

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Integração de Veículos Eléctricos em Redes
Isoladas - O Caso da Ilha das Flores**

Filipe José da Cruz Coimbra

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Pedro Miguel Pousada da Rocha Almeida


Fevereiro de 2010

A Dissertação intitulada

“Integração de Veículos Eléctricos em Redes Isoladas - O caso da Ilha das Flores”

foi aprovada em provas realizadas em 22 de Fevereiro de 2010


o júri


Presidente Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa Professor
Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Jorge Manuel Correia Pereira
Professor Auxiliar da Faculdade de Economia da Universidade do Porto


Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar Convidado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.


Filipe José da Cruz Coimbra

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O recurso energético constituído por combustíveis fósseis, em especial o petróleo, é finito. As previsões apontam para o declínio do fornecimento deste tipo de matéria para as próximas duas décadas. Tendo em conta os cenários pouco animadores relativos a este recurso, por diversas razões chegou a hora da mudança para o paradigma da mobilidade eléctrica, que terá como objectivo principal a melhoria da qualidade de vida de todos nós, quer em termos económicos, quer ambientais. Alguns países, juntamente com construtores automóveis e investigadores de sistemas de armazenamento, já estão a colocar no mercado Veículos Eléctricos (VEs) e a estudar e implementar as suas estratégias de mobilidade para as suas cidades e vilas.

No trabalho desta dissertação, está discriminado o estudo do impacto da Integração de VEs em Redes Isoladas - O Caso da Ilha das Flores. O trabalho teve por base a investigação dos impactos da integração dos VEs, quando utilizadas diferentes estratégias de carregamento, considerando este novo tipo de carga na rede. O estudo consistiu em introduzir as cargas na rede de acordo com a residência dos possíveis proprietários dos VEs. Foram criados cenários de penetração, que contemplam a conversão de Veículos de Motores de Combustão Interna (MCI) para VEs, ligando-se à rede em diferentes períodos horários de acordo com uma taxa de comportamento de chegada ao local de carga. Com este trabalho, procura-se dar respostas ao impacto da integração de VEs na rede eléctrica em termos técnicos, para que não sejam necessários grandes investimentos no reforço de rede por parte do operador de rede.

Das estratégias de carregamento abordadas, para a maximização de integração de VEs, a que tem melhor desempenho é a estratégia de carregamento Inteligente, pois possibilita a minimização dos impactos na rede em todos os parâmetros técnicos avaliados. Esta estratégia, juntamente com Redes Inteligentes (RI) do tipo Micro-Rede (MR), no futuro permitirão gerir todo o interface entre a rede e o veículo com outras funcionalidades.

Palavras-chave: Veículo Eléctrico, Carga, Estratégias de Carregamento: Livre, Tarifa Bi-Horária, Carregamento Inteligente, Fluxos de Potência, Integração, Impacto nos SEE, Micro-Redes, Multi-Micro Redes, Redes Inteligentes, Veículo Ligado à Rede, Emissões, Economia.

Abstract

The energy source consists of fossil fuels, especially oil, is finite. Forecast for the decline in supply of such material for the next two decades. Given the disappointing scenarios for this feature for several reasons it is time to change the paradigm of electrical mobility, which will aim primarily at improving the quality of life for everyone, whether in economic or environmental nature. Some countries, together with researchers and manufacturers of storage systems, are already to market electric vehicles (EVs) and to study and implement their mobile strategies for their cities and towns.

The work of this dissertation is broken down to study the impact of integration of EVs in Isolated Networks - The Case of the island of Flores. The work was based on the investigation of the impacts of integration of EVs, when used different strategies for loading, considering this new type of network load. The study was to introduce the charges in the network according to the residence of the possible owners of the EVs. Scenarios were created by penetration, which includes the conversion of Vehicles Internal Combustion Engines (ICE) for EVs, connecting to the network in different time periods according to a rate behavior of arrival at the load. This work seeks to respond to the impact of integration of EVs in the electricity network in technical terms, so they do not require major investment in strengthening the network by the network operator.

Loading strategies addressed to maximize the integration of EVs, which performs best is the strategy of intelligent charging, it allows reducing the impact on the network in all technical parameters evaluated. This strategy, along with Intelligent Networks (IN) type Micro-Network (MR), the future will manage the entire interface between the network and the vehicle with other features.

Keywords: Electric Vehicle, Credit, Charge Strategies: Free, Bi-Hourly Rate, Smart Charging, Power Flow, Integration, Impact on EES, Micro-Networks, Multi-Micro Networks, Intelligent Networks, Network Attached Vehicle (V2G), Emissions, Economy.

Agradecimentos

Serve o presente momento para homenagear e agradecer a todas as pessoas que contribuíram, directa ou indirectamente, para a elaboração e sucesso desta dissertação, evidenciando as seguintes:

Ao meu orientador, Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira e ao Co-Orientador Pedro Miguel Pousada da Rocha Almeida, uma palavra de amizade e de profundo agradecimento pelo seu apoio e disponibilidade constantes, com as suas críticas e sugestões relevantes, que contribuíram de forma bastante positiva para o desenrolar desta dissertação.

Ao Filipe Joel Soares, pela sua disponibilidade na fase inicial desta dissertação, contribuindo para o desenrolar positivo da mesma.

À instituição INESC, a possibilidade que me concedeu para realizar este tema, bem como todos os profissionais referidos anteriormente que com ela colaboram.

A todos os colegas e amigos, especialmente ao Henrique Oliveira, pelo apoio e amizade e espírito de equipa revelado ao longo destes dois últimos anos.

Um agradecimento especial para a minha mulher Dr.^a Maria Inês Paiva Achando Álvaro, às minhas filhas Mariana Coimbra e Beatriz Coimbra que com elas faço as caminhadas da vida, e que em breve tereis mais dedicação e atenção. Um agradecimento do tamanho do mundo para as pessoas que me deram a minha vida, o meu Pai e a minha Mãe e que contribuíram para o que sou hoje como pessoa, onde quer que estejam, estarão sempre dentro do meu coração.

Filipe José da Cruz Coimbra

“ A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original “

Albert Einstein

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xx
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Principais Objectivos	3
1.4 - Estruturação da Dissertação	4
Capítulo 2	5
A Mobilidade Eléctrica	5
2.1 - Introdução.....	5
2.2 - A Mudança de Paradigma no Sector dos Transportes.....	6
2.3 - Estado da Arte do Veículo Eléctrico	7
2.3.1 - Tipo de Veículos Eléctricos	9
2.3.1.1 - Veículo Eléctrico a Bateria	9
2.3.1.2 - Veículo Eléctrico Híbrido	10
2.3.1.3 - Veículo Eléctrico Híbrido com Ligação à Rede.....	10
2.3.1.4 - Veículo Eléctrico a Pilhas de Combustível com Ligação à Rede	11
2.3.2 - Tipos de Motores	13
2.3.3 - Infra-Estruturas de Carregamento.....	14
2.3.3.1 - Carga Normal	15
2.3.3.2 - Carga Rápida.....	15
2.3.3.3 - Troca Rápida de Bateria	15
2.3.4 - Tecnologias de Armazenamento e Produção de Energia.	16
2.3.4.1 - Bateria de Chumbo-Ácido	16
2.3.4.2 - Bateria Zebra	17
2.3.4.3 - Bateria Níquel-Hidreto Metálico	17
2.3.4.4 - Bateria de Iões de Lítio	17

2.3.4.5 - Bateria de Fosfatos de Ferro de Lítio	18
2.3.4.6 - Bateria de Fosfatos de Magnésio de Ferro de Lítio	18
2.3.4.7 - Bateria Sulfureto de Sódio	18
2.3.4.7 - Bateria de Lítio de Oxigénio, em Investigação	19
2.3.4.8 - Principais Diferenças das Tecnologias	19
2.3.4.9 - Análises Gráficas de Alguns Indicadores das Baterias	20
2.4 - Integração Inteligente de Veículos Eléctricos nas Redes	21
2.4.1 - Potenciais Impactos de Integração de VEs nas Redes.....	22
2.4.2 - Necessidade de Infra-Estruturas de Controlo Avançadas.....	23
2.4.2.1 - Micro-Rede	23
2.4.2.2 - Multi-Micro Redes.....	25
2.4.3 - Projecto InovGrid	26
2.4.3.1 - Gestão Avançada na Integração de VEs nas Redes.....	28
2.4.4 - Veículo Ligado à Rede	30
2.4.4.1 - Conceito Parcial de VLR, segundo W.Kempton.....	30
2.4.4.2 - Visão das Funcionalidades VLR/RI no Futuro	32
2.5 - Resumo e Principais Conclusões.....	35
Capítulo 3	36
Integração de VEs na Ilha das Flores	36
3.1 - Introdução	36
3.2 - Características da Ilha das Flores.....	37
3.3 - Caracterização da Ilha em Termos de Mobilidade	37
3.4 - Caracterização da Rede por Sectores	42
3.4.1 - Geração	42
3.4.1.1 - Central Termoeléctrica/Hídrica de Além Fazenda	42
3.4.1.2 - Parque Eólico de Boca da Vereda	43
3.4.1.3 - Estatísticas do Sistema de Geração	44
3.4.2 - Rede de Distribuição.....	46
3.4.3 - Futuro do SEE da ilha, Investimentos Previstos e em Execução	48
3.5 - Impactos Ambientais da Introdução de VEs na Ilha.....	49
3.5.1 - Metodologia de Cálculo dos Impactos Ambientais.....	50
3.5.1.1 - Sector Automóvel.....	50
3.5.1.2 - Sector da Produção de Energia.....	50
3.6 - Impactos Económicos da Introdução de VEs na Ilha	52
3.6.1 - Metodologia de Cálculo dos Impactos Económicos	52
3.6.1.1 - Sector Automóvel.....	52
3.6.1.2 - Sector da Produção de Energia.....	52
3.7 - Resumo e Principais Conclusões.....	53
Capítulo 4	54
Modelização do Comportamento dos VEs.....	54
4.1 - Introdução	54
4.2 - Estratégias de Carregamento de VEs	55
4.2.1 - Planeamento	56
4.2.1.1 - Caracterização das Variáveis Chave	56
4.2.1.2 - Caracterização dos Procedimentos a Realizar	58
4.2.2 - Livre	59
4.2.3 - Tarifa Bi-Horária	60
4.2.4 - Carregamento Inteligente	61
4.2.4.1 - Metodologias de Controlo Inteligente de VEBs	63
4.2.4.1.1 - Para a Primeira Hora (t)	63
4.2.4.1.2 - Para a Hora (t+1)	66
4.5 - Resumo e Principais Conclusões.....	74
Capítulo 5	75
Resultados Finais.....	75
5.1 - Introdução	75

5.2 - Resultados Obtidos com as Estratégias de Carregamento	75
5.2.1 - Carregamento Livre	75
5.2.2 - Carregamento Tarifa Bi-Horária	77
5.2.3 - Carregamento Inteligente	79
5.3 - Resultados dos Impactos Ambientais	81
5.3.1 - Sector Automóvel	81
5.3.2 - Sector da Produção de Energia	82
5.4 - Resultados dos Impactos Económicos	82
5.4.1 - Sector Automóvel	83
5.4.2 - Sector da Produção de Energia	83
5.5 - Análise dos Resultados	84
5.5.1 - Tensões.....	84
5.5.2 - Congestionamentos	86
5.5.3 - Energia de Perdas	88
5.5.4 - Picos de Carga no Diagrama de Carga da Rede	89
5.5.6 - Ambientais e Económicos	93
5.6 - Resumo e Principais Conclusões.....	94
Capítulo 6	96
Conclusões	96
6.1 - Principais Contribuições da Dissertação	96
6.2 - Futuros Estudos e Desenvolvimentos	98
Referências Bibliográficas.....	100
Apêndice A - Rede do SEE da Ilha das Flores	105
Apêndice B - Trânsitos de Potências	109
Cenários Estudados	112

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Previsão da produção de petróleo para a próxima década [6].	6
Figura 2.2 - Previsão do preço do petróleo para as próximas décadas [7].	7
Figura 2.3 - Configuração parcial dos componentes de um VEB [15],[16].	9
Figura 2.4 - Configuração parcial dos componentes de um VEH [15].	10
Figura 2.5 - Configuração parcial dos componentes de um VEHLR [15], [18].	11
Figura 2.6 - Configuração parcial dos componente de um VEPCLR [15],[18].	12
Figura 2.7 - Princípio funcionamento de uma PC.	12
Figura 2.8 - Operação do sistema VEPCLR em várias fases da gestão da energia.	13
Figura 2.9 - Cabo de carregamento, Mennekes [26].	15
Figura 2.10 - Arquitectura de uma infra-estrutura de carga, Mennekes [26].	15
Figura 2.11 - Arquitectura de uma infra-estrutura de troca rápida de bateria.	15
Figura 2.12 - Evolução do tipo de baterias em termos de Energia Específica Wh/kg.	20
Figura 2.13 - Tendência do tipo de baterias em termos de Energia e Densidade Específica.	20
Figura 2.14 - Evolução do raio de alcance da tecnologia de Iões de Lítio até 2020.	21
Figura 2.15 - Arquitectura de uma MR.	24
Figura 2.16 - Arquitectura de uma MMR e respectivos níveis de controlo.	25
Figura 2.17 - Áreas de intervenção do projecto IG.	26
Figura 2.18 - Arquitectura técnica de referência pensada para o projecto IG [48].	27
Figura 2.19 - Esquema parcial da infra-estrutura que permite o conceito VLR [2].	31
Figura 2.20 - Perfil do ECB de um VE ao longo de 24h.	32
Figura 2.21 - Serviços auxiliares a prestar por VEs através da funcionalidade VLR [51-52].	33
Figura 2.22 - Esquema de CI de VEs, só com produção renovável.	34
Figura 2.23 - Esquema parcial da infra-estrutura RI incluindo a funcionalidade VLR.	34
Figura 3.1 - Ilha das Flores.	37
Figura 3.2 - Vias de comunicação na ilha.	39
Figura 3.3 - Padrões de mobilidade das viaturas.	40
Figura 3.4 - Curva cumulativa das distâncias percorridas entre todas as localidades e a freguesia de Santa Cruz das Flores.	41

Figura 3.5 - Central Termoelétrica/Hídrica de Além Fazenda	42
Figura 3.6 - Parque Eólico de Boca da Vereda	43
Figura 3.7 - Volantes de Inércia instalados na ilha	43
Figura 3.8 - Recursos utilizados para a produção de energia.	44
Figura 3.9 - Diagrama de carga característico - Verão (20/08/2008).	45
Figura 3.10 - Diagrama de carga característico - Outono (15/10/2008).	45
Figura 3.11 - Diagrama de carga característico - Inverno (17/12/2008).	45
Figura 3.12 - Rede de distribuição MT Ilha das Flores [63].	46
Figura 3.13 - Esquema unifilar da rede de distribuição de MT [63].	47
Figura 3.14 - Fontes de energia disponíveis nos próximos anos.	49
Figura 3.15 - Evolução da emissão de poluentes no sector dos transportes [65].	49
Figura 3.16 - Energia necessária para recarregar os VEBs durante as 24h.	51
Figura 4.1 - Diagrama de carga normalizado - Inverno (17/12/2008).	56
Figura 4.2 - Comportamento dos carros parados e em viagem.	58
Figura 4.3 - Curva de VEBs em viagem e VEBs parados.	64
Figura 4.4 - Curva de carros parados, podendo estar a carregar ou não.	65
Figura 4.5 - Estratégia de carregamento Inteligente, considerando que o número (#) de VEBs, iniciam a sua primeira hora de carregamento às 17h, designada por hora (t).	65
Figura 4.6 - Estratégia de carregamento Inteligente, considerando os VEBs na hora (t+1).	67
Figura 4.7 - Visualização do 3º passo de identificação, a determinar para a hora (t+1).	68
Figura 4.8 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF0h carga.	68
Figura 4.9 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF1h carga.	70
Figura 4.10 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF2h carga.	71
Figura 4.11 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF3h carga.	73
Figura 5.1 - Dez menores tensões observadas na rede, considerando o cenário 4.	76
Figura 5.2 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Livre.	76
Figura 5.3 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.	78
Figura 5.4 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Inteligente.	80
Figura 5.5 - Emissões anuais enviadas para a atmosfera no caso de 50% penetração VEBs.	81
Figura 5.6 - Emissões de CO ₂ , no dia mais crítico 20/08/2008, considerando a penetração de 50% VEBs.	82
Figura 5.7 - Energia consumida por tecnologia e respectivos custos.	83
Figura 5.8 - Comparação das tensões no ponto mais afastado da rede, quando utilizadas as três estratégias de carregamento.	85
Figura 5.9 - Utilizando as estratégias de carregamento no cenário 4, verificou-se as seguintes gamas de tensões mínimas para cada hora ao longo das 24 horas.	85
Figura 5.10 - Nível de tensão em cada barramento, às 22h em todas as saídas da CTHAF.	86
Figura 5.11 - Comparação de congestionamentos na linha L8-9, utilizando todas as estratégias.	87

Figura 5.12 - Taxa de congestionamento máxima para cada hora ao longo das 24 horas.	87
Figura 5.13 - Congestionamentos nas linhas, às 22h por estratégia de carregamento.	88
Figura 5.14 - Comparação de perdas, através das estratégias de carregamento, Livre, Tarifa Bi-Horária e Inteligente, aplicadas ao cenário 4.	89
Figura 5.15 - Comparação das perdas, através de todas as estratégias em todos os cenários.	89
Figura 5.16 - Evolução da ponta máxima e mínima até 2009 e estimada com VEBs até 2015.	90
Figura 5.17 - Diagrama de carga - cenário 1.	91
Figura 5.18 - Diagrama de carga - cenário 2.	91
Figura 5.19 - Diagrama de carga - cenário 3.	92
Figura 5.20 - Diagrama de carga - cenário 4.	92
Figura 5.21 - Emissões de CO ₂ evitadas pelos VEBs e enviadas para a atmosfera por parte da CTAF no dia em análise.	93
Figura 5.22 - Custos de produção e proveitos da venda de energia térmica com e sem VEBs, considerando o cenário 4, tendo em conta o preço de venda ao público do kW.	94
Figura 6.1 - Diagrama de carga, por recurso energético e estratégia de carregamento Inteligente.	98
Figura 6.2 - Visão do futuro, dos sistemas de produção da ilha, com maior capacidade instalada de ERs, constatação da oportunidade para o armazenamento pelos VEBs, transformando-os em fontes de geração distribuídas. (Produção FV, considerando a radiação do dia 17/12 para a ilha).	99
Figura Ap B. 1 - Interface com o utilizador do programa desenvolvido no ambiente Matlab TM /módulo de análise de SEE Matpower.	110
Figura Ap B. 2 - Resultados do programa, relativo a um trânsito de potências de uma hora, sem tratamento de dados.	111

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Características dos novos modelos de VEs que serão colocados no mercado.	8
Tabela 2.2 - Características de avaliação dos diferentes M/G de tracção [21].....	14
Tabela 2.3 - Principais diferenças entre as baterias referidas nas secções anteriores.	19
Tabela 3.1 - Dados estatísticos da Ilha das Flores	38
Tabela 3.2 - Distâncias quilométricas, entre as diferentes localidades.....	39
Tabela 3.3 - Serviços disponibilizados no concelho.	40
Tabela 3.4 - Percentagem de carros por localidades.	41
Tabela 3.5 - Características dos sistemas de geração de energia eléctrica da ilha em 2008.....	42
Tabela 3.6 - Dados do sistema de produção.	44
Tabela 3.7 - Características da rede de distribuição MT.	47
Tabela 3.8 - Emissões específicas por tecnologia/combustível [67].	51
Tabela 3.9 - Caracterização dos grupos térmicos instalados CTAF.....	53
Tabela 4.1 - Percentagem de veículos parados e em viagem ao longo das 24h.....	57
Tabela 4.2 - Cenários a considerar para o estudo.	58
Tabela 4.3 - Períodos horários, das tarifas na RAA para 2010.	61
Tabela 5.1 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Livre.	76
Tabela 5.2 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Livre.....	77
Tabela 5.3 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Livre.....	77
Tabela 5.4 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.....	77
Tabela 5.5 - Comparação da degradação das tensões do cenário 0 para os restantes por estratégia...	78
Tabela 5.6 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária. ...	78
Tabela 5.7 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.	79
Tabela 5.8 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Inteligente.....	79
Tabela 5.9 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Inteligente.	80
Tabela 5.10 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Inteligente.	80
Tabela 5.11 - Energia consumida, emissões e custos com a introdução de 50% VEBs.	81
Tabela 5.12 - Caracterização dos grupos térmicos instalados CTAF.....	84
Tabela 5.13 - Comparação de perdas em todos os cenários por estratégia adoptada.	88

Tabela 5.14 - Evolução da ponta máxima e da energia da ilha até 2015.	89
Tabela 5.15 - Comparação de picos de carga.	90
Tabela AP A. 1 - Barramentos.....	105
Tabela AP A. 2 - Geradores.....	106
Tabela AP A. 3 - Ramos dos SEE da ilha.	106
Tabela AP A. 4 - Postos de transformação linha aérea.....	107
Tabela AP A. 5 - Condutores.	108

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AGR	Agregador.
AT	Alta Tensão.
BT	Baixa Tensão.
CCMR	Controlador Central de Micro-Rede.
CI	Carregamento Inteligente.
CL	Carregamento Livre.
CV	Controlador de Veículo.
C μ G	Controlador de Micro Geração.
CO ₂	Dióxido de Carbono.
CTD	Controlador do Transformador de Distribuição.
CTHAF	Central Térmica e Hídrica Além Fazenda.
CVP	Centrais Virtuais de Potência.
ECB	Estado de Carga da Bateria.
ER	Energia Renovável.
FV	Foto Voltaica.
μ G	Micro Geração.
GEE	Gases com Efeito de Estufa.
H ₂	Substância Molecular Hidrogénio.
IG	InovGrid.
MCI	Motor de Combustão Interna.
M/G	Motor Eléctrico e Gerador.
MMR	Multi-Micro Rede.
MT	Média Tensão.
Ni-MH	Níquel-Hidreto Metálico.
O ₂	Substância Molecular Oxigénio.
ORD	Operador da Rede de Distribuição.
PC	Pilha de Combustível.

PEBV	Parque Eólico de Boca da Vereda.
PTD	Posto de Transformação Distribuição.
PTC	Posto de Transformação Cliente.
RI	Rede Inteligente.
SEAF	Subestação Eléctrica Além Fazenda.
SEBV	Subestação Eléctrica de Boca da Vereda.
SEE	Sistemas Eléctricos de Energia.
SGCM	Sistema Global para Comunicações Móveis.
SGD	Sistema de Gestão da Distribuição.
SI	Sistemas de Informação.
SPG	Sistema de Posicionamento Local.
TBH	Tarifa Bi-Horária.
TD	Transformador de Distribuição.
TR	Travagem Regenerativa.
UVE	Utilizador de Veículo Eléctrico.
VE	Veículo Eléctrico.
VEB	Veículo Eléctrico a Bateria.
VEH	Veículo Eléctrico Híbrido.
VEHLR	Veículo Eléctrico Híbrido com Ligação à Rede.
VEPC	Veículo Eléctrico a Pilha de Combustível.
VEPCLR	Veículo Eléctrico a Pilha de Combustível com Ligação à Rede.
VLR	Veículo Ligado à Rede.
ZE	Zero Emissões.

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Tal como na maioria dos países industrializados, o sector dos transportes e da energia em Portugal continental e Ilhas depende em grande medida dos combustíveis fósseis, podendo vir a trazer problemas em termos económicos e ambientais para as regiões, num futuro próximo.

A necessidade de uma menor dependência energética, a melhoria da eficiência da sua utilização, está a levar à definição de políticas energéticas ambiciosas por parte da União Europeia. Assim, pretende-se melhorar a eficiência energética em 20% até 2020 e a redução das emissões de Dióxido de Carbono (CO₂) em 20% até 2020. A mudança, em termos de estratégias ambientais e no sector da eficiência energética, está a pressionar os decisores/construtores a agir neste sector por meio da introdução de veículos mais eficientes e com a utilização de combustíveis alternativos.

Espera-se que a percentagem de mercado de VEs aumente, e a médio prazo, surjam no mercado Veículos Eléctricos Híbridos com Ligação à Rede (VEHLR) e Veículos puramente Eléctricos a Bateria (VEBs), o que culminará com um aumento na procura de energia eléctrica. A introdução de VEBs, VEHLR e Veículos Eléctricos a Pilha de Combustível (VEPCs) vem trazer uma mudança de paradigma, na sua integração com os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE). Esta mudança vai trazer novos desafios, em termos de gestão de cargas, gestão de armazenamento e identificação de possíveis impactos que estas cargas poderão causar nos SEE.

Com o aumento da penetração de Energias Renováveis (ERs), em termos de Hídrica, Eólica, Solar, Geotérmica e Biomassa induzido pelos objectivos ambiciosos traçados pela

União Europeia, que estabeleceu uma penetração de 20% até 2020, surge uma oportunidade para aproveitar esta energia limpa para utilizar nos VEs, permitindo a redução de CO₂ em grande parte face ao que é emitido actualmente no sector dos transportes.

A segurança de abastecimento é outro dos problemas muito relevantes para qualquer sistema isolado como as ilhas. A utilização das ERs pode ser a solução deste problema, pelo facto de estarem a ser promovidas de uma forma considerável, permitindo uma penetração de elevados volumes de ERs. A injeção deste tipo de produção, nos períodos de vazio ou em determinados períodos específicos, traz dificuldades acrescidas em resultado do reduzido valor da carga nesses mesmos períodos. Assim sendo, a utilização massiva de VEs pode contribuir para um aumento da integração de renováveis, desde que a integração destas na rede seja pautada por uma coordenação eficiente.

A utilização de baterias de grande capacidade nos VEs vai permitir, num futuro próximo, que estes veículos se transformem em fontes de armazenamento distribuídas, permitindo o fornecimento de energia à rede em horas de ponta, caso lhes seja solicitado.

Neste contexto, a penetração das tecnologias de VEs, com capacidade de conexão à rede, vai trazer novos desafios ao sector da produção, transporte, distribuição e armazenamento, podendo ser considerados como uma carga normal perante a rede ou mesmo como fonte de fornecimento de potência distribuída.

1.2 - Motivação

Os sistemas isolados como é o caso da Ilha das Flores, necessitam de grandes importações de combustíveis fósseis para alimentar o sector da energia e dos transportes. A volatilidade dos preços nos mercados internacionais e as grandes distâncias, que estes têm de percorrer até ao local de consumo, fazem aumentar os preços significativamente.

Com os novos desenvolvimentos nos sistemas de armazenamento para VEs, com variadas capacidades, com grandes ciclos de descarga e tempo de vida útil alargado, está a levar o sector automóvel a fazer a mudança para sistemas de propulsão a energia eléctrica.

Face a tamanha mudança no sector automóvel e sector de armazenamento, está a levar à introdução de VEs no mercado, trazendo consigo uma mudança de paradigma da mobilidade e na integração destas novas tecnologias nos SEE. O aparecimento destas novas cargas na rede vai trazer novos desafios aos SEE, bem como contribuir para minimizar os impactos ambientais e aumento da eficiência energética.

O local do estudo, a Ilha das Flores, por excelência, é um local onde há predominância de recursos renováveis ao longo do ano, sobretudo de origem hídrica. Face a esta característica, surge a oportunidade para aproveitar esta energia limpa para alimentar estas novas cargas. Assim, vai permitir a redução dos gastos com combustíveis fósseis no sector dos transportes, sector da produção de energia e permitir a redução de CO₂ em grande parte face ao que é emitido actualmente.

Face às características da ilha, a introdução destas novas tecnologias irão contribuir em grande parte para designá-la, em termos ambientais, como a **Ilha Verde**. Para que tal aconteça, é necessário efectuar o estudo que está descrito neste documento, que consistiu em analisar os impactos de Integração de Veículos Eléctricos em Redes Isoladas - O Caso da Ilha das Flores. Na secção seguinte, serão referidos os objectivos que permitirão identificar tais impactos.

1.3 - Principais Objectivos

O principal objectivo desta dissertação consiste em identificar as formas de maximizar a integração de VEBs na rede do SEE da Ilha das Flores, sem que sejam necessários investimentos de reforço por parte do operador de rede local, numa fase inicial de penetração destas novas tecnologias.

Para que esse grande objectivo seja alcançado, estabeleceram-se objectivos parciais, que permitirão alcançar aquele. Os mesmos são discriminados a seguir.

- Identificação de padrões de mobilidade dos veículos de MCI, incluindo fenómenos de migração pendular, por exemplo casa - trabalho, horas e necessidades de carregamento por parte dos veículos;
- Avaliação do impacto resultante dos períodos de carregamento das baterias dos VEs e avaliação da necessidade de estratégias de carregamento, tendo em vista a mitigação de eventuais impactos negativos na rede;
- Identificação de possíveis estratégias de controlo dos períodos de carga;
- Identificação dos impactos em termos ambientais e económicos, como a introdução desta tecnologia na ilha, no sector dos transportes e no sector da produção de energia.

1.4 - Estruturação da Dissertação

O trabalho de pesquisa desenvolvido no âmbito desta dissertação está organizado em 6 Capítulos, 2 Apêndices e Cenários Estudados.

O primeiro Capítulo apresenta um enquadramento do problema em investigação, a motivação da realização e os principais objectivos que se pretende alcançar com esta dissertação.

No Capítulo 2, faz-se uma abordagem à mudança de paradigma da mobilidade eléctrica que está a surgir. Aqui vai ser abordada a mudança de paradigma no sector dos transportes, energia e armazenamento. É descrito o estado da arte do VE e a sua integração nas redes dos SEE.

No Capítulo 3, apresenta-se a integração VEBs na Ilha das Flores, onde se faz uma caracterização da ilha e se identificam os padrões de mobilidade dos seus residentes. É apresentada a caracterização da rede eléctrica por sectores e os investimentos que estão previstos para o próximo quinquénio para o sistema electroprodutor da ilha. Neste capítulo, são igualmente apresentadas as metodologias para determinar os impactos económicos e ambientais no sector dos transportes e na produção de energia eléctrica.

O Capítulo 4 contempla a modelização do comportamento de VEBs. Neste capítulo, são expostas as estratégias de carregamento a serem utilizadas, que irão permitir identificar todos os impactos, quer ao nível técnico, quer na geração do SEE da ilha por estratégia de carregamento. A especial atenção vai para a metodologia da estratégia de carregamento Inteligente pela capacidade que esta tem para minimizar as limitações de integração de VEBs em grande escala. Com base nas estratégias, foram feitos estudos de integração destas novas cargas na rede, criando vários ciclos de fluxos de potência para as 24 horas do dia.

No Capítulo 5, procede-se à demonstração dos resultados observados do estudo, de forma detalhada por estratégias de carregamento, impactos ambientais e impactos económicos. Para cada tipo de resultado é aqui feita uma análise pormenorizada dos mesmos. Neste capítulo, é sistematizado um resumo das principais conclusões tiradas na investigação feita.

No Capítulo 6, estão descritas as principais contribuições que esta dissertação teve para a procura das respostas ao impacto de integração de VEBs em redes isoladas.

No Apêndice A, estão indicados os dados completos da rede eléctrica usada nesta dissertação. No Apêndice B, é apresentado o interface do programa com o utilizador realizado no ambiente MatlabTM/módulo de análise de SEE Matpower desenvolvido para o efeito na investigação. Nos Cenários Estudados, inclui a tabela com a descrição de cada um.

Capítulo 2

A Mobilidade Eléctrica

Neste capítulo, vai ser feita uma abordagem detalhada do surgimento de tal mudança de paradigma. Este está relacionado com a implementação de sistemas de transportes mais amigos do ambiente, “permitindo” um quase retorno ao início do século XIX, através da utilização de sistemas de tracção eléctrica nos veículos de transporte. Esta mudança pode parecer estranha, mas a realidade é que a forma de energia utilizada actualmente nos MCI é finita, o que está a levar a uma mudança de Paradigma da Mobilidade Eléctrica em três sectores: Energia, Transportes e Armazenamento. Ao longo deste documento, vão ser apresentados os impactos de tal mudança, os estudos que estão a ser realizados e as inovações tecnológicas que estão a ocorrer nos diversos sectores e outras áreas conexas a eles, para poder suportar tamanha mudança [1],[2].

2.1 - Introdução

No sector dos transportes, os construtores automóveis vão iniciar a construção em massa de VEs, com diversas inovações tecnológicas, após terem realizado estudos e testes sobre as várias inovações a colocar no mercado, contribuindo assim para a mudança de paradigma da mobilidade. No sector do armazenamento, um dos sectores fundamentais nesta mudança de paradigma, espera-se o desenvolvimento de tecnologias que forneçam aos construtores automóveis o melhor rendimento e eficiência para os seus modelos de VEs. Actualmente, este sector está a lançar no mercado um conjunto de soluções que permitem a alguns construtores automóveis avançar brevemente com a fabricação destes veículos em massa.

No sector da energia, estão a ser abordadas as possíveis estratégias de gestão para evitar os reforços de rede numa fase inicial, bem como o desenvolvimento de novas infra-estruturas

de monitorização e controlo desta nova realidade, de forma a maximizar a penetração de VEs em grande escala nos SEE [3],[4], [5].

Nas próximas secções, descrever-se-á o estado da arte das várias tecnologias e principais dificuldades a ultrapassar com o aparecimento deste novo paradigma.

2.2 - A Mudança de Paradigma no Sector dos Transportes

Os VEs já existem há mais de um século, inventados em 1828, tendo sido deixados de produzir em meados do século XX. O aparecimento de grandes reservas de petróleo fez baixar o preço dos combustíveis, levando à produção em massa de veículos com MCI, trazendo como consequência a perda de popularidade e quase a sua extinção como meio propulsor de transporte, a partir de 1930. Sabendo que o recurso energético, constituído pelos combustíveis fósseis, em especial o petróleo, é finito e que a utilização é feita de forma massiva, na maioria dos sectores de actividade, entre os quais o sector da produção de energia e o sector dos transportes, está a conduzir a uma dependência energética deste recurso, podendo o mesmo esgotar-se nas próximas décadas de acordo com as previsões de produção actuais (Figura 2.1).

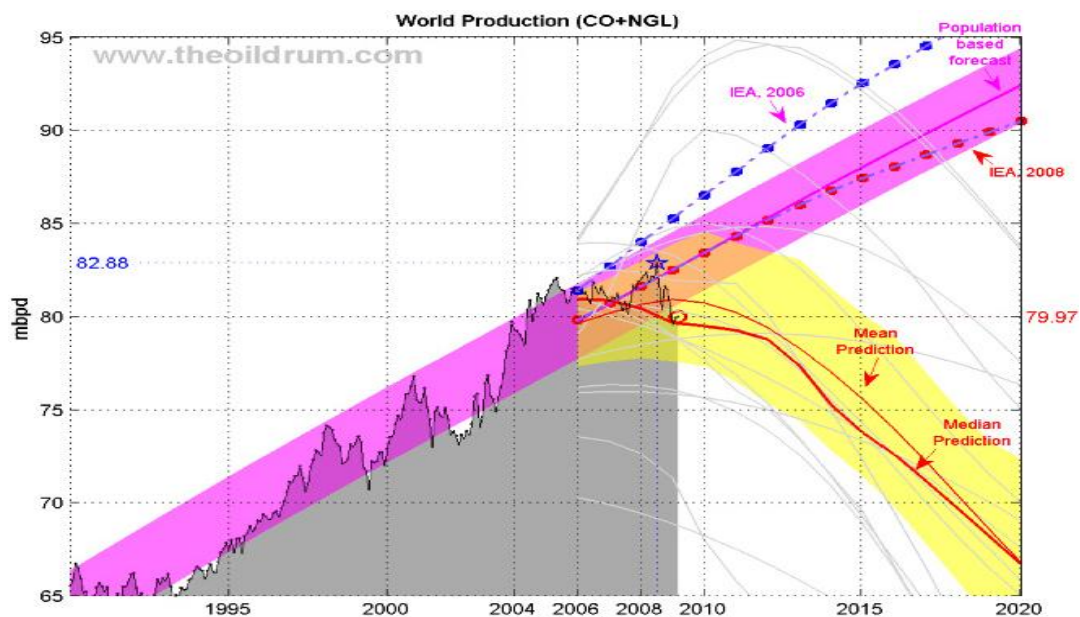


Figura 2.1 - Previsão da produção de petróleo para a próxima década [6].

Com o petróleo a escassear, de acordo com as previsões da Figura 2.1, e a procura a aumentar, tal situação levará à instabilidade de preços, trazendo como consequência enormes impactos ao nível económico. As projecções de preço do barril de petróleo para as próximas décadas a serem verificadas, revelam motivos para alguma preocupação, (Figura 2.2).

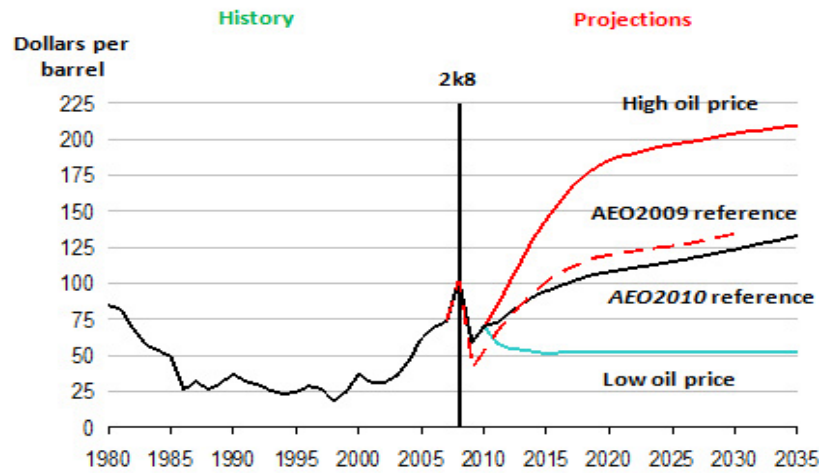


Figura 2.2 - Previsão do preço do petróleo para as próximas décadas [7].

Face ao exposto, faz todo o sentido a mudança de paradigma de modelo energético para a mobilidade, tendo como objectivo a melhoria da qualidade de vida de todos nós, quer em termos económicos, quer ambientais.

A utilização de ERs em grande escala, vai permitir a utilização de uma nova energia, mais limpa com Zero Emissões (ZE) nos sistemas de propulsão dos VEs, eliminando a produção de CO₂ no sector da produção da energia e no sector dos transportes e assim contribuindo para a redução das emissões e da factura energética de forma significativa.

2.3 - Estado da Arte do Veículo Eléctrico

Após a crise energética de 1970 e 1980, e com o aumento significativo das emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), surgiu o renascimento do interesse em VEs, baseados em fontes de energia alternativas ao petróleo [8], tendo em conta as previsões avançadas na secção anterior. Desde essa altura, têm sido desenvolvidos novos VEs, mas a taxa de penetração é mínima, quando comparada com a dos convencionais. A razão pela qual o mercado ainda não aumentou essa taxa relaciona-se com alguns indicadores que preocupam os países, construtores e clientes finais: elevados custos de produção que se traduzem na baixa penetração, falta de redes para os veículos poderem abastecer e autonomia pouco satisfatória.


























A maioria dos construtores automóveis está a fazer actualmente planeamentos para que nos próximos anos, façam o lançamento e desenvolvimento de novas tecnologias de VEs, através do desenvolvimento de novos motores, conversores de potência, controladores electrónicos, carregadores de baterias, baterias e Pilhas de combustível.

Alguns países começam já implementar as suas estratégias de mobilidade eléctrica, através de estudos de integração de VEs, assim como a melhoria e implementação de redes

de abastecimento em vários pontos das cidades e vilas, com o objectivo de maximizar a penetração dos VEs.

Na Tabela 2.1, são apresentados alguns dos novos modelos de VEs em desenvolvimento ou em fase de testes, com as respectivas características principais, que irão ser lançados brevemente.

Tabela 2.1 - Características dos novos modelos de VEs que serão colocados no mercado.

	Marca	Modelo	Tipo VE	Motor	Potência, Binário [kW - Nm]	Bateria PC	Capacidade disponível [kWh]	Alcance Modo EV [km]	Tempo de Carga rápido [80%]	Tempo de Carga lento	Mercado
	BMW	Mini-e	VE	MIP	150 - 220	Lithium - Ion	35	240	-	3 a 5h	2012
	BYD	E6	VE	MIP	200 - 550	Lithium - FE	15	330	20m	5 a 8h	2010
	BYD	F3DM	VEHLR	MIP	50 - 400	Lithium - FE	16	100	20m	5 a 8h	2010
	Chevrolet	Volt	VEHLR	AC	111 - 370	Lithium - Ion	16	60	30m	8h	2011
	Citroen	Ev'ie	VE	MI	30 -	Lithium - Ion	-	35	-	6h	2009
	Ford	Focus	VE	MIP	100 - 320	Lithium - Ion	23	120	-	8h	2010
	Honda	FCX Clarity	VEPC	MIP	100 - 256	Lithium - Ion PEM	-	620	-	-	2009
	Mitsubishi	i-MiEV	VE	MIP	47 - 180	Lithium - Ion	16	130	30m	7h	2010
	Mercedes	E-Cell	VE	MIP	100 - 320	Lithium - Ion	35	200	-	2h	2010
	Mercedes	E-Cell plus	VEHLR	MIP	100 - 320	Lithium - Ion	35	100	-	1h	2010
	Mercedes	F-Cell 90kW	VEPC	MIP	100 - 320	Lithium - Ion	35	400	-	-	2010
	Nissan	Leaf	VE	MIP	80 - 280	Lithium - Ion	24	160	30m	8h	2011
	Opel	Ampera	VEHLR	MIP	110 - 370	Lithium - Ion	16	60	30m	8h	2011
	Peugeot	iON	VE	MIP	47 - 180	Lithium - Ion	16	130	30m	7h	2010
	Pininfarina	Blue Car	VE	MIP	50 -	Lithium - Poli	30	150	-	-	2010
	Renault	ZOE	VE	MIP	70 - 226	Lithium - Ion	20	160	20m	4 a 8h	2012
	Renault	kangoo Z.E.	VE	MIP	70 - 226	Lithium - Ion	20	160	20m	4 a 8h	2012
	Renault	Fluence Z.E.	VE	MIP	70 - 226	Lithium - Ion	20	160	20m	4 a 8h	2012
	Smart	EV	VE	MIP	30 - 120	Lithium - Ion	17	135	20m	8h	2012
	Tesla Motors	Roadster	VE	MI	185 -	Lithium - Ion	53	362	30m	-	2010
	Toyota	Prius V3	VEHLR	MIP	60 - 207	Ni-MH	27	50	-	-	2010
	Toyota	FCHV - adv	VEPC	MIP	90 - 260	Ni-MHBE	-	760	-	-	2008
	Volkswagen	Golf ECE	VE	MIP	150 - -	Lithium - Ion	-	200	-	-	-
	Volvo	C30	VE	MIP	82 -	Lithium - Ion	24	150	30m	8h	2011

[9],[10],[11],[12], [13].

Alguns dos modelos referidos na Tabela 2.1, já se encontram em comercialização com versões anteriores, como por exemplo: I-Miev, Volt, Prius e Honda FCX.

2.3.1 - Tipo de Veículos Eléctricos

A mudança de paradigma de modelo energético para a mobilidade está a trazer o desenvolvimento e implementação no sector automóvel de várias configurações de VEs, de acordo com os apresentados na secção anterior (Tabela 2.1). Nas próximas subsecções, serão descritas as várias tipologias de VEs que existem ou que estão prestes a ser lançadas no mercado: VEB, VEH, VEHLR e VEPLR

2.3.1.1 - Veículo Eléctrico a Bateria

O VEB é um veículo que utiliza a energia eléctrica proveniente da rede de distribuição pública, para recarregar a bateria instalada no interior do veículo. A energia recebida é armazenada na bateria, de forma electroquímica. Esta energia armazenada é convertida em energia eléctrica, sendo esta transportada até ao Motor Eléctrico (M/G) que fará a sua conversão em energia mecânica, proporcionando assim o movimento do veículo, com ZE e sem ruído. Se no VEB estiver implementado o sistema de Travagem Regenerativa (TR) é também possível armazenar a energia produzida em situações de travagem ou diminuição de velocidade, através da conversão da energia cinética em energia eléctrica pelo M/G, a qual será armazenada na bateria. A configuração parcial dos componentes de um VEB, estão representados na Figura 2.3.

Com os novos desenvolvimentos de baterias, os VEBs têm a capacidade de armazenamento entre 20 e cerca de 60 kWh, permitindo a sua interligação com a rede eléctrica de distribuição, através do consumo de energia e, num futuro muito próximo, fornecendo energia de acordo com as necessidades da rede, através de uma funcionalidade de Veículo Ligado à Rede (VLR), [2], [14].

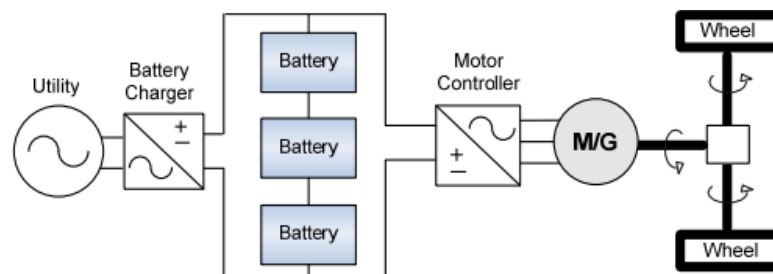


Figura 2.3 - Configuração parcial dos componentes de um VEB [15],[16].

2.3.1.2 - Veículo Eléctrico Híbrido

O VEH caracteriza-se por possuir mais do que uma fonte de energia de propulsão, incorporando na sua estrutura um MCI e um M/G (que também funciona como gerador em caso de TR) associado a uma bateria de pequena capacidade (Figura 2.4). Este tipo de veículos pode ter diferentes arquitecturas de modo a serem atingidos vários objectivos: diminuição do consumo de combustível, aumento de potência e diminuição das emissões de CO₂, quer na cidade, quer em estrada, quando utilizados os dois tipos de motores.

O princípio da tracção híbrida utilizada neste VEH corresponde à associação de duas fontes de energia, inseridas no próprio veículo, para o fornecimento da energia necessária à tracção. Uma das fontes é a bateria de apoio, que pode armazenar a energia eléctrica produzida internamente e posteriormente restituí-la ao M/G. A outra fonte é um depósito de combustível que alimenta o MCI e que pode accionar directamente as rodas ou fornecer energia mecânica ao gerador eléctrico. Este tipo de veículos não permite a ligação à rede eléctrica de distribuição.

Se no VEH estiver implementado o sistema de TR é também possível armazenar a energia produzida com este sistema na bateria. Em termos de emissões, estes veículos emitem CO₂ para a atmosfera, embora em menor quantidade que os convencionais, pelo facto de em determinados regimes de funcionamento estar só o motor eléctrico a funcionar ou então MCI e o motor eléctrico, em simultâneo [17].

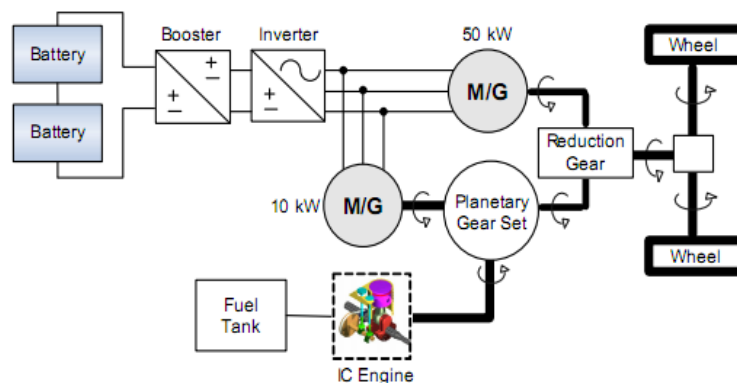


Figura 2.4 - Configuração parcial dos componentes de um VEH [15].

2.3.1.3 - Veículo Eléctrico Híbrido com Ligação à Rede

O Veículo Eléctrico Híbrido com ligação à rede (VEHLR) (Figura 2.5), é semelhante em termos de arquitectura do VEH, sendo de destacar as seguintes diferenças: uma maior capacidade de armazenamento da bateria e a possibilidade de ser efectuado o seu carregamento através de uma ligação à rede eléctrica de distribuição.

Desta forma, as fontes de energia de propulsão do VEHLR são: a bateria, permitindo ao veículo eléctrico ter um raio de alcance variável, dependendo da sua capacidade; e o depósito de combustível fóssil, que confere uma autonomia adicional ao veículo, em caso de esgotamento da energia armazenada na bateria. Se no VEHLR estiver implementado o sistema de TR é possível armazenar a energia resultante deste sistema na bateria. Este tipo de veículo, dentro do raio de alcance da fonte de energia eléctrica, comporta-se de forma semelhante a um VEB em termos ZE, permitindo a redução de factura energética, podendo-se considerar um VEB nestas condições [14].

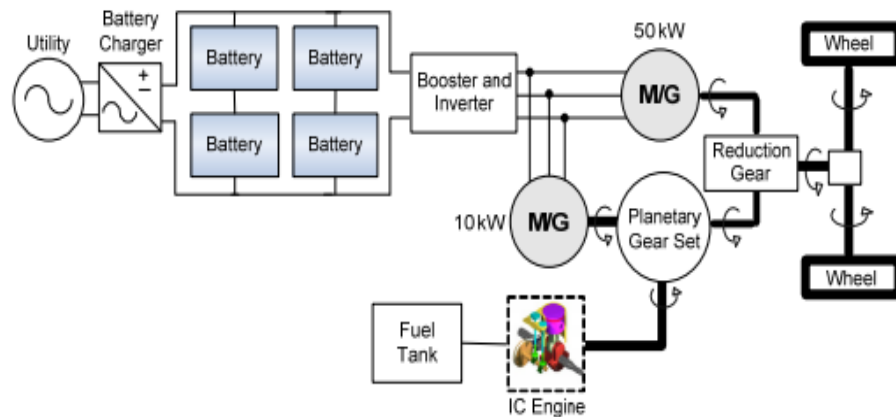


Figura 2.5 - Configuração parcial dos componentes de um VEHLR [15], [18].

2.3.1.4 - Veículo Eléctrico a Pilhas de Combustível com Ligação à Rede

O Veículo Eléctrico a Pilha de Combustível com Ligação à Rede (VEPCLR), de acordo com a Figura 2.6, caracteriza-se pela produção de energia eléctrica no interior do veículo através de processos electroquímicos. Existem vários tipos de Pilhas de Combustível (PC), normalmente são utilizadas nos VEPCLR as designadas por electrólito de membrana polimérica. Estas usam como combustível a Substância Molecular Hidrogénio (H_2) e a Substância Molecular Oxigénio do ar (O_2) para produzir electricidade. A energia eléctrica produzida, serve para alimentar o M/G e para a armazenar na bateria. À semelhança dos anteriores VEs, os VEPC ou VEPCLR também poderão estar equipados com sistemas de TR para produzir energia eléctrica armazenável na bateria.

Este tipo de veículo é mais complexo, quando comparado com a tecnologia a bateria e híbridos. Tem uma relação custo/benefício elevado. A produção do combustível H_2 puro traz dificuldades de transporte, distribuição e armazenamento, só sendo viável em termos ambientais e económicos, se for produzido por fontes de ER. A operação em clima muito frio pode ser problemático para os VEPC, face ao possível congelamento da PC. Em termos de emissões, as PC libertam apenas água e calor, tornando o veículo com ZE [14], [19].

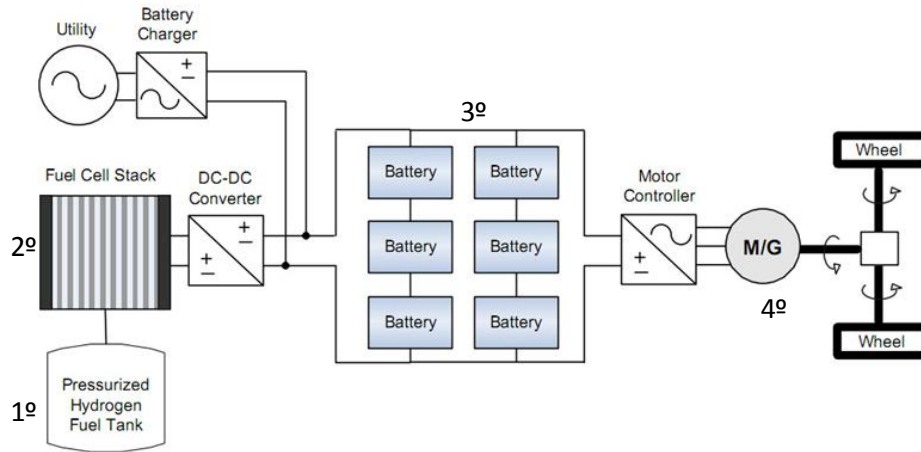


Figura 2.6 - Configuração parcial dos componentes de um VEPLR [15],[18].

Descrição da função dos componentes mais importantes:

1º Tanque de armazenamento do H₂ puro - O H₂ é armazenado em alta pressão no reservatório, cerca de 5000 libras / polegada², permitindo o alcance de aproximadamente 122 km. A pressurização é efectuada por um compressor de ar, que tem como função a injeção de uma taxa de combustível H₂ e O₂, na PC, de acordo com as necessidades de potência;

2º Pilha de combustível - Tem por função: produzir energia eléctrica, através dos combustíveis H₂ e O₂, de acordo com o esquema de princípio de funcionamento (Figura 2.7);

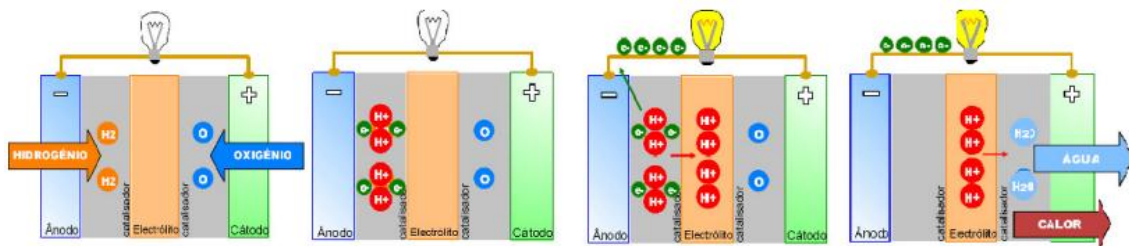


Figura 2.7 - Princípio funcionamento de uma PC.

3º Bateria - Tem por função: armazenar a energia produzida pela PC, pelo processo de TR ou diminuição de velocidade, de apoio aos motores em caso de necessidade de maior potência, como se pode ver na Figura 2.8 e ainda de apoio a outros dispositivos eléctricos.

Nas várias fases da gestão de energia, na qual a bateria é solicitada, a unidade de controlo do motor faz a gestão da produção e do armazenamento da energia [20];

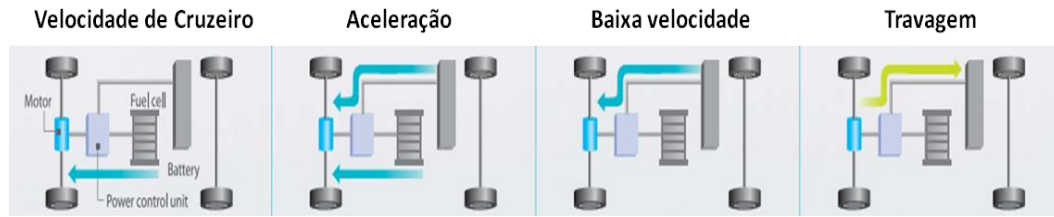


Figura 2.8 - Operação do sistema VEPCLR em várias fases da gestão da energia.

4º Motor Eléctrico - Tem por função: receber a energia produzida pela PC e da bateria, transformando a energia eléctrica em mecânica, conseguindo assim atingir velocidades comparadas aos veículos tradicionais.









2.3.2 - Tipos de Motores

Os Motores utilizados nas várias tipologias de VEs, discriminados na secção 2.3 (Tabela 2.1), podem ser considerados como um dos componentes principais do VE. Nesta subsecção, vai-se abordar de uma forma resumida os objectivos que se pretendem para que os M/G tenham altos desempenhos e eficiência. Para que isso suceda, devem satisfazer determinados requisitos:

- Elevada densidade de potência;
- Elevada potência instantânea;
- Binário elevado a baixas velocidades, para o arranque e subidas;
- Potência elevada a velocidades elevadas;
- Ampla gama de velocidades, incluindo regiões de binário e potência constante;
- Rendimento elevado nas diversas gamas de velocidade e binário;
- Rendimento elevado na travagem regenerativa;
- Fiabilidade elevada dos vários estados de operação do veículo.

Os principais tipos M/G utilizados nos VEs são: Motor de Corrente Contínua (MCC), Motor de Indução ou Assíncrono (MI), Motor Síncrono de Imanes Permanentes (MIP) e o Motor de Relutância Comutado (MRC). Na Tabela 2.2, pode-se verificar a avaliação qualitativa das diversas características dos M/G, com o objectivo de se identificarem as tecnologias que poderão ter maior interesse/performance em aplicações de VEs.

Tabela 2.2 - Características de avaliação dos diferentes M/G de tracção [21].

Características					5 - Excelente 4 - Muito Bom 3,5 - Bom 3 - Suficiente 2,5 - Suficiente menos
	MCC	MI	MIP	MRC	
Densidade de potência	2,5	3,5	5	3,5	
Eficiência	2,5	3,5	5	3,5	
Controlabilidade	5	5	4	3	
Fiabilidade	3	5	4	5	
Maturidade Tecnológica	5	5	4	4	
Custo	4	5	3	4	
Σ Total	 22	 27	 25	 23	

Analisando comparativamente os totais das classificações das características dos diferentes sistemas de propulsão referidos na Tabela 2.2, permite-nos concluir que o MI e o MIP são os mais indicados para os VEs.

Todos os motores da Tabela 2.2 têm a capacidade de funcionarem como geradores aproveitando a energia da TR e da diminuição da velocidade para a transformarem em energia cinética em eléctrica, que por sua vez será encaminhada para a bateria. A escolha de um M/G está relacionada com as seguintes características: o rendimento, o peso e custo do sistema de propulsão completo [21], [22].

2.3.3 - Infra-Estruturas de Carregamento

Com a mudança anunciada no paradigma da mobilidade, os utilizadores de VEs vão ter à sua disposição no mercado, diferentes tipologias de infra-estruturas de carregamento, que irão diferir em função das distâncias que o VE vai necessitar de percorrer.

Em situações em que o utilizador faz pequenas deslocações, o tipo de carga aconselhável é uma carga normal. Em médias deslocações, o tipo de carga poderá ser normal ou rápida; por fim, para deslocações longas, o tipo de carga pode ser normal, rápida ou efectuar o modo de troca rápida de bateria [23], [24].

Nas subsecções seguintes, vão ser descritos os modos de carga a utilizar, dependendo do local onde se encontra o VE e do tempo que o utilizador tenha disponível para o efeito.

2.3.3.1 - Carga Normal

A carga normal pode ser feita numa tomada normal de 230 Volt (V) de 10 a 20 Ampere (A), permitindo recarregar o VE entre 4 a 8 horas, este modo de abastecimento é adaptado para VEs estacionados durante a noite em parques privados e durante o dia de trabalho em estacionamentos colectivos preparados para o efeito [25]. Na Figura 2.9, podemos ver o tipo de cabo de ligação, posto de carregamento/VEs que está a ser desenvolvido para os fabricantes de automóveis europeus, que permitirá carregar com uma fase ou com as três.

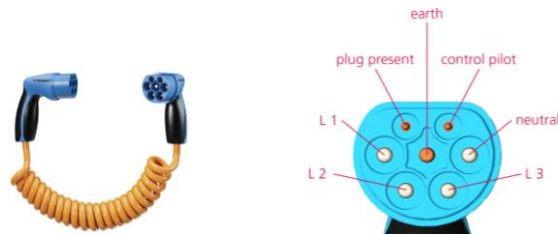


Figura 2.9 - Cabo de carregamento, Mennekes [26].

2.3.3.2 - Carga Rápida

A carga rápida pode ser feita numa infra-estrutura, de acordo com a Figura 2.10, com uma potência disponível de 22 a 44 kW [27], fornecendo uma gama de correntes entre 30 a 63 A, em modo trifásico, permitindo recarregar 80% da bateria entre 20 a 30 minutos.



Figura 2.10 - Arquitectura de uma infra-estrutura de carga, Mennekes [26].

2.3.3.3 - Troca Rápida de Bateria

A possibilidade de troca de bateria, está a ser desenvolvida através da criação de estações para o efeito, (Figura 2.11), onde vai ser possível trocar a bateria entre 3 a 5 minutos, através de um processo automatizado, de uma forma limpa e cómoda para o utilizador [28].

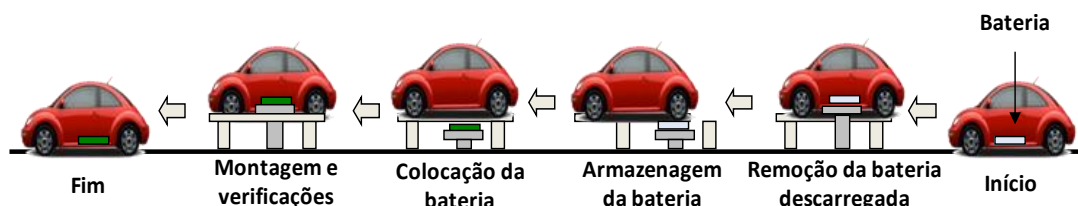


Figura 2.11 - Arquitectura de uma infra-estrutura de troca rápida de bateria.

2.3.4 - Tecnologias de Armazenamento e Produção de Energia.

Com o aumento da procura de combustíveis fósseis, do preço e das emissões de GEE, tornou-se urgente desenvolver novas tecnologias de armazenamento e de produção para as diversas tecnologias eléctricas, referidas na secção 2.3.1, designadamente baterias e PC. O objectivo principal destes desenvolvimentos é fazer com que os VEs sejam os substitutos dos veículos com MCI, contribuindo desta forma para a redução das emissões e da factura energética.

Como se sabe, um dos componentes mais importantes de um VE é a fonte de armazenamento. Sem esta, não é possível colocar todo o sistema de propulsão a funcionar em modo eléctrico. Actualmente, com os novos desenvolvimentos das baterias, já é possível ultrapassar as lacunas que estas fontes de alimentação tinham para tornar os VEs mais competitivos, face aos veículos com MCI, devido ao facto de terem um peso elevado, grandes volumes, baixa densidade energética, provocarem impactos negativos para o meio ambiente e ciclos de vida bastante curtos para os diversos Estados de Carga da Bateria (ECB).

Nas subsecções seguintes, será feita uma referência parcial das tecnologias de baterias secundárias (recarregáveis) que existem, bem como as que vão existir num futuro próximo.

2.3.4.1 - Bateria de Chumbo-Ácido

A bateria de Chumbo-Ácido ($PbSO_4$), a bateria mais antiga e mais desenvolvida, tem uma característica pouco usual; ambos os eléctrodos estão envolvidos no mesmo elemento químico, o chumbo, e daí a designação de bateria de Chumbo-Ácido [29]. Existem três principais tecnologias de baterias ácidas; Líquidas, Gel e Sólidas [30]. Dentro das líquidas, existem três tipos: as de arranque inicial, ciclo profundo e as de ciclo profundo marinho. As de gel, são baterias seladas, não precisam de manutenção. No seu processo de fabricação usam uma nova tecnologia, designada por Válvula de Regulação ($PbSO_4$ VRLA)[31]. As sólidas também usam a tecnologia VRLA, funcionando melhor que as de Gel, em vez de usarem o gel usam uma fibra de vidro a isolar o electrólito.

As vantagens destas baterias são: relativamente baratas, têm resistência a grandes variações de temperatura e grande durabilidade, tem como desvantagens o peso, um tempo longo de carregamento e fácil descarregamento. As baterias com estas características não são utilizadas em nenhuma tecnologia de VEs actualmente.

2.3.4.2 - Bateria Zebra

As baterias de Níquel Cloreto de Sódio (NaNiCl) são vulgarmente conhecidas por Zebra, têm alta potência porque as pilhas que a constituem têm grande capacidade, normalmente é utilizada para baterias de grande energia específica, superior a 20 kWh. Este tipo de bateria, está vocacionada para a tracção eléctrica, podendo ser utilizada em VEBs. Nas configurações de VEH e VEHLR não são usadas pelo facto de este tipo de tecnologias só utilizarem baterias de pouca capacidade.

As vantagens da sua utilização são: serem projectadas para veículos eléctricos urbanos, terem ciclos de carga até aos 3500 ciclos, pode operar em ambientes de temperatura elevada, entre 270 a 350° e, em termos ambientais, todos os materiais são recicláveis e de baixo custo. Uma das desvantagens inerentes a estas baterias é o facto de ser necessário um período longo de aquecimento, cerca de 24 horas, caso se deixe que as baterias arrefeçam totalmente [32],[33],[34].

2.3.4.3 - Bateria Níquel-Hidreto Metálico

As baterias de Níquel-Hidreto Metálico (Ni-MH) estão em desenvolvimento há bem mais de vinte anos. Tornaram-se generalizadas nos meios tecnológicos usados actualmente, fornecendo energia a tudo, desde telefones celulares até VEH [35].

As vantagens de utilização deste tipo de baterias são: alta densidade energética, admitem cargas rápidas e lentas, não têm efeito de memória, respeitam o meio ambiente e têm ampla gama de temperaturas de funcionamento. Como desvantagens, têm alta taxa de descarga, são menos tolerantes a sobreaquecimento e podem-se deteriorar com armazenamentos prolongados no tempo [36].

As baterias de Ni-MH estiveram na liderança da utilização nos VEH e VEHLR. Actualmente, com a entrada em força das tecnologias de lítio, está a diminuir a sua utilização por parte dos construtores, centrando-se a aposta em baterias de Lítio [37].

2.3.4.4 - Bateria de Iões de Lítio

As baterias de Iões de Lítio são o tipo de baterias que estão a ser utilizadas de forma mais intensiva nos VEs. Infelizmente, o metal de lítio, por si só, é altamente reactivo com ar e com a maioria dos electrólitos líquidos. A elevada concentração deste metal no interior duma bateria pode tornar-se instável e eventualmente dar origem a explosões [29]. Para contornar esta situação, tem que se recorrer a um controlo apertado do estado de carga de cada elemento da bateria, incluindo as correntes e tensões máximas e mínimas que podem ser suportadas por estes. Uma bateria de lítio segura não é, portanto, apenas um conjunto de

elementos ligados em série, como no caso das baterias de Chumbo-Ácido, mas antes uma associação inteligente entre um conjunto de elementos de Lítio e um sistema de controlo por hardware e software, designado por sistema de gestão da bateria, que vai assegurar o correcto funcionamento das pilhas individualmente e da bateria no seu conjunto [38].

As vantagens da sua utilização são: fornecem uma elevada densidade de energia, baixa resistência interna, ciclos de vida grandes, superiores a quinhentos, não têm o efeito de memória, admitem maiores valores de temperatura, têm poucos impactos em termos ambientais e menores custos de produção em comparação com os outros tipos de baterias.

As desvantagens ocorrem quando acontecem sobrecargas e grandes descargas profundas.

2.3.4.5 - Bateria de Fosfatos de Ferro de Lítio

A bateria de Fosfatos de Ferro de Lítio (LiFePO_4) é um tipo de bateria recarregável com base na química original de iões de lítio. As principais vantagens para LiFePO_4 são: a melhoria da segurança através de maior resistência à fuga térmica; maior corrente de descarga podendo ir a 100 vezes a capacidade nominal da bateria; baixa impedância durante qualquer ciclo de descarga; não explodem sob condições extremas; pesam menos; podem ser continuamente descarregadas a uma taxa de 35 vezes a capacidade nominal da bateria mantendo a capacidade pela totalidade; têm um custo muito baixo por Wh; têm poucas perdas; têm tempo de recarga muito rápido, cerca de 6 minutos devido à nano estrutura dos eléctrodos [17] e têm um tempo de vida alargado.

Em termos ambientais, não contém nenhuns metais pesados tóxicos, podem ser recicladas com um impacto ambiental mínimo, sendo a bateria química mais amiga do meio ambiente.

2.3.4.6 - Bateria de Fosfatos de Magnésio de Ferro de Lítio

A bateria de Fosfatos de Magnésio de Ferro de Lítio (LiFeMgPO_4) é um dos materiais mais promissores para o cátodo de iões de lítio, está em fase de grande desenvolvimento e testes por parte da empresa Valence [39] ,[40]. Actualmente, a popularidade do fosfato de magnésio de ferro começa a crescer, como uma das tecnologias químicas mais seguras. Muitas empresas, especialmente fabricantes de VEs, começam a interessar-se em mudar para este tipo de tecnologia.

2.3.4.7 - Bateria Sulfureto de Sódio

As baterias Sulfureto de Sódio (NAS) são eficientes cerca de 89%, não sendo utilizadas em VEs, servem para estabilizar a produção de energia renovável e prestar serviços auxiliares à

rede. Tendo em conta a eficiência destas baterias, parece abrir-se aqui um grande potencial para servir de apoio a picos de procura de VEs e outras cargas através de um novo processo bateria para o veículo ligado à rede, interligando-as com RI.

2.3.4.7 - Bateria de Lítio de Oxigénio, em Investigação

Sabendo que o recurso fóssil é finito, a empresa IBM iniciou um estudo para melhorar as estratégias de armazenamento para VEs, tendo por objectivo passar de uma autonomia de 160 km para 800 km. Um projecto ambicioso está neste momento em curso com o objectivo de atingir essa autonomia [41]. Esse projecto pretende atingir esse objectivo com uma tecnologia de bateria de Lítio de Oxigénio, cuja viabilidade foi demonstrada no início deste ano na Universidade de St. Andrews na Escócia [42]. As baterias de lítio de oxigénio são as únicas que, ao invés de ser um sistema fechado, utilizam o oxigénio atmosférico, aproveitando o oxigénio do ar como cátodo da bateria [43]. A IBM acredita que com as suas técnicas de fabricação de semicondutores, em nano escala lhes permitirá cumprir os objectivos do projecto [42].

2.3.4.8 - Principais Diferenças das Tecnologias

Na Tabela 2.3, pode-se verificar de uma forma resumida as principais diferenças de tecnologias abordadas nas subsecções anteriores, e uma previsão de desenvolvimento para o futuro assinalada com asteriscos. Quando se fala aqui em futuro, considera-se que em cada ano que passa a energia específica aumenta 10%. Este tipo de indicador leva a que estejam sempre a surgir novas soluções e novas tecnologias.

Tabela 2.3 - Principais diferenças entre as baterias referidas nas secções anteriores.

Tipo Pilha	[V] Nominal Bateria	Energia Específica [Wh/kg]	Densidade Específica [Wh/l]	Potência Específica [W/kg]	Taxa Descarga máx [c]	Ciclos 80% PD	Faixa Tempratura	Custo [€/kWh] [min - máx]	Fabricantes	Data	Futuro Fonte Eurobat
Pb-SO ₄	2	30 - 40	60 - 75	180	10	500 - 800		100 - 150	Excide	1881	*
Pb-SO ₄ (VRLA)	2	40		250		500	0°C a 40 °C	116 - 151	Varta		**
Ni-Cd	1,2	40 - 60	50 - 150	150		2000	0°C a 40 °C	400 - 800	Saft	1956	*
Ni-MH	1,2	30 - 80	140 - 300	250 - 1000	20	1500	-20 °C a 60°C	559 - 666	JCI	1990	***
NaNiCl	2,58	120	181	150		~3500	-40 °C a 50°C	300	Zebra	1982	*
Lítio	4,2 - 2,7	100 - 158	185 - 220	245 - 430	baixa	> 1000	-20 °C a 60°C	700 - 860	Sony	1992	****
LiFePO ₄	3,9 - 2,3	100 - 120	135 - 150	2000 - 4500	50	> 3500	-40 °C a ~85°C	40 - 200	Thunder-Sky	2006	*****
LiFeMgPO ₄	3,2				3	> 2000	-40 °C a 50°C	1	Valence	2002	*****
Li-Ti	2,9 - 1,5	72 - 116		400 - 1100	1	> 5000	-40 °C a 55°C		Altair Nano		*****
Li-O ₂	2,5	3050							Em estudo	2009	?

Para se ter uma visão geral da evolução do tipo de baterias, em termos de energia específica, densidade específica a serem disponibilizadas, bem como os seus futuros desenvolvimentos, que irão influenciar decisões a adoptar nos SEE, vai ser feita uma análise gráfica na subsecção seguinte dos principais indicadores.

2.3.4.9 - Análises Gráficas de Alguns Indicadores das Baterias

Na Figura 2.12, pode-se verificar a evolução dos vários tipos de baterias desde 1970 até 2010, considerando o indicador Energia Específica Wh/kg

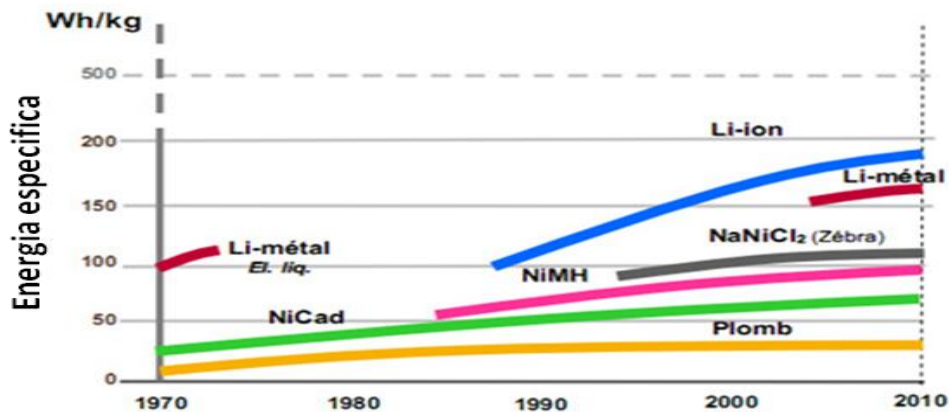


Figura 2.12 - Evolução do tipo de baterias em termos de Energia Específica Wh/kg.

Na Figura 2.13, pode-se verificar a tendência de evolução em tamanho e em peso dos vários tipos de baterias. As baterias do tipo: Pb-SO₄, Ni-Cd, Ni-MH estão estagnadas em termos de energia e densidade específica. A relação entre a Energia Específica Wh/kg e a Densidade Específica Wh/l, como se pode ver é a seguinte: quanto maior a densidade volumétrica menores são as baterias, logo ocupam menos espaço, quanto maior a energia específica, mais leves se tornam as baterias, mais energia disponível para VEs [44].

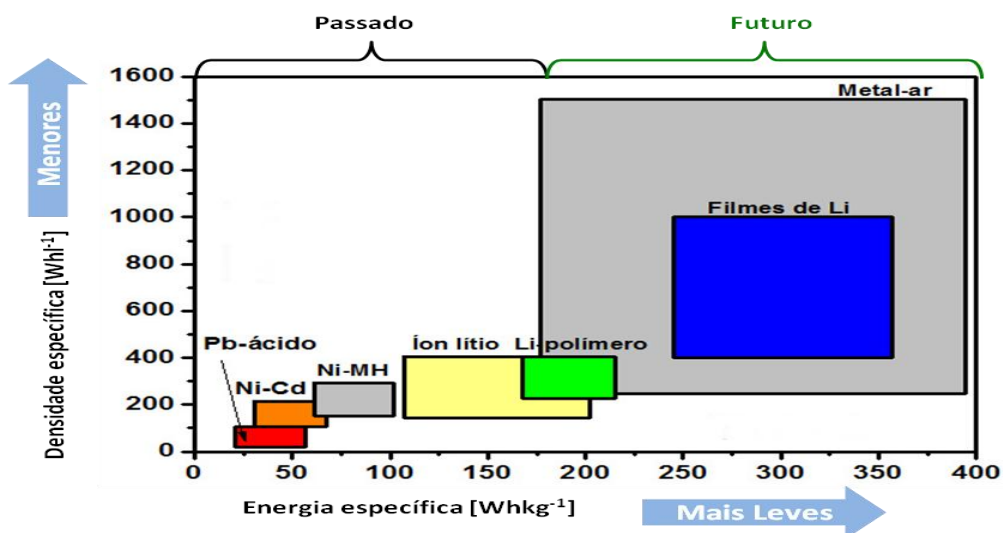


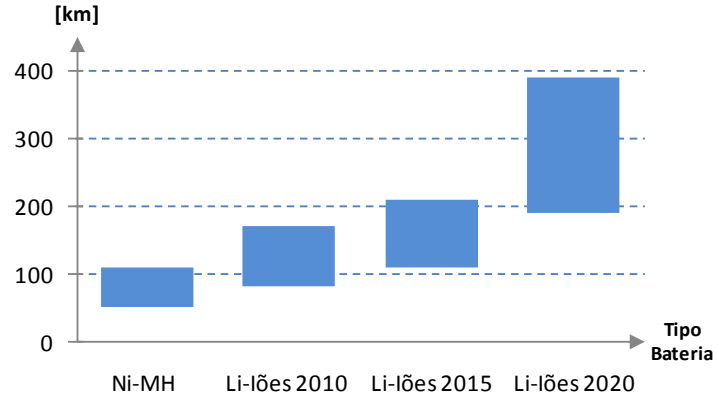
Figura 2.13 - Tendência do tipo de baterias em termos de Energia e Densidade Específica.

Na Figura 2.14 faz-se a apresentação de uma previsão da evolução das baterias de Lítio para o ano 2020 com base em alguns pressupostos enumerados a seguir, com o objectivo de atingir o raio de alcance de aproximadamente 400 km em 2020 [45]:

1º Consumo de 12,5 kW para realizar 100 km.

2º A Bateria em 2010 será de 20 kWh.

3º Considerou-se que o peso da bateria será sempre 200kg, ao longo de todos os anos.



Energia específica [W.h/kg]	60	100	125	180
Capacidade da bateria [kW.h]	12	20	25	36

Figura 2.14 - Evolução do raio de alcance da tecnologia de lões de Lítio até 2020.

2.4 - Integração Inteligente de Veículos Eléctricos nas Redes

A integração de VEs nas redes eléctricas vai trazer uma mudança de paradigma no tipo de cargas existentes na rede. O perfil de carga de cada cliente vai variar de forma significativa de local para local. A forma de variação do diagrama de carga dos consumidores, em resultado do consumo adicional com origem na necessidade de carga dos VEs, pode ter consequências importantes em termos de comportamento da rede eléctrica, nomeadamente no que se refere à degradação do perfil das tensões ou dos níveis de congestionamento dos ramos [3]. No sentido de limitar tais consequências sobre a rede, de forma a permitir integrações massivas de VEs, que exigiriam investimentos avultados de reforço/expansão da rede, adopta-se como alternativa o desenvolvimento de sistemas avançados de controlo. Esses sistemas têm por objectivo permitir gerir as acções de carga dos VEs de acordo com as especificidades da rede onde os mesmos são integrados, bem como de acordo com aspectos específicos dos seus utilizadores. O objectivo a atingir centra-se na maximização da utilização da infra-estrutura de rede existente, bem como na maximização da integração dos VEs.

Nas infra-estruturas de carregamento: passará a haver diferentes opções de carregamento, necessidade de sistemas de facturação para clientes em mobilidade constante e estacionária, novos modelos de negócio e sistemas de pagamento variados. Ao nível da gestão da rede vai haver a necessidade de: novas infra-estruturas para a gestão da carga,

com capacidades para sugerir aos clientes, com determinado perfil de consumo, que façam a carga nas horas em que há excedente de produção, através de estratégias de preço de mercado, se possível em tempo real. Vai ser implementado o armazenamento como forma de contribuir nas horas de ponta como estabilizadores da tensão da rede e se possível fornecendo energia à rede através da funcionalidade VLR.

2.4.1 - Potenciais Impactos de Integração de VEs nas Redes

Foram feitos estudos recentemente por uma equipa de investigadores do Inesc Porto, para identificar os impactos da introdução de VEs em larga escala numa rede de teste de Média Tensão (MT), representativa de uma área residencial em Portugal. Através destes estudos foi feita a identificação de forma detalhada, dos procedimentos de gestão para lidar com a ligação de VEs. Os estudos foram feitos em situações de hora de ponta e contemplaram a utilização de vários tipos de tecnologias VEs para cenários de integração diferentes. Foram analisados os impactos nos perfis de tensão e congestionamentos com o objectivo de analisar os limites técnicos da rede. Foram também avaliadas as perdas da rede para um perfil de carga diária típica.

Com este estudo, foi possível identificar as estratégias a adoptar no futuro com o objectivo de integrar o maior número VEs, minimizando a necessidade de reforço ou mudanças nas actuais infra-estruturas do SEE. Três estratégias de gestão foram utilizadas na pesquisa realizada: 1ª - Carregamento Livre (CL); 2ª - Carregamento através de Tarifa Bi-horária (TBH) e, por fim, 3ª - Carregamento Inteligente (CI). As características destes procedimentos de gestão serão apresentadas no Capítulo 4 de forma mais detalhada.

Uma das conclusões tiradas deste estudo revelou que a utilização da estratégia de carregamento Livre por parte dos utilizadores, leva a que a rede analisada não suporte mais de 10% de VEs, se não for feito o reforço da rede. Face a esta conclusão duas estratégias podem ser introduzidas de forma a permitir uma maior integração de VEs, evitando novos investimentos por parte do operador de rede. Uma é a utilização de tarifas económicas, do tipo Bi-horária, permitindo que os carregamentos sejam deslocados para fora das horas de ponta, onde há maior disponibilidade de recurso, outra é a utilização de procedimentos de gestão da carga activos do tipo Carregamentos Inteligentes, monitorizando a rede a cada momento e permitindo o uso mais eficiente dos recursos [3],[4].

2.4.2 - Necessidade de Infra-Estruturas de Controlo Avançadas

Para a resolução dos problemas de impacto de integração de VEs nas redes dos SEE há a necessidade de implementação de infra-estruturas de controlo avançadas do tipo MR ou Multi-Micro Redes (MMR), que sirvam de suporte às estratégias de gestão enunciadas na subsecção anterior, através da criação de centro de dados, controlos hierárquicos da rede, introdução de contadores inteligentes e sistemas de comunicações robustos [5].

Nas subsecções seguintes, será descrito de uma forma detalhada o tipo de MR, bem como o projecto InovGrid (IG) que está a ser desenvolvido e testado pelo distribuidor Português EDP para ser implementado no SEE nas zonas de AT/MT/BT.

2.4.2.1 - Micro-Rede

Com a integração nas redes de BT de sistemas de micro geração (μ G), PC, micro turbinas a gás, micro turbinas eólicas e painéis solares fotovoltaicos, juntamente com sistemas de armazenamento e a possibilidade de exploração da controlabilidade de algumas cargas dos consumidores (por ex: cargas com elevada inércia térmica, alguns electrodomésticos como máquinas de lavar, e futuramente a carga dos próprios VEs), está a despertar a atenção de especialistas em todo o mundo, como uma possibilidade da exploração de um conjunto de recursos de natureza distribuída e que podem contribuir de forma decisiva para a mudança de paradigma de geração centralizada para a geração distribuída [5]. Face a estas mudanças, surgiram programas-quadro entre 1998-2002, através do financiamento de vários projectos de ID, tal como o projecto "Micro-Redes - Integração de grande escala de micro geração em redes de baixa tensão" [5].

Dentro deste projecto, o conceito de MR foi definido como uma rede BT, podendo esta ser estabelecida em diversas situações, como por exemplo: uma pequena área urbana, uma ilha, um centro de compras ou um parque industrial. A MR além das suas cargas e de diversos sistemas pequenos de geração modular, pode fornecer energia e calor para cargas locais através de pequenos sistemas de produção combinada de calor e potência, pode incluir também dispositivos de armazenamento (como baterias do tipo NAS, baterias de VEs, volantes de inércia - do tipo *flywheel* e super condensadores) e sistemas de controlo e gestão de rede suportados por uma infra-estrutura de comunicação.

O conceito de MR desenvolvido no âmbito do projecto MR é mostrado na Figura 2.15, onde está esquematizada a arquitectura de uma rede de distribuição de BT, típica, conectada ao enrolamento secundário de um Transformador de Distribuição (TD).

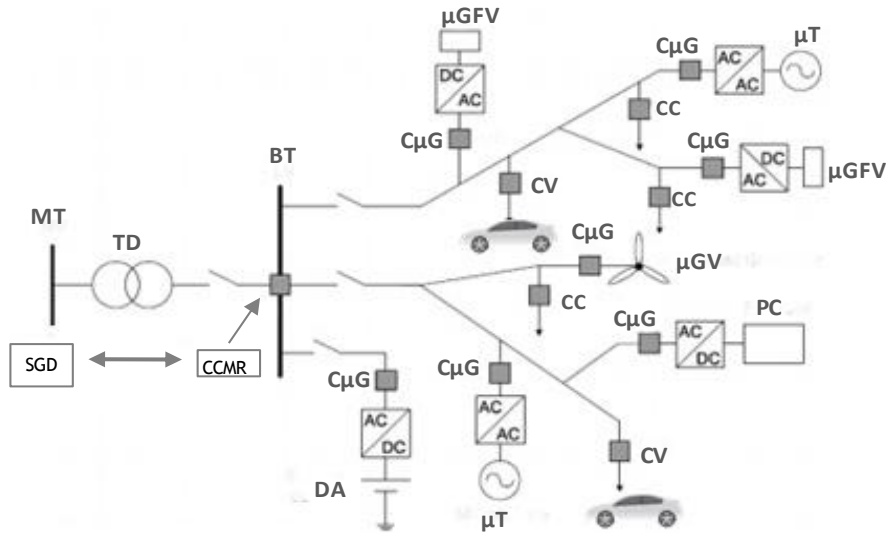


Figura 2.15 - Arquitectura de uma MR.

Em condições normais, a MR está interligada com a rede de MT a montante MT/BT. No entanto, em situações de necessidade de isolamento ou, por defeito do lado da MT, a MR deve ter a capacidade de operar de forma estável e autónoma, exigindo o desenvolvimento de estratégias de controlo adequadas, a fim de permitir a operação em rede isolada. As fontes de geração de energia MR também podem ser exploradas localmente, a fim de promover uma estratégia de restauração de serviço na sequência de um apagão geral [5].

De acordo com a Figura 2.15, a MR é controlada centralmente por uma unidade designada por Controlador Central da Micro-Rede (CCMR) com nível de controlo 3, instalada no TD, no lado secundário de onde deriva a MR, sendo responsável por diversas funcionalidades: controlo da geração das fontes de micro geração referidas anteriormente e o controlo activo das cargas com o objectivo de efectuar uma optimização da operação. No caso já referido anteriormente, se a rede ficar isolada, o bom funcionamento do sistema exige a comunicação entre os vários patamares hierárquicos, ficando esta unidade de controlo responsável por fazer o controlo de frequência, dando instruções aos sistemas de geração e cargas em fracções de segundos para que a mesma fique dentro dos valores regulamentares. O CCMR é também responsável pela reposição do serviço ao cliente, tendo em conta os tempos de reposição de serviço.

Num nível hierárquico inferior, cada carga, VE e unidade de micro geração são controlados por um Controlador Carga (CC), Controlador de Veículo (CV) e um Controlador de Micro Geração (CμG) respectivamente. Com base na informação recebida pelo CCMR estes sistemas, controlam a carga através do conceito de ininterruptibilidade das cargas, bem como o controlo local de potência activa e reactiva das unidades de micro geração. Espera-se que o CCMR comunique com o nível 1 de controlo, desempenhado pelo Sistema de Gestão da

Distribuição (SGD), colocado a montante da rede de MT, contribuindo para uma melhoria do sistema de operação da distribuição em MT e para possíveis acordos comerciais entre a entidade singular da MR e o Operador da Rede de Distribuição (ORD) [46].

2.4.2.2 - Multi-Micro Redes

O conceito de Multi-Micro Redes (MMR) surge como uma extensão do conceito de MR. Este conceito foi desenvolvido no âmbito do projecto Europeu More MicroGrids e está relacionado com uma estrutura hierárquica multi-nível, a estabelecer ao nível da rede de distribuição de MT, englobando MR ao nível das redes de distribuição de BT, bem como as unidades de produção dispersa conectadas à própria rede de distribuição MT.

A operação coordenada de várias MR e unidades de produção dispersa, no âmbito de uma MMR, traz claros benefícios para a operação da rede de distribuição, sendo de referir melhorias em termos de perfis de tensão, menores perdas na rede, menores congestionamentos e aumento da fiabilidade para com os clientes (em resultado da possibilidade da operação em rede isolada). Para que isto seja possível, é necessário criar uma estrutura hierárquica de nível superior no nível da MT com o nível de controlo 2, de acordo com a Figura 2.16, designado como Controlador Central da MMR (CCMMR) [47].

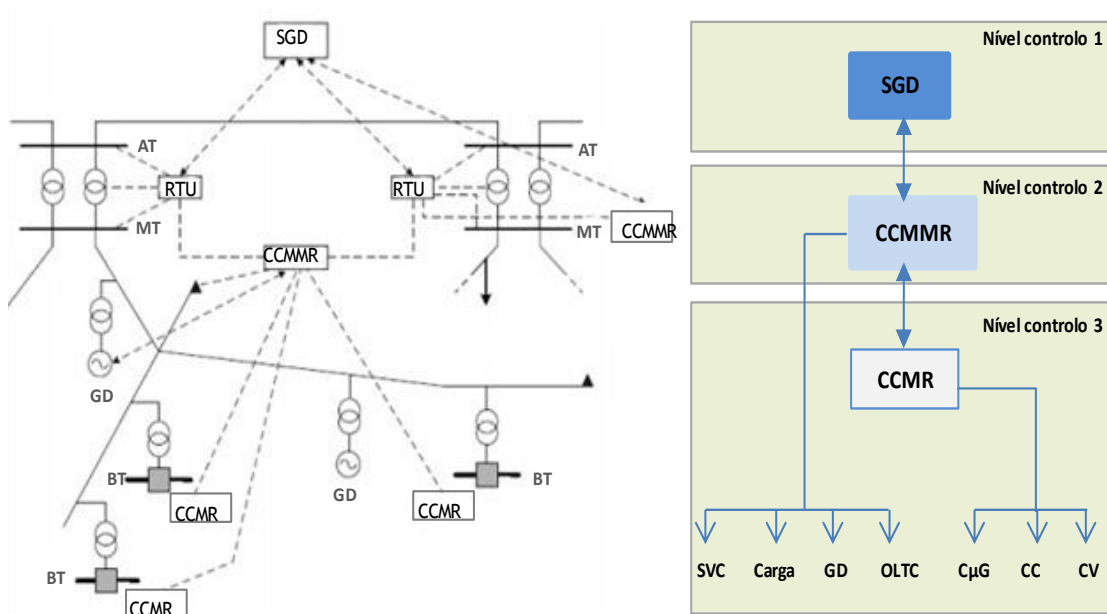


Figura 2.16 - Arquitectura de uma MMR e respectivos níveis de controlo.

Para além do Controlador Central de Multi-Micro Rede vão ser criados mais dois níveis (Nível 1, SGD e Nível 3, CCMR), onde vai haver autonomia versus coordenação e todos os níveis vão comunicar entre eles.

A introdução de MMR vai trazer impactos em termos económicos para o distribuidor de energia e benefícios para ele e para os produtores de micro geração e cargas. Uma das cargas que a MMR vai controlar é a dos VEs através do CV, porque vai permitir efectuar a gestão de vários tipos de carregamentos entre os quais o CI.

Este tipo de visão de RI vai ser bastante útil para o desenvolvimento da comunicação bidireccional entre a rede o VE, através do conceito VLR, abrindo-se desta forma a possibilidade de escolha de planos tarifários, saber preços de venda à rede, necessidades diárias de carga, comunicação em tempo real com o VE, caso existam promoções de energia e possibilidade de escolha do fornecedor de energia, que se pretende num determinado momento.

2.4.3 - Projecto InovGrid

A concretização da visão de RI está actualmente em curso a nível Europeu, através de diversas iniciativas no domínio das RIs. Algumas destas iniciativas dos países envolvidos vão pouco além do domínio da contagem à distância via Sistema Global para Comunicações Móveis (SGCM) e gestão remota de contadores. Em Portugal, a visão é um pouco mais alargada em termos de desenvolvimento das RIs, através do projecto IG, promovido pela EDP, em consórcio com parceiros Industriais e científicos.

O Projecto IG é um projecto inovador em termos do novo paradigma das RIs, estando estruturado em três domínios: 1º - Redes Inteligentes; 2º - Micro Geração e Geração distribuída e 3º - Contagem Automática e Gestão Energética, (Figura 2.17).

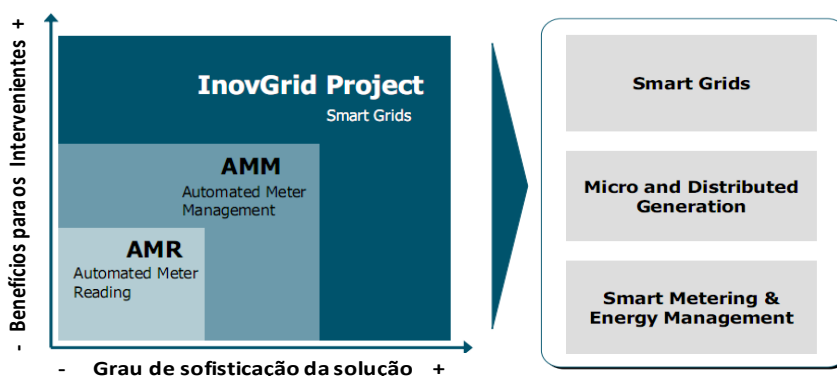


Figura 2.17 - Áreas de intervenção do projecto IG.

No domínio das RIs, o projecto pretende melhorar a inteligência da rede, promovendo o aumento da eficiência e qualidade de serviço, através da supervisão, automação e controlo da rede eléctrica em toda a sua extensão, AT, MT e BT. No domínio da μ G e geração distribuída,

o projecto permite lidar com as dificuldades inerentes de integração em larga escala destas fontes renováveis de produção distribuídas. No domínio da contagem automática à distância e gestão energética, o projecto promove o desenvolvimento de uma nova abordagem, centrada no cliente, através da prestação de novos serviços e da promoção da eficiência energética [46].

A arquitectura técnica de referência pensada para a implementação da RI de energia, IG, é constituída pelos seguintes elementos, (Figura 2.18): 1º - Equipamentos de Contagem, Monitorização e Gestão de Energia designados na literatura inglesa por *Energy Box* (EB), que são instalados junto dos clientes de BT, equivalente aos controlador carga, CV e C_μG na arquitectura de MRs; 2º - Equipamentos de automação e monitorização como Controladores de Transformadores de Distribuição (CTD) equivalente ao CCMR na arquitectura de MRs; 3º - Sistemas de Informação (SI) que integram e processam a informação recolhida; 4º - Rede de Telecomunicações que suporta a integração da infra-estrutura e se estende desde a casa até aos centros de controlo e gestão.

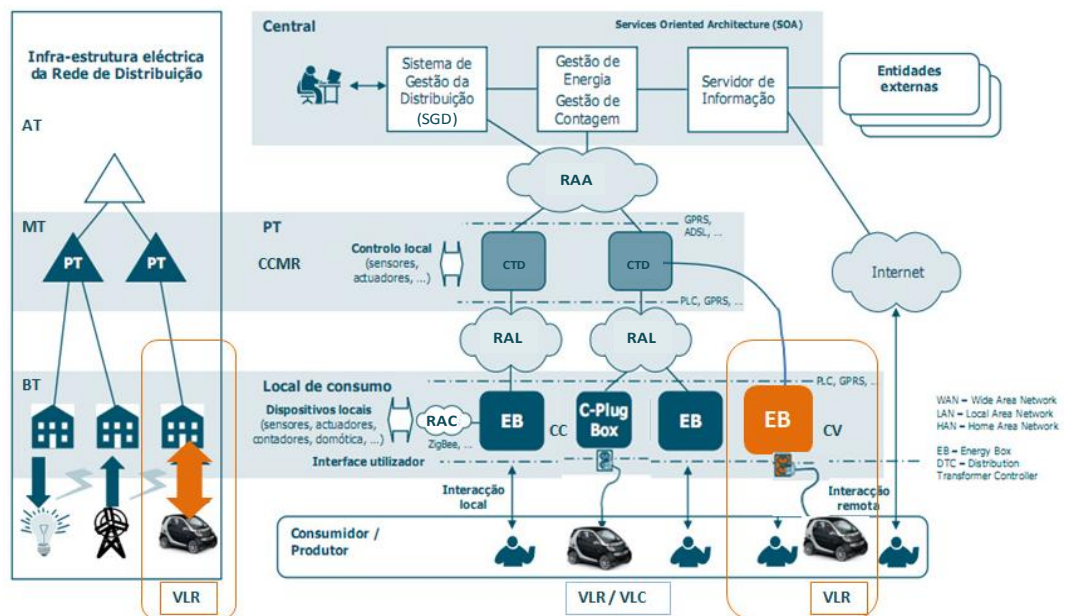


Figura 2.18 - Arquitectura técnica de referência pensada para o projecto IG [48].

A EB contém diversas funcionalidades inovadoras no domínio da contagem à distância e gestão à distância de energia, tendo a possibilidade de disponibilizar novos planos tarifários inovadores, possibilitando a alteração dos mesmos no momento em que são solicitados e de executar ordens por interacção remota. Vão funcionar como sensores locais que monitorizam o estado da rede em cada ponto de entrega. Todos os contadores antigos irão ser substituídos por EB em zonas piloto e, de seguida, por fases a definir pela entidade gestora do projecto, permitindo diagnosticar e comunicar em tempo útil o estado dos locais analisados, o que permitirá ao distribuidor resolver os problemas muito mais rapidamente. As EB funcionam

ainda como uma interface local de comunicação com todo o tipo de cargas, permitindo a implementação de serviços de gestão da procura inovadores. No caso de cargas do tipo VEs, permitirá a gestão de estratégias de carregamento função da produção e da procura. Este “contador” permitirá fazer uma gestão eficiente dos consumos individuais de electricidade, permitindo a redução da factura de energia. Podem igualmente funcionar como interface com os inversores ligados à rede, gerindo o funcionamento da μG , de fontes de armazenamento e de veículos eléctricos com e sem funcionalidades VLR. No contexto de operação de uma MR, as EB desempenharão as funções de controlador carga e $C\mu G$, referidas na secção anterior. Os CTD, designados por CCMR nas MR, funcionam antes de mais, como nós locais da rede de comunicações da solução IG, integrando e gerindo o funcionamento das EB ligadas na rede BT do posto de transformação em que estão instalados e fazendo o interface com os SI. A EB pode realizar outras funções, tais como o controlo da iluminação pública, monitorização de tensões e correntes no transformador e interface com sensores e órgãos telecommandados localmente [49].

Os SI desempenham o papel fulcral de integrar e processar toda a informação recolhida pela infra-estrutura IG, comandando e supervisionando os seus diversos elementos. A informação e as possibilidades de actuação adicionais permitem implementar um vasto conjunto de novas funcionalidades a nível dos SI, não só no domínio da gestão comercial, mas também a nível dos sistemas técnicos (Sistemas de Supervisão e Aquisição de dados (SSAD) / SGD), gestão de interrupções, planeamento, gestão de activos, etc.

O projecto IG contempla a implementação de uma rede inteligente suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando até casa dos clientes. A comunicação entre SI e CTD será efectuada através da rede de comunicações móveis através de serviço de rádio de pacote local, e nalguns casos, utilizando tecnologias fixas. A comunicação das EB com o CTD será efectuada predominantemente através de controladores lógicos programáveis, utilizando a própria rede eléctrica de BT como meio físico, e, em alguns casos, por serviço de rádio de pacote local. Finalmente, está previsto um interface entre a EB e equipamentos domésticos e de domótica do tipo (ZigBee ou Bluetooth).

É de salientar que face ao papel crítico que a rede de comunicações desempenhará no funcionamento da RI, estão previstos mecanismos sólidos de segurança cibernética [46].

2.4.3.1 - Gestão Avançada na Integração de VEs nas Redes

O terceiro domínio (Contagem Automática e Gestão Energética) referido na subsecção 2.4.3 é de todos o que terá mais impacto e visibilidade para o cliente final quer ao nível de cargas convencionais, μG e integração de novas cargas móveis do tipo VE. Com a

implementação deste domínio vai ser possível executar uma gestão inteligente na integração destas novas cargas nas redes de BT, através do desenvolvimento de diversas funcionalidades de gestão, como por exemplo: gestão do tipo de carregamentos, comunicação de novos planos tarifários, informar planos de preços por fornecedor de energia na hora, e possibilidade de venda de energia armazenada nos VEs à rede através da funcionalidade VLR.

Esta nova funcionalidade de venda de energia à rede será remunerada de acordo com contratos definidos entre os clientes ou conjunto de clientes agregados elaborados previamente entre as partes envolvidas. A implementação das soluções IG e funcionalidades VLR [50], trará benefícios significativos para todas as partes interessadas, nomeadamente aos Utilizadores de Veículos Eléctricos (UVes), ao Operador da rede de distribuição e à Economia. Os benefícios são discriminados a seguir por interveniente.

Operador de rede de distribuição:

- Redução de custos operacionais e de manutenção da rede;
- Redução de perdas na rede;
- Gestão e controlo optimizados da rede;
- Optimização do investimento;
- Maior fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia.

Comercializador:

- Disponibilização de novos serviços;
- Planos de preços inovadores e tarifação em tempo real;
- Capacidade acrescida na gestão da relação com os seus clientes;
- Atenuação das barreiras à entrada de novos comercializadores.

UVE / Produtor:

- Capacidade para integração μ G, VEs com ou sem funcionalidade VLR;
- Redução dos custos de energia;
- Novos serviços, formas de tarifação e planos de preços;
- Facilitação da mudança de comercializador;
- Possibilidade de agregação de μ G e VEs no processo de venda de energia armazenada através da funcionalidade VLR.

Regulador:

- Aumento de concorrência induzida pelos novos serviços a disponibilizar;
- Maior eficiência do mercado eléctrico com o acesso a todos os comercializadores;
- Incremento da fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia;
- Acesso a informação mais rica sobre o funcionamento da Rede Eléctrica;
- Ganhos de eficiência energética através da modulação da procura.

Economia Nacional:

- Melhor aproveitamento das energias endógenas, armazenamentos nos VEs, redução da dependência de recursos fósseis e de emissão CO₂;
- Desenvolvimento de projectos industriais e centros de competência, geradores de emprego e de exportação;
- Novos Mercados emergentes face à mudança de paradigma nos sectores: Energia e Automóvel.

Na subsecção seguinte vai ser descrita a visão da funcionalidade VLR que vai permitir aos UVEs, Distribuidor e Economia Nacional tirarem as vantagens enumeradas anteriormente devido à implementação de RI que suportam essa funcionalidade, permitindo-lhes efectuar fluxos de energia de forma bidireccional, assinalados na Figura 2.18 como VLR / Veículos Ligados a Casa (VLC).

2.4.4 - Veículo Ligado à Rede

Face à mudança de paradigma do sector da energia, em breve vai-se assistir à entrada em massa de VEs no mercado, os investigadores estão a desenvolver e a testar pilotos com um novo conceito VLR, este conceito surge pelo facto de se verificar que os veículos vão ter uma capacidade de armazenamento na ordem dos GWh e devido ao facto de uma percentagem significativa de veículos, cerca de 90%, estarem parados ao longo do dia. Uma das necessidades emergentes nos SEE é o tema do armazenamento, surgindo desta forma uma oportunidade de ter uma grande capacidade de armazenamento distribuída ao longo de diversas zonas da rede.

Estas fontes de armazenamento distribuídas, quando agregadas em termos de potência disponível, tornam-se em Centrais Virtuais de Potência (CVP) com capacidade para fornecer grandes quantidades de energia, e assim contribuir para uma maior fiabilidade da rede em determinados períodos do dia. Esta energia armazenada pode ser restituída à rede através de protocolos entre as várias entidades envolvidas no processo de VLR, ORD, Distribuidor, Comercializador, UVE e ligações apropriadas para o efeito.

Na subsecção seguinte vai ser abordada de forma parcial a visão do conceito VLR, segundo um grande especialista na matéria, W.Kempton.

2.4.4.1 - Conceito Parcial de VLR, segundo W.Kempton

O conceito básico de VLR consiste no procedimento do VE consumir e fornecer energia à rede quando este estiver parado. A configuração de VEs que possibilitam o consumo fora

das horas de ponta e fornecimento de energia nas horas de ponta seriam: VEB, VEHLR, VEPC e VEPCLR. Para que seja possível comunicar com os intervenientes no processo, o VE deverá ter uma ligação à rede, controlo de ligação lógico para ligação com o ORD e um CV. A Figura 2.19 ilustra esquematicamente as ligações entre os VEs e o SEE, com os respectivos fluxos de energia entre a Geração e a rede de distribuição e o comportamento bidireccional entre o consumo e injeção à rede por parte dos VEs.

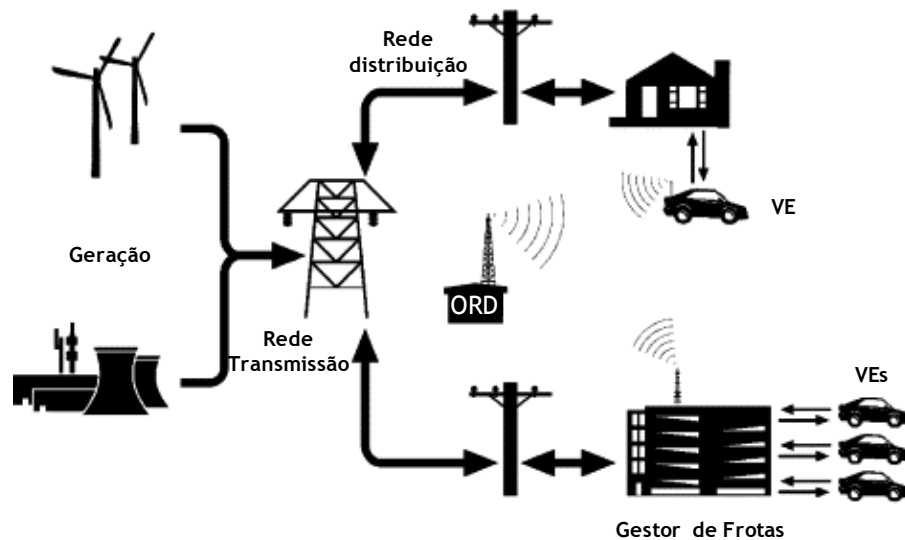


Figura 2.19 - Esquema parcial da infra-estrutura que permite o conceito VLR [2].

O sinal de controlo a emitir por parte do ORD poderá ser feito por radiofrequência, por SGCM, ligação à Internet ou ligação ao fornecedor de energia. Em caso de necessidade de uma determinada quantidade de energia o ORD envia o sinal para o até então designado Gestor de Frotas que agrega um conjunto de VEs e este por sua vez envia sinais para um VE ou então para um conjunto de VEs para disponibilizarem a respectiva necessidade.

A restituição da energia à rede poderia ser feita através de vários Mercados: 1º - Alimentação de Base; 2º - Potência de Ponta; 3º - Reservas Síncronas e 4º - Controlo Automático de Geração.

O foco do estudo realizado por W.Kempton com J.Tomic [2], foi em particular para o 3º, pelo alto valor que tem para o SEE, por ter uma resposta de curta duração em alturas em que a rede, têm uma procura instantânea [1],[2] devido a possíveis quebras de produção. Esta vertente abordada traz a possibilidade de fornecimento de Serviços Auxiliares (SA), um dos quais, considerar os VEs como uma reserva de segurança para ajudar a estabilizar a rede imediatamente, caso surja algum problema, como por ex: uma perda de produção brusca ou falha de circuitos em determinada zona da geração. O período de tempo considerado para este tipo de fornecimento seria de cerca de 1 hora. Nestas alturas de perca, em que a rede necessita de energia com tempo de resposta rápida, este tipo de solução de energia

armazenada proporciona baixos custos por kW e tempos de resposta curtíssimos o que pode tornar viável esta funcionalidade de VLR.

Os factores que podem limitar o fornecimento de potência por parte da funcionalidade do VLR, são três: 1º - A capacidade carga, dos cabos e de outros circuitos de ligação do prédio à rede; 2º - A quantidade de energia disponível na Bateria e por fim o 3º - A potência máxima disponível pelos sistemas de electrónica de potência dos VEs.

2.4.4.2 - Visão das Funcionalidades VLR/RI no Futuro

No futuro o ORD não vai poder aceitar VEs individuais para prestar serviços auxiliares devido à quantidade de VEs que irão ter a funcionalidade VLR. O ORD vai ter um controle efectivo sobre a entidade que vai agregar o conjunto de veículos, designada por Agregador (AGR) [50], esta entidade irá fazer a gestão do agregado das capacidades disponíveis a qualquer momento e terá a função de gerir as interacções entre o ORD e os VEs ligados a si.

Considerando que em média os carros permanecem entre 22 a 23 horas parados, vai permitir ao AGR disponibilizar potências elevadas ao ORD, estando estas potências dependentes da taxa de penetração de VEs e do local em análise. Na Figura 2.20 pode-se verificar o ECB de uma bateria de um VE ao longo de 24h, correspondente a um perfil típico de um utilizador que está conectado ao AGR de uma determinada região, e que a qualquer momento pode ser chamado a contribuir para fornecer energia à rede como se pode verificar na Figura 2.20 entre as 13h00 às 16h00.

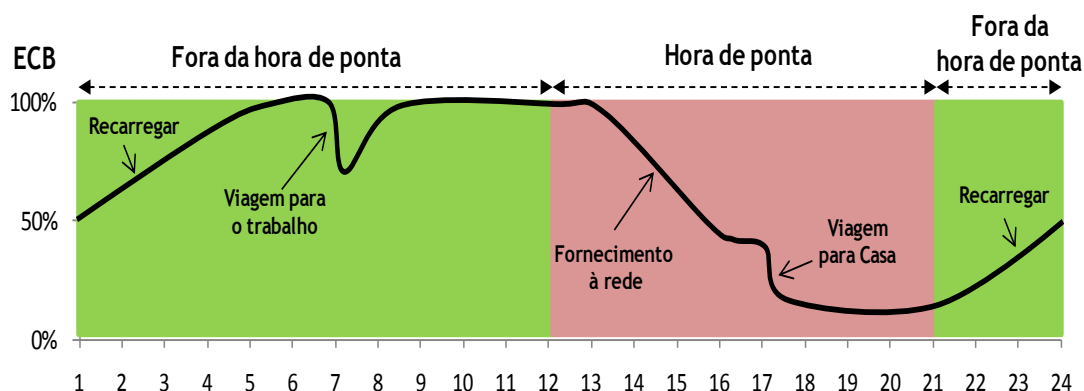


Figura 2.20 - Perfil do ECB de um VE ao longo de 24h.

Se fosse considerado um conjunto de VEs com o perfil analisado na Figura 2.20 ou outro perfil, estes em conjunto passam então ter a capacidade de armazenamento/"geração virtual", sendo caracterizados por um recurso distribuído. De acordo com este conceito, o AGR/VEs tornam-se intervenientes activos nas operações realizadas na rede, quer no controlo

do tipo de carregamentos quer no fornecimento de energia à rede, contribuindo para a melhoria: da fiabilidade do serviço, dos objectivos económicos e na redução dos impactos ambientais na operação do sistema. Com a criação da figura AGR vai permitir ter uma enorme capacidade de fornecimento de potência em tempo real e com essa potência fornecer variados serviços auxiliares. Para isso o AGR irá fazer um contrato de potência no dia anterior da realização do mercado com o ORD para a fornecer no dia seguinte, ou então um contrato umas horas antes para poder fornecer em regime de Controlo Automático de Geração.

Na Figura 2.21, pode-se verificar um resumo dos possíveis serviços auxiliares que no futuro serão prestados pela funcionalidade VLR em combinação com as RIs.

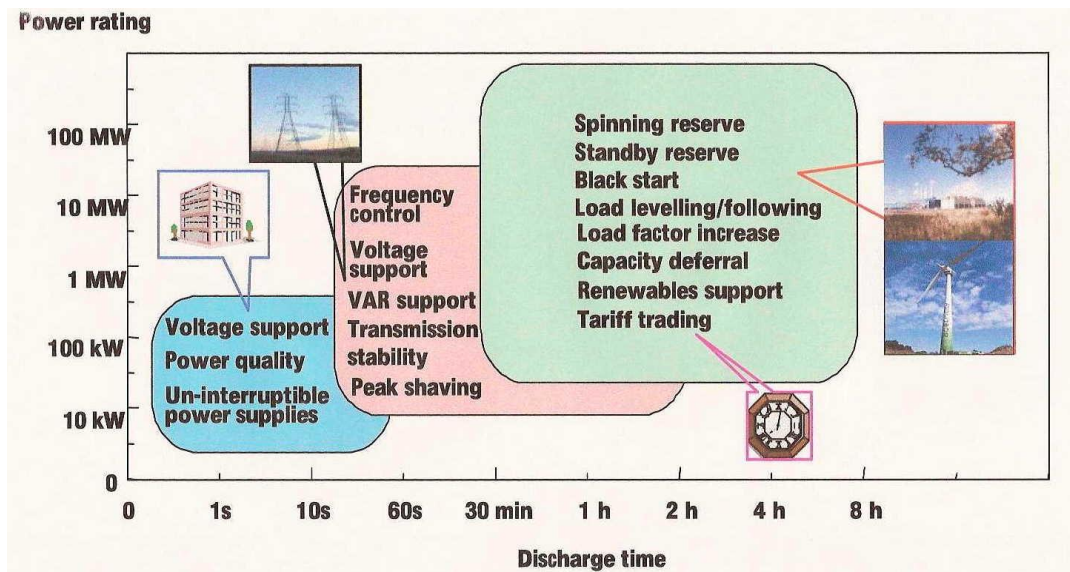


Figura 2.21 - Serviços auxiliares a prestar por VEs através da funcionalidade VLR [51-52].

Face ao exposto surgem novos desafios para o AGR, como controlar milhares de VEs em tempo real? Isto só vai ser possível com a tecnologia já abordada na subsecção 2.4.1, através de RI do tipo IG ou outra semelhante à da Figura 2.23.

Uma das funcionalidades mais importantes do VLR/RIs, é permitir a possibilidade de desenvolvimento de aplicações que permitam a gestão avançada da integração de VEs, através de CI, evitando investimentos avultados em reforço do SEE por parte do operador de transmissão e distribuição numa fase inicial de penetração dos VEs. Se surgissem investimentos em grande escala estes gastos seriam reflectidos na factura do cliente o que poderia tornar um entrave à penetração deste tipo de veículo. O desenvolvimento de aplicações CI vai permitir fazer carregamentos em função: da disponibilidade de produção, do recurso renovável de acordo com o esquema da Figura 2.22 ou transferência dos carregamentos para horas em que o factor de carga é menor [1].

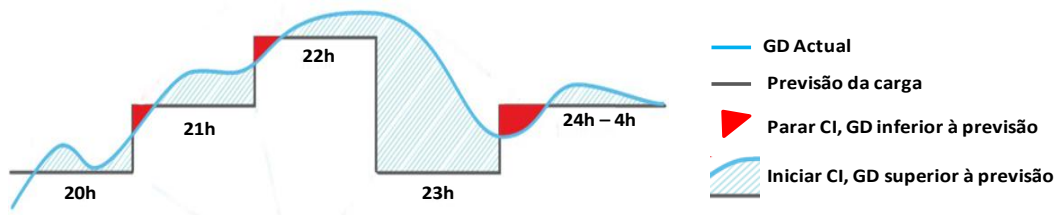


Figura 2.22 - Esquema de CI de VEs, só com produção renovável.

Em termos de estrutura de comunicações o ORD e o AGR irão comunicar através de uma ligação de dados ao mesmo tempo via Rede de Área Ampla (RÁA) ou Internet. O AGR receberá os comandos de serviços auxiliares por parte do ORD, e este indicará aos veículos conectados à rede (CVP ou Individual) através de comunicação pela Rede de Área Local (RÁL), Sistema de Posicionamento Global (SPG) e via RÁL, indicando quais os VEs que irão realizar este serviço.

Em termos de facturação, todas as transacções registadas serão pagas à posterior tendo em conta os acordos entre ORD, AGR, CVP e VE individual se for o caso.

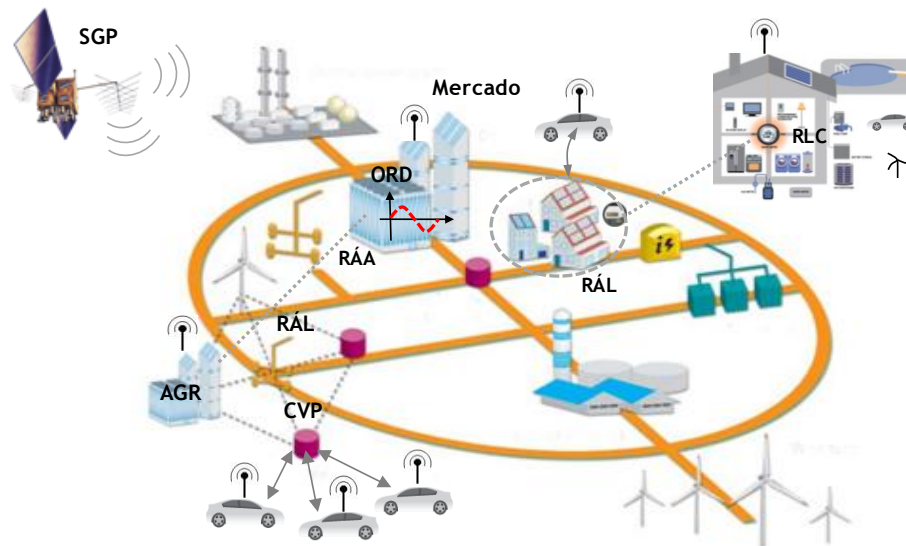


Figura 2.23 - Esquema parcial da infra-estrutura RI incluindo a funcionalidade VLR.

A funcionalidade VLR como se pode verificar, requerem a implementação de um conjunto de sistemas de controlo rigorosos e a criação de novas entidades para a gestão deste conceito. Para que o mesmo seja viável, vão ser necessários três importantes vectores:

1º - O desenvolvimento de sistemas de informação complexos, que terão como função registar um elevado número de informações quer qualitativas quer quantitativas, referentes aos vários intervenientes;

2º - Introdução de vários tipos de sistemas de comunicação desde a geração à gestão (Mercado, ORD, AGR) e ao consumidor final (Figura 2.23);

3º - Implementação de novos requisitos técnicos quer nos próprios VEs quer nas infra-estruturas que vão permitir o fluxo bidireccional na BT e MT.

2.5 - Resumo e Principais Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as inovações tecnológicas que estão a ser desenvolvidas nos diversos sectores chave e noutros paralelos, que vão permitir a mudança de paradigma da mobilidade eléctrica com o objectivo de poder suportar tamanha mudança. Ficou patente que a hora do “ouro negro barato”, está a chegar ao fim, a previsão de reservas de petróleo indicam que estão a diminuir a um ritmo galopante levando ao aumento de preços inevitável.

A previsão destes acontecimentos está a levar a comunidade científica e os responsáveis políticos a incentivar e a desenvolver novas formas de substituir o combustível fóssil utilizado nos MCI por outros tipos de energia mais amigas do ambiente bem como novos sistemas de armazenamento.

Em alguns países, já se estão a preparar para essa mudança de paradigma em termos dos SEE e nos sectores dos transportes, tendo por base o novo posicionamento por parte dos fabricantes de automóveis, que estão a preparar o lançamento de um conjunto de VEs que irão ser colocados no mercado dentro em breve. Este posicionamento está a levá-los a estar à frente da corrida da implementação das suas estratégias de mobilidade eléctrica, através de estudos de integração de VEs, assim como na melhoria e implementação de redes de abastecimento em vários pontos das cidades e vilas com o objectivo de maximizar a penetração dos VEs.

Relativamente às infra-estruturas de carregamento estão a ser colocadas no mercado, soluções em função de vários perfis de necessidade dos utilizadores, quer para deslocações pequenas médias ou longas.

Nos sistemas de armazenamento, verifica-se que de dia para dia grandes desenvolvimentos surgem. O objectivo é a procura de tecnologias com maior energia específica Wh/l (mais leves), maior densidade específica Wh/kg (menor volume), maior segurança e ao mesmo tempo baterias amigas do ambiente.

No sector da energia constatou-se que os principais desafios são: o controlo e monitorização dos impactos da penetração de VEs, introdução de sistemas de contagem automática, gestão energética e introdução da funcionalidade VLR. Ficou perceptível ao longo do capítulo, que os mesmos só vão ser possíveis através da utilização de sistemas de controlo avançados, do tipo RIs, permitindo melhorar a inteligência da rede, promovendo o aumento da eficiência e da qualidade de serviço, através da supervisão, automação e controlo da rede eléctrica em toda a sua extensão, desde a AT, MT até à BT.

Capítulo 3

Integração de VEs na Ilha das Flores

No Capítulo 2, foram analisadas as inovações tecnológicas em curso, os principais desafios para os sectores da Energia e Transportes e as estratégias a implementar para solucionar os desafios identificados, permitindo a mudança de paradigma na mobilidade eléctrica.

Neste capítulo e nos próximos, será feito o estudo do Impacto de integração de VEs na Rede Eléctrica da Ilha das Flores, tendo como objectivos principais perceber se esta está preparada para receber a mudança de paradigma e estratégias a adoptar para que a mesma suporte numa fase inicial estas mudanças, bem como perceber até que ponto, com a introdução destas tecnologias, a ilha se poderá tornar autónoma em termos energéticos e com ZE, considerando-a assim com um estatuto de Ilha Verde.

3.1 - Introdução

Um dos locais ideais para experimentar e fazer estudos sobre os efeitos de integração deste tipo de tecnologias inovadoras é a Ilha das Flores, pelo facto de estarmos na presença de uma rede isolada e com elevados níveis de integração de ER (Hídrica e Eólica) e com tendência a ser incrementada. Com base nestes aspectos, vai ser feita a caracterização da ilha, ao nível da sua rede eléctrica por sectores, ao nível da mobilidade e das suas características próprias, para que se possam à *posteriori* com esses dados tirar conclusões do impacto da introdução destas novas cargas nos SEE da ilha.

3.2 - Características da Ilha das Flores

A Ilha das Flores é a ilha mais ocidental do Arquipélago dos Açores e da Europa. Tem uma área de 143,11 km², perímetro de 72 km, com o comprimento de 17 km e 12,5 km de largura máxima. Está situada a 21° 59' de longitude oeste e a 39° 25' de latitude norte [53]. O clima é temperado, condicionado pela corrente do Golfo, com uma temperatura amena de 17°C (63°F). A sua plataforma central, que se desenvolve entre os 500 e os 600 metros de altitude, tem no Alto do Morro, com 914 metros a maior elevação e a placa pertence ao Continente Americano. A ilha é formada por dois concelhos Santa Cruz das Flores, com 4 freguesias e Lajes das Flores com 9 freguesias, (Figura 3.1).

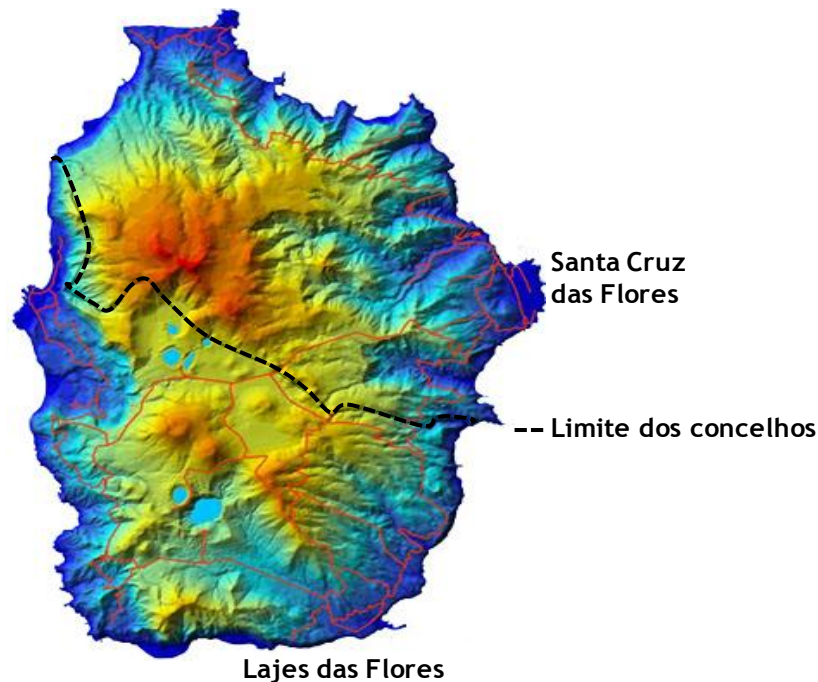


Figura 3.1 - Ilha das Flores.

3.3 - Caracterização da Ilha em Termos de Mobilidade

Para poder caracterizar a ilha em termos de mobilidade, foi necessário identificar um conjunto de variáveis. Para as determinar, foi feita uma pesquisa de dados estatísticos em várias entidades com o objectivo de conhecer as características da ilha que podem influenciar a mobilidade.

Um dos elementos de pesquisa foi a população residente. No que concerne a esta, foram pesquisados os seguintes dados: concelhos, freguesias, localidades, número de pessoas, sexo, idade superior a 15 anos, número de famílias e número de habitações. Outro dado de pesquisa foi o número de seguros activos do ramo automóvel, por concelho, até 31 Dezembro

de 2008, obtido no Instituto de Seguros de Portugal (ISP), [54] [55]. Com base na recolha desses dados, foi construída a Tabela 3.1 [56], [57].

Tabela 3.1 - Dados estatísticos da Ilha das Flores

Concelhos	Freguesias	Lugares	Área [km ²]	H+M	H	Famílias	Casas	Pessoas > 15 anos	# Carros via ISP	% Carros seguros	Peso	# Carros em Estudo	
Santa Cruz das Flores	Santa C. das Flores		40	919	452	336	702	771			26,99%	531	
		Fazenda S. Cruz		200	101	64	153	168			5,87%	115	
		Monte		240	121	83	183	201			7,05%	139	
	Santa Cruz	Pedreira Vales Reside		46	23	14	35	39			1,35%	27	
		Ribeira dos Barqueiros		219	106	68	167	184			6,43%	126	
		Rua Boavista		186	88	55	142	156			5,46%	107	
	Ponta Delgada			19	453	238	146	418	366			12,81%	252
		Cedros		11	103	55	29	118	83			2,91%	57
	Caveira	Ponta Ruiva			49	23	16	56	30			1,05%	21
			3	78	41	25	84	63			2,21%	43	
Resultados parciais Santa Cruz			72	2493	1248	836	2058	2060	1418	69%	72,13%	1418	
Lajes das Flores	Lomba		10	197	101	67	233	160			3,54%	70	
		Fazenda		9	278	141	102	264	222			4,91%	96
	Lajes das Flores		18	540	271	203	566	453			10,01%	197	
		Costa			48	23	20	54	41			0,91%	18
	Lajedo		7	59	28	21	67	51			1,12%	22	
	Mosteiro		6	50	23	24	68	47			1,04%	20	
	Fajãzinha		6	105	51	39	146	96			2,12%	42	
	Fajã Grande		13	204	92	70	367	173			3,83%	75	
Ponta Fajã			21	14	10	38	18			0,39%	8		
Resultados parciais Lajes			70	1502	744	556	1803	1261	548	43%	27,87%	548	
Resultados totais da Ilha			142	3995	1992	1392	3861	3350	1966		100%	1966	

Da Tabela 3.1, pode-se verificar que a população residente na ilha é de aproximadamente 4000 pessoas, de acordo com os censos de 2001, repartidos da seguinte forma: 2493, em Santa Cruz e 1502, em Lajes das Flores.

Quanto aos seguros de veículos automóveis activos por concelho, obtidos via ISP, são os seguintes: 1418, em Santa Cruz das Flores e 548, em Lajes das Flores. Com base nos dados da tabela, chegou-se ao número total de carros por concelho, freguesia e lugares da ilha, num total de 1966 MCI. Com este valor determinado, obtém-se uma das variáveis necessárias para estudo de impacto de integração de VEs nos SEE da Ilha das Flores, que será utilizado para a obtenção de resultados no Capítulo 5, na secção 5.2.

Outras das variáveis necessárias para caracterizar a mobilidade, está relacionada com as características das vias de comunicação existentes na ilha, estradas principais e estradas secundárias. Estas podem ser visualizadas na Figura 3.2.



Figura 3.2 - Vias de comunicação na ilha.

Após contacto com o Ministério das Obras Públicas dos Açores - Ilha das Flores, foram disponibilizados os dados que caracterizam as vias de comunicação da ilha em termos de quilometragem. Para o estudo de mobilidade foram consideradas as viagens de ida e volta entre sedes de concelho, freguesias e localidades, e que podem ser consultados na Tabela 3.2 [58]

Tabela 3.2 - Distâncias quilométricas, entre as diferentes localidades.

Estrada Regional R 1-2 Junto à costa	Santa Cruz	Caveira	Lomba	Fazenda	Lajes	Lajedo	Mosteiro	Fajãzinha	Fajã Grande	Ponta da Fajã	Fazenda S. Cruz	Cedros	Ponta Ruiva	Ponta Delgada
Santa Cruz		14	25	32	38	54	56	66	72	76	6	14	24	44
Caveira	14		12	17	23	41	43	53	59	63	17	27	37	57
Lomba	25	12		5	11	29	31	41	47	51	29	39	49	69
Fazenda	32	17	5		6	24	26	36	42	46	34	44	54	74
Lajes	38	23	11	6		18	20	30	36	40	40	50	60	80
Lajedo	54	41	29	24	18		6	12	18	22	58	68	78	98
Mosteiro	56	43	31	26	20	6		10	16	20	60	70	80	100
Fajãzinha	66	53	41	36	30	12	10		10	14	70	80	90	110
Fajã Grande	72	59	47	42	36	18	16	10		4	76	86	96	116
Ponta da Fajã	76	63	51	46	40	22	20	14	4		80	90	100	120
Estrada Regional R 1-2 Santa Cruz > Ponta Delgada														
Fazenda de Santa Cruz	6	17	29	34	40	58	60	70	76	80		10	20	40
Cedros	14	27	39	44	50	68	70	80	86	90	10		10	30
Ponta Ruiva	24	37	49	54	60	78	80	90	96	100	20	10		20
Ponta Delgada	44	57	69	74	80	98	100	110	116	120	40	30	20	
Estrada Regional R 2-2 Via Mata.														
Santa Cruz						46	40	42	44	48				

Identificadas as características de quilometragem, passou-se à pesquisa de padrões de mobilidade dentro dos vários percursos existentes na ilha, incluindo fenómenos de migração pendular do tipo: casa - trabalho, casa - escola, casa - serviços e visitas turísticas.

Com base nos censos de 2001, constatou-se que a maioria da população (cerca de 90%) não se desloca entre concelhos, para trabalhar ou estudar. Nas deslocações inter-concelhias, mais de 40% da população usa transporte individual, pouco mais de 20%, o colectivo e os restantes deslocam-se a pé. Para fora do concelho, 61% utiliza o transporte individual e os restantes, transportes colectivos. A tendência que se verifica é uma quebra acentuada na procura do transporte colectivo em detrimento do individual [59].

Face à descrição dos comportamentos de mobilidade dos habitantes da ilha, foi feita uma análise mais pormenorizada tendo em conta os serviços prestados em cada concelho para perceber efectivamente o tipo de movimentos que as viaturas poderão fazer na ilha. (Figura 3.3 e Tabela 3.3)

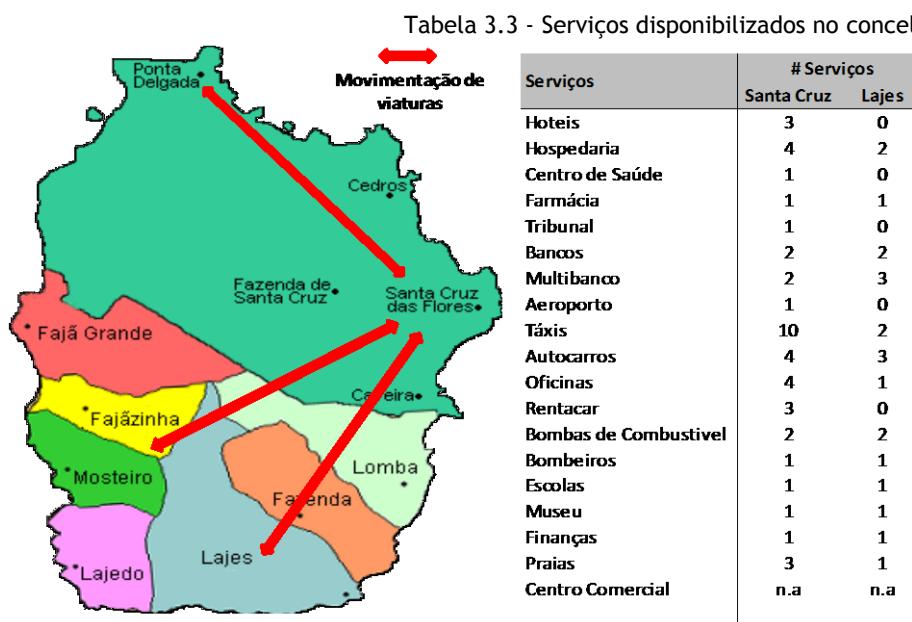


Figura 3.3 - Padrões de mobilidade das viaturas.

Com base na Tabela 3.1 e Tabela 3.3 e o padrão de movimentação relativamente aos censos de 2001, pode-se concluir que os movimentos dos carros entre concelhos irão ser uma parte pouco significativa do total de carros existentes (aproximadamente 10%). Para determinar os valores aproximados da movimentação entre as localidades e as sedes de concelho, utilizou-se a Tabela 3.1 e a Tabela 3.4, obtendo-se os seguintes resultados: cerca de 43% dos veículos movimentam-se dentro do próprio concelho, em Santa Cruz 25% e nas Lajes 18%. Esses veículos movimentam-se sobretudo das zonas rurais para Santa Cruz das Flores e para as Lajes das Flores, devido à concentração de serviços estar nessas sedes de concelho.

Tabela 3.4 - Percentagem de carros por localidades.

Localidades	Santa Cruz	Caveira	Lomba	Fazenda	Lajes	Lajedo	Mosteiro	Fajãzinha	Fajã Grande	Ponta da Fajã	Fazenda S. Cruz	Cedros	Ponta Ruiva	Ponta Delgada
% Carros por Zona	47,3%	2,2%	3,5%	4,9%	10,0%	2,0%	1,0%	2,1%	3,8%	0,4%	5,9%	2,9%	1,1%	12,8%

Outra das variáveis que caracteriza a mobilidade da ilha é a determinação da curva cumulativa das distâncias percorridas diariamente, tendo em conta os serviços prestados em cada sede de concelho. Para a determinar, utilizou-se a Tabela 3.2 e Tabela 3.4 e o seguinte pressuposto: considerou-se uma movimentação adicional face ao padrão dos sensos de 2001, na qual todas as viaturas se movimentam entre todas as localidades e a freguesia principal da ilha, Santa Cruz das Flores, pelo facto de aí permanecerem a maioria dos serviços principais, tais como aeroporto, centro de saúde, tribunal, hotel e aluguer de veículos. A escolha deste pressuposto também está relacionada com a análise da máxima percentagem de veículos que vão andar diariamente e ao mesmo tempo percorrerem o maior número de quilómetros. Os intervalos de quilometragem considerados para obtenção da curva foram os seguintes [0 - 15], [15 - 30], [30 - 45] e [45 - 60] km, obtendo-se a Figura 3.4.

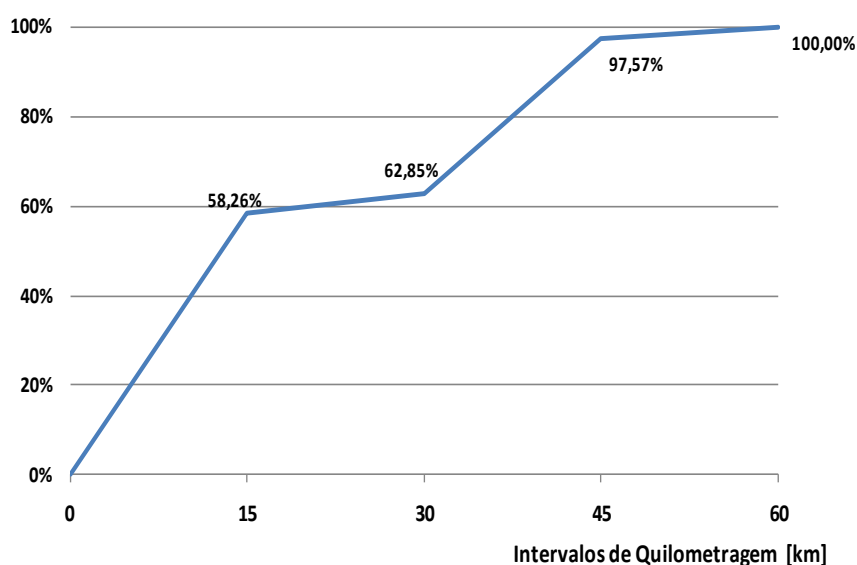


Figura 3.4 - Curva cumulativa das distâncias percorridas entre todas as localidades e a freguesia de Santa Cruz das Flores.

Conclui-se que 58,26% dos veículos andam entre 0 e 15 km, 4,6% entre 15 a 30 km, 35% entre 30 a 45 km e 2,43% entre 45 a 60 km.

3.4 - Caracterização da Rede por Sectores

Em 31 de Dezembro de 2008, o Sistema Eléctrico da Ilha das Flores era composto por duas centrais de produção de energia eléctrica, duas subestações e uma Rede de Distribuição MT de 15 kV.

3.4.1 - Geração

O sistema de geração da Ilha das Flores é constituído por dois sistemas electroprodutores: 1º - central Termoeléctrica/Hídrica de Além Fazenda (CTAF/CHAF ou CTHAF) e 2º - o parque Eólico de Boca da Vereda (PEBV), cujas características são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Características dos sistemas de geração de energia eléctrica da ilha em 2008.

Nome	Sigla	Energia Primária	Unidades Geração	Nível Tensão Geração [kV]	Potência Instalada [kW]	Energia Produzida [MWh]
Central Térmica de Além-Fazenda	CTAF	Diesel	4	0,4	2327	6002,92
Central Hídrica de Além-Fazenda	CHAF	Hídrica	4	0,4	1484	3649,00
Parque eólico Boca da Vereda	PEBV	Eólica	2	0,4	600	1947,00
Total			10		4411	11598,92

3.4.1.1 - Central Termoeléctrica/Hídrica de Além Fazenda

A Central da Ribeira de Além Fazenda, indicada na Figura 3.5, é o principal centro produtor da ilha. Esta central é constituída por dois tipos de produção, Térmica e Hídrica. Esta central foi construída no princípio dos anos 60 e começou a funcionar em 1966, com o objectivo de suportar as necessidades energéticas da ilha e da antiga base militar Francesa, tendo entrado em serviço com três grupos hídricos de 296 kW cada. Em 1983, foi instalado um novo grupo de 512 kW [60].



Figura 3.5 - Central Termoeléctrica/Hídrica de Além Fazenda

A componente térmica está preparada para queimar gasóleo e foi alvo ao longo dos anos de diversos investimentos. Actualmente é composta por quatro grupos geradores de

pequena potência, três de 500 kW e um de 830 kW, tendo estes sido instalados em 1991, 1995, 2001 e 2005 [60], [61].

3.4.1.2 - Parque Eólico de Boca da Vereda

O parque eólico de Boca da Vereda é constituído por dois Aerogeradores Enercon E30 com potência unitária de 300 kW [60], com capacidade total instalada de 600 kW. Possuem um diâmetro de rotor de 30m, 3 pás e uma superfície de varrimento de 1413 m². Integrado na primeira fase do Plano de Desenvolvimento de Energia Eólica dos Açores em 2002, o parque trabalha em regime de abandono e controlado e monitorizado remotamente. Este centro produtor teve uma contribuição de 16,8% [62] do consumo em energia eléctrica da ilha em 2008.



Figura 3.6 - Parque Eólico de Boca da Vereda.

O aumento de produção de ER depara-se com problemas ao nível da instabilidade dos SEE isolados e de fraca capacidade, que é o caso do PEBV, pelo facto de o recurso vento ser inconstante e imprevisível. A potência instalada é muito elevada face à energia consumida na hora de vazio, que pode andar entre 0,6 a 0,8 kW, o que origina nas noites de maior intensidade de vento reduções de fornecimento de potência por parte do parque eólico.

Para resolver o problema de variações de potência associadas à variabilidade do recurso eólico, evitando instabilidades no sistema electroprodutor foram instalados volantes de inércia, (Figura 3.7), com o objectivo de maximizar a penetração desta fonte de energia.

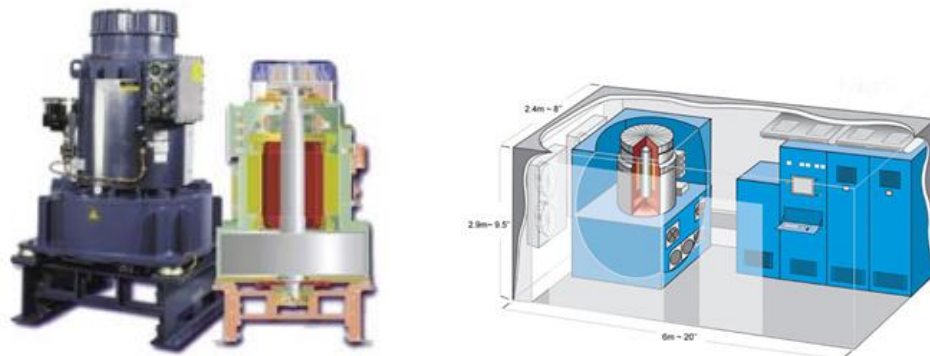


Figura 3.7 - Volantes de Inércia instalados na ilha.

Estes volantes de inércia têm como função armazenar a energia a mais, produzida pelo parque eólico, através da velocidade de rotação de uma grande massa, e libertar essa energia armazenada em alturas em que a rede permite aceitar essa acumulação e desta forma ultrapassar a instabilidade provocada pelo PEBV. O resultado da implementação desta solução fez com que em Outubro de 2009 a ilha fosse alimentada 12 dias só com ER.

3.4.1.3 - Estatísticas do Sistema de Geração

A potência total instalada na ilha tem cerca de 4,4 MW, de acordo com a Tabela 3.5. Verifica-se uma grande influência da produção com origem térmica, mais de metade da potência instalada. A contribuição de cada recurso utilizado para a geração de energia eléctrica está representada na Figura 3.8.

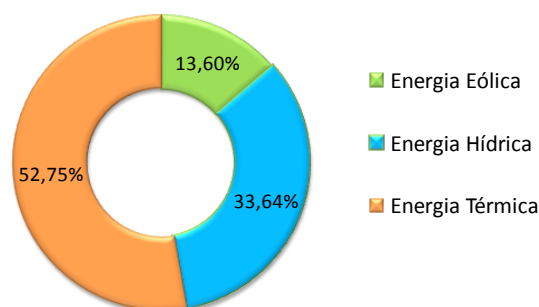


Figura 3.8 - Recursos utilizados para a produção de energia.

Os dados estatísticos relativos aos sistemas de produção da ilha, referentes ao ano de 2008, podem ser vistos na Tabela 3.6 [62], onde se pode verificar que aproximadamente 50% da energia produzida é de origem renovável.

Tabela 3.6 - Dados do sistema de produção.

Ponta [MW]	2008					2009	
	Vazio [MW]	Produção [GWh]	Produção Térmica [%]	Produção Hídrica [%]	Produção Eólica [%]	Produção Jan-Fev Térmica [%]	Produção Jan-Fev Renováveis [%]
2	0,8	11,6	51,8	31,4	16,8	30,3	69,7

Os diagramas de produção por tecnologia característicos, no ano de 2008 para a Ilha da Flores, são os verificados nas Figura 3.9, Figura 3.10 e Figura 3.11. É de salientar que este ano devido à pouca pluviosidade, o recurso hídrico foi pouco utilizado, quando comparado com outros anos. Para o nosso estudo é um cenário crítico que à partida iria ser considerado, sabendo da intermitência dos recursos renováveis.

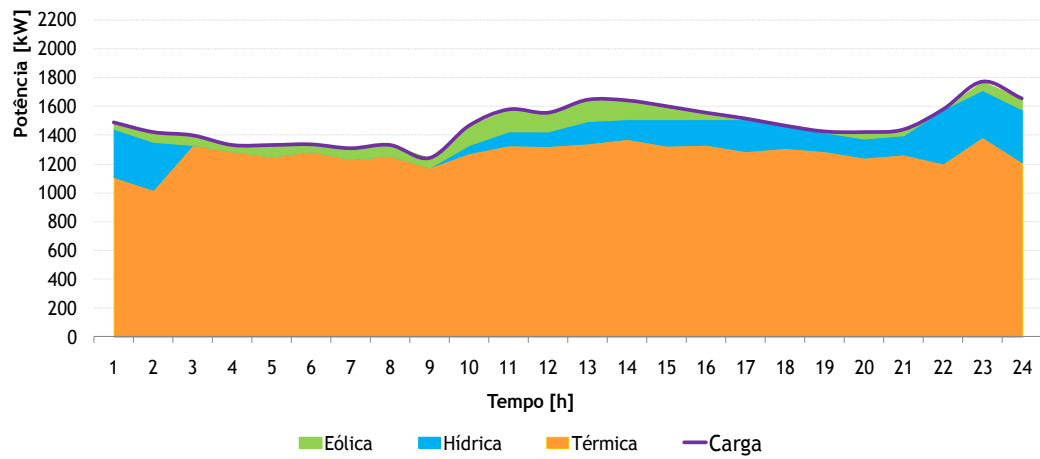


Figura 3.9 - Diagrama de carga característico - Verão (20/08/2008).

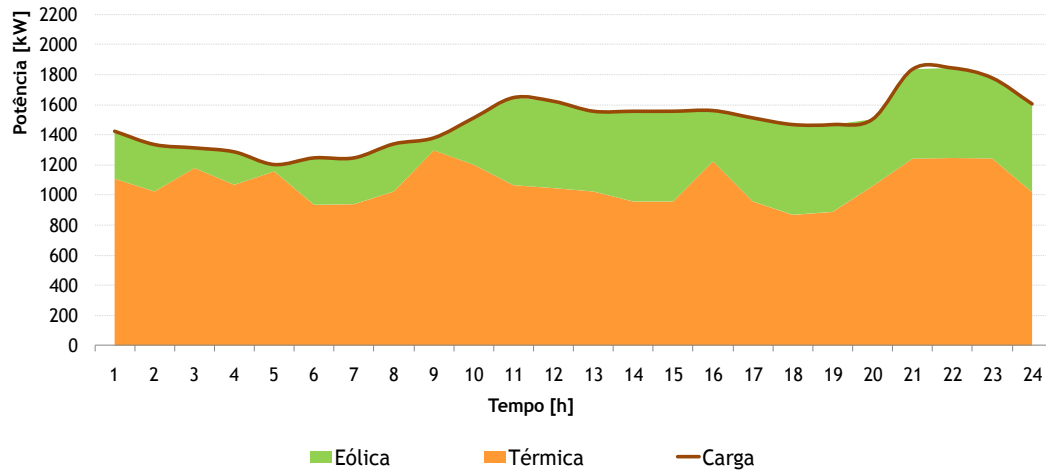


Figura 3.10 - Diagrama de carga característico - Outono (15/10/2008).

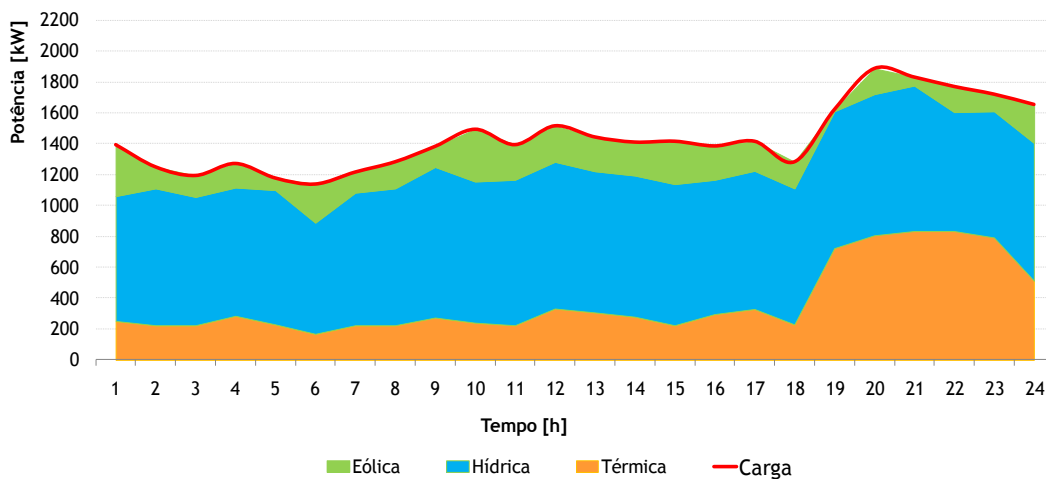


Figura 3.11 - Diagrama de carga característico - Inverno (17/12/2008).

3.4.2 - Rede de Distribuição

O Sistema eléctrico da Ilha das Flores possui duas subestações elevadoras, nomeadamente a Subestação de Além Fazenda (SEAF), afecta à Central Termoeléctrica/Hídrica, e a Subestação elevadora do Parque Eólico de Boca da Vereda (SEBV), através da qual é injectada a produção eólica na rede MT 15kV.

A rede de distribuição MT da Ilha das Flores é explorada com uma tensão de serviço de 15kV. Esta é responsável pela alimentação de toda a ilha, tendo origem na CTHAF. A SEAF é constituída por dois transformadores de 0,4 /15kV, com uma potência unitária de 2,5 MVA, perfazendo a potência instalada de 5 MVA. A SEBV é constituída por um transformador 0,4 /15kV e com 1,6 MVA de potência instalada. Todos os dados utilizados sobre a rede MT daqui para a frente referem-se à data de 31 Dezembro de 2008. A rede de distribuição de MT utilizada no estudo de integração de VEs na ilha é a da Figura 3.12.

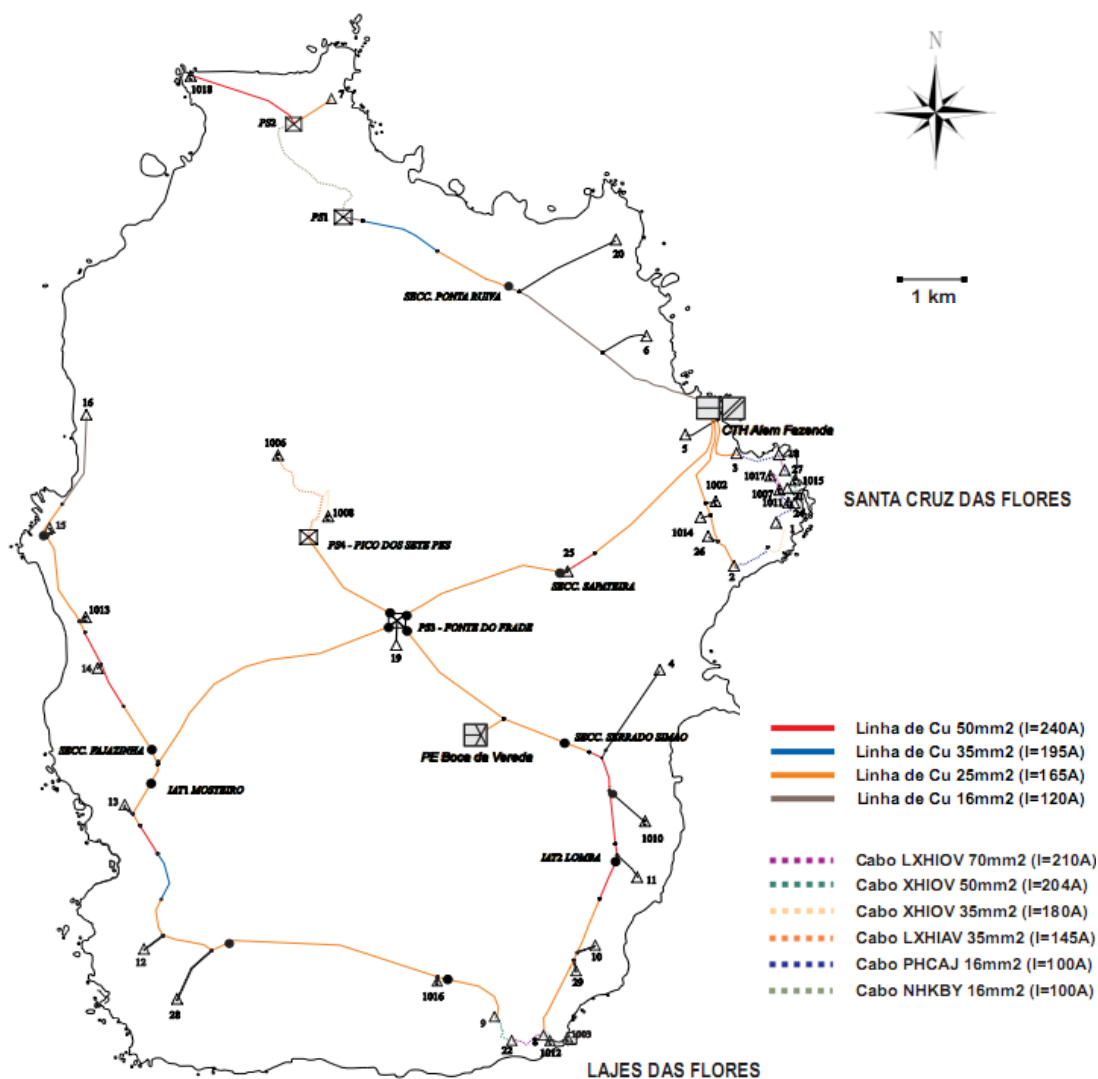


Figura 3.12 - Rede de distribuição MT Ilha das Flores [63].

As características da rede de distribuição podem ser vistas na Tabela 3.7, onde se verifica que a rede é repartida por uma rede aérea com 59,5 km e uma rede subterrânea com 12,7 km.

Tabela 3.7 - Características da rede de distribuição MT.

Saídas MT	Nível de Tensão [kV]	Extensão da Rede [km]			Postos de Transformação				# Total	Potên. Instalada Total S [kVA]
		Aérea	Subterrânea	Total	Distribuição (PTD)		Cliente (PTC)			
					#	S [kVA]	#	S [kVA]		
Santa Cruz I	15	3,49	1,46	4,96	3	980	2	260	5	1 240
Santa Cruz II	15	1,76	3,08	4,84	6	1 095	4	860	10	1 955
Lajes	15	42,51	5,73	48,23	15	1 550	7	1 220	22	2 770
Ponta Delgada	15	11,74	2,43	14,17	3	325	1	50	4	375
Total da Rede Distribuição MT		59,5	12,7	72,2	27	3 950	14	2 390	41	6 340

Aos 72,2 km de extensão da rede, encontram-se conectados 41 postos de transformação, com uma potência total instalada de 6,3 MVA [63].

A Figura 3.13 representa o esquema unifilar da rede de distribuição de MT da Ilha das Flores, utilizado no estudo de acordo com a seguinte topologia.

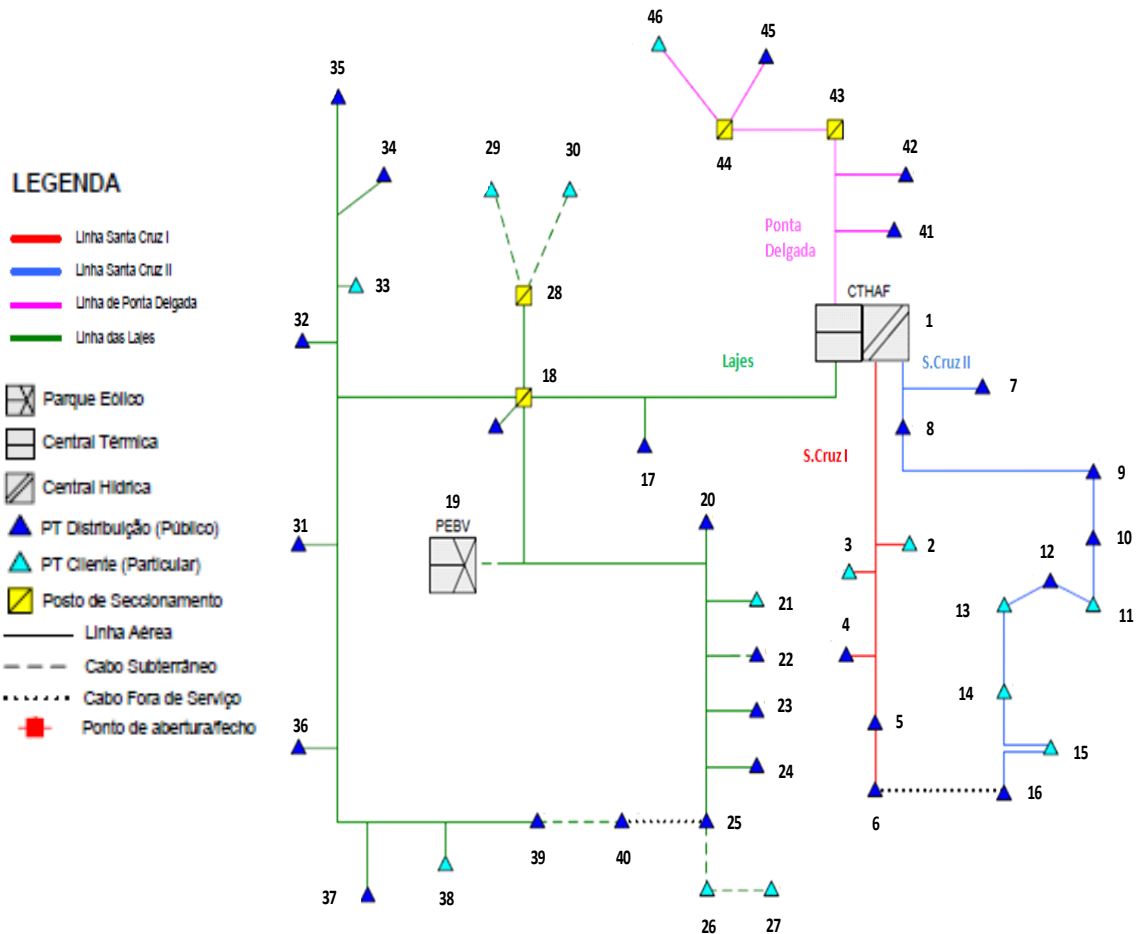


Figura 3.13 - Esquema unifilar da rede de distribuição de MT [63].

3.4.3 - Futuro do SEE da ilha, Investimentos Previstos e em Execução

Os investimentos em curso na Ilha das Flores totalizam um montante de 13,7 milhões de euros. Contemplam a construção da nova Central Térmica das Flores, que compreende a construção de um edifício para sala de máquinas, comando e controlo, subestação, parque de tanques de combustíveis e acessos, assim como o fornecimento de dois grupos geradores e respectivos equipamentos auxiliares. A central terá 5 grupos com uma potência total de 3,6 MW. De realçar também a construção do posto de seccionamento de Santa Cruz, a instalação de teleinterruptores na rede de 15 kV, a construção da saída a 15kV da nova central para as Lajes/Santa Cruz, bem como a 2ª fase da remodelação da rede subterrânea 15kV de Santa Cruz e a remodelação de diversas redes rurais.

Para o próximo quinquénio, ao nível de ERs, estão ainda previstos dois importantes investimentos em aproveitamentos hidroeléctricos, os quais permitirão aumentar a penetração de energia renovável na produção de electricidade para cerca de 87%.

O primeiro corresponde à construção de um aproveitamento do potencial hidroeléctrico da Ribeira Grande, situada na Fajãzinha, concelho das Lajes, cuja entrada em serviço está prevista para o ano de 2012. Para o efeito, será construída uma central equipada com dois grupos geradores de potência unitária de 550 kW, perfazendo um total de 1100 kW. A produção anual estimada para esta nova central é de 5,12 GWh. O investimento total é de 5,7 milhões de euros.

O segundo investimento deste género nesta ilha compreende a remodelação da actual Central Hidroeléctrica de Além Fazenda. Contudo, as obras em referência estão dependentes da conclusão da construção em curso da nova central termoeléctrica, já que esta se revela indispensável para assegurar o normal abastecimento da ilha, enquanto decorrem as obras de remodelação. Os objectivos desta são a optimização da conduta, a manutenção do actual grupo IV, a substituição dos três grupos geradores mais antigos por dois novos grupos e a automatização da central para permitir o funcionamento da mesma, em regime de condução não assistida. Como resultado destas acções, a central passará a dispor de uma potência total instalada de cerca de 1.616 kW e a sua produção anual será incrementada para um valor de cerca de 5,28 GWh. O valor total deste investimento ascende a 2,1 milhões de euros [64].

De acordo com estes novos investimentos e obras em curso, conclui-se que a potência total instalada, por todas as fontes de energia a usar no sistema electroprodutor nos próximos anos, vai atingir o valor de 6,9 MW. Na Figura 3.14, está discriminado o peso de cada recurso que ficará disponível após finalizadas as obras. Com base nestes dados, pode-se afirmar que a ilha nos próximos anos, na maioria dos meses, só vai depender de ERs, tendo em conta que a

hora de ponta é de cerca de 2 MW e a potência máxima instalada de origem renovável na ilha vai ser de 3,3 MW.

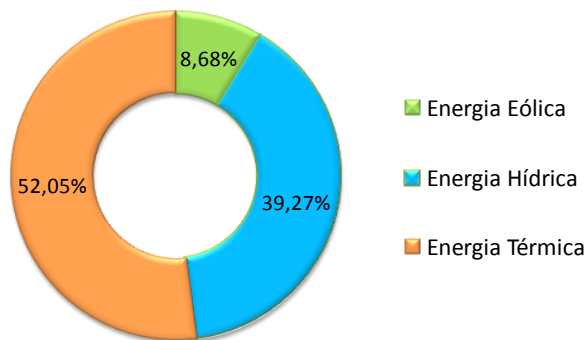


Figura 3.14 - Fontes de energia disponíveis nos próximos anos.

3.5 - Impactos Ambientais da Introdução de VEs na Ilha

O sector dos Transportes, segundo a Agência Europeia do Ambiente, consome um terço da energia gasta de todo o consumo final de energia e emite um quinto das emissões de GEE. O sector da Energia está, neste momento, sob o efeito de grande pressão para satisfazer as necessidades dos vários sectores de produtividade, que de ano para ano vem aumentando os seus consumos. A produção de energia através do recurso a energia primária de origem fóssil está a contribuir para a emissão de gases poluentes para a atmosfera [65]. Os dois sectores referidos estão a contribuir em grande parte para as alterações climáticas, danos nos ecossistemas naturais e a causar efeitos adversos à saúde Humana. Desde a década de 1990, que se tem vindo a verificar o aumento significativo das emissões de GEE e outros poluentes para a atmosfera de acordo com a Figura 3.15.

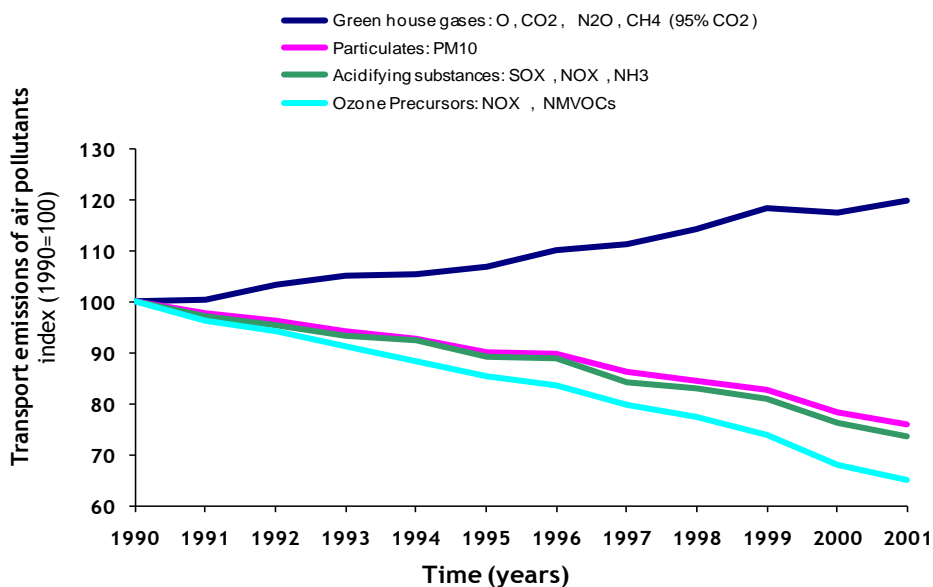


Figura 3.15 - Evolução da emissão de poluentes no sector dos transportes [65].

Com a introdução de VEs, levado a cabo por alguns países impulsionadores, surge uma mudança de paradigma no sector ambiental, devido à implementação de tecnologias com potencial para a redução das emissões de gases poluentes. O objectivo principal é procurar inverter a tendência progressiva, sobretudo do aumento das emissões de GEE.

3.5.1 - Metodologia de Cálculo dos Impactos Ambientais

3.5.1.1 - Sector Automóvel

Para a análise dos impactos ambientais levados a cabo pelo sector automóvel foi considerado um novo cenário de comparação entre veículos tradicionais e VEs, com o objectivo de verificar o impacto (ganhos) que a introdução dos VEs pode trazer ao meio ambiente da ilha. Para essa comparação, considerou-se a mesma quantidade de veículos (455, 50% do total), VEs e MCI. Na determinação das emissões do GEE enviado para a atmosfera, por parte dos MCI, foi considerado o valor médio de referência para cada veículo de, 138 gCO₂/km correspondente ao valor médio dos veículos de MCI vendidos em Portugal em 2008 [66].

Com base na Figura 3.4, curva cumulativa de distâncias percorridas, elaborou-se uma tabela com a energia consumida, emissões e custos com a introdução de 50% de VEs na Ilha das Flores. Esses resultados podem ser consultados no Capítulo 5, na subsecção 5.3.1, onde está descrita a energia consumida por ambas as tecnologias de veículos, as emissões e os custos totais da sua utilização para as distâncias percorridas diariamente pelos utilizadores dos veículos da ilha. As análises dos resultados podem ser consultadas na subsecção 5.5.6, Capítulo 5.

3.5.1.2 - Sector da Produção de Energia

O sector eléctrico, em especial o sector da produção de energia eléctrica, é responsável por parte significativa das emissões de CO₂, Dióxido de Enxofre (SO₂) e Óxidos de Azoto (NO_x), sendo estes os impactos de maior significado associados à produção de centrais termoeléctricas. No estudo em questão, vai ser feita uma análise só às emissões de CO₂, devido a este ser responsável por 95% das emissões de GEE de acordo com a Figura 3.15. As emissões específicas por tecnologia/combustível a utilizar pelos comercializadores destas regiões para efeitos de rotulagem de energia eléctrica são apresentadas na Tabela 3.8 [67]. A categoria Gasóleo * só se encontra disponível nas regiões Autónomas, de acordo com a

recomendação n.º 1/2008, nas regiões Autónomas, os respectivos comercializadores podem utilizar valores distintos dos referidos na Tabela 3.8, inclusivamente com distinção entre ilhas.

Tabela 3.8 - Emissões específicas por tecnologia/combustível [67].

Categoria	Descrição	Dióxido de Carbono	Dióxido de Enxofre	Oxidos de Azoto	RAA [$\mu\text{g}/\text{kW.h}$]
		CO ₂ [g/kW.h]	SO ₂ [g/kW.h]	NOx [g/kW.h]	
Hídrica	Centrais hídricas com o estatuto de produção em regime ordinário.	0	0	0	
Hídrica em regime especial	Centrais hídricas com o estatuto de produção em regime especial (PRE).	0	0	0	
Eólica	Centrais eólicas.	0	0	0	
Cogeração e microprodução	Centrais de cogeração com o estatuto de PRE e centrais de microprodução (Decreto-	547	1,79	1,59	
Gás Natural	Centrais de ciclo combinado a gás natural.	351	0	0,9	
Fuelóleo	Centrais térmicas convencionais a fuelóleo ou outro combustível alternativo.	777	3,05	2,11	
Carvão	Centrais térmicas de carvão independentemente da sua tecnologia.	916	9,33	2,97	
Geotermia	Centrais geotérmicas.	0	0	0	
Gasóleo*	Grupos geradores de ciclo diesel que funcionem a gasóleo ou fuelóleo.	696	3,14	15,79	
Outras	Outras tecnologias (resíduos, biomassa, fotovoltaica, maremotriz, etc).	0	0	0	
Nuclear	Centrais nucleares com tecnologia de fissão.				2799

Para o caso da ilha, utilizar-se-á o valor da Tabela 3.8, categoria Gasóleo, para determinar as emissões atmosféricas do GEE, CO₂. No ano de 2008, o dia em que foi necessário gastar mais energia de origem fóssil, foi o dia 20/08/2008, de acordo com o diagrama de cargas da Figura 3.9, onde está assinalada a produção de origem térmica usada para esse dia é de cerca de 86% do total.

A energia que a central térmica tem de produzir hora a hora, para satisfazer as necessidades dos 50% de VEs, está representada no gráfico da Figura 3.16.

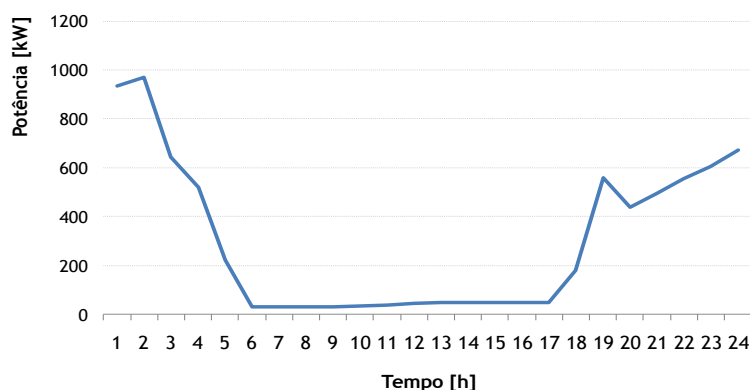


Figura 3.16 - Energia necessária para recarregar os VEBs durante as 24h.

Para além da análise do impacto da penetração dos VEs, em termos de indução das emissões por parte da CTAF, para o dia 20/08/2008 (Pleno Verão), o mesmo foi feito para o dia onde a ponta de carga é maior, 17/12/2008 (Inverno), para efeitos de comparação. Os

resultados da utilização desta metodologia poderão ser consultados no Capítulo 5, na subsecção 5.3.2, e as análises na subsecção 5.5.6.

3.6 - Impactos Económicos da Introdução de VEs na Ilha

Os impactos económicos vão ser significativos para os utilizadores de veículos automóveis que aderirem aos VEs, devido ao facto do custo da energia ser mais barata do que a dos combustíveis fósseis utilizada nos MCI. No sector da produção de energia eléctrica, vai-se assistir a um aumento dos gastos com combustíveis fósseis para poderem produzir energia para alimentar estas novas cargas. Na subsecção seguinte, vai ser discriminada a metodologia a adoptar para determinar os impactos económicos no sector automóvel e no sector da produção de energia eléctrica.

3.6.1 - Metodologia de Cálculo dos Impactos Económicos

3.6.1.1 - Sector Automóvel

Para a determinação da energia necessária para pôr em movimento, os veículos num determinado cenário e os custos a afectar aos utilizadores de MCI e VEs pela utilização dessa energia, foi necessário definir um conjunto de valores de referência para as seguintes variáveis: para a energia consumida pelos VEBs considerou-se um valor de 0,16 kWh/km. Para os MCI considerou-se um consumo de 6l/100 km. O custo da energia para os VEs foi constante ao longo do dia 0,13 €/kW e para os veículos de MCI considerou-se um valor de 1,20 €/l.

O cenário a utilizar no estudo de impacto em termos económicos consistiu em considerar o mesmo número de veículos de MCI e VEs para efeitos de comparação. Os resultados da aplicação deste cenário podem ser vistos no Capítulo 5, na secção 5.4, e as análises a esses resultados na subsecção 5.5.6.

3.6.1.2 - Sector da Produção de Energia

Para se poder ver o maior impacto diário em termos económicos no sector da produção, devido ao aparecimento destas novas cargas, considerou-se o dia 20/08/2008, em que a produção de energia térmica representou 86% de peso na energia fornecida nesse dia. Assim, para se ficar a saber o incremento de custos de produção da actual carga e da introdução da carga dos VEBs num determinado cenário, é necessário conhecer as características dos grupos térmicos da CTAF (Tabela 3.9).

Tabela 3.9 - Caracterização dos grupos térmicos instalados CTAF.

Entrada em serviço	1966			
Potência Total instalada	2310 [kW]			
Número de grupos	4			
Combustível	Gasóleo			
Grupos	Grupo 7 e 8	Grupo 9	Grupo 10	Potências
Gerador	MARKON-BR906B	STAMFORD-SC736	SR4B	Alcançadas por
Motor	CATERPILLAR D398 BPC CA	CATERPILLAR D398 BPC C	CATERPILLAR 3512B TA	consumo
Potência Nominal [kW]	500	500	810	
Consumo específico [g/kW.h]				
100%	230	230	196	2310
75%	238	238	195	1733
50%	244	244	202	1155

Para se determinar o volume de gasóleo que os grupos gastam, considerou-se que as máquinas trabalhavam a 75%, com um consumo específico médio em todos os grupos de 224 g/kW. O preço do gasóleo para a Ilha das Flores é de 0,517 €/l. O cenário adoptado para a determinação dos custos de produção é o cenário 4.

Os resultados da aplicação deste cenário podem ser vistos no Capítulo 5, na subsecção 5.4.2, e as análises na subsecção 5.5.6.

3.7 - Resumo e Principais Conclusões

Neste capítulo, foram estudados os padrões de mobilidade dos residentes na ilha, com o objectivo de perceber as necessidades futuras de energia para um determinado dia, considerando que todos os veículos se movimentam nesse dia.

Caracterizaram-se detalhadamente as infra-estruturas do seu SEE e abordaram-se os objectivos futuros para a ilha, que se propõem tornar a ilha 100% renovável, o que permitirá brevemente elevar a ilha à categoria de Ilha Verde nos próximos anos, tendo em conta os investimentos previstos e obras em curso.

Foram também abordadas as metodologias a utilizar na ilha para identificar os impactos em termos ambientais e económicos que serão resultantes da integração de VEs, quer no sector dos transportes, quer no sector da produção de energia eléctrica.

Capítulo 4

Modelização do Comportamento dos VEs

No Capítulo 3, foram abordados os padrões de mobilidade, a caracterização da rede do SEE e os planos futuros para tornar a Ilha das Flores 100% renovável. Neste capítulo, vai ser feita referência de uma forma detalhada, às estratégias de carregamento a implementar de forma a maximizar a integração de VEs, sem necessidade de reforço dos SEE, utilizando as estratégias referidas na secção 2.4.1, Capítulo 2.

4.1 - Introdução

Como se sabe, as redes de Transporte e de Distribuição dos SEE foram desenhadas e optimizadas para suportar as diversas cargas dos locais de alimentação, fornecendo a energia com elevados níveis de fiabilidade e eficiência.

A mudança de paradigma da mobilidade faz com que futuramente os veículos com MCI venham a ser progressivamente substituídos por VEs. Como descrito anteriormente, o incremento deste tipo de veículos acarreta impactos importantes sobre os SEE, devido ao facto de surgirem novas cargas. Este tipo de cargas traz uma nova preocupação para o planeamento e expansão da rede [2], [52]. Essa preocupação está relacionada com a incerteza de ocorrência dos carregamentos e local onde serão feitos. Face a estas incertezas, depara-se com um problema crítico, que precisa de ser considerado para garantir o funcionamento eficiente do SEE.

Os possíveis impactos resultantes da integração em larga escala de VEs nas redes, já referidos na secção 2.4.1, Capítulo 2, são: perfis de tensão, congestionamentos nas linhas e perdas nas linhas. Todo este tipo de impactos, referidos anteriormente, está dependente das

taxas de penetração e de estratégias de carregamento adoptadas para que sejam evitados investimentos avultados nos reforços ou alterações dos SEE, já numa fase inicial da penetração de VEs [3].

De forma a evitar possíveis anomalias nas condições de operação da rede, foram identificadas três estratégias de carregamento com potencial de aplicação ao caso da Ilha das Flores, à semelhança do enunciado na secção 2.4.1: Livre, Tarifa Bi-Horária e Inteligente.

4.2 - Estratégias de Carregamento de VEs

Para iniciar a definição das estratégias de carregamento dos VEs, passíveis de vir a ser utilizadas na Ilha das Flores, é necessário identificar um conjunto de variáveis chave e procedimentos necessários a ter em conta, para que os objectivos do estudo sejam alcançados.

Variáveis:

- 1ª - Tipo de rede e tipologia a analisar;
- 2ª - Identificação do dia com maior consumo no ano e respectivo diagrama de cargas;
- 3ª - Número total de veículos de MCI da ilha;
- 4ª - Tecnologias de VEs a considerar;
- 5ª - Taxa de conversão de veículos de MCI, para VEs;
- 6ª - Nível de potência de carregamento a considerar por tecnologia;
- 7ª - Tempo de carga a considerar;
- 8ª - Cenários a considerar.

Procedimentos:

A avaliação dos impactos (em regime permanente) resultantes da integração de VEs na Ilha das Flores pode ser feita por recurso ao estudo dos fluxos de potência que ocorrem no sistema para cada um dos cenários a considerar. Para o estudo dos fluxos de potência, foi necessário desenvolver em ambiente MatlabTM a programação de algumas funções que complementam o módulo de análise de SEE Matpower, de forma a permitir a análise das condições de operação da rede eléctrica da Ilha das Flores. O Interface com o utilizador, ao nível de fluxos de potência, está descrito no Apêndice B.

4.2.1 - Planeamento

4.2.1.1 - Caracterização das Variáveis Chave

Para que se possam utilizar as estratégias de carregamento, há necessidade de caracterizar um conjunto variáveis chave, enumeradas na secção 4.2. A 1ª variável a analisar consiste em identificar que tipo de rede e tipologia vai ser objecto de estudo, se é uma rede de BT ou MT. No caso da Ilha das Flores, trata-se de uma rede de distribuição radial descrita na subsecção 3.4.2, (Figura 3.10). Neste tipo de rede, tipicamente podem existir dois problemas: 1º - congestionamentos, junto à zona das saídas dos centros electroprodutores, onde podem aumentar significativamente; 2º - o nível de tensão nos nós nos extremos das saídas pode diminuir, isto porque é expectável que os valores variem consoante o nível de carga que é solicitado em todo o ramo. A tensão especificada para a rede é de 1p.u. A 2ª variável consiste em identificar o dia do ano, em que a rede do SEE a analisar teve a maior ponta. No estudo, foi considerado o dia 17/12/2008, às 20h, de acordo com o diagrama de carga normalizado (Figura 4.1).

A razão desta escolha está relacionada com a análise do comportamento da rede do SEE, quando sujeita à introdução de novas cargas nesse dia e hora. A energia consumida neste dia correspondeu a 34,6 MWh, tendo a ilha consumido no ano de 2008, 10,5 GWh.

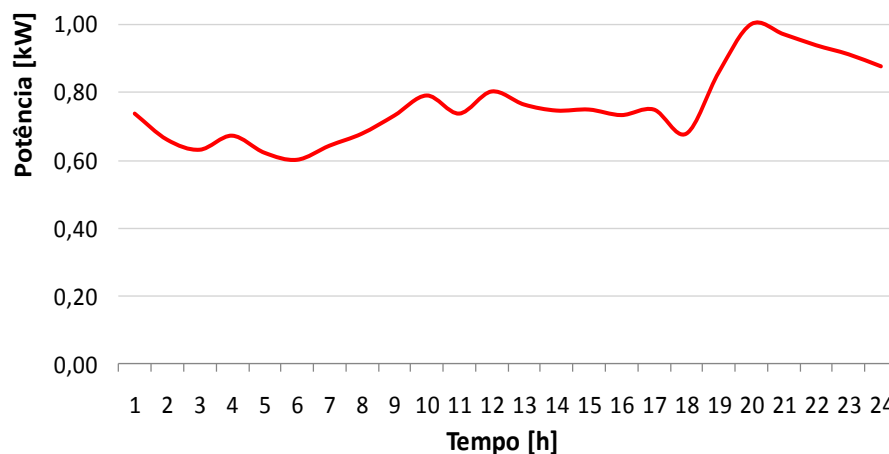


Figura 4.1 - Diagrama de carga normalizado - Inverno (17/12/2008).

A 3ª variável consiste em identificar o número de veículos de MCI existentes na ilha, conforme descrito na secção 3.3, Capítulo 3, num total de 1966 com MCI. Este valor vai ser o ponto de partida para criar os cenários de penetração na subsecção seguinte. A 4ª variável está relacionada com as tecnologias de VEs passíveis de serem utilizadas no local descritas na subsecção 2.3.1, Capítulo 2. O veículo eléctrico considerado foi o VEB com uma capacidade de armazenamento 16 kWh. A escolha desta tecnologia está relacionada com as pequenas distâncias que os UVE vão efectuar, logo têm pequenos consumos, o que abre aqui uma

oportunidade para utilizar os VEBs como fonte de armazenamento. A 5ª variável está relacionada com a taxa de penetração/conversão de veículos de MCI para VEBs. A 6ª variável consiste em definir a potência disponível para carregar na habitação que, no caso, foi considerado o valor de 4kVA da potência instalada. A 7ª variável é uma das variáveis chave mais importante, no sentido em que pode influenciar maiores ou menores impactos nos SEE. Para a ilha foi considerado o tempo de recarregamento para cada VEB de 4 horas. A 8ª consiste em construir cenários que permitam ver o comportamento da rede quando sujeita a esses mesmos cenários que serão descritos na subsecção seguinte.

Na avaliação de impacto considerou-se que todos os VEBs carregam no mesmo dia em casa, com o objectivo de causar o maior impacto no SEE, e assim perceber o seu comportamento perante essas novas cargas, apesar de se saber que a fonte de energia indicada daria para 2 a 3 dias de utilização, considerando as características de mobilidade identificadas para a ilha na secção 3.3, Capítulo 3.

No estudo foi considerado o seguinte pressuposto: os VEBs iniciam a sua carga a partir das 17h, hora a partir da qual os carros normalmente começam a chegar a casa e podem iniciar logo o carregamento. Para a determinação da percentagem de veículos parados diariamente, considerou-se que os carros só se deslocam dentro do concelho, de acordo com os dados de mobilidade dos censos 2001, apresentados na Tabela 3.1 e Tabela 3.2. As distâncias percorridas pelos veículos, iguais ou inferiores a 6 km, são considerados como parados. A partir destas considerações foi construída a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Percentagem de veículos parados e em viagem ao longo das 24h.

Localidades	Km´s Interior concelho	Peso [%]	Parados [%]	Viagem [%]	# Carros parados	# Carros viagem
Santa Cruz das Flores	2	27,0%	27,0%		531	
Fazenda Santa Cruz	6	5,9%	5,9%		115	
Monte	2	7,0%	7,0%		139	
Pedreira Vales Reside	2	1,4%	1,4%		27	
Ribeira dos Barqueiro	2	6,4%	6,4%		126	
Rua Boavista	2	5,5%	5,5%		107	
Ponta Delgada	44	12,8%		12,8%		252
Cedros	14	2,9%		2,9%		57
Ponta Ruiva	24	1,1%		1,1%		21
Caveira	14	2,2%		2,2%		43
Lomba	11	3,5%		3,5%		70
Fazenda	6	4,9%	4,9%		96	
Lajes das Flores	2	10,0%	10,0%		197	
Costa	18	0,9%		0,9%		18
Lajedo	18	1,1%		1,1%		22
Mosteiro	20	1,0%		1,0%		20
Fajãzinha	30	2,1%		2,1%		42
Fajã Grande	36	3,8%		3,8%		75
Ponta Fajã	40	0,4%		0,4%		8
Totais		100%	68%	32%	1338	628

Conclui-se que aproximadamente 32% dos veículos da ilha fazem viagens diariamente. Na Figura 4.2, pode-se verificar o comportamento dos veículos parados e em viagem ao longo das 24h, bem como a evolução da percentagem de carros que iniciam o carregamento a partir das 17h, após terem realizado as suas viagens. O andamento da curva em % carros a carregar hora a hora, servirá de base ao estudo das estratégias de carregamento que serão apresentadas mais adiante, nas subsecções 4.2.2, 4.2.3 e 4.2.4.

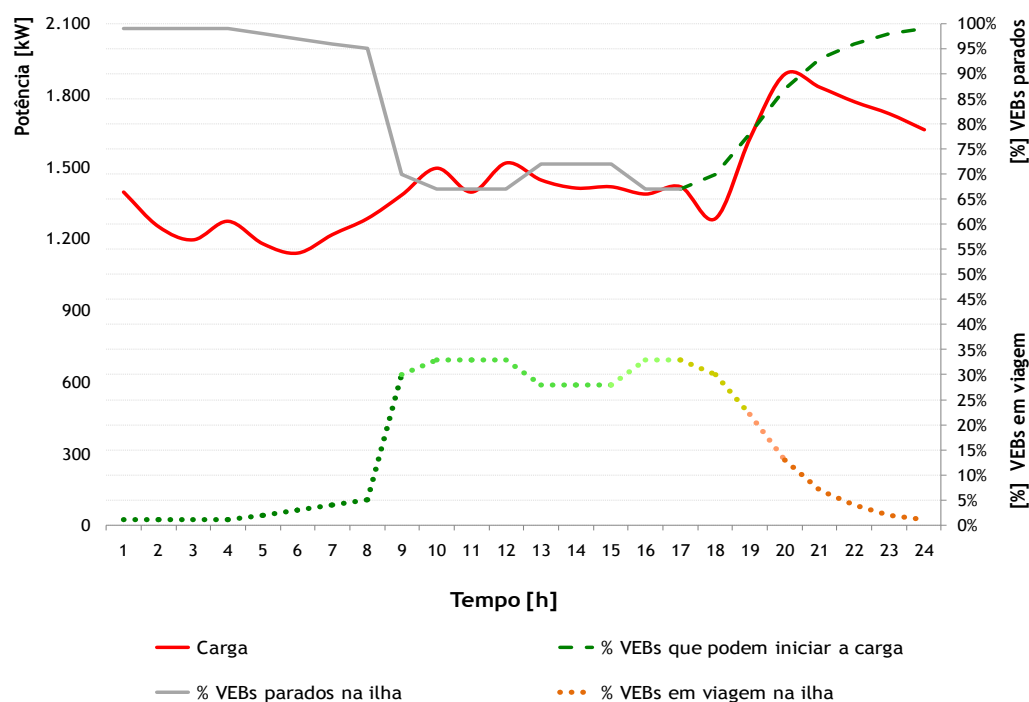


Figura 4.2 - Comportamento dos carros parados e em viagem.

4.2.1.2 - Caracterização dos Procedimentos a Realizar

O objectivo principal do estudo de impacto de integração de VEBs em redes isoladas é obter informação sobre o número máximo de VEBs que podem ser integrados na rede sem ultrapassar os seus limites de funcionamento, quando aplicadas as estratégias de carregamento a diversos cenários. Os cenários considerados encontram-se na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Cenários a considerar para o estudo.

Cenário	Descrição dos cenários				
	0	1	2	3	4
Nº de veículos	1966	1966	1966	1966	1966
VEB [%]	0%	5%	15%	30%	50%
Energia consumida [MWh]	34,6	35,2	36,8	39	41,8

Estes cenários serão a base para a avaliação dos impactos resultantes da integração de VEBs, feita por recurso ao estudo dos fluxos de potência. Com base nos cenários, foi feita a distribuição das cargas dos VEBs pelos postos de transformação, tendo em conta a Tabela 3.1,

onde está identificado o número de veículos totais do tipo MCI existentes na ilha por cada freguesia e lugar. A carga associada aos VEBs por zona foi afectada só a postos de transformação de distribuição, pelo facto de se considerar que os VEBs só carregam em casa. Para a obtenção dos fluxos de potência da rede nas 24 horas, quando aplicado um cenário de penetração/conversão de MCI para VEBs utilizando uma qualquer estratégia de carregamento, é necessário actualizar o número de veículos por freguesia e lugar em função do cenário que estiver a ser considerado para o efeito.

A energia necessária para recarregar os VEBs é determinada de acordo com o comportamento de mobilidade descrito na secção 4.3 (Tabela 4.1) e (Figura 4.2) onde o mesmo pode ser observado. Aí identificou-se que cerca de 32% dos utilizadores de veículos da ilha estão em viagem e os restantes estão parados. Com base nesta condição, determina-se a potência a alocar a cada posto de transformação, função do total de energia diária obtida por estratégia de carregamento que será discriminada mais adiante.

Após a determinação da contribuição da carga dos VEBs, mais a taxa de utilização da carga do diagrama, a cada hora por posto de transformação, submete-se esses dados através de funções desenvolvidas para o efeito no ambiente MatlabTM / módulo de análise de SEE Matpower, de forma a permitir a análise das condições de operação da rede eléctrica da Ilha das Flores. As variáveis a observar nesta análise foram: níveis de tensão em todos os nós da rede, congestionamentos dos ramos e perdas diárias. Todas estas análises podem ser vistas com detalhe por estratégia de carregamento no Capítulo 5.

4.2.2 - Livre

Quando se fala em estratégia de carregamento Livre, significa que o utilizador do VE tem a liberdade de efectuar o carregamento do mesmo quando pretender, sem que haja algum tipo de restrição ou limitação a esse procedimento. Este tipo de carregamento poderá acontecer para carregar as baterias na totalidade ou parcialmente durante um determinado período de tempo, dependendo da potência disponível para o efeito no local de carga. Tendo em conta que não existem neste momento sistemas de contagem inteligentes que permitam outra tomada de decisão programada por parte do utilizador, será, numa primeira análise, uma estratégia com elevada possibilidade de vir a ser adoptada, pelo menos numa fase inicial. Os utilizadores deste tipo de estratégia não têm nenhum incentivo para efectuar os seus carregamentos em determinado período do dia, nem informação de como se devem comportar em resposta a eventuais solicitações do operador de rede, no sentido de permitir uma gestão mais eficiente da mesma. Um dos comportamentos previsíveis na grande maioria dos casos, é que os utilizadores vão iniciar os carregamentos após a realização de uma viagem ou sempre que cheguem no final do dia a casa. A utilização deste tipo de estratégia sem

controlo no carregamento é particularmente importante, pois proporciona uma medida para a avaliação da eficácia de outras estratégias de carregamento que possam ser utilizadas [3],[68].

Do ponto de vista do comportamento do sistema eléctrico, a implementação deste tipo de estratégia tem por objectivo identificar o máximo número de VEBs, passíveis de serem integrados na rede. Para tal, e mediante um processo iterativo de incremento sucessivo aumentando do valor da carga através de incrementos da taxa de penetração de VEBs, é analisado o comportamento do sistema até que uma violação seja detectada (por limite de tensão, por congestionamento de um ramo da rede ou por limitações de produção). Este estudo será utilizado como referência de análise, tendo por objectivo uma comparação de performance de utilização de várias alternativas relativas a estratégias de integração de VEBs que seguidamente serão também descritas. É importante referir que, em qualquer dos casos, pretende-se garantir que limitações da rede existente são respeitadas, de tal forma que se pretende maximizar a integração de VEBs, mediante exploração de recursos existentes.

4.2.3 - Tarifa Bi-Horária

Esta estratégia de carregamento está dependente da implementação de políticas tarifárias diferenciadoras da venda da energia a clientes finais em função do período horário em que esse consumo ocorra. Assim, a criação de políticas tarifárias desta natureza tem por objectivo efectuar uma modulação do consumo por intermédio do preço.

Tendo em conta o regime tarifário actualmente em vigor na Região Autónoma dos Açores, os dados da Tabela 4.3 contêm os períodos horários em vigor para 2010, em termos de Tarifa Bi-Horária. Este sistema tarifário contempla os seguintes períodos: horas fora do vazio (Horas de ponta, Horas de Cheias) e horas de vazio (Vazio Normal e Super Vazio). Desta tabela, depreende-se que o utilizador pode contratualizar a modalidade tarifária que melhor se ajuste às características do seu perfil de consumo [69].

Do ponto de vista do comportamento do sistema eléctrico, a implementação deste tipo de estratégia tem por objectivo identificar o máximo número de VEBs, passíveis de serem integrados na rede. Para tal, de forma semelhante ao procedimento adoptado na estratégia Livre, é feito também um processo iterativo de incremento sucessivo, aumentando o valor da carga através de incrementos da taxa de penetração de VEBs, é analisado o comportamento do sistema até que uma violação seja detectada (por limite de tensão, por congestionamento de um ramo da rede ou por limitações de produção). Esta estratégia permite atrasar o início do carregamento por parte dos utilizadores que aderirem a esta modalidade de acordo com o período horário contratualizado. O benefício desse atraso é económico para o cliente e para o

operador de rede traz-lhe a possibilidade de melhorar o factor de carga. No caso da ilha, como se poderá ver no Capítulo 5, a Tarifa Bi-Horária vai permitir em pequenas taxas de penetração, melhores resultados em todos os indicadores a avaliar.

Tabela 4.3 - Períodos horários, das tarifas na RAA para 2010.

Ciclo diário RAA				
Horas	Para todos os fornecimentos		Opcional para MT e BTE	
	Inverno	Verão	Inverno	Verão
Ponta	09H30 às 11H00	09H00 às 11H30		09H00 às 11H30
	17H30 às 20H00	19H30 às 21H00	17H00 às 21H00	19H30 às 21H00
Cheias	08H00 às 09H30	08H00 às 09H00	08H00 às 17H00	08H00 às 09H00
	11H00 às 17H30	11H30 às 19H30	21H00 às 22H00	11H30 às 19H30
	20H00 às 22H00	21H00 às 22H00		21H00 às 22H00
Vazio Normal	22H00 às 01H30	22H00 às 01H30	22H00 às 01H30	22H00 às 01H30
	05H30 às 08H00	05H30 às 08H00	05H30 às 08H00	05H30 às 08H00
Super Vazio	01H30 às 05H30	01H30 às 05H30	01H30 às 05H30	01H30 às 05H30

Inverno - do último Domingo de Outubro ao último Domingo de Março

Verão - do último Domingo de Março ao último Domingo de Outubro

4.2.4 - Carregamento Inteligente

A implementação de uma estratégia de carregamento Inteligente pressupõe a existência de um sistema de gestão activo da rede, à semelhança do que já havia sido referido no âmbito do projecto IG, e que será igualmente responsável pela gestão do carregamento dos VEBs, tendo em consideração as especificidades da rede. Esta infra-estrutura de gestão monitoriza todos os elementos conectados à rede e o seu estado de exploração, utilizando conceitos de gestão do tipo MR e MMR referidas na secção 2.4.2.1 e 2.4.2.2, Capítulo 2 [5], [49], [70]. Este tipo de solução de gestão permite o uso mais eficiente dos recursos disponíveis em cada momento, permitindo[3]:

- O controlo da variação do perfil da tensão;
- A prevenção de congestionamentos;
- A minimização das perdas nas linhas;
- O controlo de possíveis aumentos de carga superiores aos recursos instalados;
- A maximização da utilização de ER, deslocando a carga para horas em que a sua predominância é significativa;
- Num futuro próximo prestar serviços auxiliares através de reservas estratégicas;
- Contribuir para melhorias em termos ambientais, quer no sector da energia quer no dos transportes.

A implementação de uma estratégia Inteligente de carregamento tem por objectivo a gestão eficiente da carga das baterias dos VEBs, tendo em consideração que o carregamento destas pode iniciar-se imediatamente após a ligação à rede, ou, em determinadas situações, pode sofrer um adiamento temporal, em função de:

- Disponibilidade de recursos;
- Estados de exploração da rede;
- Solicitações específicas, definidas por parte do utilizador do VE (por exemplo, necessidade de garantir um determinado estado de carga da bateria num determinado momento do dia);
- Acordos escritos feitos entre entidades e o comercializador do tipo contrato bilateral em que o cliente com este tipo de contrato tem prioridade face a outros (exemplo Bombeiros, Polícia, Emergência médica).

Com base nestes princípios gerais, a gestão do carregamento das baterias passa para a responsabilidade do Comercializador/Distribuidor/AGR de energia eléctrica, sem que o utilizador tenha qualquer preocupação em termos de períodos horários e tarifários [50].

Uma abordagem de optimização destes princípios gerais foi adoptada para explicar a racionalização da estratégia de carregamento Inteligente, onde a maximização de integração de VEBs é o objectivo principal. A estratégia de optimização é descrita na expressão (4.1).

$$\text{Maximização } VEBs = T_{penetração,y} \times \#VMCI, y \in [1\%, 100\%]$$

Sujeita às restrições:

$$\#VEBs_{carregar,t} = T_{chegada,t} \times T_{penetração,y} \times \#VMCI$$

$$E_{k,\Delta t}^{VEB} = E_{k,\Delta t}^{RequeridaVEB}, K \in [1, \#VEBs_{carregar,t}]$$

(4.1)

$$\sum_{j=0}^3 P_{CFV,t} \leq P_{insttérmica}$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, i \in [1, 46]$$

$$S_j \leq S_j^{\max}, j \in [1, m]$$

Onde:

$T_{penetração,y}$	taxa de penetração a considerar;
$\#VMCI$	número de veículos com MCI existentes na ilha;
$\#VEBs_{carregar,t}$	número de veículos que chegam para carregar na hora (t);

$T_{\text{chegada}, t}$	taxa de chegada dos veículos para carregar na hora (t);
$E_{k,\Delta t}^{VEB}$	nível de energia da bateria no final da ligação, num período Δt (4h);
$E_{k,\Delta t}^{\text{RequeridaVEB}}$	nível de energia requerida pela bateria no final da ligação, período Δt (4h);
P_{CFV} ,	é a potência final, do conjunto de carros que já carregaram a cada hora;
$P_{\text{insttérmica}}$	é o limite da potência instalada de origem térmica;
m	é o número de ramos da rede;
V_i	é a tensão no barramento (i);
$V_i^{\text{min}}/V_i^{\text{máx}}$	são o valor da tensão mínimo e máximo no barramento (i);
$S_j, S_j^{\text{máx}}$	é a potência aparente que flui no ramo (j) e a máxima que pode fluir nele;
v	representa os veículos com (v) horas de carga;
t	hora em análise (t).

Para além desta abordagem de optimização, outros aspectos poderão ser criados para aumentar a flexibilidade da estratégia, dando a possibilidade ao utilizador por exemplo, em situações de urgência, poder decidir a interrupção imediata desta estratégia para iniciar outra. Este tipo de solicitação pode ocorrer em caso de necessidade imediata de energia em que o VEB poderá estar em modo de espera para carregar. Exemplo: um VE não está carregado nem vai ser carregado na próxima hora e precisa de cerca de 2 kW para percorrer 20 km. Perante tal acontecimento, o sistema de gestão inteligente deverá estar preparado para receber solicitações especiais deste tipo, através de portal Electrónico/Mensagens curtas/Carregador, no qual irá ser solicitada a identificação do VE para que o modo de carregamento passe a ser outro naquele momento.

Na subsecção seguinte, vai ser apresentada de forma detalhada as metodologias de controlo Inteligentes usadas para a maximização de integração de VEBs, permitindo o uso eficiente dos recursos disponíveis nas redes dos SEE.

4.2.4.1 - Metodologias de Controlo Inteligente de VEBs

4.2.4.1.1 - Para a Primeira Hora (t)

À semelhança das outras estratégias, considerou-se que cada VEB vai demorar a carregar 4 horas e que iniciam o carregamento a partir das 17h de acordo com a curva de VEBs, que podem iniciar a carga (Figura 4.3). Durante a investigação e após alguns testes de incrementação da carga por variação da taxa de penetração, constatou-se através da análise de fluxos de potência o seguinte: a rede ao nível dos principais indicadores não tem problemas, porque as tensões os congestionamentos e as perdas estão sempre dentro dos padrões limites de acordo com a norma EN50.160.

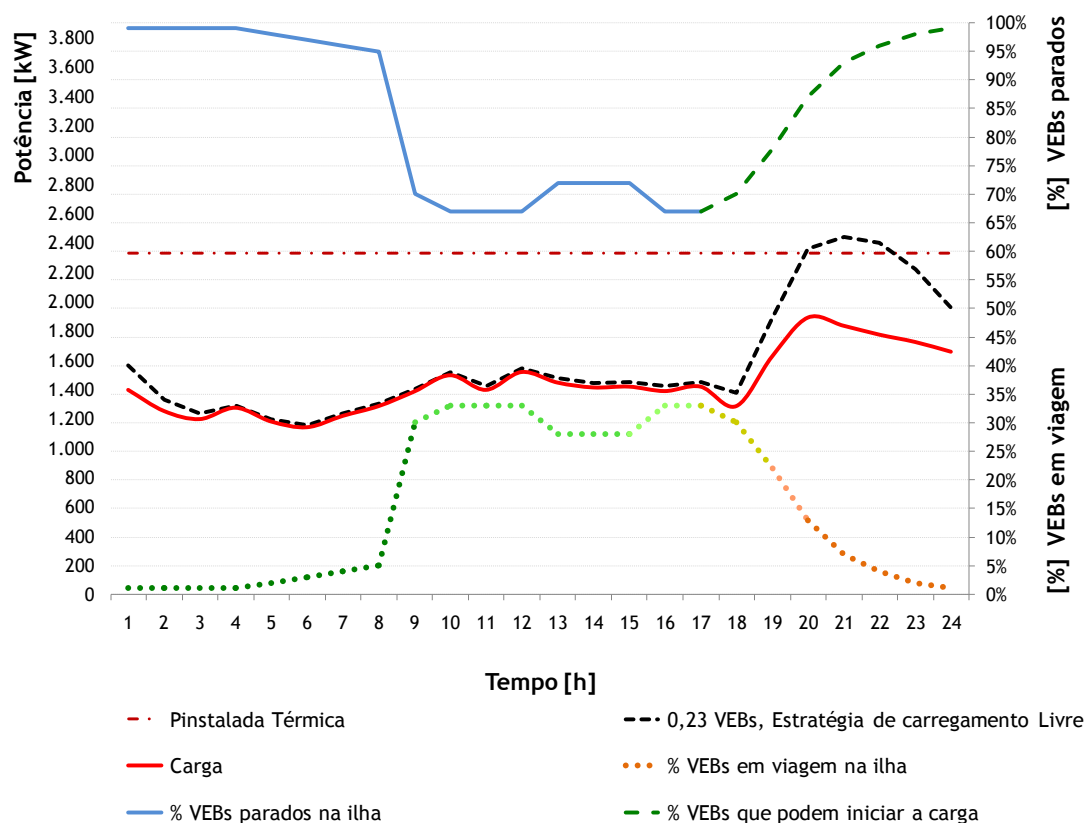


Figura 4.3 - Curva de VEBs em viagem e VEBs parados.

Com base nessa constatação e olhando para os diagramas de carga característicos de 2008, sobretudo o de 20/08/2008, onde se constata que 86% da energia produzida é de origem térmica (Figura 3.9) e sabendo que os recursos renováveis instalados na ilha são intermitentes, podendo não existir mesmo durante horas ou dias, identificou-se o limitador à integração de VEBs no SEE da ilha. Trata-se da CTAF, esta tem um limite de fornecimento 2327 kW.

Na Figura 4.3, está representado um dos testes efectuados para identificar a limitação à integração de VEBs na rede através da estratégia de carregamento Livre. Para isso, procedeu-se ao aumento da taxa de penetração de VEBs como referido na secção 4.2.1 até 23%. Como se pode verificar a carga às 20h é superior à potência disponível na geração, assim conclui-se que todos os veículos que necessitassem de carga, o sistema não os ia conseguir alimentar.

Face ao exposto, surge então a necessidade de utilizar estratégias Inteligentes de carregamento para evitar investimentos nos SEE. Para aplicar a estratégia de carregamento Inteligente é necessário determinar o número de carros que vão carregar na primeira hora (t). Para isso começa-se por determinar primeiro o número de carros que vão chegar para carregar de acordo com o perfil da curva da Figura 4.4 ou através do exemplo da Figura 4.3.

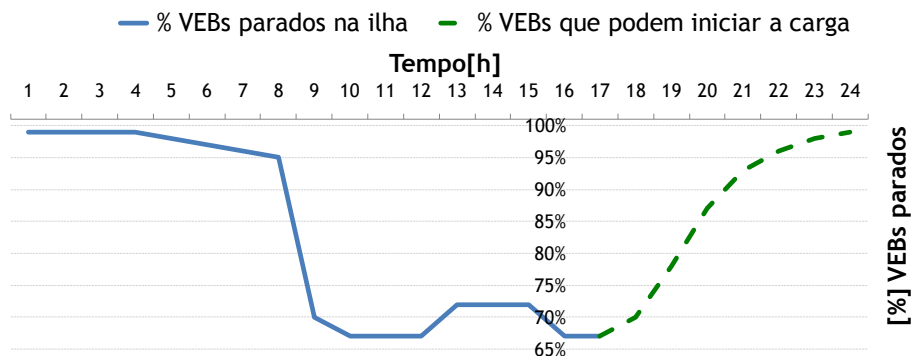


Figura 4.4 - Curva de carros parados, podendo estar a carregar ou não.

Após a identificação dos VEBs que vão carregar hora a hora determina-se a potência necessária para os carregar. Se a soma das potências do VEBs mais a carga, ultrapassar o limite da capacidade instalada na geração vai haver carros que vão ter de ficar em espera até ser possível de novo iniciar a carga em falta.

Para poder implementar esta estratégia, foi necessário desenvolver um algoritmo que maximize a integração do maior número de VEBs na rede. Com base na secção 4.2 e utilizando o conjunto de variáveis e procedimentos necessários na fase inicial do estudo de uma determinada rede do SEE, são realizados um conjunto de passos de identificação de acordo com o esquema da Figura 4.5, necessários para determinar o número final de carros, que vão poder abastecer na primeira hora (t).

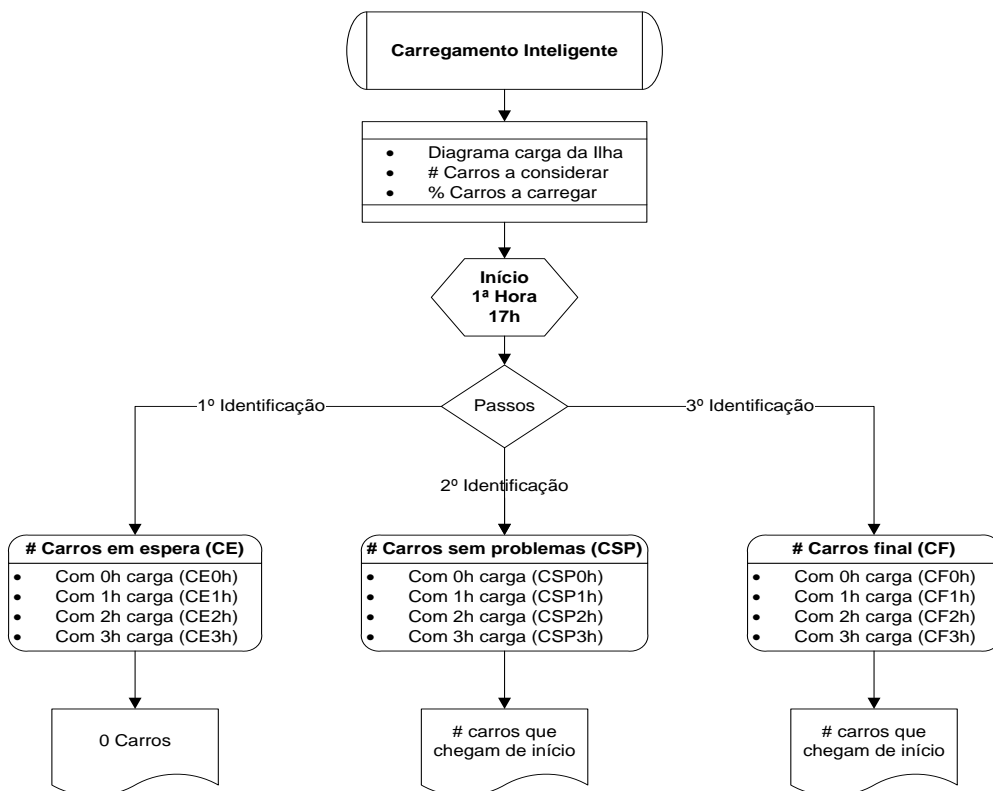


Figura 4.5 - Estratégia de carregamento Inteligente, considerando que o número (#) de VEBs, iniciam a sua primeira hora de carregamento às 17h, designada por hora (t).

A utilização da estratégia de carregamento Inteligente para a primeira hora exige a identificação de três variáveis fundamentais nessa hora (t): o número de Carros em Espera (CE), o número de Carros Sem Problemas (CSP) e o número de Carros Final (CF) para um conjunto de 4 horas. De seguida, faz-se uma descrição dos passos de identificação para determinar o número de carros final a carregar.

1º Passo de identificação.

- O número de Carros em Espera (CE), com 0h de carga (CE0h) até aos carros em espera com 3h carga (CE3h) na primeira hora, não é nenhum como era de esperar.

2º Passo de identificação.

- O número de Carros Sem Problemas (CSP), com 0h de carga (CSP0h), até aos carros sem problemas com 3h carga (CSP3h), na primeira hora é igual ao número de carros que chegam de início.

3º Passo de identificação.

- O número de Carros Final (CF), com 0h de carga (CF0h), até aos carros final com 3h carga (CF3h), na primeira hora é igual ao número de carros que chegam de início.

Exemplo para a hora (t): chegam para carregar 5 VEBs e estão a utilizar a estratégia de carregamento Inteligente.

Solução: aplicação dos 3 passos de identificação referidas anteriormente para a hora (t).

- O número de carros em espera com 0 a 3 horas de carga é sempre 0.
- O número de carros sem problemas com 0 a 3 horas de carga é igual aos que chegam de início.
- O número de carros final com 0 a 3 horas de carga é igual aos que chegam também de início.

4.2.4.1.2 - Para a Hora ($t+1$)

À semelhança da subsecção anterior, tudo se mantém como variáveis e procedimentos. Nesta subsecção, são realizados um conjunto de passos de identificação necessários para determinar o número de carros finais que irão carregar na hora ($t+1$), de acordo com o esquema da Figura 4.6.

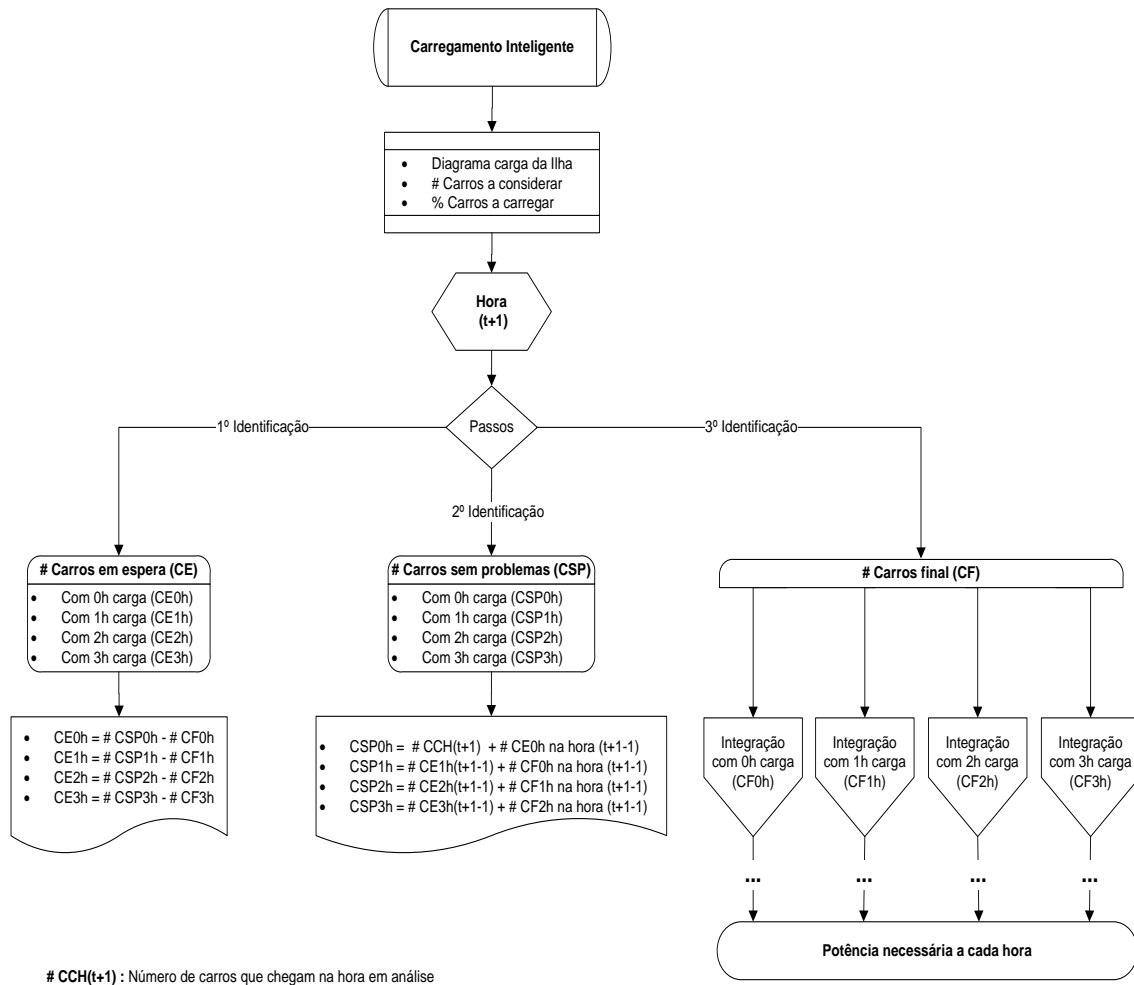


Figura 4.6 - Estratégia de carregamento Inteligente, considerando os VEBs na hora (t+1).

Da mesma forma do que foi referido para a hora (t), aplica-se o mesmo raciocínio para a hora (t+1). Primeiro, determinar os três passos de identificação de acordo com a descrição feita a seguir.

1º Passo de identificação.

- O número CE_ih carga é obtido através da expressão (4.2)

$$CE_{ih} = \# CSP_{ih} - \# CF_{ih}, \quad (4.2)$$

Com i a variar de 0h a 3h, (i - representa o número de horas de carga).

2º Passo de identificação.

- O número CSP₀h carga é obtido através da expressão (4.3),

$$CSP_{0h} = \# CCH(t+1) + \# CE_{0h} \text{ na hora } (t+1-1). \quad (4.3)$$

O número CSP_jh carga é obtido através da expressão (4.4)

$$CSPjh = \# CEjh (t+1-1) + \# CFjh \text{ na hora } (t+1-1), \quad (4.4)$$

Com j a variar de 1 a 3, (j - representa o número de horas de carga).

3º Passo de identificação.

- Para a determinação na hora (t+1) da potência necessária a cada hora é necessário efectuar um conjunto de validações para a integração dos CF para as diversas horas de carga consideradas, de acordo com o esquema da Figura 4.7.

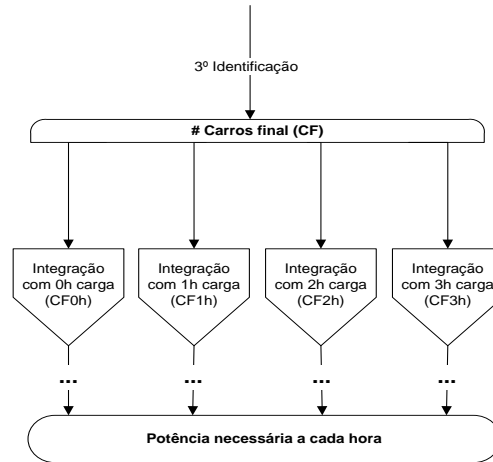


Figura 4.7 - Visualização do 3º passo de identificação, a determinar para a hora (t+1).

Para a determinação da integração dos CF0h de carga, é necessário efectuar a validação de um conjunto de condições, a sequência de validação pode ser vista no esquema da Figura 4.8.

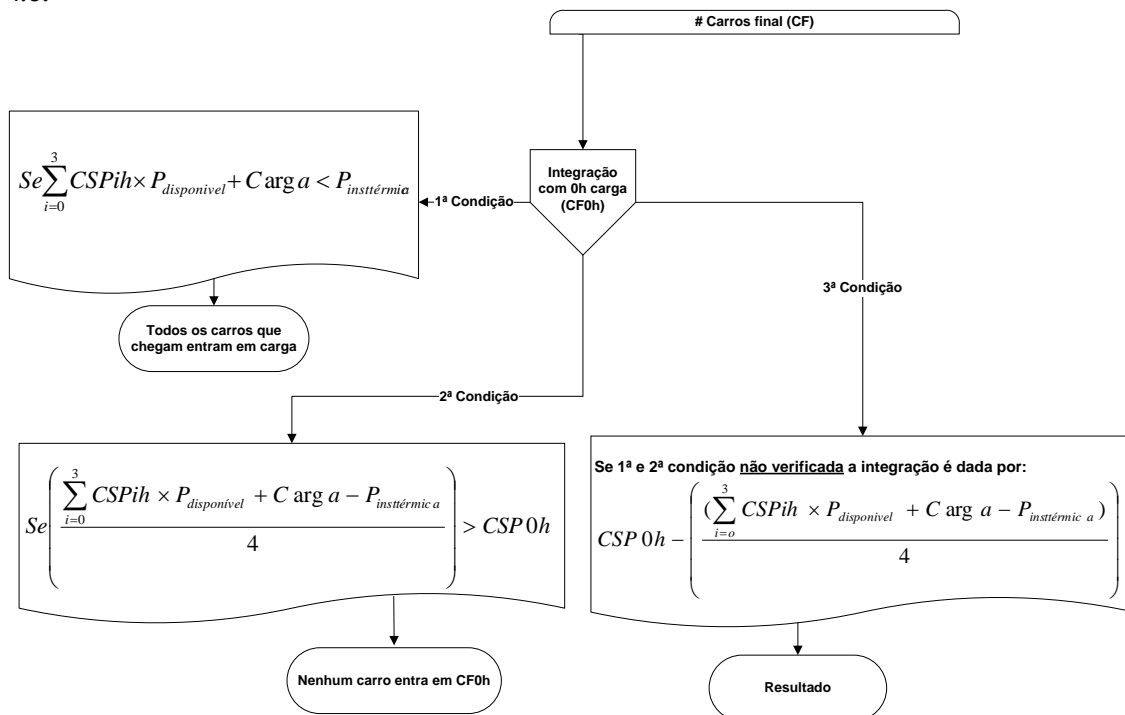


Figura 4.8 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF0h carga.

1ª Condição de validação, CF0h.

- Se a potência para alimentar os carros sem problemas, mais a carga, for inferior à potência instalada não renovável, os carros que chegam, entram todos em carga em CF0h de carga, de acordo com a expressão (4.5).

$$Se \sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a < P_{insttérmiac} \quad (4.5)$$

2ª Condição de validação, CF0h.

- Se a potência dos CSPih de carga, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, for superior à potência necessária para os CSP0h, nenhum carro entra em CF0h, de acordo com a expressão (4.6).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a - P_{insttérmiac}}{4} \right) > CSP0h \quad (4.6)$$

3ª Condição de validação, CF0h.

- Se a 1ª e 2ª condição, descritas anteriormente, não forem verificadas terá de se usar a expressão (4.7), para saber o número de CF0h de carga.

$$CSP0h - \left(\frac{(\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a - P_{insttérmiac})}{4} \right) \quad (4.7)$$

Para a determinação da integração dos CF1h de carga, é necessário efectuar, a validação de um conjunto de condições, a sequência de validação pode ser vista no esquema da Figura 4.9.

1ª Condição de validação, CF1h.

- Esta primeira condição é idêntica à primeira dos CF0h de carga. Se verificada, entram os CSP1h de carga, de acordo com a expressão (4.8).

$$Se \sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a < P_{insttérmiac} \quad (4.8)$$

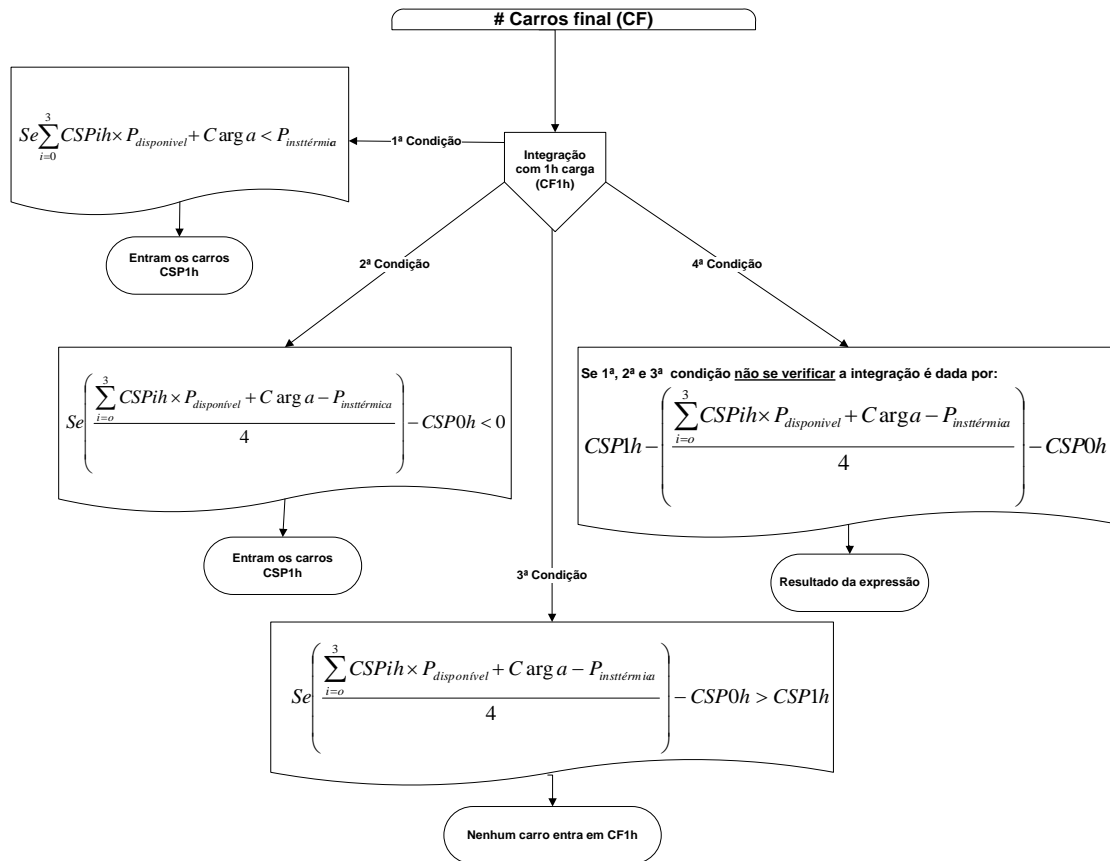


Figura 4.9 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF1h carga.

2ª Condição de validação, CF1h.

- Se a potência dos CSPih, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, for menor do que a potência dos CSP0h, então entram os CSP1h, quando utilizada a expressão (4.9).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C arg a - P_{insttérmi a}}{4} \right) - CSP0h < 0 \quad (4.9)$$

3ª Condição de validação, CF1h.

- Se a potência dos CSPih, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, menos a potência dos CSP0h, for maior que os CSP1h, então não entra nenhum carro nos CF1h de acordo com a expressão (4.10).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C arg a - P_{insttérmi a}}{4} \right) - CSP0h > CSP1h \quad (4.10)$$

4ª Condição de validação, CF1h.

- Se a 1ª, 2ª e 3ª condição não se verificar, os CF1h de carga são obtidos através da expressão (4.11).

$$CSP1h - \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a - P_{instérmica}}{4} \right) - CSP0h \quad (4.11)$$

Para a determinação da integração dos CF2h de carga, é necessário efectuar a validação de um conjunto de condições, a sequência de validação pode ser vista no esquema da Figura 4.10.

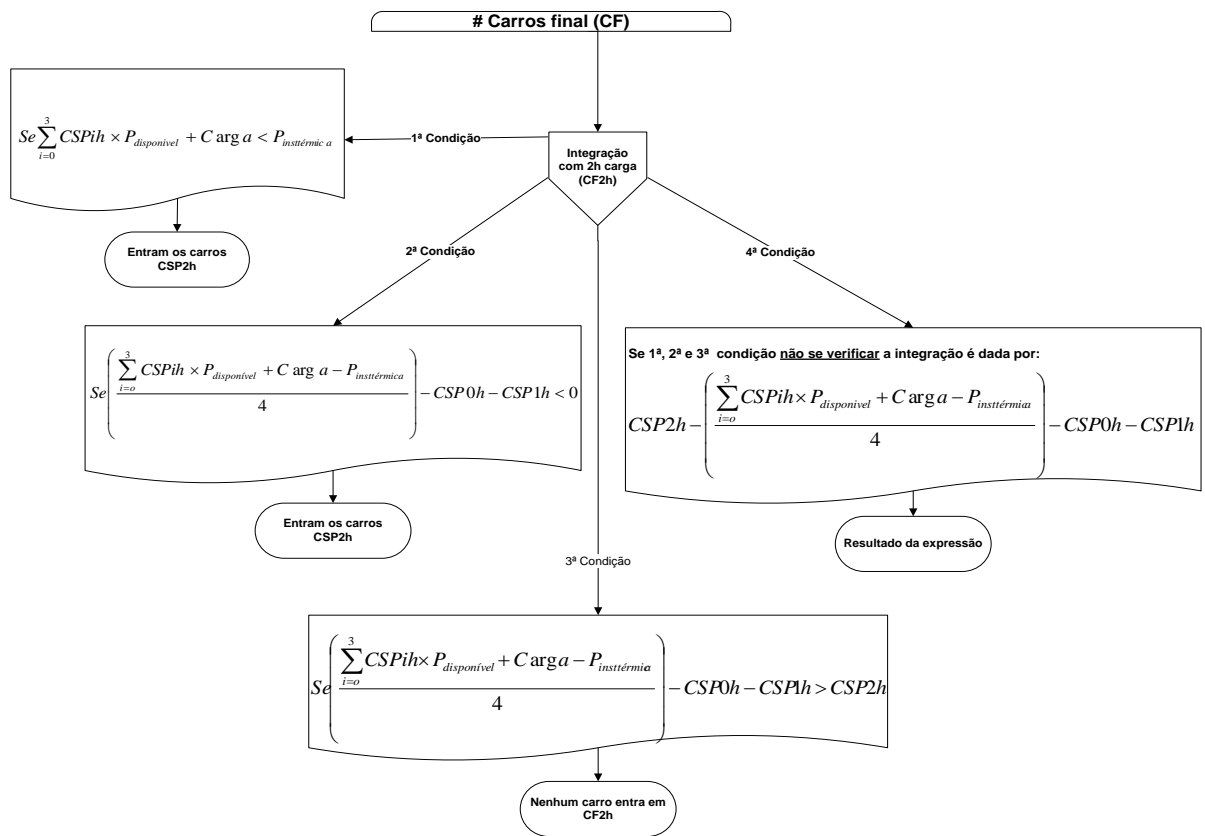


Figura 4.10 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF2h carga.

1ª Condição de validação, CF2h.

- Esta primeira condição é idêntica à primeira dos CF0h e 1h. Se verificada, entram os CSP2h de carga, de acordo com a expressão (4.12).

$$Se \sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C \arg a < P_{instérmica} \quad (4.12)$$

2ª Condição de validação, CF2h.

- Se a potência dos CSPih, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, menos a potência dos CSP0h e 1h de carga, for menor do que 0, então, entram os CSP2h, de acordo com a expressão (4.13).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponível} + C \arg a - P_{insttérmiã}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h < 0 \quad (4.13)$$

3ª Condição de validação, CF2h.

- Se a potência dos CSPih, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, menos a potência dos CSP0h e 1h de carga, for maior que a potência dos CSP2h, então nenhum carro entra em CF2h, de acordo com a expressão (4.14).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponível} + C \arg a - P_{insttérmiã}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h > CSP2h \quad (4.14)$$

4ª Condição de validação, CF2h.

- Se a 1ª, 2ª e 3ª condição não se verificar, os CF2h de carga são obtidos através da expressão (4.15).

$$CSP2h - \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponível} + C \arg a - P_{insttérmiã}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h \quad (4.15)$$

Para a determinação da integração dos CF3h de carga, é necessário efectuar a validação de um conjunto de condições, a sequência de validação pode ser vista no esquema da Figura 4.11.

1ª Condição de validação, CF3h.

- Esta primeira condição é idêntica à primeira dos CF0h,1h e 2h de carga. Se verificada, entram os CSP3h de carga, de acordo com a expressão (4.16).

$$Se \sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponível} + C \arg a < P_{insttérmiã} \quad (4.16)$$

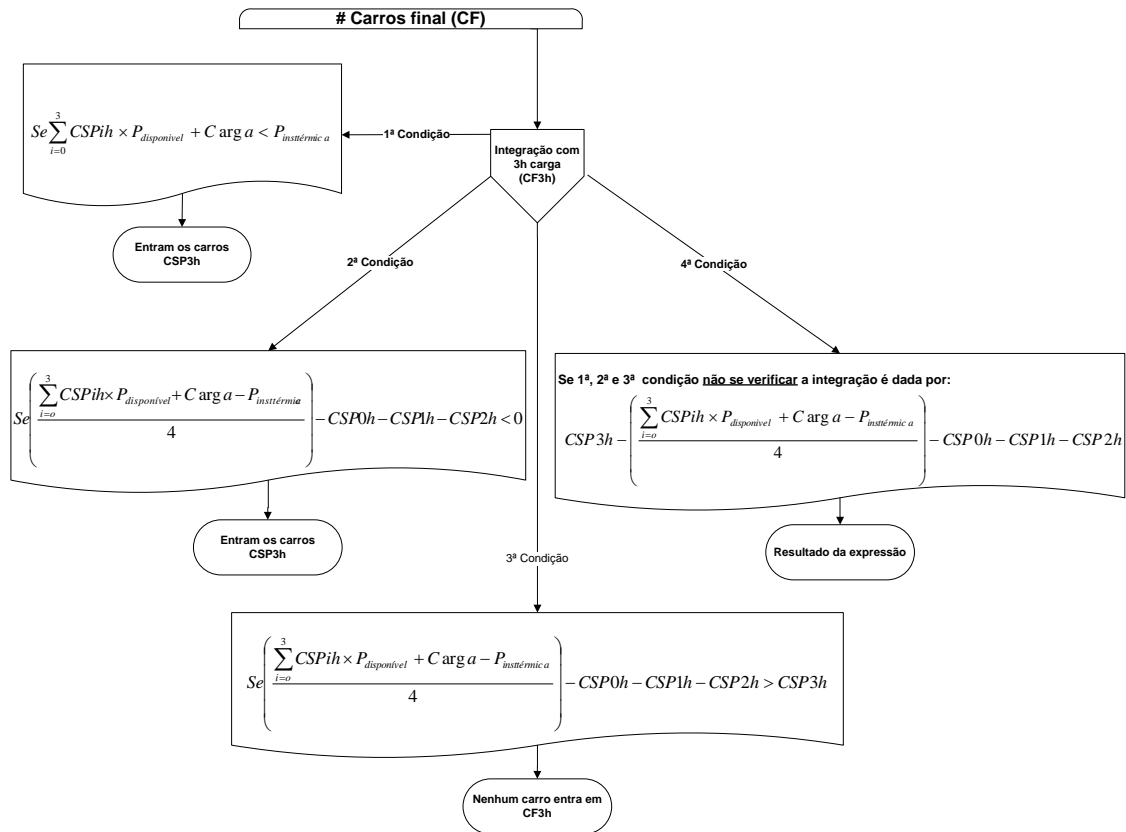


Figura 4.11 - Conjunto de condições a validar para a integração dos CF3h carga.

2ª Condição de validação, CF3h.

- Se a potência dos CSPih, mais a carga, menos a potência instalada não renovável, menos a potência dos CSP0h;1h e 2h de carga for menor do que 0, então entram os CSP3h de carga, de acordo com a expressão (4.17).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C arg a - P_{instérmica}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h - CSP2h < 0 \quad (4.17)$$

3ª Condição de validação, CF3h.

- Se a potência, dos CSPih, mais a carga menos a potência instalada não renovável, menos a potência dos CSP0h;1h e 2h de carga, for maior que a potência dos CSP3h, então nenhum carro entra em CF3h, de acordo com a expressão (4.18).

$$Se \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponivel} + C arg a - P_{instérmica}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h - CSP2h > CSP3h \quad (4.18)$$

4ª Condição de validação, CF3h.

- Se a 1ª, 2ª e 3ª condição não se verificar, os CF3h de carga são obtidos através da expressão (4.19).

$$CSP3h - \left(\frac{\sum_{i=0}^3 CSPih \times P_{disponível} + C \arg a - P_{instérmica}}{4} \right) - CSP0h - CSP1h - CSP2h \quad (4.19)$$

4.5 - Resumo e Principais Conclusões

Neste capítulo, foram abordadas diversas possibilidades de integração de VEBs na rede eléctrica da ilha. Foi dada particular atenção à identificação de estratégias passíveis de serem utilizadas, com vista à identificação do nível de penetração de VEs em cada uma das situações.

Com a aplicação da estratégia de carregamento Livre, verifica-se que os VEs poderão efectuar o carregamento das suas baterias em qualquer momento. Para a avaliação deste comportamento, é determinante a definição do perfil de comportamento dos utilizadores de VEs, tendo em consideração a sua ligação à rede. O resultado de uma estratégia deste tipo tende a fazer coincidir o consumo dos VEs com as horas de maior carga da rede, sendo expectável que a percentagem de integração, que possa vir a ser atingida com esta estratégia, seja relativamente pequena. Tal deve-se ao facto de os SEE não estarem dimensionados para suportar o aumento de carga que pode ser provocada pelo consumo dos VEs.

Em alternativa, a possibilidade de aplicação de uma Tarifa Bi-Horária vai estar orientada para influenciar o momento do início da carga das baterias por intermédio de um sinal económico, ou seja, através de preços diferenciadores de energia em diversos períodos do dia. Uma estratégia deste tipo terá por objectivo deslocar parte do consumo devido aos VEs para os períodos de menor carga no sistema sendo, por isso, expectável serem atingidos níveis superiores de integração de VEs (relativamente à estratégia de carregamento Livre).

De entre as estratégias propostas, é expectável que a melhor estratégia para minimizar os impactos resultantes da integração dos VE na rede e para permitir uma maximização de integração de VEs será a estratégia de carregamento Inteligente. Tal deve-se ao facto de esta estratégia atender a uma gestão eficiente dos recursos disponíveis em cada momento. No entanto, é importante fazer notar que, para que esta seja adoptada, os gestores dos diversos SEE deverão estimular os UVE com incentivos económicos ou outros para a adesão a este tipo de estratégia (por exemplo, mediante a criação de sistemas tarifários que diferenciem positivamente o comportamento dos UVE)

Capítulo 5

Resultados Finais

No Capítulo 4, foram abordadas as estratégias de carregamento a implementar, que se devem aplicar aquando de um estudo dos impactos de integração de VEs nos SEE. Neste capítulo, vão ser apresentados os resultados obtidos do estudo de impacto de integração de VEs em redes isoladas - O Caso da Ilha das Flores.

5.1 - Introdução

Com o objectivo de comparar os resultados, do impacto das diferentes estratégias de carregamento utilizadas em cada cenário, os mesmos foram compilados em tabelas e figuras, ao nível de tensões, congestionamentos, perdas nas linhas, aspectos ambientais, económicos e limites de integração na rede.

5.2 - Resultados Obtidos com as Estratégias de Carregamento

5.2.1 - Carregamento Livre

Com a estratégia de carregamento Livre, foram observados os níveis de tensão em todos os barramentos da rede, das dez menores tensões observadas (Figura 5.1), foram seleccionados os quatro barramentos de menor tensão, que correspondem, como era de esperar, aos pontos electricamente mais afastados da rede.

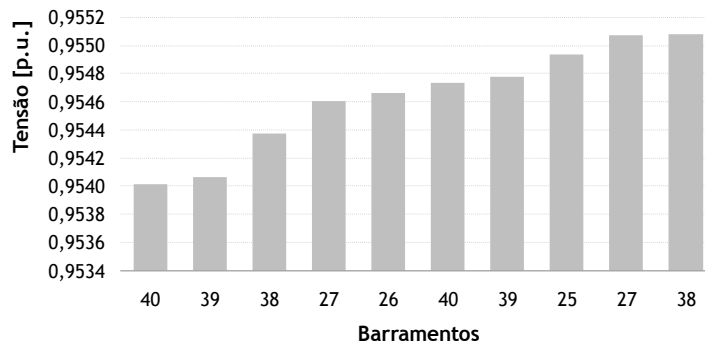


Figura 5.1 - Dez menores tensões observadas na rede, considerando o cenário 4.

Através da Tabela 5.1, verifica-se que à medida que a carga dos VEBs aumenta os níveis de tensão diminuem, face ao valor do barramento de referência. Verificou-se também que o nível de tensão baixou 1,13% em média do cenário 0 para o cenário 4.

Tabela 5.1 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Livre.

Barramentos	Tensão [p.u.]			
	40	39	38	27
Cenário 0	0,96495	0,96500	0,96531	
Cenário 1	0,96405	0,96410	0,96442	
Cenário 2	0,96220	0,96225	0,96257	0,96515
Cenário 3	0,95860	0,95891	0,95921	0,96067
Cenário 4	0,95402	0,95406	0,95437	0,95460

Da análise da Tabela 5.1, verifica-se que o nível de tensão em todos os barramentos está dentro dos valores limites de referência, $\pm 10\%$ do valor do barramento de referência de acordo com a norma EN50.160.

Na Figura 5.2, estão representados os valores da tensão no barramento 40 em todos os cenários. Da figura, depreende-se que, à medida que a taxa de penetração aumenta, os perfis de tensão vão-se degradando. No cenário 3 e 4, é onde o perfil de tensão mais se degrada relativamente ao cenário 0.

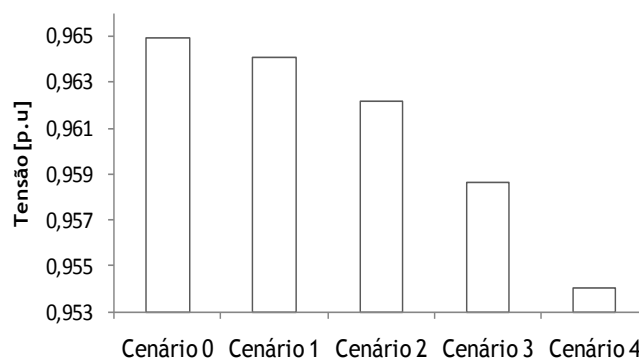


Figura 5.2 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Livre.

Na Tabela 5.2, estão representados os níveis de congestionamentos nos ramos mais sobrecarregados, como era de esperar os ramos junto ao centro electroprodutor são os mais sobrecarregados.

Tabela 5.2 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Livre.

Linhas	Taxas das Linhas[%]		
	L1-17	L17-18	L8-9
Cenário 0	19,85%	19,47%	17,76%
Cenário 1	20,55%	20,16%	18,75%
Cenário 2	22,05%	21,62%	21,20%
Cenário 3	24,89%	24,38%	25,18%
Cenário 4	28,76%	28,12%	30,56%

A variação dos congestionamentos em média nas linhas do cenário 0, quando comparado com o cenário 4, é de cerca de 54%, a maior variação verificou-se na linha L8-9, aproximadamente 72%.

O valor das perdas diárias quando utilizada esta estratégia de carregamento são descritas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Livre.

Perdas Diárias [MWh]				
Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
0,403	0,417	0,452	0,505	0,589

5.2.2 - Carregamento Tarifa Bi-Horária

Na Tabela 5.4, estão representados os efeitos da penetração de VEBs nos níveis de tensão para os mesmos barramentos da estratégia de carregamento Livre, utilizando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária. Foi considerado que 50% dos VEBs aderiram a esta tarifa na Ilha das Flores.

Tabela 5.4 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.

Barramentos	Tensão [p.u.]			
	40	39	38	27
Cenário 0	0,96495	0,96500	0,96532	
Cenário 1	0,96448	0,96453	0,96485	
Cenário 2	0,96329	0,96344	0,96363	
Cenário 3	0,95935	0,95939	0,95969	0,96086
Cenário 4	0,95410	0,95415	0,95455	0,95428

Da Tabela 5.4, conclui-se que a variação da tensão entre o cenário 0 e o cenário 4 é em média 1,12% mais baixa. Salienta-se que o barramento 27, melhora em termos de tensão quando comparado com a estratégia de carregamento Livre, deixando de aparecer no cenário

2 como um dos que teriam as quatro menores tensões. Na Figura 5.3, estão representados os valores da tensão no barramento 40 em todos os cenários.

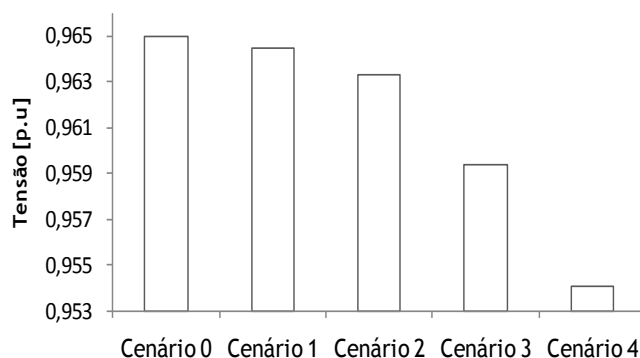


Figura 5.3 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.

Volta-se a verificar que no cenário 3 e 4, à medida que a penetração aumenta, o valor da tensão para o barramento baixa. Quando comparados os valores da tensão nesses dois cenários, verifica-se que o valor das tensões com a estratégia de Tarifa Bi-Horária são um pouco melhores do que os obtidos através da estratégia de carregamento Livre, de acordo com o exposto na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Comparação da degradação das tensões do cenário 0 para os restantes por estratégia.

Cenários	% Degradação da tensão	
	Barramento 40	
	CL	TBH
0 - 1	0,09%	0,05%
0 - 2	0,28%	0,17%
0 - 3	0,66%	0,58%
0 - 4	1,13%	1,12%

Na Tabela 5.6, estão representados os níveis de congestionamento nos ramos mais sobrecarregados, como era de esperar os ramos junto ao centro electroprodutor são os mais sobrecarregados.

Tabela 5.6 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.

Linhas	Taxas das Linhas[%]		
	L1-17	L17-18	L8-9
Cenário 0	19,85%	19,47%	
Cenário 1	20,21%	19,82%	18,28%
Cenário 2	21,65%	21,23%	20,98%
Cenário 3	24,77%	23,29%	25,38%
Cenário 4	28,97%	28,34%	31,23%

A variação dos congestionamentos em média nas linhas do cenário 0, quando comparado com o cenário 4, é de cerca de 54%, a maior variação voltou a verificar-se na linha L8-9,

aproximadamente 71%, conclui-se que os congestionamentos melhoram com este tipo de estratégia quando comparada com a estratégia de carregamento Livre para baixas penetrações.

O valor das perdas diárias, quando utilizada esta estratégia de carregamento, é dado na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária.

Perdas Diárias [MWh]				
Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
0,403	0,417	0,45	0,503	0,587

5.2.3 - Carregamento Inteligente

Na Tabela 5.8, estão representados os efeitos da penetração de VEBs nos níveis de tensão para os mesmos barramentos da estratégia de carregamento Livre e Tarifa Bi-Horária, utilizando a estratégia de carregamento Inteligente.

Tabela 5.8 - Níveis de tensão usando a estratégia de carregamento Inteligente.

Barramentos	Tensão [p.u.]			
	40	39	38	27
Cenário 0	0,96495	0,96500	0,96531	
Cenário 1	0,96405	0,96410	0,96442	
Cenário 2	0,96220	0,96225	0,96257	0,9652
Cenário 3	0,96098	0,96103	0,96135	
Cenário 4	0,96098	0,96103	0,96135	

Da Tabela 5.8, conclui-se que a variação da tensão entre o cenário 0 e o cenário 4 é igual em todos os barramentos 0,41%. Salienta-se que o barramento 27, com esta estratégia deixa de ser afectado, apesar de apresentar um valor na tabela. Esse valor aparece porque a estratégia de carregamento Inteligente só actua quando é atingido um determinado valor de pico de carga. O ajuste do pico de carga surge quando a carga em cada hora mais a carga dos VEBs, ultrapassar a capacidade instalada da CTAF. A estratégia de carregamento Inteligente minimiza a tensão no barramento 27, fazendo com que nem apareça como as 4 menores tensões na Tabela 5.8, quando comparada com os resultados da estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária para os cenários 3 e 4.

Na Figura 5.4, estão representados os valores da tensão no barramento 40 em todos os cenários. Da figura depreende-se que em qualquer um dos cenários, quando comparados os valores da tensão com os obtidos nas outras duas estratégias (CL e TBH) o perfil é sempre melhor. Daqui se tira uma conclusão importante: a estratégia de carregamento Inteligente contribui significativamente para a melhoria dos níveis de tensão qualquer que seja a taxa de

penetração. Esta constatação verificou-se em todos os outros barramentos da rede, quando comparados os dados da Tabela 5.1, Tabela 5.4 e Tabela 5.8.

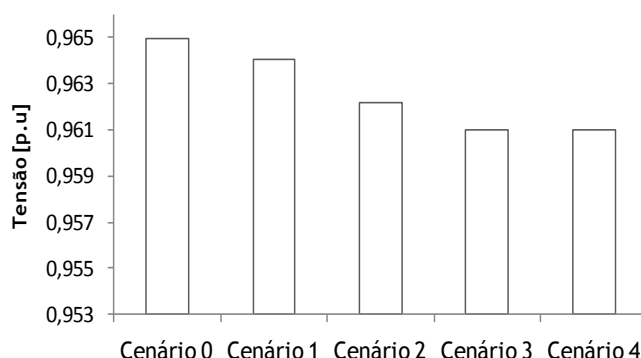


Figura 5.4 - Tensão no barramento 40, utilizando a estratégia de carregamento Inteligente.

Na Tabela 5.9, estão representados os níveis de congestionamento nos ramos mais sobrecarregados, como era de esperar os ramos junto ao centro electroprodutor são os mais sobrecarregados.

Tabela 5.9 - Níveis de congestionamentos usando a estratégia de carregamento Inteligente.

Linhas	Taxas das Linhas[%]		
	L1-17	L17-18	L8-9
Cenário 0	19,85%	19,47%	17,76%
Cenário 1	20,55%	20,16%	18,75%
Cenário 2	22,05%	21,62%	21,20%
Cenário 3	22,96%	22,50%	22,27%
Cenário 4	22,96%	22,50%	22,54%

A variação dos congestionamentos em média nas linhas do cenário 0, quando comparado com o cenário 4, é de aproximadamente 19%, a maior variação voltou a verificar-se na linha L8-9 cerca de 27%. Com estes valores, pode-se concluir a importância que a estratégia de carregamento Inteligente tem para a melhoria significativa dos congestionamentos em todos os cenários e quando comparada com as outras estratégias.

O valor das perdas diárias quando utilizada esta estratégia de carregamento são dadas na Tabela 5.10

Tabela 5.10 - Níveis de perdas diárias usando a estratégia de carregamento Inteligente.

Perdas Diárias [MWh]				
Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
0,403	0,417	0,452	0,498	0,557

Nas subsecções seguintes, vão ser discriminados os impactos das emissões dos veículos de MCI gCO₂/km para o caso em estudo da ilha e os principais impactos com origem na combustão de combustíveis fósseis na CTAF, considerando um cenário de integração de 50% de VEBs, para o dia em que o consumo de energia primária foi o maior.

5.3 - Resultados dos Impactos Ambientais

A integração de VEs no sector dos transportes vai trazer benefícios significativos em termos Ambientais, reduzindo as emissões de GEE e de outros poluentes. Estes veículos poderão contribuir num futuro próximo para reduzir as emissões das centrais de produção de energia eléctrica através do armazenamento de energia vinda de fontes renováveis. Essa energia será alocada à rede em períodos de grande necessidade (pontas) contribuindo dessa forma para a minimização das emissões no sector da geração.

5.3.1 - Sector Automóvel

Os resultados do cenário de comparação definido na metodologia de impactos ambientais na subsecção 3.5.1.1, Capítulo 3, para o sector automóvel da ilha podem ser vistos na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Energia consumida, emissões e custos com a introdução de 50% VEBs.

% Penetração	# carros	% distâncias	Distâncias [km]	Energia usada [kW.h]	Energia usada [l]	Emissões VEBs [g CO ₂ /km]	Emissões MCI [kt CO ₂]	VEBs [€]	MCI [€]
50%	455	58,26%	15	636	239	0	200	83	286
		4,59%	30	100	38	0	32	13	45
		34,72%	45	1137	427	0	358	148	512
		2,43%	60	106	40	0	33	14	48
Totais				1980	743	0	623	257	891

Com base na Tabela 5.11, construiu-se o gráfico da Figura 5.5. Da análise da mesma figura, conclui-se que o conjunto de 455 veículos de MCI, enviam para a atmosfera cerca de 623 ktCO₂ num ano, com a introdução de um cenário idêntico a este na ilha. Este seria o valor a minimizar em termos de emissões, devido ao facto de os mesmos não emitirem o GEE para a atmosfera.

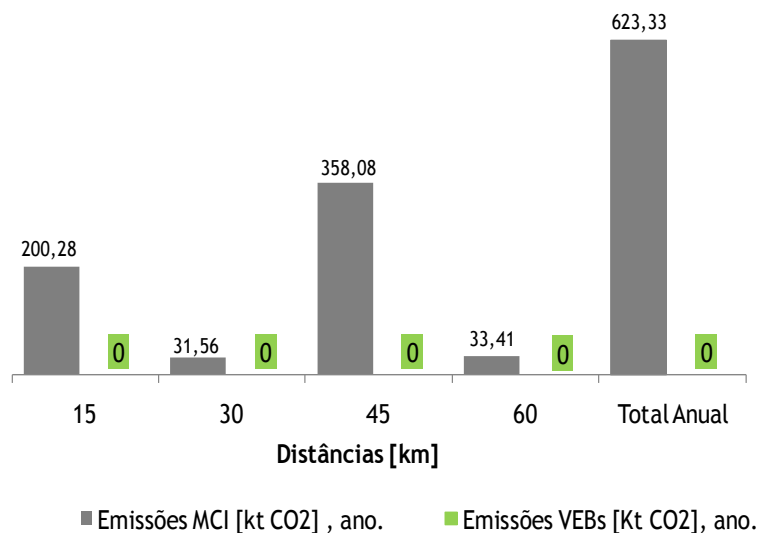


Figura 5.5 - Emissões anuais enviadas para a atmosfera no caso de 50% penetração VEBs.

5.3.2 - Sector da Produção de Energia

Os resultados do cenário de comparação, entre as emissões produzidas no dia 20/08/2008 e o dia 17/12/2008, definido na metodologia de impactos ambientais na subsecção 3.5.1.2, Capítulo 3, relativos ao sector da produção de energia, podem ser vistos na Figura 5.6. Na figura, pode-se verificar que no dia de inverno as emissões com esta penetração são cerca de 11kt CO₂, no dia de verão mais do que duplica, para o valor de 26kt CO₂ (situação extrema), isto devido ao facto de os recursos renováveis não estarem presentes para minimizar as emissões do GEE em análise, como se pode ver na Figura 3.9.

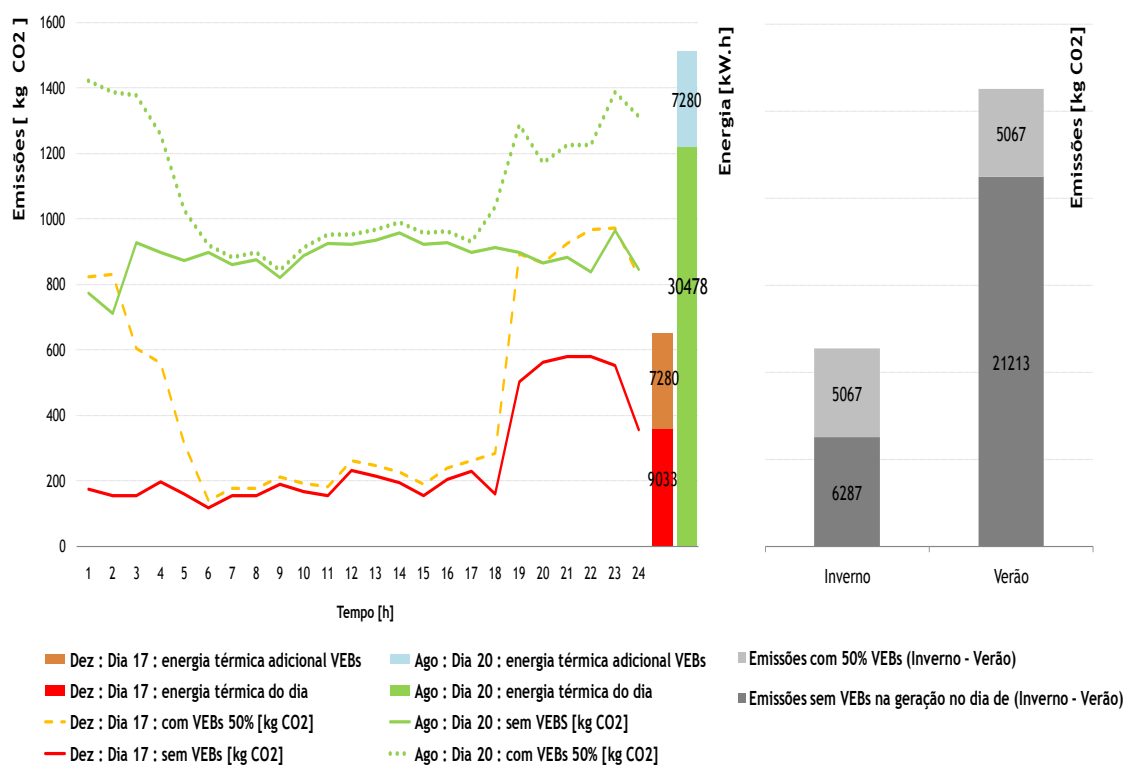


Figura 5.6 - Emissões de CO₂, no dia mais crítico 20/08/2008, considerando a penetração de 50% VEBs.

5.4 - Resultados dos Impactos Económicos

Os utilizadores de veículos automóveis que fizerem a conversão para VEBs vão sentir uma redução significativa dos custos com a energia necessária para os seus veículos, devido ao facto do custo da energia ser mais barata do que a dos combustíveis fósseis utilizada nos MCI. No sector da produção, irá assistir-se a um aumento dos custos devido à introdução destas novas cargas. Na subsecção seguinte, vão ser apresentados os resultados dos custos de utilização de VEBs e MCI em termos de comparação.

5.4.1 - Sector Automóvel

De acordo com a metodologia referida na secção 3.5.1.1, Capítulo 3, obteve-se a seguinte Figura 5.7.

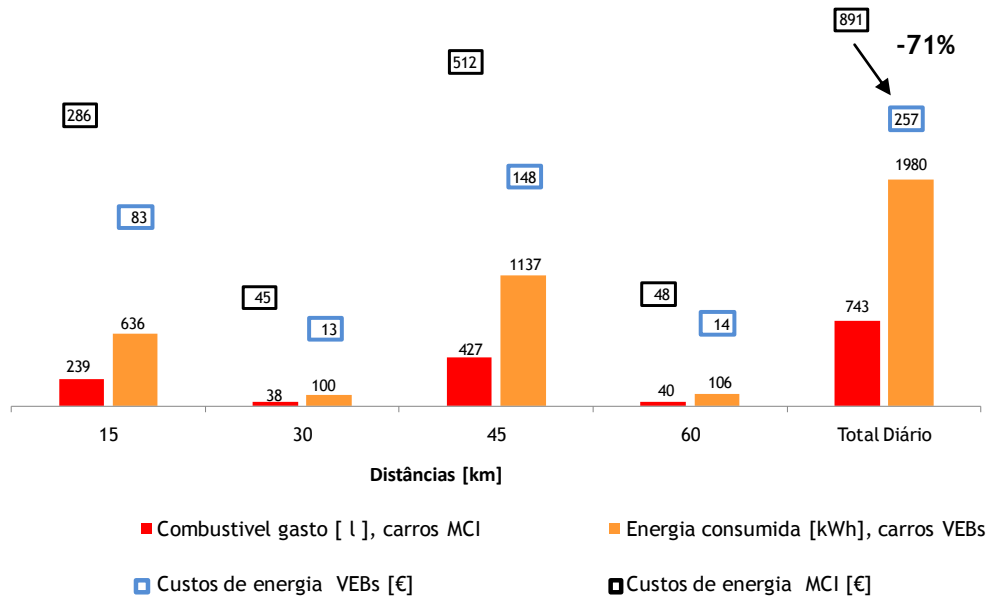


Figura 5.7 - Energia consumida por tecnologia e respectivos custos.

As conclusões que se podem tirar da Figura 5.7 são as seguintes: o custo de utilização dos VEBs considerando este cenário é cerca de 71% menos, do custo de utilização de um MCI. Se o valor do kWh/km fosse ainda mais baixo, o valor do custo de utilização baixaria muito mais. Num futuro muito próximo, com o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento o valor do kWh/km pode vir a atingir os valores entre 0,7 a 0,10. No cenário em análise, conclui-se que para percorrer 100 km um VEB gasta o valor de aproximadamente 2 €/100 km em termos de energia necessária para mover o VE, enquanto os MCI gastam cerca de 7 €/100 km.

Na subsecção seguinte, vão ser apresentados os resultados dos custos de produção da energia para o dia 20/08/2008 e o custo da produção da energia adicional para alimentar as cargas dos VEBs.

5.4.2 - Sector da Produção de Energia

De acordo com a metodologia referida na secção 3.5.1.2, Capítulo 3, para se determinar o volume que os grupos gastam em termos de gasóleo foi construída a Tabela 5.12, onde está registado o consumo específico de cada grupo. Para este dia, considerou-se que as máquinas trabalharam, com um consumo específico de 75%, com uma média de 224 g/kW nos quatro grupos, assim o volume apurado foi de 0,2651 l/kW.

Na Tabela 5.12, está representada a energia produzida nesse dia para as cargas normais e a energia necessária para carregar os VEBs, bem como os custos associados à produção de energia para carregar os VEBs, no dia em análise.

Tabela 5.12 - Caracterização dos grupos térmicos instalados CTAF.

Entrada em serviço	1966			
Potência Total instalada	2310 [kW]			
Número de grupos	4			
Combustível	Gasóleo			
Grupos	Grupo 7 e 8	Grupo 9	Grupo 10	Potências
Gerador	MARKON-BR906B	STAMFORD-SC736	SR4B	Alcançadas por
Motor	CATERPILLAR D398 BPC CA	CATERPILLAR D398 BPC C	CATERPILLAR 3512B TA	consumo
Potência Nominal [kW]	500	500	810	
Consumo específico [g/kWh]				
100%	230	230	196	2310
75%	238	238	195	1733
50%	244	244	202	1155
Consumo médio a 75% [g/kWh]	224			
Densidade gasóleo [g/l]	845			
Preço do gasóleo [€/l]	0,517			
Volume apurado [l/kWh]	0,2651			
		Custo produção	Preço Venda	
Prod Térmica (20-08-2008) [kWh]	30478	4.177 €	3.962 €	
Prod Térmica VEBs (20-08-2008) [kWh]	7280	998 €	946 €	

5.5 - Análise dos Resultados

Nesta secção, vão ser analisados os resultados dos impactos de integração de VEBs em redes eléctricas isoladas, quando utilizadas as diversas estratégias de carregamento e os impactos em termos ambientais e económicos no sector do transporte e produção de energia.

5.5.1 - Tensões

Com base nos resultados descritos na secção 5.2, vai ser possível caracterizar o comportamento da rede, quando sujeita a uma integração de VEBs com diversas taxas de penetração. Para perceber o comportamento da rede em termos de níveis de tensão, vai ser feita uma análise comparativa dos resultados da tensão no ponto mais afastado da rede (Barramento 40), por estratégia de carregamento.

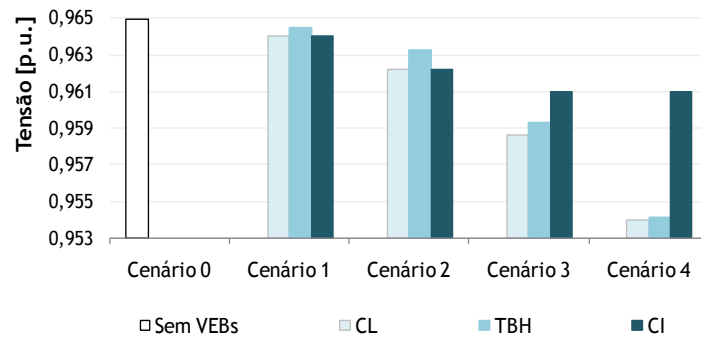


Figura 5.8 - Comparação das tensões no ponto mais afastado da rede, quando utilizadas as três estratégias de carregamento.

Observando a Figura 5.8, podem-se extrair as seguintes conclusões: 1ª - um dos factores limitativos à penetração elevada de VEBs é o nível de tensão (exemplo cenário 4), apesar de estes valores de tensão estarem dentro dos valores da Norma EN50.160 para todos os cenários; 2ª - a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária ao longo de todos os cenários tem melhores resultados do que a estratégia de carregamento Livre; 3ª - a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária é óptima para taxas de penetração pequenas e médias, (cenário 1 e 2); 4ª - para penetrações mais altas, a estratégia de carregamento Inteligente tem a melhor performance, como se pode ver no cenário 3 e 4.

Com base nas conclusões, conclui-se que a estratégia de carregamento Inteligente é a estratégia que consegue minimizar a degradação das tensões em todos os cenários analisados. Esse efeito pode ser visto ao longo das 24h na Figura 5.9 quando considerado o cenário 4, onde estão representados os valores mínimos de tensão a cada hora do dia, bem como os resultados da tensão, resultantes da aplicação de cada estratégia a cada hora.

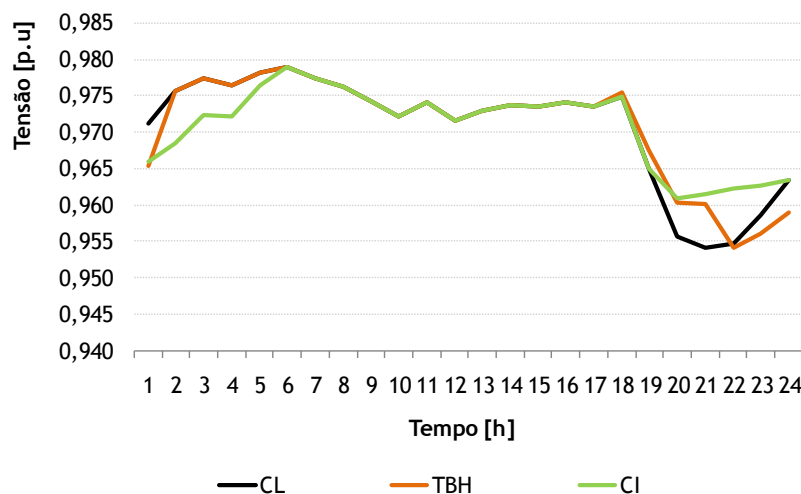


Figura 5.9 - Utilizando as estratégias de carregamento no cenário 4, verificou-se as seguintes gamas de tensões mínimas para cada hora ao longo das 24 horas.

Para concluir a análise da tensão por estratégia, foi traçado o gráfico da Figura 5.10 onde se pode verificar o nível de tensão em todos os barramentos e saídas da CTHAF por estratégia de carregamento aplicadas ao cenário 4 às 22h. A escolha das 22h está relacionada com o acontecimento da entrada dos 50% de carros que ficaram à espera da hora para recarregar, com tarifa mais económica. Como se pode ver na Figura 5.10, a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária tem aqui o seu pior desempenho em termos da gestão das tensões ao nível dos nós da rede.

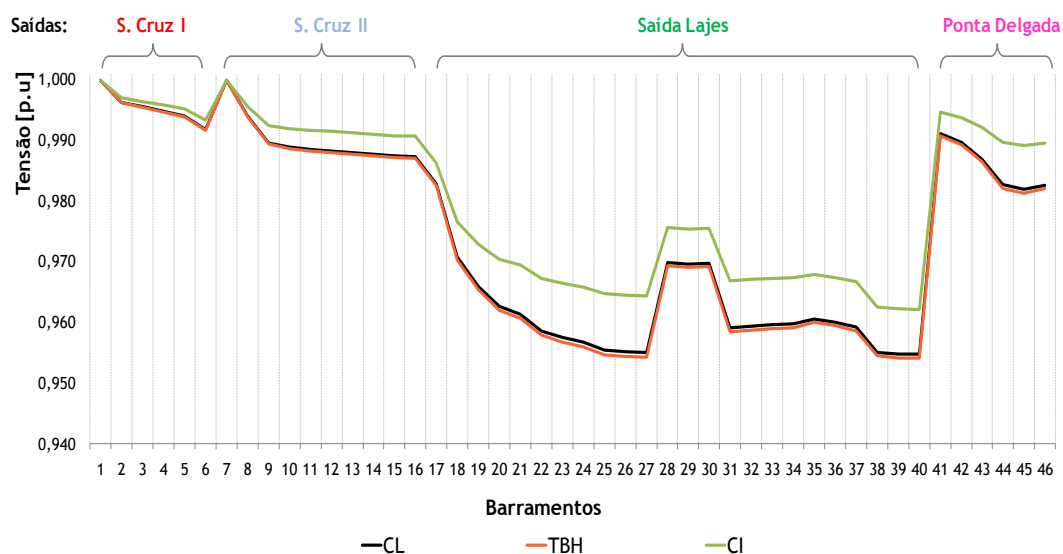


Figura 5.10 - Nível de tensão em cada barramento, às 22h em todas as saídas da CTHAF.

5.5.2 - Congestionamentos

De novo com base nos resultados apresentados na secção 5.2, ao nível de congestionamentos, vai ser possível caracterizar o comportamento da rede, quando sujeita a uma integração de VEBs com diversas taxas de penetração.

Para perceber o comportamento da rede em termos de congestionamentos, vai ser feita uma análise comparativa dos resultados dos congestionamentos máximos em todas as linhas da rede, por estratégia de carregamento. De todas as linhas analisadas, a mais congestionada é a linha L8-9 nos cenários 3 e 4, como era de prever por se tratar uma zona (Santa Cruz centro) onde vão existir 154 VEBs para carregar dos 455 VEBs. Da Figura 5.11, pode aferir-se que os ramos estão preparados para suportar elevadas penetrações de carga, devido ao facto de o valor limite de referência estar muito afastado dos valores registados.

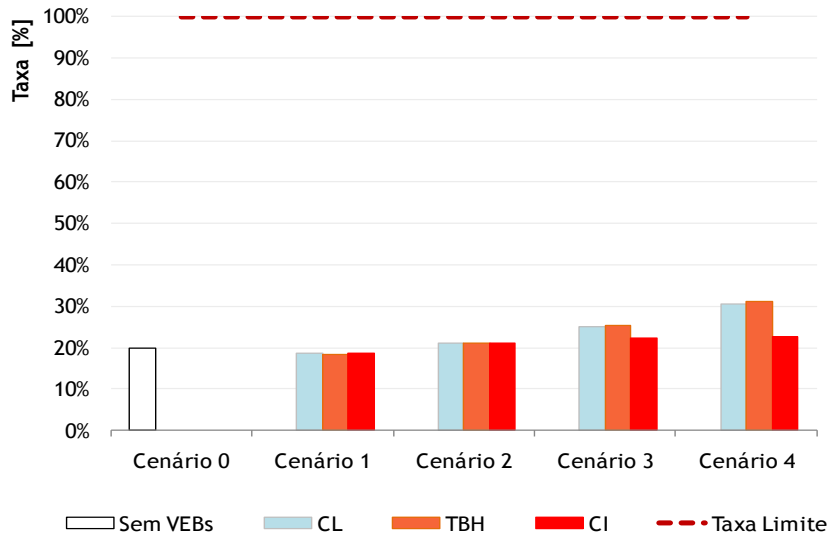


Figura 5.11 - Comparação de congestionamentos na linha L8-9, utilizando todas as estratégias.

Apesar dos valores das taxas de congestionamento estarem muito afastados do limite, constata-se que a estratégia de carregamento Inteligente é a que melhora em situações de penetrações elevadas nos ramos mais congestionados, como é o caso da linha L8-9 (observar cenário 4). Mais uma vez se verifica também que, para baixas e médias penetrações, a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária tem bons resultados face à estratégia de carregamento Livre, mas para penetrações mais elevadas o congestionamento aumenta face às outras duas estratégias.

Na Figura 5.12, estão representados os níveis de congestionamento máximos que ocorreram em cada hora por estratégia de carregamento, quando aplicadas ao cenário 4. Verifica-se que na hora de ponta, a estratégia de carregamento Inteligente minimiza o aumento da taxa de congestionamento.

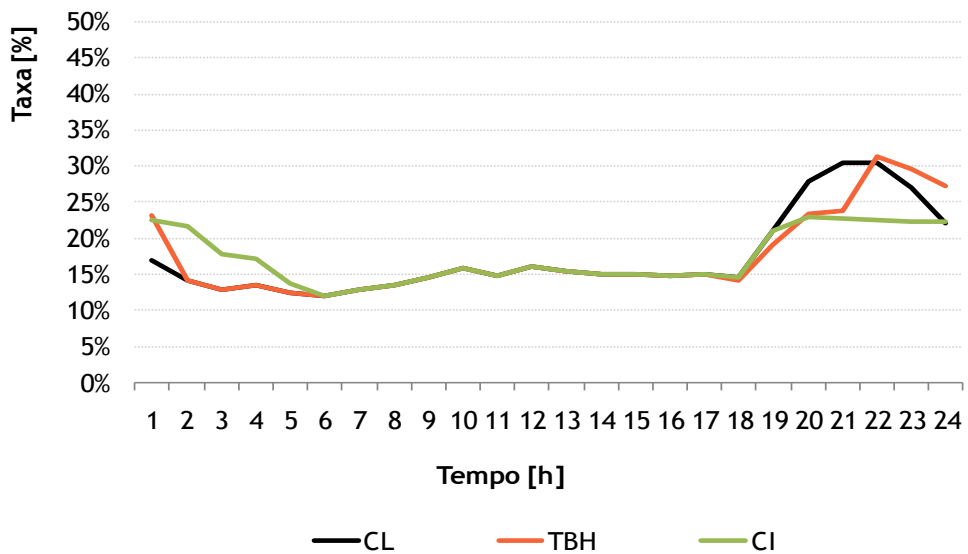


Figura 5.12 - Taxa de congestionamento máxima para cada hora ao longo das 24 horas.

Para concluir a análise dos congestionamentos por estratégia de carregamento, vão ser analisados os congestionamentos que acontecem às 22h para o cenário 4. Assim, foi traçado o gráfico da Figura 5.13 onde se pode verificar a taxa de congestionamento em todas as linhas, e a visão das taxas de congestionamento de todas as saídas da CTHAF. A escolha das 22h no cenário 4 está relacionada com o seguinte acontecimento: entrada de 50% dos VEBs que ficaram à espera da hora para recarregar para ter a tarifa mais económica. Com base neste acontecimento, pode-se analisar o mesmo a partir da Figura 5.13, constatando-se que o impacto da utilização da estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária na rede tem aqui o seu pior desempenho em termos da gestão dos congestionamentos ao nível das linhas da rede, podendo-se concluir que é a estratégia que permite maiores congestionamentos nas linhas para cenários de grande penetração.

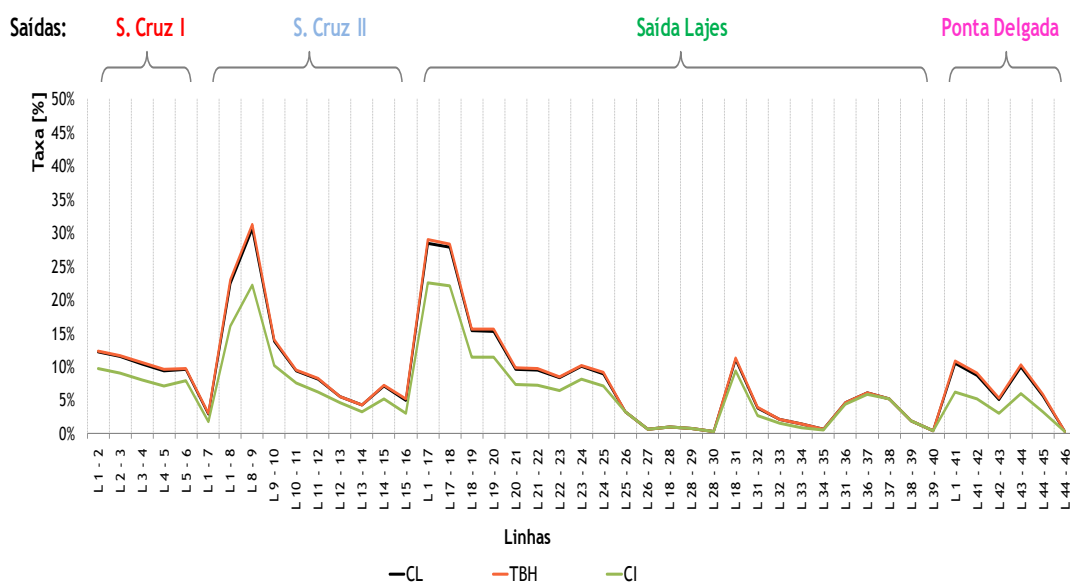


Figura 5.13 - Congestionamentos nas linhas, às 22h por estratégia de carregamento.

5.5.3 - Energia de Perdas

Quanto às perdas, pode-se concluir através da Tabela 5.13, Figura 5.14 e Figura 5.15 que a utilização da estratégia de carregamento Inteligente traz bastantes benefícios quando comparada com outras estratégias, contribui para que as perdas diminuam, o que é muito positivo como se pode ver na Figura 5.14, quando são consideradas penetrações médias altas.

Tabela 5.13 - Comparação de perdas em todos os cenários por estratégia adoptada.

Estratégia	Perdas Diárias [MWh]				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
CL	0,403	0,417	0,452	0,505	0,589
TBH	0,403	0,417	0,45	0,503	0,587
CI	0,403	0,417	0,452	0,498	0,557

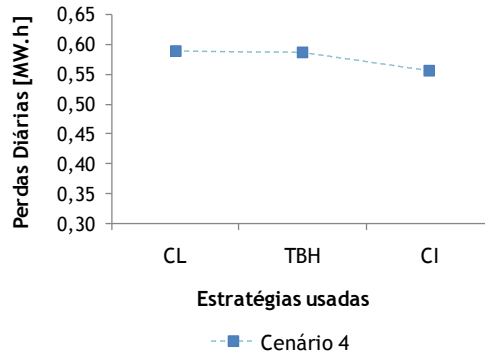


Figura 5.14 - Comparação de perdas, através das estratégias de carregamento, Livre, Tarifa Bi-Horária e Inteligente, aplicadas ao cenário 4.

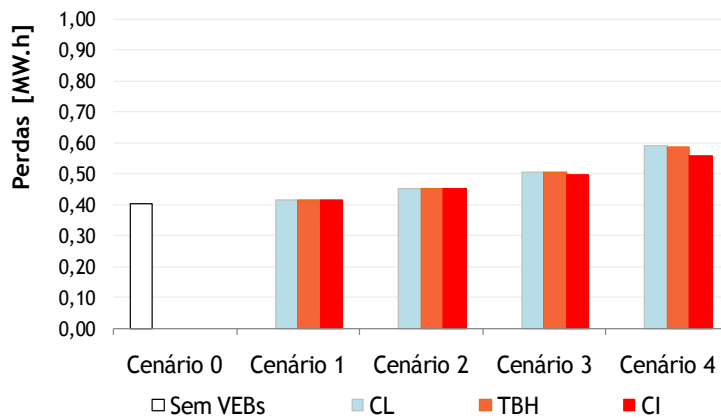


Figura 5.15 - Comparação das perdas, através de todas as estratégias em todos os cenários.

5.5.4 - Picos de Carga no Diagrama de Carga da Rede

Para garantir a robustez e níveis de dimensionamento adequados da rede de AT/MT, subestações da distribuição e planeamento de rede é necessário conhecer a ponta da carga, com entrada dos VEBs em massa. Este indicador diz-nos que é neste momento que a rede é submetida a condições mais exigentes. Na Tabela 5.14, está descrito o comportamento estimado da ponta máxima, assim como a evolução da energia com VEBs até 2015 prevista para aquelas percentagens de integração. Na Figura 5.16, estão representadas a ponta máxima e mínima e a energia até 2009 e os respectivos valores estimados para cada uma com e sem VEBs até 2015, utilizando uma estratégia de carregamento Livre.

Tabela 5.14 - Evolução da ponta máxima e da energia da ilha até 2015.

Ano	% Integração	CL kW	VEBs kWh dia	Energia estimada c/ VEBs GW
2009	0%	n.a	n.a	n.a
2010	5%	1989	656	11,35
2011	10%	2097	1472	12,04
2012	15%	2229	2272	12,81
2013	25%	2485	2896	13,59
2014	35%	2749	3696	14,33
2015	50%	3145	5008	15,15

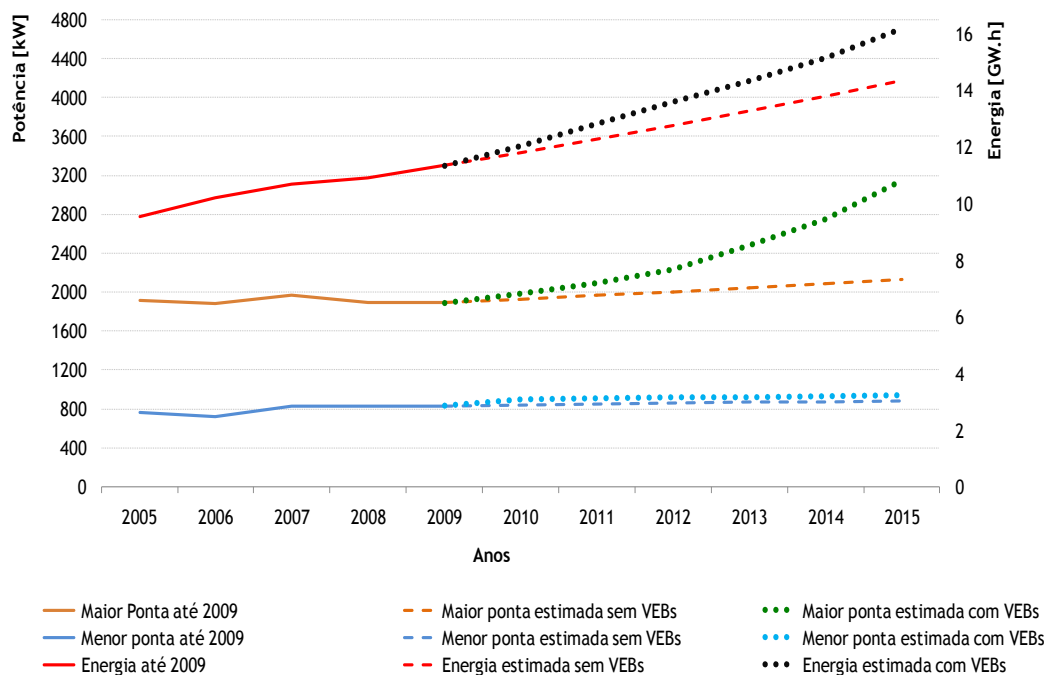


Figura 5.16 - Evolução da ponta máxima e mínima até 2009 e estimada com VEBs até 2015.

Nota: num cenário hipotético de 100% de VEBs e condições climatéricas secas e de pouco vento (pouco provável), a potência instalada terá de garantir o valor da ponta na ordem dos 4,5 MW. No plano de expansão do sistema electroprodutor referido na subsecção 3.4.3, Capítulo 3, está-se a contemplar o valor de 3,5 MW não renovável. Neste cenário, o valor é aceitável desde que se utilizem as estratégias de carregamentos adequadas discriminadas neste documento. Na Tabela 5.15, estão representadas as pontas de carga para cada cenário estudado e respectiva estratégia de carregamento utilizada.

Tabela 5.15 - Comparação de picos de carga.

Cenários	% Integração	Pico de carga [kW]				# máx VEBs		
		Sem VEBs	CL	TBH	CI	CL	TBH	CI
Cenário 0	0%	1889						
Cenário 1	5%		1989	1941	1989	41	41	41
Cenário 2	15%		2229	2204	2229	142	142	142
	18%		2301	2292	2301	165	166	165
	19%		2333	2320	2327		175	175
Cenário 3	30%		2621	2636	2327			274
Cenário 4	50%		3145	3204	2327			455

Constatou-se que a ponta de carga com a estratégia de carregamento Livre aumentou cerca de 66% do cenário 0 para o cenário 4, e na Tarifa Bi-Horária aumentou cerca de 70%. Quanto à estratégia de carregamento Inteligente, só aumentou 23% para qualquer % de integração acima de 19% de VEBs. Mais uma boa constatação para garantir a robustez da rede e sua fiabilidade. Os valores apresentados a negrito na Tabela 5.15 correspondem à ponta de carga máxima admissível para cada estratégia de carregamento.

Os diagramas de carga obtidos para os cenários 1 a 4, para o dia inteiro, são representados da Figura 5.17, à Figura 5.20, na subsecção seguinte.

Cenário 1:

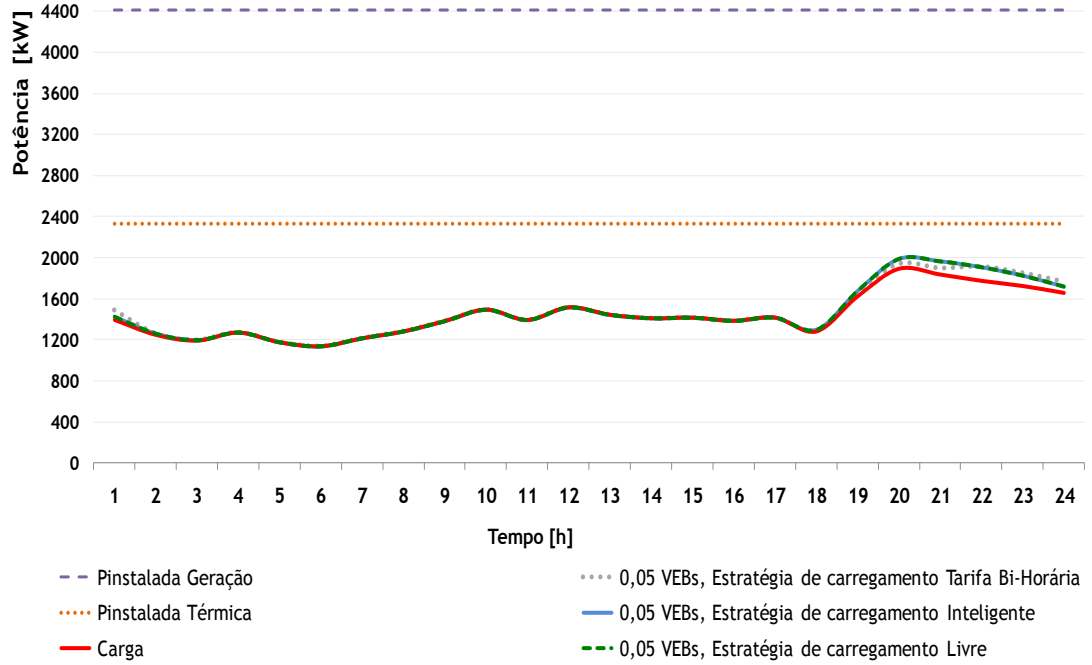


Figura 5.17 - Diagrama de carga - cenário 1.

Cenário 2:

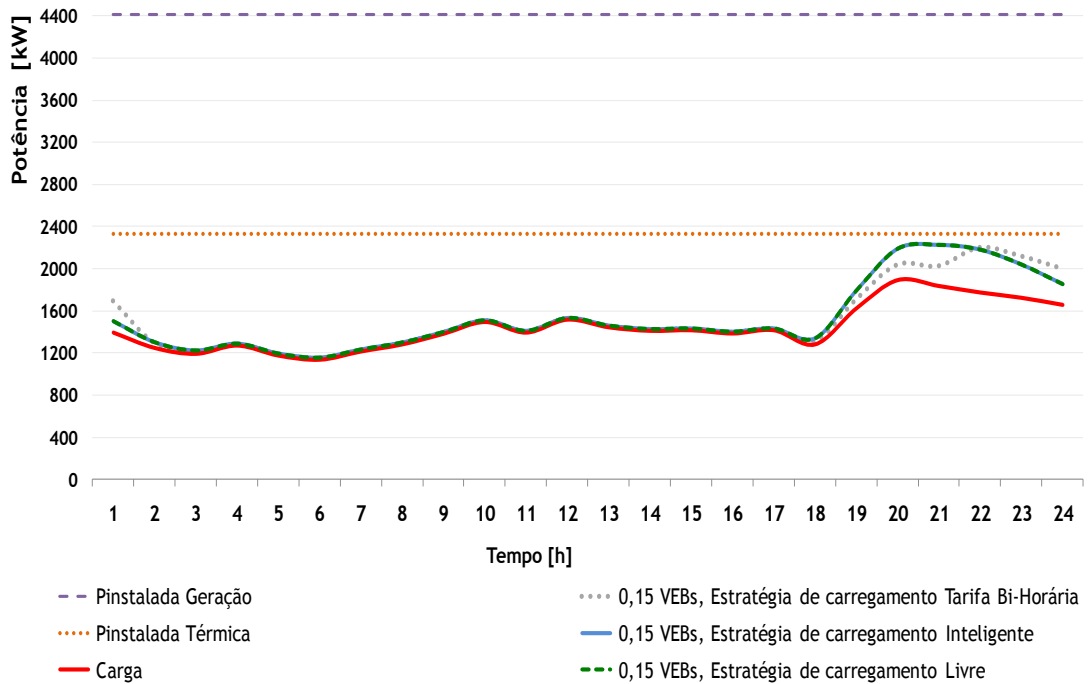


Figura 5.18 - Diagrama de carga - cenário 2.

Cenário 3:

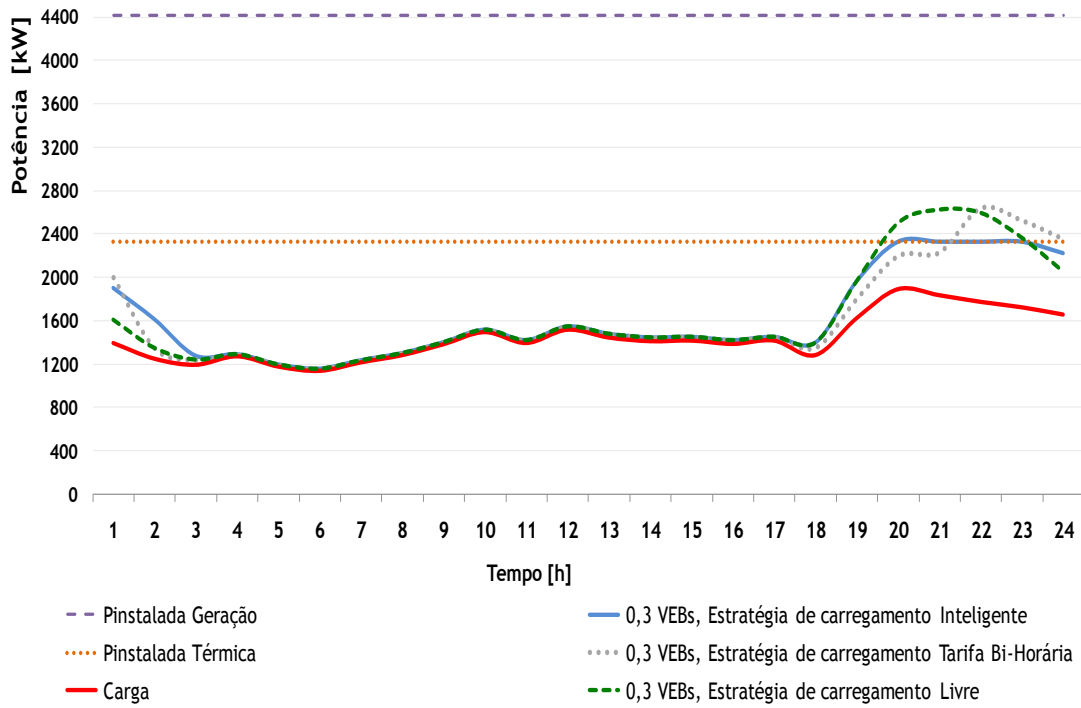


Figura 5.19 - Diagrama de carga - cenário 3.

Cenário 4:

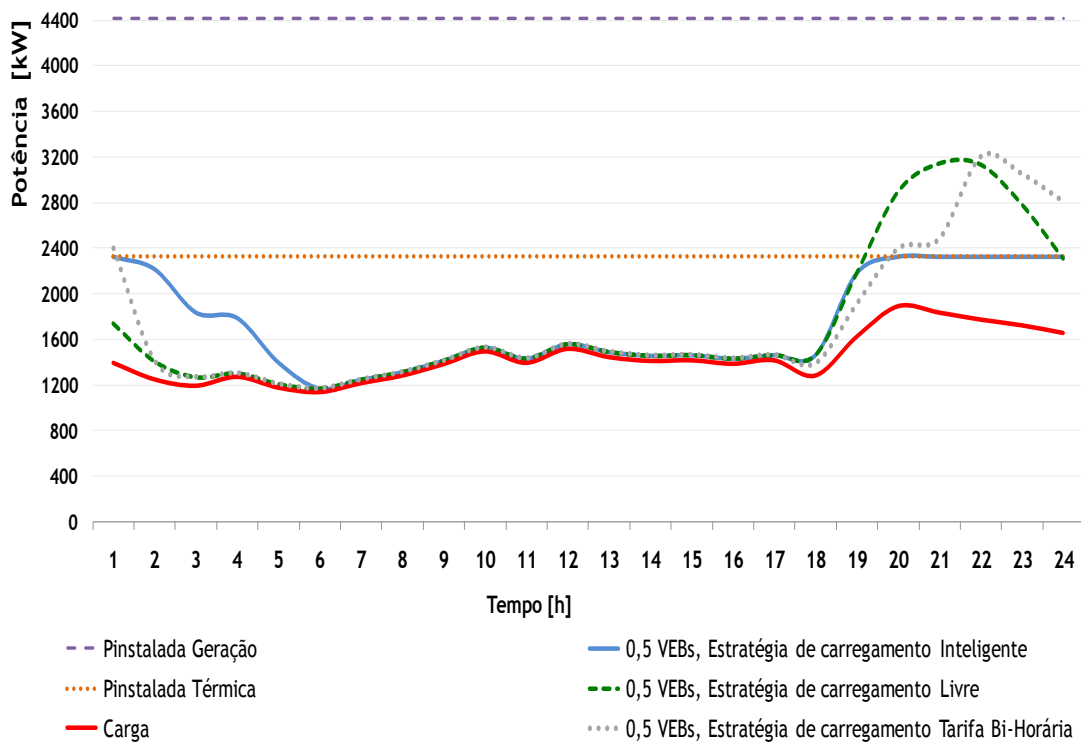


Figura 5.20 - Diagrama de carga - cenário 4.

5.5.6 - Ambientais e Económicos

De acordo com os resultados expressos na Figura 5.21, para o dia em análise, permite-nos verificar que a introdução de VEBs no sector dos transportes, vai diminuir em 100% as emissões do GEE e reduzir os custos da energia para os utilizadores, de acordo com a Figura 5.7. Surge um problema que carece ser resolvido, as emissões atmosféricas de GEE do lado da produção da ilha vão ser sempre superiores (Figura 5.6), para poder fornecer energia para esses veículos do que as que foram ganhas pelos VEBs, devido à utilização de energia eléctrica. Perante esta constatação surge aqui um novo desafio ao distribuidor da ilha, como minimizar este problema e soluções a implementar?

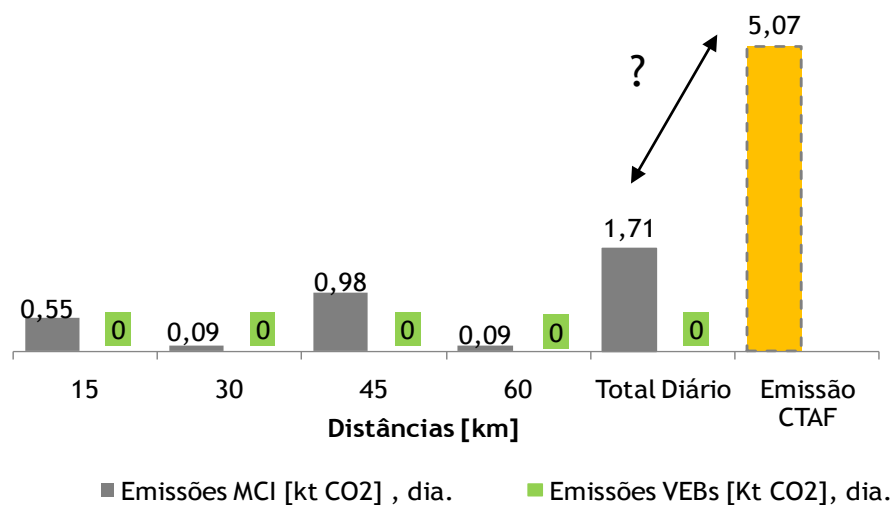


Figura 5.21 - Emissões de CO₂ evitadas pelos VEBs e enviadas para a atmosfera por parte da CTAF no dia em análise.

De acordo com a Figura 5.22 e a Tabela 5.12, pode-se verificar que o custo de produzir energia para as cargas normais e para os VEBs considerando o cenário 4, é superior ao que o utilizador vai pagar por essa energia se pagasse 0,13 €/kWh nesse dia em concreto. Assim, pode-se afirmar que mais dois impactos surgiram com a introdução de VEBs em redes eléctricas isoladas em zonas insulares: 1º - vão acontecer aumentos de custos do lado do sector da produção; 2º - se as fontes de energia não forem alteradas para ERs ou encontradas outras soluções que possam minimizar esses custos, os consumidores de energia do continente terão que contribuir para a compensação tarifária, para que exista uniformidade de tarifas entre o continente e as regiões autónomas de acordo com o artigo 61º do Decreto de Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro.

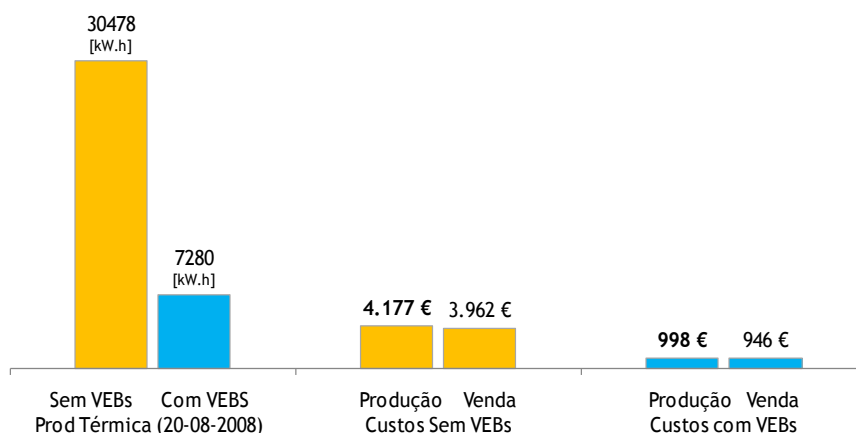


Figura 5.22 - Custos de produção e proveitos da venda de energia térmica com e sem VEBs, considerando o cenário 4, tendo em conta o preço de venda ao público do kW.

5.6 - Resumo e Principais Conclusões

Os impactos de integração de VEBs em rede isoladas são variados, como se pode ver nas análises feitas na secção anterior. No caso concreto da Ilha das Flores, as principais conclusões são:

- A integração de VEBs na ilha suporta uma determinada quantidade máxima de VEBs de acordo com a Tabela 5.15, consoante a estratégia de carregamento adoptada e a percentagem de penetração;
- Verificou-se que para valores de penetração acima dos 18%, no regime de carregamento Livre, o operador de rede seria obrigado a aumentar a potência instalada da CTAF para poder satisfazer os utilizadores;
- Nos aspectos ambientais, verificou-se que no sector dos transportes são 100% beneficiados devido ao facto de as emissões de GEE serem eliminadas pela mudança do tipo de energia usada nos motores de propulsão dos veículos (Figura 5.21). No sector da produção de energia eléctrica, verificou-se o aumento das emissões de gases poluentes (Figura 5.6);
- Em termos económicos, verificou-se que os UVE vão ter poupanças significativas ao nível da energia que é utilizada no veículo, cerca de 71% menos do que a energia utilizada num veículo de MCI (Figura 5.7). No sector da produção de energia eléctrica, constatou-se que vai existir um aumento de custos com a produção de energia.

Como se viu na secção 3.4.1.3, (Figura 3.9), existem horas do dia 20/08/2008 em que os recursos renováveis são intermitentes ao ponto de quase só a central térmica estar a funcionar. Durante o estudo, constatou-se que a grande limitação à integração de VEBs na ilha está ao nível do sistema electroprodutor, mais propriamente ao nível da CTAF em que a sua capacidade instalada não vai além dos 2327 kW. Este valor é o limite máximo de pico de carga que o SEE da ilha pode suportar, sem que exista interrupção do fornecimento. Outra das conclusões que se tira é que a rede de MT está preparada actualmente para receber esta tecnologia, pois respeita os limites operacionais de tensão nos barramentos e congestionamentos nas linhas. Sabe-se que se a tensão ao variar $\pm 10\%$ do valor de referência pode por em causa a estabilidade e fiabilidade da rede.

Relativamente às estratégias de carregamento, é feito um resumo de seguida das principais conclusões resultantes da sua aplicação na rede da Ilha das Flores.

Quando utilizada a estratégia de carregamento Tarifa Bi-Horária, em comparação com a Livre, a estratégia ao longo de todos os cenários, tem melhores resultados ao nível de tensão do que a Livre. Para pequenas e médias penetrações, a estratégia têm bons resultados face à Livre, mas para penetrações mais elevadas o congestionamento aumenta face às outras duas estratégias (Figura 5.13). Ao nível das perdas, esta estratégia proporciona menores perdas do que a estratégia Livre, ao longo de todos os cenários, mas mais perdas do que a do carregamento Inteligente. Para pequenas penetrações até cerca de 20%, a estratégia tem os melhores resultados ao nível de Picos de Carga. No aspecto económico, esta estratégia proporciona melhores preços aos utilizadores de VEBs em determinado período do dia de acordo com a Tabela 4.3.

Quanto à estratégia de carregamento Inteligente, esta consegue minimizar a degradação das tensões em todos os cenários analisados, quando comparada com as outras estratégias. Trata-se sem dúvida da mais completa, tem as melhores performances em todas as variáveis principais que caracterizam uma rede, quer ao nível de tensão, congestionamentos, perdas e picos de carga. Este tipo de estratégia pressupõe a existência de incentivos por parte do operador de rede para a adesão da mesma por parte dos clientes. Se for possível cativar os clientes à adesão a este tipo de estratégia, o operador de rede estará a conseguir uma melhor fiabilidade e controlabilidade da rede e fornecendo um serviço de qualidade ao cliente.

Capítulo 6

Conclusões

No Capítulo 5, foram apresentados os resultados e as análises dos mesmos, neste capítulo vão ser apresentadas as principais contribuições desta dissertação e os futuros estudos e desenvolvimentos que podem ser realizados a partir deste trabalho.

6.1 - Principais Contribuições da Dissertação

As principais contribuições na realização deste estudo procuram trazer respostas aos possíveis impactos, que estas novas cargas poderiam trazer à rede eléctrica e aos residentes na Ilha das Flores. As mesmas são enumeradas a seguir:

1ª - Comportamento da rede eléctrica da Ilha das Flores em termos técnicos:

Com este estudo, verificou-se que a rede eléctrica da ilha está preparada para receber esta tecnologia em termos técnicos, não existindo nenhuma limitação.

2ª - Identificação de possíveis limitações do sistema electroprodutor:

Após vários testes iniciais com a estratégia de carregamento Livre, verificou-se que a principal limitação à maximização de integração de VEBs está no sistema electroprodutor, devido à sua potência instalada de origem térmica ser inferior às necessidades aquando da introdução destas novas cargas em grande escala.

3ª - Identificação do número máximo de VEBs que podem ser integrados por estratégia de carregamento:

Isso foi possível através da identificação da limitação do sistema electroprodutor, quando utilizada a estratégia de carregamento Livre, assim foi necessário desenvolver uma estratégia

de carregamento Inteligente de forma a minimizar o impacto de tal limitação. Com esta nova estratégia, foi possível maximizar a integração de VEBs até 100%, sem ser necessário fazer investimentos por parte do operador da rede. Para que esta integração de 100% seja exequível o operador de rede terá de desenvolver estratégias para cativar os clientes a aderir a esta modalidade de carregamento, o que não será difícil devido ao facto de em termos de mobilidade a ilha não apresentar grandes necessidades diárias de energia por UVE (Cenário normal).

4ª - Impactos em termos ambientais:

Com a introdução desta tecnologia, o sector dos transportes deixaria de emitir 100% das emissões poluentes por cada veículo que se transferisse para VE. No sector da produção, as emissões aumentariam. Este aumento de emissões é um desafio futuro, como o minimizar, para que a ilha se torne em termos ambientais ainda melhor após a introdução dos VEBs.

5ª - Impactos ao nível económico:

Os impactos económicos ao nível dos utilizadores de VEBs são significativos pelo facto de a energia eléctrica ser mais barata do que a de origem fóssil, chegando a representar uma diminuição de aproximadamente 71%. No sector da produção, os custos da introdução dos VEBs vão aumentar do lado da produção como se fosse uma carga normal. Face a esta constatação, é necessário incrementar a penetração de ERs por parte do operador local, para minimizar os custos e dessa forma contribuir para que os utilizadores do continente não sejam penalizados devido ao facto da existência da compensação tarifária entre o continente e as regiões autónomas referida na subsecção 5.5.6.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação trouxe importantes respostas às principais questões de impacto à integração de veículos eléctricos em redes isoladas, bem como estratégias para minimizar possíveis limitações à integração de VEBs e ao mesmo tempo minimizar os custos de investimento no reforço do SEE da ilha.

A utilização de estratégias de carregamento do tipo Inteligente, com base em procedimentos de optimização e outros que possam ser incorporados, é a melhor solução a adoptar. Pois, esta minimiza todos os aspectos técnicos que uma rede pode ter, em termos de comportamento, quando sujeita a cargas electricamente distribuídas pela rede. Esta estratégia também pode servir para maximizar a exploração de recursos renováveis deslocando quanto possível a carga para períodos onde a mesma exista, a utilização deste tipo de inteligência juntamente com sistemas do tipo MR é um dos cenários prováveis a implementar tendo em conta os planos de investimento para a ilha em reforçar a componente renovável

6.2 - Futuros Estudos e Desenvolvimentos

De acordo com o estudo realizado, foram detectados alguns impactos negativos que precisam de ser resolvidos, quer ao nível das limitações existentes do recurso renovável, quer ao nível das emissões enviadas para a atmosfera pelo sistema electroprodutor, resultantes da integração deste tipo de cargas na rede, bem como os custos acrescidos que o sector da produção terá para produzir a energia para as alimentar.

Nas próximas duas figuras, identificar-se-ão os futuros desenvolvimentos deste trabalho. Na Figura 6.1, pode-se verificar o diagrama de carga actual, quando aplicada a estratégia de carregamento Inteligente com uma penetração de 50%, bem como a contribuição de cada recurso para alimentar a carga ao longo do dia 17/12/2008.

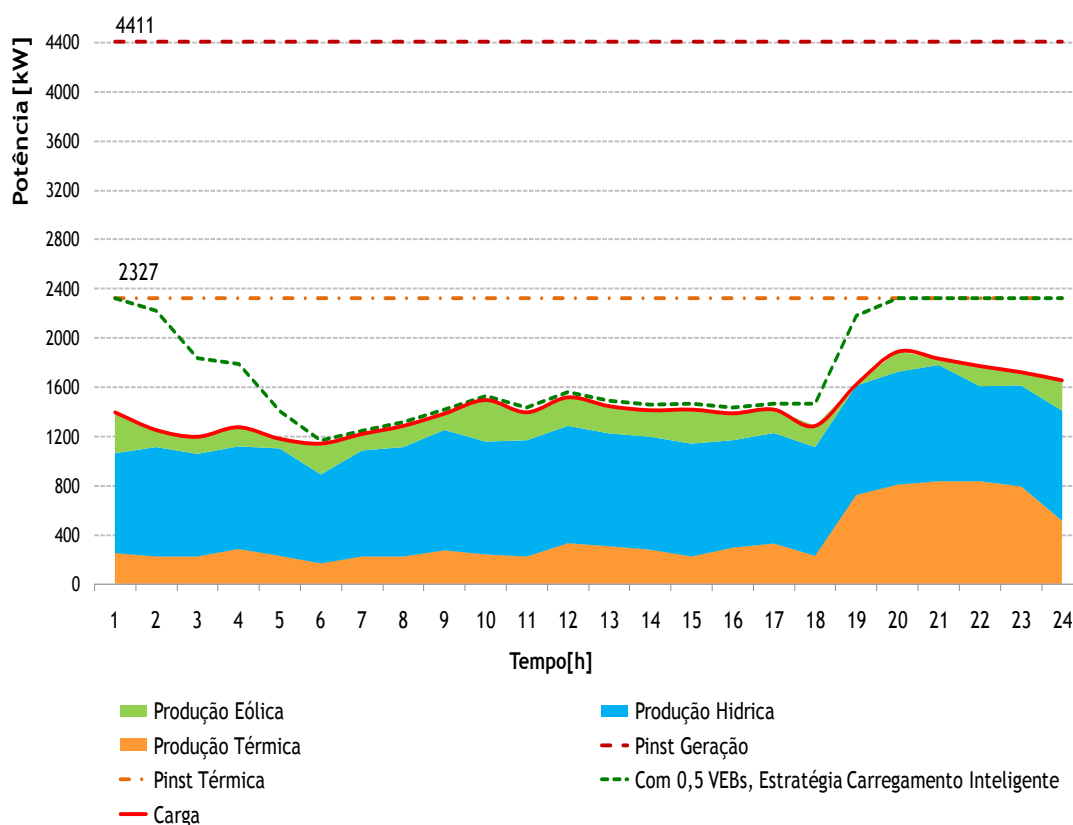


Figura 6.1 - Diagrama de carga, por recurso energético e estratégia de carregamento Inteligente.

De acordo com o novo plano de expansão do sistema electroprodutor referido na subsecção 3.4.3, que está reflectido na Figura 6.2, podemos verificar uma visão de um possível cenário de maximização de integração de VEBs, aproveitando o recurso que vai ficar disponível a mais em termos de ER (ver curva: nova proposta de Geração Renovável), de origem Hídrica e de μ G com painéis fotovoltaicos, se os residentes na ilha aderirem aos mesmos.

O futuro estudo a efectuar, deverá contemplar esses reforços de ERs em que os VEBs irão ser uma parte importante na gestão do SEE utilizando parte dessa energia fornecida pelas ERs. Como? Estes passaram a ser uma fonte de armazenamento distribuída pela rede e a partir de um determinado momento do dia, caso lhes seja solicitado, os mesmos poderão restituir à rede essa energia armazenada através da metodologia VLR a desenvolver nesses futuros estudos.

Com a aplicação dessa metodologia, VLR os impactos registados neste estudo em termos de aumento de emissões serão minimizados ou mesmo eliminados se o recurso renovável se mantiver constante na maior parte do ano. Quanto aos aspectos económicos, no sector da produção, com a adopção desta metodologia, os mesmos vão ser também minimizados podendo mesmo deixar de existir.

Terminamos dizendo que a Figura 6.2 e as que se seguirão no futuro são o ponto de partida para tornar a Ilha das Flores nos próximos anos como um modelo de excelência em termos de eficiência energética a seguir, o que a tornará no futuro com uma classificação em termos ambientais de **Ilha Verde**.

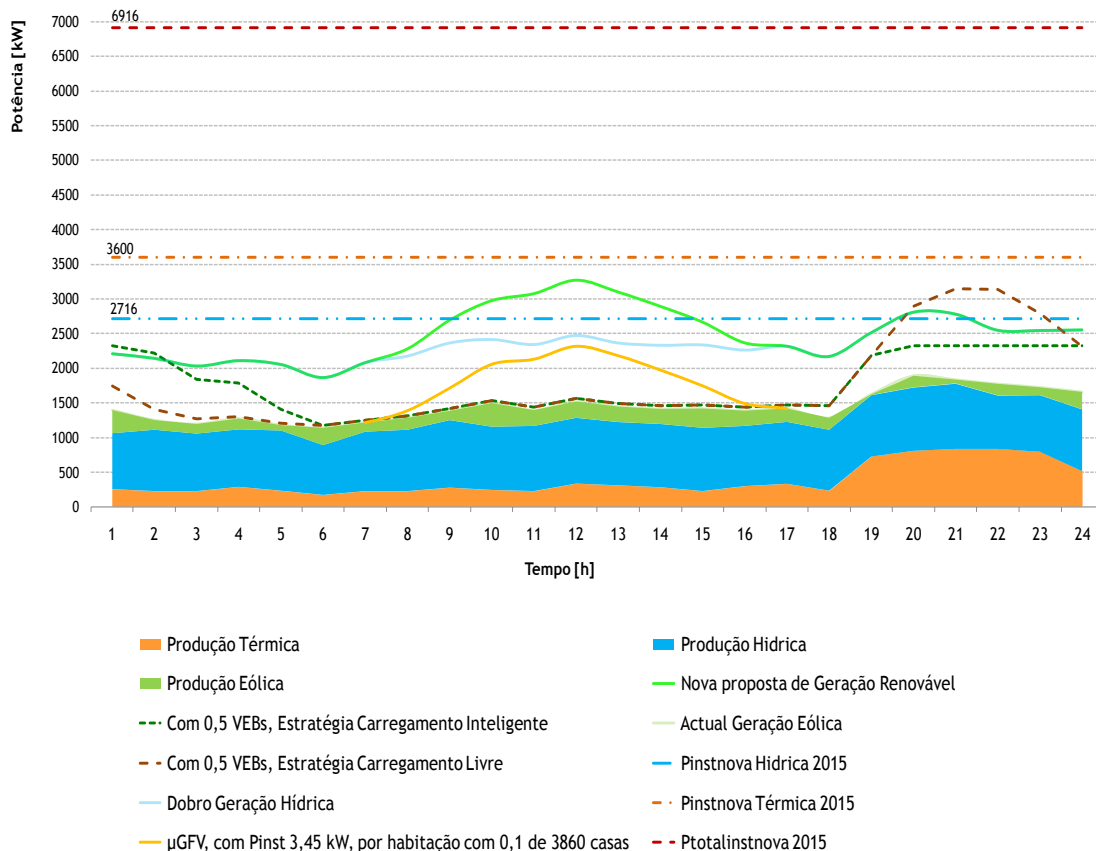


Figura 6.2 - Visão do futuro, dos sistemas de produção da ilha, com maior capacidade instalada de ERs, constatação da oportunidade para o armazenamento pelos VEBs, transformando-os em fontes de geração distribuídas. (Produção FV, considerando a radiação do dia 17/12 para a ilha).

Referências Bibliográficas

- [1] W. Kempton, J. Tomic, "Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy", *Journal of Power Sources*, Vol. 144, no. 1, pp. 280-294, 1 June 2005.
- [2] W. Kempton, J. Tomic, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268-279, 1 June 2005.
- [3] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. Rocha Almeida, "Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid", *PowerTech'2009*, Bucharest, Romania, June/July 2009.
- [4] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. Almeida, M. Moreira da Silva, "Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Resources ", *EVS24*, Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [5] C. L. Moreira, J. A. Peças Lopes, "Microgrids Operation and Control under Emergency Conditions Intelligent Automation and Soft Computing", vol. 16, no. 2, pp. 255-272.
- [6] *The Oil Drum*, "Discussions about energy and our future: Production Forecasts and EIA Oil Production Numbers", Disponível em <http://www.theoil drum.com> , Acesso em 15 de Dezembro de 2009.
- [7] *E.I.A, Energy Information Administration*, "Annual Energy Outlook 2010 Early Release com Projeções para 2035 ", Disponível em : <http://www.eia.doe.gov/> , Acesso em 15 Dezembro de 2009.
- [8] Wikipédia *História dos veículos eléctricos* " Disponível em :<http://en.wikipedia.org>. Acesso em 16 Dezembro de 2009.
- [9] M. Kizaki, Y. Nonobe, H. Mizuno, "Development of New TOYOTA FCHV-adv ", *EVS24 Stavanger*, Norway, May 13-16, 2009 Fuel Cell System Engineering Div., Toyota Motor Corporation.
- [10] M. MATSUNAGA , T. FUKUSHIMA , K. OJIMA , "Powertrain System of Honda FCX Clarity Fuel Cell Vehicle", Honda R&D Co., Ltd., 4630 Shimotakanezawa, Haga-machi, Hagan, Tochigi, Japan , *EVS24 Stavanger*, Norway, May 13-16, 2009.
- [11] ElectricDriveTransportationAssociation. "Vehicle Announcements" Disponível em : <http://www.electricdrive.org/index.php?ht=d/sp/i/11551/pid/11551>. Acesso em 23 Dezembro de 2009.

- [12] JHFC. "Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project " Disponível em :<http://www.jhfc.jp/e/fcv/index.html>. Acesso em 23/Dezembro/2009.
- [13] Autbloggreen, " We obsessively cover the green scene" , Disponível em :<http://green.autoblog.com/gallery/> , Acesso em 10 Janeiro 2010.
- [14] N.R.E.L. National Renewable Energy Laboratory, "Hybrid Electric and Fuel Cell EVs ", Disponível em : <http://www.nrel.gov>. Acesso em 15 Dezembro de 2009.
- [15] S. C. Bill Kramer, Benjamin Kroposki "A Review of Plug-in Vehicles and Vehicle-to-Grid Capability ", National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Blvd., Golden, CO 80401, USA. BEV-HEV-PHEV-FCEV.
- [16] Tesla Motors, "Performance with a clean conscience ", Disponível em : <http://www.teslamotors.com/> , Acesso em 16 Dezembro de 2009.
- [17] A123 SYSTEMS , "Enabling a New Era of Sustainable Transportation ", Disponível em :<http://www.a123systems.com/a123/technology/power>, Acesso em 20 Dezembro de 2009.
- [18] General Motors, "Electricity that goes further. ", Disponível em :<http://www.chevrolet.com/pages/open/default/future/volt.do> , Acesso em 16 Dezembro de 2009.
- [19] U. S. Department of Energy, "Fuel Cell Vehicles", Disponível em : <http://www.fueleconomy.gov> , Acesso em 15 Dezembro de 2009.
- [20] Toyota, "Environmental Technology, Fuel Cells", Disponível em :<http://www2.toyota.co.jp/en/tech/environment/> , Acesso em 18 Dezembro de 2009.
- [21] M. Zeraoulia, M.E.H. Benbouzid, D. Diallo, "Electric Motor Drive Selection Issues for HEV Propulsion Systems: A Comparative Study ".
- [22] N. Hashernnia, B. Asaei, "Comparative Study of Using Different Electric , Motors in the Electric Vehicles ", Proceedings of the 2008 International Conference on Electrical Machines.
- [23] RWE, "How-does-the-charging-station-work ", Disponível em :<http://www.rwe-mobility.com/web/cms/en/237006/rwemobility/what-is-electro-mobility/how-does-the-charging-station-work/> , Acesso em 20 Janeiro de 2010.
- [24] Better Place , "charging ", Disponível em :<http://www.betterplace.com/solution/charging/> , Acesso em 20 Janeiro de 2010.
- [25] R.W.E. , "The Mobility of Tomorrow Starts Today " Disponível em :<http://www.rwe-mobility.com>. Acesso em 15 Dezembro de 2009.
- [26] Mennekes, "Plugs for the world ", Disponível em :<http://www.mennekes.de> , Acesso em 15 Dezembro de 2009.
- [27] C. Botsford, A. Szczepanek, "Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles", EVS24Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [28] B. Place. "Better Place, is a global provider of EV networks and services, accelerating the transition to sustainable transportation" . Disponível em <http://www.betterplace.com/>. Acesso em 15 de Dezembro de 2009.

- [29] Autosil. "Energia por medida " Disponível em :<http://www.autosil.pt/>. Acesso em 20 Dezembro de 2009.
- [30] MAX D. ANDERSON DODD S. CARR, " Battery Energy Storage Technologies", 0018-9219/93\$03.0c 0 1993 IEEE.
- [31] S. Dhameja, "Electric vehicle battery systems / Sandeep Dhameja", Includes bibliographical references and index.
- [32] Cord-H. Dustmann, "Advances in ZEBRA batteries", MES-DEA S.A., Via Laveggio 15, CH 6855 Stabio, Switzerland, Science Direct © 2003 Elsevier.
- [33] T. M. O Sullivan, C. M. Bingham, R. E. Clark , "Zebra Battery Technologies for the All Electric Smart Car", Electrical Machines and Drives Group, Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Sheffield, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion SPEEDAM 2006 IEEE xplore.
- [34] J. Dixon, I. Nakashima, E. Arcos, M. Ortúzar, "Electric Vehicle Using a Combination of Ultracapacitors and ZEBRA Battery ", Industrial Electronics, IEEE Transactions, 2009 Page (s): 1 - 1.
- [35] Cobasys, John J.C. Kopera, "Inside the Nickel Metal Hydride Battery", 25 June 2004.
- [36] Harding, "Your Power Solution Provider For all of your battery needs, products ", Disponível em :<http://www.hardingenergy.com> , Acesso em 19 Dezembro de 2009.
- [37] M. V. Urbschat, Dr. W. Bernhart, "Powertrain 2020 - Challenges and opportunities for OEMs and suppliers", Roland Berger Strategy Consultants, Mies-van-der-Rohe-Straße 6, 80807 Munich, EVS24 Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [38] H. Horie, T. Abe, T. Kinoshita, Y. Shimoida, "A Study on an Advanced Lithium-ion Battery System for EVs ", Next Generation battery development group, Nissan Motor, The World Electric Vehicle Journal, Vol 2, Issue 2.
- [39] C. W. Jian Hong, Uday Kasavajjula. "Kinetic behavior of LiFeMgPO4 cathode material for Li-ion batteries" Science Direct *LiFeMgPO4*.
- [40] Valence. "Energy storage Solutions, Saphion Technology® " Disponível em :<http://www.valence.com/technology/saphion>. Acesso em 23 Dezembro de 2009.
- [41] IBM, Research - Almaden , "Bateria de lítio de Oxigênio ", Disponível em :<http://www.almaden.ibm.com/> , Acesso em 21 Dezembro de 2009.
- [42] Universidade. de St. Andrews, "Bateria de lítio de Oxigênio", Disponível em :<http://chemistry.st-andrews.ac.uk/staff/pgb/group/lio.html>. Acesso em 21 Dezembro de 2009.
- [43] T. Ogasawara, A. Debart, M. Holzapfel, P. Nova, P. G Bruce, "Rechargeable Li2O2 Electrode for Lithium Batteries", Contribution from the School of Chemistry, University of St. Andrews, North Haugh, St. , Andrews, Fife, KY16 9ST, U.K., and Electrochemistry Laboratory, Paul Scherrer Institut, CH-5232 Villigen PSI, Switzerland , Disponível em: <http://chemistry.st-andrews.ac.uk/staff/pgb/group/pubs.html> , Acesso em 21 Dezembro de 2009.
- [44] Lactec. Patricio Rodolfo Impinnisi, "Situação atual e perspectivas para os próximos 10 anos ", Disponível em: http://www.inee.org.br/down_loads/veh/VE2009_Impinnizzi.ppt. Acesso em 23 Dezembro de 2009. *Baterias Futuro*.

- [45] D. W. B. Michael Valentine-Urbschat and "Powertrain 2020 - Challenges and opportunities for OEMs and suppliers" ,EVS24 Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [46] J. A. Peças Lopes, A. M. A. Messias, R. M. P. Gonçalves, "Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável", Disponível em: <http://www.ordemengenheiros.pt/oe/ingenium/casoestudo/ing112-casoestudo.pdf> , Acesso em 29 Dezembro de 2009.
- [47] J. Vasiljevska, J. A. Peças Lopes, M. A. Matos, "Multi-Microgrid Impact Assessment Using Multi Criteria Decision Aid Methods", PowerTech, Bucareste, pp. 1 - 8, 2009.
- [48] A. A. Messias. The InovGrid Project , "Distribution Network Evolution as a Decisive Answer to the Distribution Network Evolution as a Decisive Answer to the New Challenges in the Electrical Sector", http://ec.europa.eu/research/conferences/2009/smart_networks/pdf/messias.pdf , EDP Distribuição.
- [49] L. Cunha, J. A. Peças Lopes, "InovGrid Project - Distribution network evolution as a decisive answer to new electrical sector challenges", Proc. CIRED seminar 2008, Frankfurt, June 2008.
- [50] C. Guille, G. Gross, "A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation", Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, IL 61801, USA.
- [51] *Dr Andrew Simpson, "Electric Vehicles and their Renewable Connection, Auto CRC / RMIT Seminar - 22 June 2009 "*, Disponível em :http://www.unisa.edu.au/isst/collaboration/workshopsandseminars/seminars/ISST_fliers/AutoCRC_EVsmartgrids_renewables.pdf , Acesso em 03 Janeiro de 2010.
- [52] J. Tomic, W. Kempton, "Using fleets of electric-drive vehicles for grid support", Journal of Power Sources, vol. 168, pp. 459-468, June 2007
- [53] *Governo dos Açores, "Geografia - Ilha das Flores", Disponível em :http://www.azores.gov.pt/Portal/pt/entidades/sre-drt/textolmagem/2FL.htm* , Acesso em 04 Janeiro de 2010.
- [54] *ISP. Instituto de Seguros de Portugal, "Estatísticas do seguro do parque automóvel "*, Disponível em :<http://www.isp.pt/NR/exeres/7D383D46-9431-416E-98C7-395B0A9E7080.htm>. Acesso em 04 Janeiro de 2010.
- [55] Dr. Rui Gregório Santos, "Secretaria Regional da Ciência Tecnologia e Equipamentos", Ponta Delgada.
- [56] INE. "Devisões Territoriais do Instituto Nacional de Estatística" Disponível em :<http://sig.ine.pt/viewer.htm>. Acesso em 04 Janeiro de 2010.
- [57] SREA. "Serviço Regional de Estatística dos Açores" Disponível em :http://estatistica.azores.gov.pt/conteudos/Relatorios/lista_relatorios.aspx?idc=29&idsc=1140&lang_id=1. Acesso em 04 Janeiro de 2010.
- [58] Governo dos Açores, "Ministério das Obras Públicas do Governo dos Açores - Ilha das Flores", Disponível em :<http://www.azores.gov.pt/Portal/pt/principal/homepage.htm> , Acesso em 04 Janeiro de 2010.

- [59] QREN, "PROCONVERGÊNCIA - Programa Operacional dos Açores para a Convergência", Disponível em :http://www.qren.pt/item3.php?lang=0&id_channel=34&id_page=203 , Acesso em 04 Janeiro de 2010.
- [60] EDA, "Informações, Económica/Financeira , Caracterização das Redes T&D da EDA a 31 Dez 2007 Relatório técnico emitido a 29/12/2008", Disponível em :<http://www.eda.pt/informacao.php> , Acesso em 05 Janeiro de 2010.
- [61] EDA, "O que fazemos, Produção", Disponível em :<http://www.eda.pt/producao.php> , Acesso em 05 Janeiro de 2010.
- [62] EDA, "Informações, Económica/Financeira", Disponível em :<http://www.eda.pt/informacao.php> , Acesso em 05 Janeiro de 2010.
- [63] EDA, "Informações, Outras , Caracterização das Redes T&D da EDA a 31 Dez 2008 ", Disponível em :<http://www.eda.pt/informacao.php> , Acesso em 05 Janeiro de 2010.
- [64] EDA, "Publicações, EDA informa , Plano Estratégico Plurianual das Empresas Energéticas do Grupo EDA para o período 2010/2014, EDA Nº 130 Setembro/Outubro de 2009 ", Disponível em :<http://www.eda.pt/eda.php> , Acesso em 06 Janeiro de 2010.
- [65] EEA, European Environment Agency, " Transporte de emissões de poluentes atmosféricos ", Disponível em :<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/transport-emissions-of-air-pollutants> , Acesso em 17 Janeiro de 2010.
- [66] IMTT. Instituto da Mobilidade e Transporte Terrestre," Economia do combustível" , Disponível em :<http://www.imtt.pt/sites/IMTT/Portugues/Veiculos/EconomiaCombustivel>. Acesso em 17 Janeiro de 2010.
- [67] ERSE, Entidade Reguladora dos serviços Energéticos, " Rotulagem de Energia Eléctrica ", Disponível em :<http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/informacaodesuporte/Paginas/EmissoesEspecificas.aspx> , Acesso em 17 Janeiro de 2010.
- [68] K. Clement, E. Haesen, J. Driesen, "Coordinated Charging of Multiple Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Residential Distribution Grids ", 15-18 março 2009 Page (s): 1 - 7 , Digital Object Identifier 10.1109/PSCE.2009.4839973.
- [69] EDA, "Sistema Tarifário, Tarifas e Preços, Baixa Tensão Normal, Períodos Horários ", Disponível em :<http://www.eda.pt/loja/main.php> , Acesso em 07 Janeiro de 2010.
- [70] J. A Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, F. O Resende, X. Wu, N. Jayawarna, Y. Zhang, N. Jenkins, F. Kanellos, N. Hatziargyriou, "Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", IEEE PWRS - IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.2, pp.916-924, June 2006.

Apêndice A - Rede do SEE da Ilha das Flores

As próximas Tabelas, contém os dados referentes à rede do SEE da Ilha das Flores usada para a realização deste trabalho.

Tabela AP A. 1 - Barramentos.

	Bus Number	R	C	I	S - Pot Instala [kVA]	Dist Carros	Tipo	Pd [MW]	Qd [MVAR]	Gs	Bs	area	Vm [p.u.]	Va [degree]	Base Kv [KV]	zone [1-999]	Vmax [p.u.]	Vmin [p.u.]
SE-AF	1	0	0	0	0	0	3	0,0000	0,0000	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
S. Cruz I	2	0	0	100	100	0	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	3	0	0	100	160	0	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	4	100	0	0	100	26	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	5	80	20	0	250	124	1	0,0622	0,0218	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	6	50	50	0	630	105	1	0,1567	0,0549	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
S. Cruz II	7	80	20	0	160	113	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	8	90	10	0	250	136	1	0,0622	0,0218	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	9	50	50	0	50	38	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	10	0	0	100	315	239	1	0,0784	0,0274	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	11	0	0	100	250	0	1	0,0622	0,0218	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	12	70	30	0	160	121	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	13	0	0	100	250	0	1	0,0622	0,0218	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	14	0	0	100	160	0	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	15	0	0	100	200	0	1	0,0498	0,0174	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	16	70	30	0	160	121	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
Lajes	17	100	0	0	20	0	1	0,0050	0,0017	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	18	100	0	0	20	0	1	0,0050	0,0017	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	19	0	0	0	0	0	1	0,0000	0,0000	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	20	100	0	0	80	42	1	0,0199	0,0070	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	21	0	0	100	20	0	1	0,0050	0,0017	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	22	80	20	0	100	69	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	23	80	20	0	80	96	1	0,0199	0,0070	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	24	100	0	0	160	0	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	25	65	35	0	400	195	1	0,0995	0,0348	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	26	0	0	100	400	0	1	0,0995	0,0348	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	27	0	0	100	100	0	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	28	0	0	0	0	0	1	0,0000	0,0000	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	29	0	0	100	100	0	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	30	0	0	100	50	0	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	35	80	20	0	50	8	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	34	0	0	100	50	75	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	33	80	20	0	160	0	1	0,0398	0,0139	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	32	100	0	0	25	41	1	0,0062	0,0022	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	31	100	0	0	25	20	1	0,0062	0,0022	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	36	100	0	0	50	22	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	37	100	0	0	100	18	1	0,0249	0,0087	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	38	0	0	100	500	0	1	0,1244	0,0435	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	39	80	20	0	200	0	1	0,0498	0,0174	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	40	100	0	0	80	0	1	0,0199	0,0070	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
Ponta Delgada	41	100	0	0	50	75	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	42	100	0	0	25	20	1	0,0062	0,0022	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	43	0	0	0	0	0	1	0,0000	0,0000	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	44	0	0	0	0	0	1	0,0000	0,0000	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	45	20	80	0	250	247	1	0,0622	0,0218	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9
	46	0	0	100	50	0	1	0,0124	0,0044	0	0	1	1	0	15	1	1,1	0,9

Tabela AP A. 4 - Postos de transformação linha aérea.

PT's

FLO - Postos de transformação da Linha Aérea "Sta. Cruz I" - 15kV

PTD		PTC		Total	
N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]
3	980	2	260	5	1240

Bus Number	Zona	R	C	I	Tipo	Pot Instala [kVA]	Tipo Serviço
2	I	0	0	100	AS	100	PTC
3	I	0	0	100	AI	160	PTC
4	R	100	0	0	AS	100	PTD
5	RC	80	20	0	CA	250	PTD
6	RC	50	50	0	CA	630	PTD

FLO - Postos de transformação da Linha Aérea "Sta. Cruz II" - 15kV

PTD		PTC		Total	
N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]
6	1095	4	860	10	1955

Bus Number	Zona	R	C	I	Tipo	Pot Instala [kVA]	Tipo Serviço
7	RC	80	20	0	CA	160	PTD
8	RC	90	10	0	CA	250	PTD
9	RC	50	50	0	CA	50	PTD
10	I	0	0	100	CB	315	PTD
11	I	0	0	100	CB	250	PTC
12	RC	70	30	0	CB	160	PTD
13	I	0	0	100		250	PTC
14	I	0	0	100	CB	160	PTC
15	I	0	0	100	CB	200	PTC
16	RC	70	30	0	CB	160	PTD

FLO - Postos de transformação da Linha Aérea "Lajes" - 15kV

PTD		PTC		Total	
N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]
15	1550	7	1220	22	2770

Bus Number	Zona	R	C	I	Tipo	Pot Instala [kVA]	Tipo Serviço
17	R	100	0	0	CA	20	PTD
18	R	100	0	0	CB	20	PTD
20	R	100	0	0	CA	80	PTD
21	I	0	0	100	AS	20	PTC
22	RC	80	20	0	CA	100	PTD
23	RC	80	20	0	CA	80	PTD
24	R	100	0	0	AI	160	PTD
25	RC	65	35	0	CA	400	PTD
26	I	0	0	100	CB	400	PTC
27	I	0	0	100	TB	100	PTC
29	I	0	0	100	CB	100	PTC
30	I	0	0	100		50	PTC
32	RC	80	20	0	CA	50	PTD
33	I	0	0	100	AS	50	PTC
34	RC	80	20	0	CA	160	PTD
35	R	100	0	0	CA	25	PTD
31	R	100	0	0	CA	25	PTD
36	R	100	0	0	CA	50	PTD
37	R	100	0	0	AS	100	PTD
38	I	0	0	100		500	PTC
39	RC	80	20	0	CA	200	PTD
40	R	100	0	0	CB	80	PTD

FLO - Postos de transformação da Linha Aérea "P. Delgada" - 15kV

PTD		PTC		Total	
N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]	N.º	S [kVA]
3	325	1	50	4	375

Bus Number	Zona	R	C	I	Tipo	Pot Instala [kVA]	Tipo Serviço
41	R	100	0	0	CA	50	PTD
42	R	100	0	0	CA	25	PTD
45	RC	20	80	0	CA	250	PTD
46	I	0	0	100		50	PTC

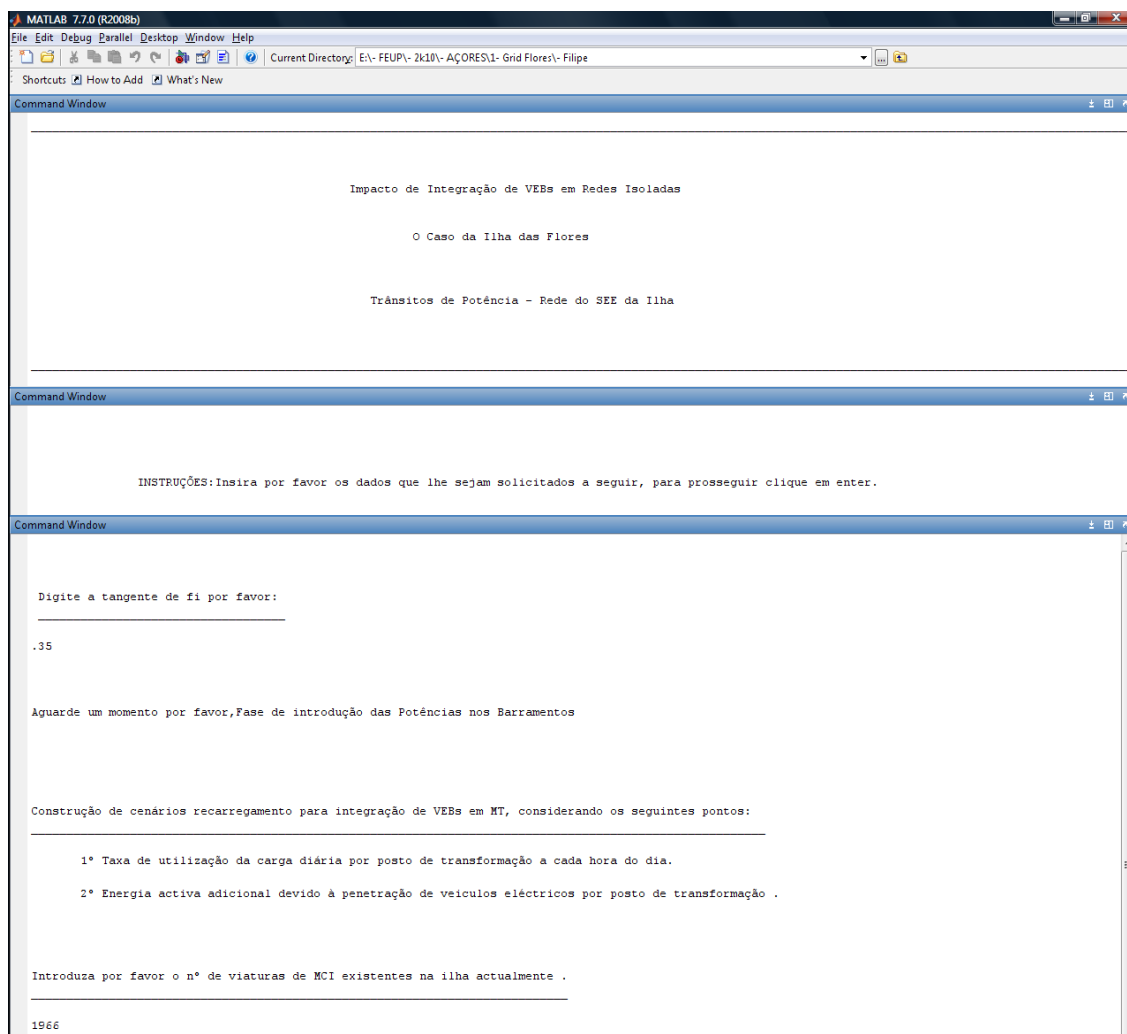
Tabela AP A. 5 - Condutores.

Condutores

Tensão [kV]	Tipo L - Linha C - Cabo	Desig	Secção [mm ²]	Cod.	R [Ω/km]	X [Ω/km]	B [S/km]	I [A]	Cap. Térm. [MVA]
15	L	Cu	50	Cu50	0,402075	0,383625	2,98E-06	240	6,24
15	L	Cu	35	Cu35	0,5607	0,394875	2,89E-06	195	5,07
15	L	Cu	25	Cu25	0,733275	0,403875	2,82E-06	165	4,29
15	L	Cu	16	Cu16	1,218375	0,419175	2,71E-06	120	3,12
15	C	LXHIOV	120	LXHIOV120	0,324	0,10125	4,44E-05	285	7,4
15	C	LXHIOV	70	LXHIOV70	0,567675	0,1098	4,44E-05	210	5,46
15	C	LXHIOV	50	LXHIOV50	0,8217	0,117675	4,44E-05	170	4,42
15	C	LXHIAV	35	LXHIAV35	1,112625	0,12195	4,44E-05	145	3,77
15	C	LEHIV	35	LEHIV35	1,04265	0,12195	4,44E-05	135	3,51
15	C	XHIOV	50	XHIOV50	0,4095	0,1296	0	204	5,3
15	C	XHIOV	35	XHIOV35	0,524	0,14758	5,97E-05	182	4,73
15	C	PHCAJ	25	PHCAJ25	0,869625	0,112725	4,44E-05	130	3,38
15	C	PHCAJ	16	PHCAJ16	1,375875	0,12195	4,44E-05	100	2,6
15	C	NHKBY	16	NHKBY16	1,375875	0,12195	4,44E-05	100	2,6

Apêndice B - Trânsitos de Potências

A Figura Ap B. 1 mostra o interface com o utilizador e a Figura Ap B. 2, um dos resultados para uma hora ao nível de trânsitos de potência, obtidos através do programa desenvolvido no ambiente MatlabTM/módulo de análise de SEE Matpower para este estudo.



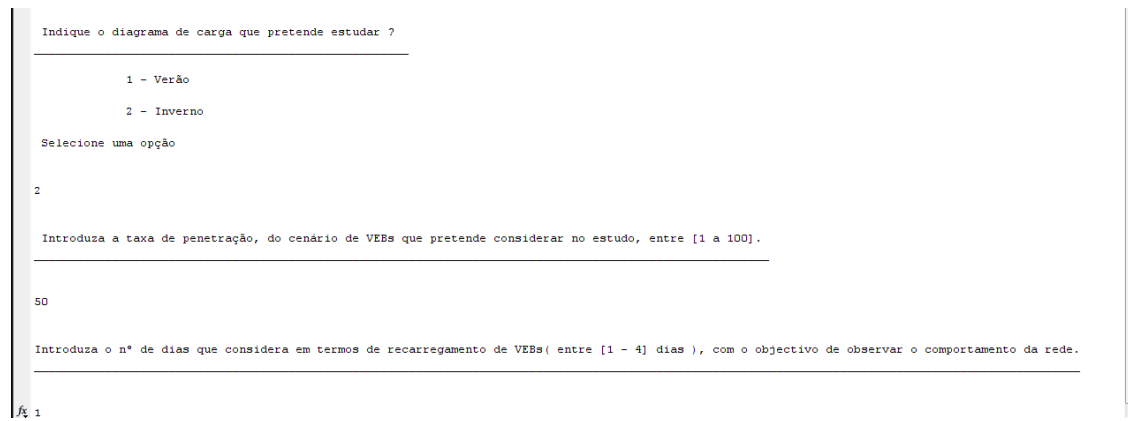
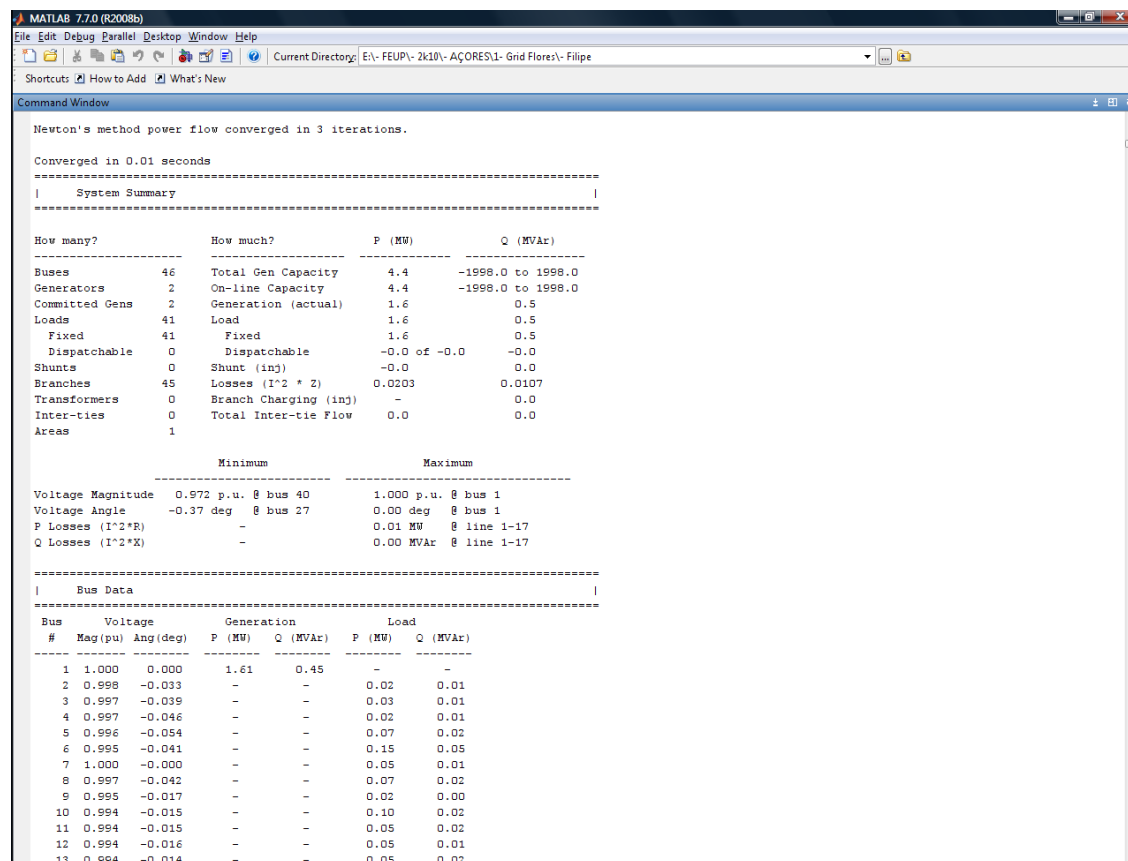


Figura Ap B. 1 - Interface com o utilizador do programa desenvolvido no ambiente Matlab™/módulo de análise de SEE Matpower.



14	0.994	-0.013	-	-	0.03	0.01		
15	0.993	-0.012	-	-	0.04	0.01		
16	0.993	-0.011	-	-	0.05	0.01		
17	0.990	-0.118	-	-	0.00	0.00		
18	0.983	-0.204	-	-	0.00	0.00		
19	0.980	-0.238	0.00	0.00	-	-		
20	0.978	-0.261	-	-	0.02	0.01		
21	0.978	-0.283	-	-	0.00	0.00		
22	0.976	-0.330	-	-	0.03	0.01		
23	0.975	-0.350	-	-	0.03	0.01		
24	0.975	-0.356	-	-	0.03	0.01		
25	0.974	-0.365	-	-	0.11	0.03		
26	0.974	-0.367	-	-	0.08	0.03		
27	0.974	-0.367	-	-	0.02	0.01		
28	0.982	-0.212	-	-	-	-		
29	0.982	-0.209	-	-	0.02	0.01		
30	0.982	-0.212	-	-	0.01	0.00		
35	0.976	-0.291	-	-	0.01	0.00		
34	0.976	-0.290	-	-	0.02	0.00		
33	0.976	-0.286	-	-	0.03	0.01		
32	0.976	-0.284	-	-	0.01	0.00		
31	0.976	-0.278	-	-	0.01	0.00		
36	0.976	-0.289	-	-	0.01	0.00		
37	0.975	-0.295	-	-	0.02	0.01		
38	0.972	-0.327	-	-	0.10	0.04		
39	0.972	-0.329	-	-	0.04	0.01		
40	0.972	-0.329	-	-	0.02	0.01		
41	0.967	-0.023	-	-	0.02	0.00		
42	0.966	-0.027	-	-	0.01	0.00		
43	0.965	-0.053	-	-	-	-		
44	0.963	-0.040	-	-	-	-		
45	0.963	-0.046	-	-	0.09	0.02		
46	0.993	-0.042	-	-	0.01	0.00		
Total:		1.61	0.45	1.59	0.46			

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)	
							P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0.30	0.07	-0.29	-0.07	0.0006	0.0003
2	2	3	0.27	0.07	-0.27	-0.07	0.0001	0.0001
3	3	4	0.24	0.06	-0.24	-0.06	0.0001	0.0001
4	4	5	0.22	0.05	-0.22	-0.05	0.0001	0.0001
5	5	6	0.15	0.03	-0.15	-0.05	0.0002	0.0000
6	1	7	0.05	0.01	-0.05	-0.01	0.0000	0.0000
7	1	8	0.47	0.13	-0.47	-0.13	0.0014	0.0008
8	8	9	0.40	0.11	-0.40	-0.11	0.0009	0.0001
9	9	10	0.38	0.11	-0.38	-0.11	0.0002	0.0000
10	10	11	0.28	0.09	-0.28	-0.09	0.0000	0.0000
11	11	12	0.23	0.07	-0.23	-0.07	0.0000	0.0000
12	12	13	0.18	0.06	-0.18	-0.06	0.0000	0.0000
13	13	14	0.13	0.04	-0.13	-0.04	0.0000	0.0000
14	14	15	0.09	0.03	-0.09	-0.03	0.0000	0.0000
15	15	16	0.05	0.01	-0.05	-0.01	0.0000	0.0000
16	1	17	0.67	0.21	-0.67	-0.21	0.0063	0.0035
17	17	18	0.66	0.21	-0.66	-0.20	0.0045	0.0025
18	18	19	0.34	0.10	-0.34	-0.10	0.0008	0.0005
19	19	20	0.34	0.10	-0.34	-0.10	0.0006	0.0003
20	20	21	0.31	0.09	-0.31	-0.09	0.0002	0.0002
21	21	22	0.31	0.09	-0.31	-0.09	0.0004	0.0004
22	22	23	0.28	0.08	-0.28	-0.08	0.0002	0.0002
23	23	24	0.25	0.08	-0.25	-0.08	0.0001	0.0001
24	24	25	0.21	0.07	-0.21	-0.07	0.0002	0.0001
25	25	26	0.10	0.04	-0.10	-0.04	0.0000	0.0000
26	26	27	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.0000	0.0000
27	18	28	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.0000	0.0000
28	28	29	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.0000	0.0000
29	28	30	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.0000	0.0000
30	16	31	0.29	0.09	-0.28	-0.09	0.0017	0.0010
31	31	32	0.08	0.02	-0.08	-0.02	0.0000	0.0000
32	32	33	0.07	0.02	-0.07	-0.02	0.0000	0.0000
33	33	34	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.0000	0.0000
34	34	35	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.0000	0.0000
35	31	36	0.20	0.07	-0.20	-0.07	0.0001	0.0001
36	36	37	0.19	0.06	-0.19	-0.06	0.0001	0.0001
37	37	38	0.16	0.06	-0.16	-0.06	0.0005	0.0003
38	38	39	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.0000	0.0000
39	39	40	0.02	0.01	-0.02	-0.01	0.0000	0.0000
40	1	41	0.12	0.03	-0.12	-0.03	0.0004	0.0001
41	41	42	0.11	0.02	-0.11	-0.02	0.0001	0.0000
42	42	43	0.10	0.02	-0.10	-0.02	0.0001	0.0001
43	43	44	0.10	0.02	-0.10	-0.02	0.0002	0.0000
44	44	45	0.09	0.02	-0.09	-0.02	0.0000	0.0000
45	44	46	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.0000	0.0000
Total:							0.020	0.01

Figura Ap B. 2 - Resultados do programa, relativo a um trânsito de potências de uma hora, sem tratamento de dados.

Cenários Estudados

A próxima Tabela serve de apoio ao leitor, para consulta dos cenários estudados aquando da leitura deste documento.

Descrição dos cenários estudados					
Cenário	0	1	2	3	4
Nº VMCI	1966	1966	1966	1966	1966
VEB [%]	0%	5%	15%	30%	50%
Energia consumida [MW.h]	34,6	35,2	36,8	39	41,8

Fim
01-02-2010

© Filipe José da Cruz Coimbra

fjcoimbra@netcabo.pt

[Página Web](#)