,67	0,04829	0,02283	8,68E-07	2,98
75	77	CU 3X25	1218,15	0,44675	0,21125	8,03E-06	2,98
77	78	CU 3X25	632,61	0,23201	0,10971	4,17E-06	2,98
78	79	CU 3X25	582,71	0,21370	0,10105	3,84E-06	2,98
78	80	CU 3X25	552,97	0,20280	0,09590	3,64E-06	2,98
80	81	CU 3X25	679,37	0,24915	0,11782	4,48E-06	2,98
80	82	CU 3X25	71,31	0,02615	0,01237	4,7E-07	2,98
77	83	CU 3X25	487,55	0,17881	0,08455	3,21E-06	2,98
83	84	CU 3X25	241,23	0,08847	0,04183	1,59E-06	2,98
83	85	CU 3X25	333,1	0,12216	0,05777	2,2E-06	2,98
85	156	CU 3X25	648,58	0,23786	0,11248	4,27E-06	2,98
156	86	LXHIV - 12/20(24)kV 3x1x50	14,84	0,00448	0,00091	2,26E-05	4,31
85	157	CU 3x25	717,48	0,26313	0,12443	4,73E-06	2,98
157	87	LXHIV - 8,7/15(17,5)kV 3x1x70	209,57	0,04519	0,01170	2,98E-05	5,29
87	88	CU 3X25	1184,16	0,43428	0,20536	7,8E-06	2,98
87	158	CU 3X25	90,36	0,03314	0,01567	5,95E-07	2,98

158	89	XHIOV-18/30(36)kV 3x1x50	13,77	0,00253	0,00094	1,79E-05	5,55
82	90	CU 3X25	1269,93	0,46574	0,22023	8,37E-06	2,98
90	91	CU 3X25	446,74	0,16384	0,07747	2,94E-06	2,98
90	92	CU 3X25	579,08	0,21237	0,10042	3,82E-06	2,98
92	93	CU 3X25	95,77	0,03512	0,01661	6,31E-07	2,98
93	94	CU 3X25	485,04	0,17789	0,08412	3,2E-06	2,98
93	95	CU 3X25	762,1	0,27950	0,13216	5,02E-06	2,98
95	96	CU 3X25	169,93	0,06232	0,02947	1,12E-06	2,98
95	64	CU 3X25	304,57	0,11170	0,05282	2,01E-06	2,98
66	131	CU 3X25	121,39	0,04452	0,02105	8E-07	2,98
63	130	CU 3X25	80,09	0,02937	0,01389	5,28E-07	2,98
67	171	CU 3X35	604,68	0,15840	0,10231	4,09E-06	3,76
171	68	CU 3X50	830,52	0,15229	0,13648	5,79E-06	4,80
68	69	CU 3X25	1157,72	0,42459	0,20077	7,63E-06	2,98
70	72	CU 3X25	769,73	0,28229	0,13349	5,07E-06	2,98
74	97	CU 3X25	380,57	0,13957	0,06600	2,51E-06	2,98
97	98	CU 3X25	255,32	0,09364	0,04428	1,68E-06	2,98
97	99	CU 3X25	652,57	0,23933	0,11317	4,3E-06	2,98
99	100	CU 3X25	59,82	0,02194	0,01037	3,94E-07	2,98
99	101	CU 3X25	442,61	0,16232	0,07676	2,92E-06	2,98
101	104	CU 3X25	484,61	0,17773	0,08404	3,19E-06	2,98
104	107	CU 3X25	366,24	0,13432	0,06351	2,41E-06	2,98
107	108	CU 3X25	398,36	0,14610	0,06908	2,63E-06	2,98
101	103	CU 3X25	563,11	0,20652	0,09765	3,71E-06	2,98
101	102	CU 3X25	494,49	0,18135	0,08575	3,26E-06	2,98
104	159	CU 3X25	152,51	0,05593	0,02645	1,01E-06	2,98
159	106	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	9,77	0,00295	0,00060	2,26E-05	4,31
104	105	CU 3X25	257,46	0,09442	0,04465	1,7E-06	2,98
107	109	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	546	0,11773	0,03354	8,49E-05	5,29

Anexo III – Parâmetro da Saída QG02

Nó i	Nó j	Designação do Condutor	Comprimento (m)	R70°C (p.u.)	X (p.u.)	Ysh (p.u.)	Sn (MVA)
1	133	XHIOV-12/20(24)kV 3x1x185	156,78	0,00780	0,00810	3,32E-05	11,60
133	2	CU 3X50	440,69	0,08081	0,07222	3,08E-06	4,80
2	134	CU 3X50	417,04	0,07647	0,06834	2,92E-06	4,80
134	4	CU 3X25	81,91	0,03004	0,01420	5,40E-07	2,98
4	6	CU 3X25	747,64	0,27419	0,12966	4,93E-06	2,98
6	8	CU 3X25	411,12	0,15078	0,07130	2,71E-06	2,98
8	10	CU 3X25	166,58	0,06109	0,02889	1,10E-06	2,98
10	12	CU 3X25	560,86	0,20569	0,09726	3,70E-06	2,98
12	14	CU 3X25	64,73	0,02374	0,01123	4,27E-07	2,98
14	135	CU 3X25	135,94	0,04986	0,02357	8,96E-07	2,98
135	16	LXHIV - 12/20(24)kV 3x1x50	11,35	0,00343	0,00070	1,52E-06	4,31
16	136	LXHIV - 12/20(24)kV 3x1x50	6,38	0,00193	0,00039	8,57E-07	4,31
136	17	CU 3X25	632,37	0,23192	0,10967	4,17E-06	2,98
17	19	CU 3X25	527,21	0,19335	0,09143	3,47E-06	2,98
19	21	CU 3X25	431,48	0,15824	0,07483	2,84E-06	2,98
21	23	CU 3X25	338,67	0,12420	0,05873	2,23E-06	2,98
23	27	CU 3X25	381,91	0,14006	0,06623	2,52E-06	2,98
27	29	CU 3X25	197,89	0,07257	0,03432	1,30E-06	2,98
29	137	CU 3X25	1181,32	0,43324	0,20486	7,78E-06	2,98
137	33	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	60,55	0,01828	0,00372	8,13E-06	4,31
33	138	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	10,97	0,00331	0,00067	1,47E-06	4,31
138	39	CU 3X25	698,01	0,25599	0,12105	4,60E-06	2,98
39	45	CU 3X25	536,01	0,19658	0,09295	3,53E-06	2,98
45	139	CU 3X25	301,99	0,11075	0,05237	1,99E-06	2,98
139	47	CU 3X50	582,24	0,10677	0,09541	4,07E-06	4,80
47	140	CU 3X25	430,51	0,15789	0,07466	2,84E-06	2,98
140	168	CU 3X50	289,66	0,05312	0,04747	2,03E-06	4,80
168	49	CU 3X25	167,93	0,06159	0,02912	1,11E-06	2,98
49	169	CU 3X25	219,59	0,08053	0,03808	1,45E-06	2,98
2	141	CU 3X25	364,69	0,13375	0,06324	2,40E-06	2,98
141	3	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	165,76	0,03574	0,00972	2,58E-05	5,29
4	5	CU 3X25	339,66	0,12457	0,05890	2,24E-06	2,98
6	7	CU 3X25	999,3	0,36649	0,17330	6,59E-06	2,98
8	9	CU 3X25	34,28	0,01257	0,00594	2,26E-07	2,98
10	142	CU 3X25	368,66	0,13520	0,06393	2,43E-06	2,98
142	11	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x120	100,46	0,01264	0,00547	1,85E-05	7,16
12	143	CU 3X25	329,31	0,12077	0,05711	2,17E-06	2,98
143	13	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x70	12,84	0,00277	0,00075	2,00E-06	5,29

14	15	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	129,87	0,02800	0,00762	2,02E-05	5,29
17	144	CU 3X25	1486,81	0,54528	0,05711	9,80E-06	2,98
144	18	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	13,14	0,00283	0,00077	2,04E-06	5,29
19	20	CU 3X25	191,77	0,07033	0,03326	1,26E-06	2,98
21	145	CU 3x25	825,33	0,30268	0,14313	5,44E-06	2,98
145	22	LXHIOV-18/30(36)kV 3x1x70	10,52	0,00227	0,00068	1,26E-06	5,29
23	24	CU 3X25	483,4	0,17728	0,08383	3,19E-06	2,98
24	25	CU 3X25	118,85	0,04359	0,02061	7,83E-07	2,98
24	146	CU 3X25	606,63	0,22248	0,10520	4,00E-06	2,98
146	26	LEHIV-12/20(24)kV 3x1x35	38,1	0,01643	0,00245	4,85E-06	3,66
27	28	CU 3X25	317,02	0,11626	0,05498	2,09E-06	2,98
29	30	CU 3X50	193,98	0,03557	0,03179	1,36E-06	4,80
30	147	CU 3X50	745,55	0,13671	0,12217	5,21E-06	4,80
147	148	CU 3X35	450,67	0,11806	0,07625	3,05E-06	3,76
148	31	LXHIAV-12/20(24)kV 3x35	14,38	0,00620	0,00092	1,83E-06	3,66
30	32	CU 3X25	64,51	0,02366	0,01119	4,25E-07	2,98
33	138	LXHIAV-12/20(24)kV 3x50	41,81	0,01262	0,00257	5,62E-06	4,31
138	34	CU 3X25	1054,95	0,38690	0,18295	6,95E-06	2,98
34	36	CU 3X25	1019,52	0,37390	0,17681	6,72E-06	2,98
36	149	CU 3X25	196,13	0,07193	0,03401	1,29E-06	2,98
149	38	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	9,33	0,00282	0,00057	1,25E-06	4,31
34	51	CU 3X25	21,48	0,00788	0,00373	1,42E-07	2,98
36	37	CU 3X25	791,53	0,29029	0,13727	5,22E-06	2,98
39	40	CU 3X25	297,43	0,10908	0,05158	1,96E-06	2,98
40	41	CU 3X25	513,26	0,18823	0,08901	3,38E-06	2,98
41	150	CU 3X25	624,24	0,22894	0,10826	4,11E-06	2,98
150	44	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	11,12	0,00205	0,00068	1,49E-06	4,31
40	43	CU 3X25	80,06	0,02936	0,01388	5,28E-07	2,98
41	151	CU 3X25	255,28	0,09362	0,04427	1,68E-06	2,98
151	42	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x35	7,51	0,00324	0,00048	9,56E-07	3,66
45	46	CU 3X25	120,87	0,04433	0,02096	7,97E-07	2,98
47	152	CU 3X25	25,23	0,00925	0,00438	1,66E-07	2,98
152	48	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	9,64	0,00291	0,00059	1,29E-06	4,31
49	50	CU 3X25	531,21	0,19482	0,09212	3,50E-06	2,98

Anexo IV – Parâmetros da Saída QS01

Nó i	Nó j	Designação do Condutor	Comprimento (m)	R70°C (p.u.)	X (p.u.)	Ysh (p.u.)	Sn (MVA)
1	160	XHIOV-12/20(24)kV 3x1x185	152,95	0,00761	0,00790	3,24E-05	11,60
160	110	CU 3X50	554,69	0,10171	0,09090	3,88E-06	4,80
110	161	CU 3X25	888,1	0,32570	0,15401	5,85E-06	2,98
161	111	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	11,74	0,00253	0,00069	1,83E-06	5,29
110	112	CU 3X25	55,3	0,02028	0,00959	3,64E-07	2,98
110	113	CU 3X50	1427,61	0,26178	0,23394	9,98E-06	4,80
113	114	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x70	369,31	0,07963	0,02166	5,74E-05	5,29
113	162	CU 3X50	128,83	0,02362	0,02111	9,01E-07	4,80
162	115	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	12,18	0,00263	0,00071	1,89E-06	5,29
115	163	LXHIAV-12/20(24)kV 3x35	12,51	0,00755	0,00080	1,59E-06	3,66
163	119	CU 3X25	319,1	0,11703	0,05534	2,10E-06	2,98
119	120	LXHIAV 12/20(24)kV 3x50	186,06	0,05617	0,01143	2,50E-05	4,31
119	167	CU 3X25	363,99	0,13349	0,06312	2,40E-06	2,98
120	121	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	273,79	0,05903	0,01606	4,26E-05	5,29
115	109	LXHIAV-12/20(24)kV 3x35	698,64	0,30128	0,04487	8,89E-05	3,66
115	116	PHCAV(J)-12/20(24)kV 3x16	536,6	0,30878	0,04495	5,31E-05	2,60
109	122	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x35	400,14	0,17255	0,02570	5,09E-05	3,66
122	123	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	37,4	0,00806	0,00219	5,82E-06	5,29
122	164	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x35	94,89	0,04092	0,00609	1,21E-05	3,66
164	124	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x50	23,71	0,00716	0,00146	3,18E-06	4,31
124	172	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x70	22,12	0,00477	0,00120	3,44E-06	5,29
172	125	LXHIV-12/20(24)kV 3x1x35	153,49	0,06619	0,00986	1,95E-05	3,66
109	126	LXHIAV 3X35	199,39	0,08598	0,01281	2,54E-05	3,66
109	127	LXHIAV 3x35 12_20	423,32	0,18255	0,02719	5,39E-05	3,66
109	128	LXHIAV 3X35	315,99	0,13627	0,02030	4,02E-05	3,66
128	129	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	224,39	0,04838	0,01316	3,49E-05	5,29
128	165	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	217,13	0,04682	0,01273	3,38E-05	5,29
165	116	LXHIAV 3X35	285,99	0,12333	0,01837	3,64E-05	3,66
116	117	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	341,72	0,07368	0,02004	5,31E-05	5,29
117	118	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	1040,68	0,22439	0,06103	1,62E-04	5,29

Anexo V – Parâmetros da Saída QS02

Nó i	Nó j	Designação do Condutor	Comprimento (m)	R70°C (p.u.)	X (p.u.)	Ysh (p.u.)	Sn (MVA)
1	166	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	141,42	0,03049	0,00829	2,20E-05	5,29
166	173	CU 3X25	506,43	0,18573	0,08783	3,34E-06	2,98
173	53	LXHIOV-12/20(24)kV 3x1x70	46,68	0,01007	0,00274	7,26E-06	5,29

Anexo VI – Ponta Máxima dos PT's Públicos

N.º PT	Nome PT	Sn (kVA)	Ponta (kW)
1	Praia	200	72
2	Guadalupe	200	85
3	Luz	250	15,9
4	Carapacho	100	25
5	Fonte Mato	160	40,5
7	Fontes	100	36
8	Bom Jesus	100	21
9	Pedras Brancas	200	75
10	Ribeirinha	50	30
11	Barra	100	90
12	Aeroporto	250	9,15
13	Funchais	100	24
14	Brasileira	50	36
15	Manuel Gaspar	50	7,8
16	Lagoa	100	17,55
17	Serraria	200	75
18	Canada Longa	100	33
19	Fenais	50	21
20	Barro Branco	100	36,6
21	Briges	100	40,5
22	Carreira Aberta	100	48
23	Xixaras	100	24
24	Bairro Social	400	142,5
25	Igreja	200	80
26	Mercado	315	100
26	Prc Fontes Pereira de Melo	250	25
27	Monte Ajuda	50	5
28	Almas	50	25,5
29	Rochela	200	84
30	Pico Jardim	50	10
31	Serrinha	50	20
32	Cruz Do Bairro	50	42
33	Charco Velho	50	4,4
34	Alto Do Sul	50	12
35	Beira-Mar Luz	50	8,5
36	Calhau Miúdo	100	15,9
37	Fajã	50	3,8
39	Terreiros	100	55

40	Palácio Da Justiça	250	96
41	Termas	100	24,3
42	Esperança Velha	50	17,2
43	Srª da Saúde	50	5
44	Túnel da Caldeira	50	9,6
45	Folga	100	5,3
46	Picadeiro	160	6,1
48	Limeira	100	28,25
49	Feteira	100	19,4
50	Miradouro	100	11,7

Anexo VII - Ponta Máxima dos PT's Privados

Nº do PT	Nome do PT	Sn (KVA)	Ponta (kW)
1001	Bomba Água	100	30,7
1004	Escola Santa Cruz	100	30,2
1007	Lar Idosos	160	26
1008	Centro de Saúde	160	7
1009	Bomba de Água F.M.	100	31,7
1011	Furna Caldeira	50	9,7
1012	S. Des. Agrário	100	12,8
1014	Aterro Sanitário	50	2,5
1015	Tecnovia	630	220,3
1016	Delegação Marítima Farol	25	8,2
1017	Casa Matança	100	25,5
1018	Pronicol	630	302,3
1019	Santa Casa Praia	100	26
1020	Bomba Água Pontal	100	30,7
1021	Pavilhão Desportivo	400	31,5
1022	Hotel	630	113,8
1023	CTBO	50	0,2
1024	Unidade de Saúde	400	81,4
1025	Ecocentro	630	19,2
1026	Iroa	50	29,8
1027	Creche	200	12,3

Anexo VIII – Gestão dos Grupos Diesel

Grupos	Segunda		Terça			Quarta			Quinta			Sexta			Sábado			Domingo			2ª		
	P	N	D	P	N	D	P	N	D	P	N	D	P	N	D	P	N	D	P	N	D		
I	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	L _{R2}	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	R2	L _{R2}	
II	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	L _{R1}	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	R1	L _{R1}	
III	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	L _{R3}	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	R3	L _{R3}	
VI	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	
VII	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	L _{R4}	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4	S	S	S
VIII	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	M	M	M
	D	Dia (9H às 21H)				S	Em Serviço																
	N	Noite (21H às 9H)				R1	Disponível 1ª OPÇÃO																
	P	Ponta (21H)				R2	Disponível 2ª OPÇÃO																
						R3	Disponível 3ª OPÇÃO																
						R4	Disponível 4ª OPÇÃO																
						FS	Fora de Serviço																
						L _R	Limpeza dos Grupos e auxiliares																
						M	Manutenção																
OBSERVAÇÕES:	Desligar resistências de aquecimento Grupo 8																						
Nota:	Nos Grupos 6, 7 e 8 a troca por avaria é feita por um equivalente (6, 7 ou 8)!!!																						
DATA:	40ª Semana – De 28 de setembro a 4 de outubro																						

Anexo VIX – Resistência e Reactância dos transformadores trifásicos de distribuição

Tipo PT	PT DMA Poste	PT DMA Poste	PT DMA	PT DMA	PT DMA	PT DMA	PT DMA
Potência Nominal (kVA)	50	100	160	200	250	400	630
Perdas devidas à carga (W)	930	1540	2040	2440	2760	3810	5140
Corrente Nominal (A)	68,73	137,5	219,9	274,9	343,7	549,9	866
Tensão CC (%)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Rt2 (ohm)	0,07	0,03	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
Rt2 (p.u.)	37,202	15,392	7,972	6,101	4,415	2,381	1,295
Z2 (ohm)	0,24	0,12	0,08	0,06	0,05	0,03	0,02
Z2 (p.u.)	80,10	40,04	25,03	20,03	16,02	10,01	6,36
X2 (p.u.)	70,93	36,96	23,73	19,07	15,40	9,72	6,22