

# Gestão de Recursos Energéticos nas *SmartGrids*

**Hugo Gabriel Valente Morais**

**Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia  
sob orientação da Professora Doutora Zita Vale e do Doutor Hussein Khodr**

Instituto Superior de Engenharia do Porto  
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200 - 072 Porto, Portugal

Outubro de 2010



*“A mente que se abre a uma nova  
ideia jamais volta ao seu tamanho original”*  
**(Albert Einstein)**

O trabalho aqui apresentado, foi realizado por Hugo Gabriel Valente Morais, aluno do 2º ano do Mestrado de Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto, no âmbito da disciplina Estágio Projecto, sob a orientação da Professora Doutora Zita Vale e do Doutor Hussein Khodr.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar todo o meu reconhecimento pela excelência dos meus orientadores em particular à Professora Zita Vale que, pela sua opinião crítica permitiu o incremento da qualidade do trabalho apresentado.

Ao GECAD, que sempre me disponibilizou as melhores condições de trabalho, às pessoas que fazem do GECAD um dos melhores grupos de investigação e em especial ao Pedro pelos momentos compartilhados.

Por fim, à Diana, Ana, João e Santiago, razão de todo o esforço para atingir metas cada vez mais elevadas.

## RESUMO

A sustentabilidade do sistema energético é crucial para o desenvolvimento económico e social das sociedades presentes e futuras. Para garantir o bom funcionamento dos sistemas de energia actua-se, tipicamente, sobre a produção e sobre as redes de transporte e de distribuição. No entanto, a integração crescente de produção distribuída, principalmente nas redes de distribuição de média e de baixa tensão, a liberalização dos mercados energéticos, o desenvolvimento de mecanismos de armazenamento de energia, o desenvolvimento de sistemas automatizados de controlo de cargas e os avanços tecnológicos das infra-estruturas de comunicação impõem o desenvolvimento de novos métodos de gestão e controlo dos sistemas de energia.

O contributo deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de gestão de recursos energéticos num contexto de *SmartGrids*, considerando uma entidade designada por VPP que gere um conjunto de instalações (unidades produtoras, consumidores e unidades de armazenamento) e, em alguns casos, tem ao seu cuidado a gestão de uma parte da rede eléctrica. Os métodos desenvolvidos contemplam a penetração intensiva de produção distribuída, o aparecimento de programas de *Demand Response* e o desenvolvimento de novos sistemas de armazenamento. São ainda propostos níveis de controlo e de tomada de decisão hierarquizados e geridos por entidades que actuem num ambiente de cooperação mas também de concorrência entre si.

A metodologia proposta foi desenvolvida recorrendo a técnicas determinísticas, nomeadamente, à programação não linear inteira mista, tendo sido consideradas três funções objectivo distintas (custos mínimos, emissões mínimas e cortes de carga mínimos), originando, posteriormente, uma função objectivo global, o que permitiu determinar os óptimos de Pareto. São ainda determinados os valores dos custos marginais locais em cada barramento e consideradas as incertezas dos dados de entrada, nomeadamente, produção e consumo. Assim, o VPP tem ao seu dispor um conjunto de soluções que lhe permitirão tomar decisões mais fundamentadas e de acordo com o seu perfil de actuação.

São apresentados dois casos de estudo. O primeiro utiliza uma rede de distribuição de 32 barramentos publicada por Baran & Wu. O segundo caso de estudo utiliza uma rede de distribuição de 114 barramentos adaptada da rede de 123 barramentos do IEEE.

## ABSTRACT

The energy system sustainability is crucial to the present and future economic and social development of societies. To ensure the correct functioning of power systems, the independent system operator controls large power plants, the transmission and distribution networks. However, the penetration of distributed generation, especially in the medium and low voltage distribution networks, the deregulation of electricity markets, the increment of home and industrial automation with load control, the development of new and more efficient storage systems and the development of new communication infrastructures, require new management and control methods in power systems.

The main contribution of the present work is the development of a new energy resource management methodology in the SmartGrid context, considering Virtual Power Producers (VPP) which manages a set of facilities (generation units, consumers and storage units) and, in some cases, the distribution network. The developed method considers an intensive use of distribution generation, demand response programs and storage units. This thesis also proposes a new SCADA hierarchy, with several control and decision-making levels, managed by different entities. These entities operate in a competitive environment, but also cooperate to obtain common goals.

The proposed methodology has been developed using deterministic techniques in particular mixed integer nonlinear programming and has considered three different objective functions (minimum operation costs, minimum gas emissions and minimum load curtailment). Weights are assigned to each objective function to obtain a global multi-objective function, which allowed determine the Pareto optimal front. Locational marginal Prices (LMP) in each bus are also evaluated. The uncertainties of input data, including wind and photovoltaic generation and costumers' consumption, are also considered. The proposed method provides VPPs with a set of energy resource management solutions, that allow making more conscious decisions and in accordance with their profile.

Two case studies are presented in this work. The first one uses a 32 buses distribution network, published by Baran & Wu. The second case study uses a 114 buses distribution network, adapted from the 123 buses IEEE distribution network.

## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	iii
RESUMO .....	iv
ABSTRACT .....	v
ÍNDICE.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	viii
INDICE DE TABELAS .....	xiii
ABREVIATURAS E SIGLAS .....	xiv
NOTAÇÃO.....	xviii
CAPÍTULO 1 .....	1
1 - INTRODUÇÃO .....	1
1.1 – Enquadramento.....	1
1.2 – Objectivos do trabalho.....	2
1.3 – Organização do texto.....	2
CAPÍTULO 2 .....	5
REDES ELÉCTRICAS .....	5
2.1 – Introdução.....	5
2.2 – Redes Activas .....	8
2.3 – <i>MicroGrids</i> .....	10
2.4 – Agentes Virtuais .....	13
2.5 – <i>SmartGrids</i> .....	17
2.6 – Conclusão .....	20
CAPÍTULO 3 .....	23
GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS NAS <i>SMARTGRIDS</i> .....	23
3.1 – Introdução.....	23
3.2 – Despacho Económico .....	28
3.3 – Gestão de Cargas .....	30
3.4 – Armazenamento de energia eléctrica.....	32
3.5 – Produção distribuída.....	37
3.6 – Conclusão .....	39
CAPÍTULO 4 .....	41
MODELO PROPOSTO PARA A GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS.....	41

4.1 – Introdução .....	41
4.1.1 – Programação Não Linear Inteira Mista .....	44
4.1.2 – GAMS – <i>General Algebraic Modeling System</i> .....	45
4.1.3 – MATLAB – <i>MATrix LABORatory</i> .....	48
4.2 – Formulação do problema .....	49
4.2.1 – Função Objectivo.....	49
4.2.2 – Restrições .....	56
4.2.3 – Incertezas nas previsões.....	63
4.3 – Implementação.....	68
4.3.1 – Simulações.....	68
4.4 – Conclusão .....	106
CAPÍTULO 5 .....	108
CASOS DE ESTUDO .....	108
5.1 – Introdução .....	108
5.2 – Rede de 32 Barramentos de Baran and Wu .....	108
5.2.1 – Função Multi-Objectivo .....	110
5.2.2 – Objectivos com Incertezas .....	111
5.2.3 – Situação de Incidente.....	114
5.2.4 – Análise dos custos marginais.....	116
5.3 – Rede de 114 Barramentos do IEEE .....	117
5.3.1 – Operação a custos mínimos .....	119
5.3.2 – Operação com vários VPPs .....	122
5.4 – Conclusões.....	127
CAPÍTULO 6 .....	129
CONCLUSÕES .....	129
BIBLIOGRAFIA .....	133

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - APLICAÇÃO DE D-FACTS [DIVAN, 2007] [DEBRUP, 2010] .....	7
FIGURA 2.2 - APLICAÇÃO DE D-FACTS [DIVAN, 2007] .....	7
FIGURA 2.3 - REDE ACTIVA [JIMENEZ, 2006] .....	9
FIGURA 2.4 - ARQUITECTURA DE AGENTES NUMA REDE ACTIVA [ACKERMANN, 2008] .....	9
FIGURA 2.5 - ARQUITECTURA DE UMA <i>MICROGRID</i> [HATZIARGYRIOU, 2005]	11
FIGURA 2.6 - ARQUITECTURA DO SISTEMA DE CONTROLO DE UMA <i>MICROGRID</i> [OYARZABAL, 2005] .....	12
FIGURA 2.7 - ESTRUTURA DE AGENTES DO SIMULADOR MASCEM COM VPPS [MORAIS, 2008].....	13
FIGURA 2.8 - <i>VIRTUAL POWER PLANT</i> COM CVPP E TVPP [KIENY, 2009].....	15
FIGURA 2.9 – <i>SMARTGRID</i> (ADAPTADO DE [AMSTELL, 2009]) .....	20
FIGURA 2.10 -VISÃO DA INDÚSTRIA SOBRE AS <i>SMARTGRIDS</i> [RAHIMI, 2010].	21
FIGURA 2.11 – SISTEMA INTELIGENTE DE ENERGIA [HAMMERSCHMIDT, 2010] .....	22
FIGURA 3.1 -CONTROLO NAS REDES DO FUTURO [EC, 2010].....	24
FIGURA 3.2 - INVESTIMENTOS E BENEFÍCIOS DAS <i>SMARTGRIDS</i> [JIMENEZ, 2006].....	27
FIGURA 3.3 - INVESTIMENTOS E BENEFÍCIOS DAS <i>SMARTGRIDS</i> [PAUN, 2010]	27
FIGURA 3.4 – COMPARAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA [ESA, 2008] .....	37
FIGURA 4.1 – HIERARQUIA DE GESTÃO DAS REDES ELÉCTRICAS NUM CONTEXTO DE <i>SMARTGRIDS</i> .....	42
FIGURA 4.2 – ARQUITECTURA DE FUNCIONAMENTO DA METODOLOGIA PROPOSTA .....	42
FIGURA 4.3 – DETALHE DO CONHECIMENTO (INFORMAÇÃO GERAL E INFORMAÇÃO DIÁRIA).....	43
FIGURA 4.4 - FUNÇÃO CUSTO DE UMA UNIDADE TÉRMICA [IEEE, 1971] [COELHO, 2006] .....	50
FIGURA 4.5 – SOLUÇÕES ÓPTIMAS DE PARETO [PINDORIYA, 2010] .....	55

FIGURA 4.6 - CURVA TÍPICA DE CONVERSÃO DE UM AEROGERADOR [SANSIGOLO, 2005].....	64
FIGURA 4.7 - SISTEMA DA <i>ÓBUDA UNIVERSITY</i> [KÁDÁR, 2006].....	68
FIGURA 4.8 - SISTEMA DE CONTROLO DO LABORATÓRIO DA <i>ÓBUDA UNIVERSITY</i> [KÁDÁR, 2006] .....	69
FIGURA 4.9 - SISTEMA DE CONTROLO DISTRIBUÍDO [KÁDÁR, 2006] .....	70
FIGURA 4.10 - FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO PARA O DESPACHO ÓPTIMO.....	71
FIGURA 4.11 - PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA – CENÁRIO 1 COM CORTE DE PRODUÇÃO .....	73
FIGURA 4.12 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 1 COM CORTE DE PRODUÇÃO .....	74
FIGURA 4.13 - PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA – CENÁRIO 1 SEM CORTE DE PRODUÇÃO .....	74
FIGURA 4.14 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 1 SEM CORTE DE PRODUÇÃO .....	75
FIGURA 4.15 – ESTADO DA BATERIA EM DIFERENTES SIMULAÇÕES.....	77
FIGURA 4.16 - PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA – CENÁRIO 2 COM PENALIZAÇÃO DE UTILIZAÇÃO DE BATERIAS .....	77
FIGURA 4.17 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM PENALIZAÇÃO DE UTILIZAÇÃO DE BATERIA .....	78
FIGURA 4.18 - PRODUÇÃO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA .....	80
FIGURA 4.19 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA .....	80
FIGURA 4.20 - FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO COM INCERTEZAS.....	82
FIGURA 4.21 - RESULTADOS DAS OPTIMIZAÇÕES.....	83
FIGURA 4.22 – FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO CÁLCULO DAS PROBABILIDADES .....	84
FIGURA 4.23 - EVOLUÇÃO DA PROBABILIDADE COM O INTERVALO DE ERRO .....	85
FIGURA 4.24 - EVOLUÇÃO DO INTERVALO DE ERRO COM A PROBABILIDADE .....	85

FIGURA 4.25 - RESULTADOS DAS OPTIMIZAÇÕES.....	86
FIGURA 4.26 - EVOLUÇÃO DA PROBABILIDADE COM O INTERVALO DE ERRO .....	86
FIGURA 4.27 - EVOLUÇÃO DO INTERVALO DE ERRO COM A PROBABILIDADE .....	87
FIGURA 4.28 - PRODUÇÃO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA E CONTRATOS .....	89
FIGURA 4.29 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA E CONTRATOS .....	89
FIGURA 4.30 - EVOLUÇÃO DE PRODUÇÃO DA PILHA DE COMBUSTÍVEL .....	90
FIGURA 4.31 - EVOLUÇÃO DO ESTADO DA BATERIA .....	91
FIGURA 4.32 - REDE SIMULADA .....	92
FIGURA 4.33 - PRODUÇÃO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA, CONTRATOS E REDE .....	93
FIGURA 4.34 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA, CONTRATOS E REDE .....	93
FIGURA 4.35 - LMP BARRAMENTO 3 – CENÁRIO 2 COM GESTÃO DE CARGA, CONTRATOS E REDE .....	95
FIGURA 4.36 - FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO COM RECONFIGURAÇÃO .....	96
FIGURA 4.37 - REDE SIMULADA APÓS RECONFIGURAÇÃO .....	96
FIGURA 4.38 - PRODUÇÃO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GC, CONTRATOS E RECONFIGURAÇÃO .....	97
FIGURA 4.39 - CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM GC, CONTRATOS E RECONFIGURAÇÃO .....	97
FIGURA 4.40 - PERDAS DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM E SEM RECONFIGURAÇÃO .....	98
FIGURA 4.41 - LMP BARRAMENTO 3 – COM E SEM RECONFIGURAÇÃO DA REDE .....	98
FIGURA 4.42 - PRODUÇÃO DE ENERGIA REACTIVA POR TECNOLOGIA .....	99
FIGURA 4.43 - PERDAS DE ENERGIA – CENÁRIO 2 COM E SEM RECONFIGURAÇÃO .....	100
FIGURA 4.44 – DESPACHO COM DIFERENTES FUNÇÕES OBJECTIVO .....	101

FIGURA 4.45 – REDE COM UNIDADE DE COGERAÇÃO .....	102
FIGURA 4.46 – CORTE DE CARGA COM DIFERENTES FUNÇÕES OBJECTIVO. ....	103
FIGURA 4.47 – FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO COM FUNÇÃO MULTI- OBJECTIVOS .....	104
FIGURA 4.48 – PESOS DA FUNÇÃO MULTI-OBJECTIVOS .....	105
FIGURA 4.49 – ÓPTIMOS DE PARETO .....	105
FIGURA 5.1 - ESQUEMA DA REDE DE 32 BARRAMENTOS.....	108
FIGURA 5.2 - ESQUEMA DA REDE DE 32 BARRAMENTOS EM 2040.....	109
FIGURA 5.3 – FLUXOGRAMA DE CARGAS PARA AS 32 CARGAS DA REDE ....	109
FIGURA 5.4 – MATRIZ DOS PESOS DA FUNÇÃO MULTI-OBJECTIVOS.....	110
FIGURA 5.5 – ÓPTIMOS DE PARETO.....	111
FIGURA 5.6 – INCERTEZA DA PRODUÇÃO EÓLICA.....	111
FIGURA 5.7 – INCERTEZA DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA .....	112
FIGURA 5.8 – INCERTEZA DA CARGA .....	112
FIGURA 5.9 – RESULTADO DAS SIMULAÇÕES COM INCERTEZAS .....	113
FIGURA 5.10 - EVOLUÇÃO DA PROBABILIDADE COM O INTERVALO DE ERRO .....	113
FIGURA 5.11 - EVOLUÇÃO DO INTERVALO DE ERRO COM A PROBABILIDADE .....	114
FIGURA 5.12 – DESPACHO PARA 24 HORAS SEM INCIDENTE .....	115
FIGURA 5.13 – DESPACHO PARA 24 HORAS COM INCIDENTE .....	115
FIGURA 5.14 – VALORES DOS LMPS DA REDE DE 32 BARRAMENTOS COM RESTRICÇÕES DE TENSÃO.....	116
FIGURA 5.15 – VALORES DOS LMPS DA REDE DE 32 BARRAMENTOS COM RESTRICÇÕES DE TENSÃO AJUSTADAS.....	117
FIGURA 5.16 – REDE DE 114 BARRAMENTOS .....	118
FIGURA 5.17 – REDE DE 114 BARRAMENTOS COM PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA .....	118
FIGURA 5.18 – DIAGRAMA DE CARGAS DA REDE DE 114 BARRAMENTOS ....	119
FIGURA 5.19 – VARIAÇÃO DA PREVISÃO DOS PREÇOS DA ENERGIA NAS SUBESTAÇÕES.....	120
FIGURA 5.20 – PRODUÇÃO DE ENERGIA SEM TRÂNSITO DE POTÊNCIA DA REDE MT PARA A AT.....	120

---

FIGURA 5.21 – PRODUÇÃO DE ENERGIA COM TRÂNSITO DE POTÊNCIA DA REDE MT PARA A AT.....	121
FIGURA 5.22 – TRÂNSITO DE POTÊNCIA NAS SUBESTAÇÕES .....	121
FIGURA 5.23 – DIVISÃO DA REDE DE 114 BARRAMENTOS POR 4 VPPS.....	123
FIGURA 5.24 – PRODUÇÃO DE ENERGIA – VPP1 .....	124
FIGURA 5.25 – PRODUÇÃO DE ENERGIA – VPP2 .....	124
FIGURA 5.26 – PRODUÇÃO DE ENERGIA – VPP3 .....	125
FIGURA 5.27 – PRODUÇÃO DE ENERGIA – VPP4 .....	125
FIGURA 5.28 – PREÇO MÉDIO DA ENERGIA EM CADA VPP .....	126
FIGURA 5.29 – PREÇO MÉDIO DA ENERGIA EM CADA VPP .....	127

## INDICE DE TABELAS

TABELA 4.1 – FACTOR DE EMISSÕES DE CO <sub>2</sub> [GOODMAN, 2004].....	54
TABELA 4.2 – DADOS DE CARGA, PRODUÇÃO E ARMAZENAMENTO.....	72
TABELA 4.3 – INCERTEZA DOS DADOS.....	83
TABELA 4.4 – VALORES POR UNIDADE DE PRODUÇÃO .....	88
TABELA 4.5 – VALORES CONTRATUALIZADOS POR UNIDADE DE PRODUÇÃO.....	88
TABELA 4.6 – CUSTOS DE PRODUÇÃO E EMISSÕES DA COGERAÇÃO.....	102
TABELA 5.1 – DADOS DOS VPPS DA REDE DE 114 BARRAMENTOS.....	123

---

## ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	- Corrente Alternada ( <i>Alternating Current</i> )
AMS	- <i>Agent Management Service</i>
ARIMA	- <i>Auto Regressive Integrated Moving Average</i>
AT	- Alta Tensão
AV	- Agente Virtual
B&B	- <i>Branch-and-Bound</i>
BD	- Base de Dados
BT	- Baixa Tensão
BTB	- <i>Back-To-Back</i>
C. AT	- Consumidores de Alta Tensão
C. BT	- Consumidores de Baixa Tensão
C. MT	- Consumidores de Média Tensão
CH <sub>4</sub>	- Metano
CMU	- <i>Carnegie Mellon University</i>
CO	- Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub>	- Dióxido de Carbono
CONOPT	- <i>CONtinuous global OPTimizer</i>
CPLEX	- <i>C + Simplex</i>
CPP	- <i>Critical Peak Pricing</i>
CT	- Número de Combinações
CVPP	- <i>Commercial VPP</i>
DC	- Corrente Contínua ( <i>Direct Current</i> )
DF	- <i>Directory Facilitator</i>
D-FACTS	- <i>Distributed FACTS</i>
DICOPT	- <i>DIscrete and Continuous OPTimizer</i>
DMS	- <i>Distribution Management Systems</i>
DSO	- <i>Distribution System Operator</i>
DSR	- <i>Distributed Series Reactor</i>
EDRC	- <i>Engineering Design Research Center</i>
ENF	- Energia Não Fornecida
EP	- Programação Evolucionária ( <i>Evolutionary Programming</i> )

ERGEG	- <i>European Regulators Group for Electricity &amp; Gas</i>
EU	- União Europeia
EUA	- Estados Unidos da América
FACTS	- <i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FB	- <i>FENIX Box</i>
GA	- Algoritmos Genéticos ( <i>Genetic Algorithm</i> )
GAMS	- <i>General Algebraic Modeling System</i>
GARCH	- <i>Auto Regressive Conditional Heteroskedastic</i>
GBD	- <i>Generalized Bender's Decomposition</i>
G.C.	- Grandes Centrais
GEE	- Gases de Efeito de Estufa
G. PD	- Grandes unidades de produção distribuída
GRG	- <i>Generalized Reduced Gradient</i>
GVPP	- <i>Global VPP</i>
I&D	- Investigação e Desenvolvimento
IA	- Inteligência Artificial
ICT	- <i>Information and Communication Technologies</i>
IE	- Intervalo de erro
IBDR	- <i>Incentive-Based Demand Response</i>
IP	- <i>Internet Protocol</i>
LC	- <i>Load Controller</i>
LMP	- Custo Marginal Local ( <i>Locational Marginal Price</i> )
LSVPP	- <i>Large Scale VPP</i>
MAT	- Muito Alta Tensão
MATLAB	- <i>MATrix LABoratory</i>
MC	- <i>Microgenerator Controller</i>
MGCC	- <i>Microgrid Central Controller</i>
MINLP	- Programação Não-Linear Inteira Mista ( <i>Mixed Integer Non-Linear Programming</i> )
MINOS	- <i>Modular In-Core, Non-linear Optimization System</i>
MIP	- Programação Inteira Mista ( <i>Mixed Integer Programming</i> )
MT	- Média Tensão
Na-S	- Enxofre de Sódio

---

NbTi	- Nióbio de Titânio
NLP	- Programação Não-Linear ( <i>Non-Linear Programming</i> )
NMVOG	- <i>Non-Methane Volatile Organic Compounds</i>
NO <sub>x</sub>	- Óxidos de Nitrogénio
NWP	- Previsão numérica ( <i>Numerical Weather Prediction</i> )
OA	- <i>Outer Approximation methods</i>
PBDR	- <i>Price-Based Demand Response</i>
PD	- Produção distribuída
Ps	- Probabilidade de sucesso
PSO	- Optimização por grupo de Partículas ( <i>Particle Swarm Optimization</i> )
Pt	- Probabilidade total
p.u.	- por unidade
Pt	- Probabilidade do valor a analisar
PVPP	- <i>Parallel VPP</i>
RED	- Recursos de Energia Distribuídos
RSU	- Resíduos Sólidos Urbanos
RTP	- <i>Real-Time Pricing</i>
S.A.	- Sistemas de Armazenamento
SCADA	- <i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEE	- Sistemas Eléctricos de Energia
SNOPT	- <i>Sparse Non-linear OPTimizer</i>
SO <sub>2</sub>	- Dióxido de Enxofre
SSSC	- <i>Static Synchronous Series Compensator</i>
STATCON	- Static Condenser
SVC	- <i>Static Var Compensators</i>
SVPP	- <i>Several VPP</i>
T&D	- <i>Transmission and Distribution</i>
TOU	- <i>Time-Of-Use rates</i>
TSO	- <i>Transmission System Operator</i>
TVPP	- <i>Technical VPP</i>
u.m.	- unidade monetária
UPFC	- <i>Universal Power Flow Controller</i>
V2G	- <i>Vehicle to Grid</i>

$va$	- Valor a analisar
VPP	- Produtor Virtual de Energia ( <i>Virtual Power Player/Producer/Plant</i> )
VU	- <i>Virtual Utility</i>
$\eta_c$	- Rendimento de carga de uma bateria
$\eta_d$	- Rendimento de descarga de uma bateria
$\eta_s$	- Rendimento do ciclo de carga e descarga de uma bateria
$\mu$ VPP	- <i>Micro VPP</i>

## NOTAÇÃO

$a_t^g$	Coeficiente relativo aos custos fixos de produção do gerador $g$ no período $t$
$a_t^{g,o}$	Coeficiente relativo aos custos fixos de produção para a oferta $o$ do gerador $g$ no período $t$
$Aux1_{t-1}^g$	Variável auxiliar que contém o número de períodos consecutivos de funcionamento desde que o gerador $g$ começou a funcionar até ao instante $t-1$
$Aux1_t^g$	Variável que contém o número de períodos consecutivos de funcionamento desde que o gerador $g$ começou a funcionar até ao instante $t$
$Aux2_t^g$	Variável que contém o valor lógico positivo para o instante $t$ em que o gerador $g$ se desliga
$B_{cif}$	Susceptâncias da linha entre os barramentos $i$ e $f$ [S]
$b_t^{g,o}$	Coeficiente relativo aos custos variáveis de produção (Componente Linear) para a oferta $o$ do gerador $g$ no período $t$
$b_t^g$	Coeficiente relativo aos custos variáveis de produção (Componente Linear) do gerador $g$ no período $t$
$c$	Barramento $c$
$ci$	Barramento $i$
$cif$	Barramento $f$
$c_s$	Barramento de referência
$c_t^{g,o}$	Coeficiente relativo aos custos variáveis de produção (Componente Quadrática) para a oferta $o$ do gerador $g$ no período $t$
$c_t^g$	Coeficiente relativo aos custos variáveis de produção (Componente Quadrática) para o gerador $g$ no período $t$
$Ccut_t^{l,w}$	Custo associado à oferta de corte de energia $w$ , para a carga $l$ , no período $t$ [u.m.]
$Cens_t^l$	Custo associado à energia não fornecida, para a carga $l$ , no período $t$ [u.m.]
$Cex_t^g$	Custo associado ao excesso de produção de energia, para o gerador $g$ , no período $t$ [u.m.]
$Cmov_t^{l,w}$	Custo associado à oferta de transferência de carga $w$ da carga $l$ para período $t$ [u.m.]
$Cred_t^{l,w}$	Custo associado à oferta de redução de carga $w$ da carga $l$ para período $t$ [u.m.]
$Csto_c_t^{s,d}$	Custo associado à oferta de carga $d$ do sistema de armazenamento

	$s$ para período $t$ [u.m.]
$Csto\_dc_t^{s,d}$	Custo associado à oferta de descarga $d$ do sistema de armazenamento $s$ para período $t$ [u.m.]
$C_t^{g,o}$	Remuneração do gerador $g$ relativa à oferta $o$ no período $t$ [u.m.]
$d$	Oferta dos sistemas de armazenamento genérica
$Ds$	Número total de ofertas dos sistemas de armazenamento
$d_t^{g,o}$	Coefficiente relativo ao efeito de ponto válvula para a oferta $o$ do gerador $g$ no período $t$
$ef^g$	Factor de emissões de CO <sub>2</sub> do gerador $g$ [kg CO <sub>2</sub> /MBtu]
$e_t^{g,o}$	Coefficiente relativo ao efeito de ponto válvula para a oferta $o$ do gerador $g$ no período $t$
$Func\_limit\_min_g$	Limite mínimo de períodos $t$ de funcionamento do gerador $g$
$Func\_limit\_min_g$	Limite mínimo de períodos $t$ de funcionamento do gerador $g$ consecutivos
$g$	Gerador genérico
$G_{cif}$	Condutância da linha entre os barramentos $i$ e $f$ [S]
$Grad\_limit\_max_g$	Varição máxima na produção entre dois períodos $t$ consecutivos para o gerador $g$ [W]
$Icut$	Factor de ponderação do corte de carga
$Iens$	Factor de ponderação da energia não fornecida
$Imov$	Factor de ponderação da transferência de carga
$Ired$	Factor de ponderação da redução de carga
$l$	Carga genérica
$Nc$	Número total de barramentos
$Ng$	Número total de geradores
$Nl$	Número total de cargas
$Ns$	Número total de sistemas de armazenamento
$Nt$	Número total de linhas
$Nt^{IN}$	Número total de linhas que entram no barramento $c$
$o$	Oferta genérica
$Og$	Número da oferta do gerador $g$
$Pcut\_cont_t^{l,w}$	Limite máximo de potência activa cortada, para a oferta $w$ , da carga $l$ , no período $t$ [W]
$Pcut_t^{l,w}$	Oferta de potência a cortar $w$ , pela carga $l$ , no período $t$ [W]
$Pens_t^l$	Energia não fornecida à carga $l$ , no período $t$ [W]

$Pex_t^g$	Potência gerada em excesso pelo gerador $g$ , no período $t$ [W]
$Plimit\_max_t^{g,o}$	Limite máximo de potência activa gerada pelo gerador $g$ na oferta $o$ para período $t$ [W]
$Plimit\_min_t^{g,o}$	Limite mínimo de potência activa gerada pelo gerador $g$ , na oferta $o$ , para período $t$ [W]
$Pload_i^d$	Potência activa da carga $l$ , no período $t$ [W]
$Pmov_{in_t}^{l,w}$	Potência transferida para o período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [W]
$Pmov_{out_t}^{l,w}$	Potência transferida do período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [W]
$Pmov\_cont\_in_t^{l,w}$	Limite máximo de potência transferida para o período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [W]
$Pmov\_cont\_out_t^{l,w}$	Limite máximo de potência transferida do período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [W]
$Pmov_t^{l,w}$	Oferta de potência a transferir $w$ , pela carga $l$ , no período $t$ [W]
$Pred\_cont_t^{l,w}$	Limite máximo de potência activa reduzida, para a oferta $w$ , da carga $l$ , no período $t$ [W]
$Pred_t^{l,w}$	Oferta de potência a reduzir $w$ , pela carga $l$ , no período $t$ [W]
$Ps\_limit_t^{s,d}$	Energia máxima armazenada oferta $d$ do sistema de armazenamento $s$ para período $t$ [Wh]
$Psc\_limit_t^{s,d}$	Carga máxima de energia da oferta $y$ do dispositivo de armazenamento $s$ para período $t$ [Wh]
$Psc_t^{s,d}$	Energia carregada na oferta $d$ , do sistema de armazenamento $s$ , para período $t$ [Wh]
$Psd\_limit_t^{s,d}$	Descarga máxima de energia da oferta $y$ do dispositivo de armazenamento $s$ para período $t$ [Wh]
$Psd_t^{s,d}$	Energia descarregada na oferta $d$ , do sistema de armazenamento $s$ , para período $t$ [Wh]
$Ps_{t-1}^{s,d}$	Energia armazenada no sistema de armazenamento $s$ no período $t-1$ [Wh]
$Psto\_c_t^{s,d}$	Energia carregada referente à oferta $d$ do sistema de armazenamento $s$ no período $t$ [Wh]
$Psto\_dc_t^{s,d}$	Energia descarregada referente à oferta $d$ do sistema de armazenamento $s$ no período $t$ [Wh]
$Ps_t^{s,d}$	Energia armazenada no sistema de armazenamento $s$ no período $t$ [Wh]
$P_{t\ min}^{g,o}$	Potência mínima que o gerador $g$ pode produzir no período $t$ para a oferta $o$ [W]
$Pt\_limit\_max_g$	Limite máximo de potência activa gerada por um gerador no

	intervalo de tempo $T$ em análise [W]
$Pt\_limit\_min_g$	Limite mínimo de potência activa gerada por um gerador no intervalo de tempo $T$ em análise [W]
$P_t^{g,o}$	Potência activa despachada da oferta $o$ , do gerador $g$ , para o período $t$ [W]
$P_t^g$	Potência activa despachada para o gerador $g$ , no período $t$ [W]
$Pv\_limit_t^{s,d}$	Energia máxima armazenada no veículo eléctrico $s$ no período $t$ [Wh]
$Pv\_st_t^{s,d}$	Energia armazenada no veículo eléctrico $s$ no período $t$ [Wh]
$Pv_t^{s,d}$	Energia armazenada no veículo eléctrico $s$ no período $t$ [Wh]
$Q_t^{g,o}$	Potência reactiva despachada da oferta $o$ , do gerador $g$ , para o período $t$ [VAr]
$Qcut_t^{l,w}$	Oferta de potência reactiva a cortar $w$ , pela carga $l$ , no período $t$ [VAr]
$Qens_t^{l,w}$	Energia reactiva não fornecida à carga $l$ , no período $t$ [VAr]
$Qload_i^l$	Potência activa da carga $l$ , no período $t$ [VAr]
$Qmov_{in_t}^{l,w}$	Potência reactiva transferida para o período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [VAr]
$Qmov_{out_t}^{l,w}$	Potência reactiva transferida do período $t$ , relativa à oferta $w$ , da carga $l$ [VAr]
$Qred_t^{l,w}$	Oferta de potência reactiva a reduzir $w$ , pela carga $l$ , no período $t$ [VAr]
$Qt\_limit\_max_g$	Limite máximo de potência reactiva gerada por um gerador no intervalo de tempo $T$ em análise [VAr]
$Qlimit\_max_t^{g,o}$	Limite máximo de potência reactiva gerada pelo gerador $g$ na oferta $o$ para período $t$ [VAr]
$Qlimit\_min_t^{g,o}$	Limite mínimo de potência reactiva gerada pelo gerador $g$ na oferta $o$ para período $t$ [VAr]
$s$	Sistema de armazenamento genérico
$S_{cif}^{max}$	Potência aparente máxima que a linha entre o barramento $i$ e o barramento $f$ permite [VA]
$T$	Intervalo de tempo do caso em análise (Somatório do número de períodos $t$ ) [h]
$t$	Período elementar [h]
$Val\_limit\_min_g$	Limite mínimo de remuneração no intervalo de tempo $T$ em análise [u.m.]
$V_{cf}$	Amplitude da Tensão no barramento $f$ [V]
$V_{ci}$	Amplitude da Tensão no barramento $i$ [V]

$V^{max}$	Amplitude máxima da Tensão [V]
$V^{min}$	Amplitude mínima da Tensão [V]
$w$	Oferta de <i>Demand Response</i> genérica
$w_{cif}$	Variável binária que determina se a linha entre o barramento $i$ e o barramento $j$ está em serviço
$Wl$	Número de ofertas de <i>Demand Response</i>
$Xcut_t^{l,w}$	Variável Binária que determina se a oferta de corte de carga $w$ da carga $l$ para período $t$ , foi aceite
$Xmove_t^{l,w}$	Variável Binária que determina se a oferta de transferência de carga (deslocar) $w$ , da carga $l$ , para período $t$ , foi aceite
$Xsc_t^{s,d}$	Variável Binária que determina se a oferta de carga $d$ , do sistema de armazenamento $s$ , para período $t$ , foi aceite
$Xsd_t^{s,d}$	Variável Binária que determina se a oferta de descarga $d$ , do sistema de armazenamento $s$ , para período $t$ , foi aceite
$Xup_{t-1}^{g,o}$	Variável Binária que determina se a oferta $o$ do gerador $g$ para período $t-1$ , foi aceite
$Xup_t^{g,o}$	Variável Binária que determina se a oferta $o$ do gerador $g$ para período $t$ , foi aceite
$y_{cif}$	Susceptância da linha entre os barramentos $i$ e $f$ [S]
$Ymove_t^{l,w}$	Variável Binária que determina se a oferta de transferência de carga (alocar) $w$ , da carga $l$ , para período $t$ , foi aceite
$Z$	Valor da Função Objectivo
$Z_1$	Parcela da função objectivo que minimiza os custos de produção [u.m.]
$Z_2$	Parcela da função objectivo que minimiza os custos dos programas de <i>Demand Response</i> [u.m.]
$Z_3$	Parcela da função objectivo que minimiza os custos de armazenamento de energia [u.m.]
$Z_4$	Parcela da função objectivo que minimiza os custos das penalizações [u.m.]
$Z_5$	Parcela da função objectivo que minimiza o corte de carga [W]
$Z_6$	Parcela da função objectivo que minimiza as emissões [kg]
$\alpha^g$	Coefficiente relativo às emissões fixas de $SO_2$ para o gerador $g$
$\beta^g$	Coefficiente relativo às emissões variáveis de $SO_2$ (Componente Linear) para o gerador $g$
$\gamma^g$	Coefficiente relativo às emissões variáveis de $SO_2$ (Componente Quadrática) para o gerador $g$
$\delta_{c_s}$	Ângulo da Tensão do barramento de referência [°]

$\delta_{cf}$	Ângulo da Tensão no barramento $f$ [°]
$\delta_{ci}$	Ângulo da Tensão no barramento $i$ [°]
$\zeta^g$	Coefficiente relativo às emissões de NO <sub>x</sub> do gerador $g$
$\eta_c$	Rendimento de carga de uma bateria
$\eta_d$	Rendimento de descarga de uma bateria
$\eta_s$	Rendimento do ciclo de carga e descarga de uma bateria
$\lambda^g$	Coefficiente relativo às emissões variáveis de NO <sub>x</sub> do gerador $g$
$\sigma$	Coefficiente do peso da função objectivo dos custos mínimos
$\tau$	Coefficiente do peso da função objectivo das emissões mínimas
$\varpi$	Coefficiente do peso da função objectivo do corte de carga mínimo



## CAPÍTULO 1

### 1 - INTRODUÇÃO

#### 1.1 – Enquadramento

Os sistemas eléctricos de energia (SEE) encontram-se num processo de reestruturação sem precedentes. A introdução de mecanismos de mercado no sector eléctrico, as preocupações ambientais e a volatilidade dos preços dos combustíveis de origem fóssil, ditados pela sua escassez e consequente aumento dos custos de extracção e pela instabilidade de uma parte importante dos países detentores destes recursos, originou a aposta clara dos países desenvolvidos, liderados pela Europa, nas fontes de energia renováveis e endógenas.

A Europa encara o problema da dependência energética como uma oportunidade de garantir a sua própria sustentabilidade através da criação de *clusters* tecnológicos de desenvolvimento de sistemas de produção de energia renováveis, que permitam a redução dos consumos de combustíveis fósseis e criar produtos inovadores que incrementem as exportações de equipamento e conhecimento para o exterior, fortalecendo duplamente as economias dos países que a constituem.

Um dos aspectos fulcrais para concretizar os objectivos traçados é a capacidade das redes eléctricas permitirem a introdução de novas tecnologias de produção, armazenamento e gestão de consumo, bem como uma integração com a área dos transportes, nomeadamente no que diz respeito à crescente utilização de veículos eléctricos.

Várias abordagens têm surgido com o objectivo de antever a evolução das redes eléctricas, apresentando soluções inovadoras e novos paradigmas de gestão dos SEE e de actuação dos *players* que actuam no sector. Apesar das diferenças existentes entre os conceitos propostos, é consensual a necessidade de uma mudança dos SEE tanto a nível tecnológico como a nível de gestão do sistema. A participação activa dos consumidores é fundamental para a promoção da eficiência energética e para o incremento do uso de unidades de produção distribuída. Este novo paradigma implica mudanças ao nível do

controlo e da tomada de decisão, que deverá ser hierarquizada e gerida por novas entidades que actuem num ambiente de cooperação mas também de concorrência entre si.

## 1.2 – Objectivos do trabalho

Esta dissertação tem por objectivo o estudo do problema da gestão integrada de recursos energéticos no contexto das *SmartGrids*. Neste novo paradigma de gestão dos sistemas eléctricos, prevê-se a existência de vários níveis de controlo em cada nível de tensão, cada um com responsabilidades bem definidas. O sistema deverá ser capaz de controlar a produção distribuída (PD), independentemente da sua dimensão, os sistemas de armazenamento e a gestão do consumo através do controlo das instalações dos consumidores.

Cada consumidor deverá actuar como um *player* activo na gestão das redes eléctricas, controlando ou permitindo o controlo das suas instalações em função das necessidades do sistema e das suas próprias estratégias de actuação.

Os modelos desenvolvidos deverão abranger todas as restrições inerentes a cada recurso e a cada tecnologia de produção, não esquecendo as limitações técnicas das redes eléctricas.

Os modelos deverão permitir uma análise considerando diversos objectivos, nomeadamente, a operação ao menor custo, a operação com a menor quantidade de emissões de gases nocivos para o ambiente incluindo os Gases de Efeito de Estufa (GEE) e a operação com menor corte de carga (prioritária ou não prioritária).

Deverão ser consideradas as incertezas associadas aos recursos naturais e aos consumos de energia eléctrica.

## 1.3 – Organização do texto

Para além do presente capítulo, esta dissertação é composta por cinco capítulos, cujo conteúdo é seguidamente descrito de forma resumida.

O capítulo 2 trata do estado actual das redes eléctricas e diferentes abordagens e perspectivas de evolução destas redes, nomeadamente as Redes Activas, as *Microgrids*, as *Smartgrids* e os Agentes Virtuais.

De seguida, no capítulo 3, são apresentados quais os recursos energéticos passíveis de serem controlados num contexto de evolução das redes eléctricas actuais para uma rede inteligente (*SmartGrid*).

No capítulo 4, é proposto um conjunto de metodologias que permite dar resposta ao problema da gestão dos recursos energéticos no contexto das *SmartGrids*, considerando uma utilização intensiva de produção distribuída de energia eléctrica, armazenamento e *demand response*. As metodologias propostas contemplam a consideração das restrições técnicas e também as questões económico-financeiras inerentes à actuação no âmbito de um mercado competitivo e às relações comerciais entre os agentes envolvidos.

As metodologias de gestão propostas consideram a agregação de vários agentes em entidades agregadoras, das quais têm especial relevância os Agentes Virtuais que gerem um conjunto de instalações (unidades produtoras, consumidores e unidades de armazenamento) e, em alguns casos, tem ao seu cuidado a gestão de uma parte da rede eléctrica.

As metodologias propostas consideram também a descentralização da tomada de decisão relativa aos recursos energéticos e utiliza uma modelização hierárquica do sistema de controlo cujos diversos níveis se estendem até às instalações de utilização de energia eléctrica.

Os equipamentos e os *players* envolvidos são modelados através de modelos matemáticos especificamente concebidos para o efeito, os quais são utilizados na formulação das metodologias de gestão. Com base nestes modelos e considerando as condições específicas de operação, o problema da gestão dos recursos é formulado e resolvido por métodos de optimização.

Para além destas metodologias, é apresentado um caso de estudo simples que permite ir ilustrando e exemplificando as metodologias propostas.

No capítulo 5, apresentam-se dois casos de estudo. O primeiro utiliza uma rede de distribuição de 32 barramentos na qual se efectuaram simulações com uma função multi-objectivo, considerando diferentes pesos para cada objectivo, um cenário de incidente em que a rede passaria a funcionar em ilha e por fim foram consideradas as incertezas afectas aos dados de entrada das previsões da produção eólica, produção solar e dos valores das cargas.

No segundo caso de estudo utiliza-se uma rede de 114 barramentos com a qual se simula a possibilidade de o VPP fornecer energia à rede de alta tensão situada a montante da *SmartGrid* e posteriormente, se analisam as vantagens tanto para o VPP como para os *players* a si agregados. É ainda simulada a operação da rede por quatro VPPs em que cada um tem ao seu cuidado uma parte da rede.

Os dados utilizados em ambas as simulações procuraram reflectir o funcionamento real das instalações e os custos expectáveis para a sua utilização.

Por último, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho realizado e são avaliados os objectivos alcançados. São ainda lançadas propostas de evolução do trabalho realizado.

## CAPÍTULO 2

### REDES ELÉCTRICAS

#### 2.1 – Introdução

A sustentabilidade do sistema energético é crucial para o desenvolvimento económico e social das sociedades presentes e futuras. Para garantir o bom funcionamento dos sistemas de energia actua-se, tipicamente, sobre a produção e sobre as redes de transporte e de distribuição. No entanto, a integração crescente de produção distribuída, principalmente, nas redes de distribuição de média e de baixa tensão, a liberalização dos mercados energéticos, o desenvolvimento de mecanismos de armazenamento de energia, o desenvolvimento de sistemas automatizados de controlo de cargas e os avanços tecnológicos das infra-estruturas de comunicação impõem o desenvolvimento de novos métodos de gestão e controlo dos sistemas de energia [Roscoe, 2004].

Actualmente a maioria dos consumidores de electricidade não têm qualquer participação activa na produção de energia eléctrica e muito menos na gestão das redes eléctricas. Com a implementação de mercados eléctricos e com o aparecimento e desenvolvimento de tecnologias de produção distribuída, as redes eléctricas do futuro terão de evoluir no sentido de permitir aos utilizadores desempenharem um papel activo, como produtores de energia eléctrica, na gestão do consumo e num estágio mais avançado no seu controlo, de forma parcial e coordenada com os restantes *players* intervenientes.

Para que este cenário seja uma realidade é necessário desenvolver modelos que permitam a coexistência entre a produção centralizada e a produção distribuída. A produção distribuída é, actualmente, composta por um número elevado de pequenos e médios produtores integrados nas redes de distribuição de Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) sendo poucos os que estão ligados à rede de Muito Alta Tensão (MAT). Em Portugal, devido a uma nova conjectura legislativa que promove a instalação de equipamentos de produção pelos pequenos consumidores, regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, a microgeração (tipicamente até 3,68 kW de potência instalada) tem feito aumentar exponencialmente o número de pequenos produtores ligados à rede de baixa tensão (BT), principalmente, através de produção fotovoltaica.

Esta alteração de filosofia relativa à produção trará, necessariamente, alterações significativas no controlo e exploração das redes eléctricas, sendo um dos aspectos mais importantes a necessidade de transmissão de uma elevada quantidade de informação entre os centros produtores e os centros de controlo, e entre centros de controlo de diferentes níveis hierárquicos [Metke, 2010]. A introdução massiva de novas unidades de produção, obrigará os centros de controlo a disporem de tecnologia que permita o “*Plug-and-Play*” ou a introdução de um novo conceito, o “*Plug-and-Delivered*”.

Para além das mudanças que terão de ocorrer na rede eléctrica, terão de passar a existir novos serviços de sistema como por exemplo serviços de monitorização e controlo através de centros de controlo distribuídos [Vale, 2009], novos serviços de auditoria e fiscalização de instalações produtoras, serviços de gestão de informação em tempo real, capacidade de funcionamento em ilha das redes eléctricas, sistemas de remuneração dos serviços prestados e, existência de normas de tomada de decisão sobre a configuração das redes.

A consequência deste acréscimo de informação e dados é o aumento da complexidade da sua transmissão e a necessidade de todos os *players* terem acesso à informação que lhes é facultada, em tempo útil, levando a que a tecnologia mais óbvia a utilizar seja a internet [Jimenez, 2006]. O fluxo de informação na *World Wide Web* usa o conceito de controlo distribuído, em que cada nó, *Web Host Computer*, *E-mail Server* ou *Router*, actua autonomamente sobre um protocolo comum. Analogamente, no sistema eléctrico cada ponto de produção, consumo ou corte e seccionamento corresponde a um nó.

Neste modelo, a PD assume uma parte importante da capacidade de produção e, em determinadas alturas do dia, o trânsito de potência pode ser das redes de baixa e média tensão para a de alta tensão.

Controlando as tensões e/ou a impedância das linhas é possível controlar a fluxo de energia nas linhas. Baseados neste conceito, foram desenvolvidos vários dispositivos para controlar o trânsito de potência nas linhas de transmissão, como por exemplo os *Static Condenser* (STATCON) [Hingorani, 1993], *Static Var Compensators* (SVC) [Hingorani, 1993], *Universal Power Flow Controller* (UPFC) [Gyugyi, 1995], *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC) [Gyugyi, 1997] e o *Back-To-Back HVDC* (BTB) [Bagen,

2007] que são normalmente designados como *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS). Apesar das vantagens inerentes a estes sistemas e da maturidade já adquirida no seu desenvolvimento, ainda não existe uma elevada penetração em sistemas reais, devido ao seu custo elevado e ainda à sua grande complexidade [Divan, 2004]. Em [Divan, 2007] é apresentado um novo conceito, os *Distributed FACTS* (D-FACTS). Estes dispositivos que, em [Debrup, 2010] dão origem às *Smart Wires*, consistem em equipamentos simples que podem ser acoplados às linhas de transmissão, novas ou já existentes, permitindo alterar a impedância dessas linhas e, conseqüentemente, controlar o trânsito de potência que nelas flui. Esta tecnologia é relativamente barata, quando comparada com a utilizada nos FACTS tradicionais, permitindo uma grande flexibilidade na operação das redes e ainda, adiar o investimento no reforço dos sistemas de transmissão existentes.

A Figura 2.1 mostra um protótipo de um *Distributed Series Reactor* (DSR), designação para o dispositivo principal de um D-FACT e um esquema eléctrico com o princípio de funcionamento inerente à tecnologia. A Figura 2.2 mostra o modo como estes dispositivos serão aplicados.

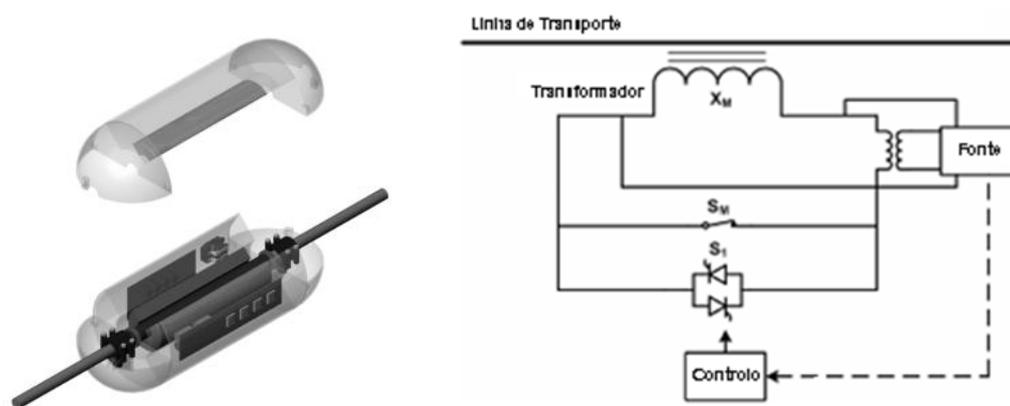


Figura 2.1 – Princípio de funcionamento dos D-FACTS [Divan, 2007] [Debrup, 2010]

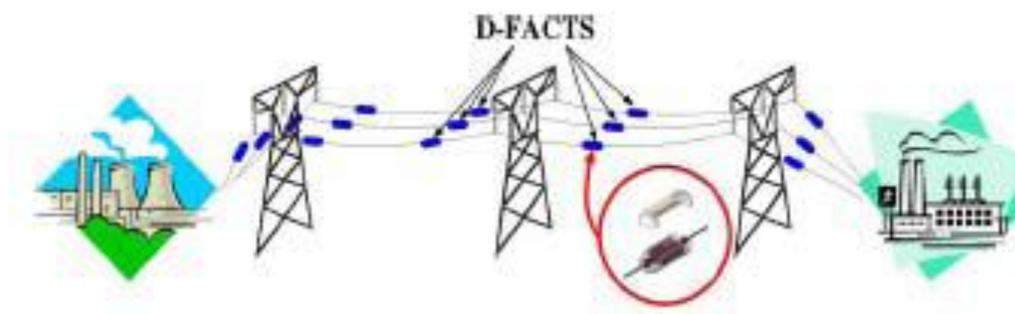


Figura 2.2 - Aplicação de D-FACTS [Divan, 2007]

A integração das tecnologias de informação e comunicação transforma os sistemas de energia numa rede inteligente, activa e interactiva. Sistemas de monitorização (sensores e aparelhos de medição) e sistemas de controlo inteligentes inseridos na rede, permitem a informação instantânea do estado da rede e da forma como flui a energia, permitindo determinar quando e onde esta será necessária.

Através de um protocolo comum é possível a troca de informação relativa à energia produzida e consumida, o que permite distribuir o controlo da rede de distribuição por níveis hierárquicos preestabelecidos. Cada nó terá de receber informação do resto da rede, ajustando o seu consumo e produção de acordo com o estado dos restantes elementos da rede. Numa visão mais arrojada, este controlo poderá ser efectuado a um nível mais baixo, como, por exemplo, a nível doméstico efectuando um controlo de consumo em situações de congestionamento das redes. Este controlo implica não só mudanças técnicas significativas, como comportamentais e sociais dos consumidores. Este modelo permite uma fácil ligação de novas sub-redes, estando o nível de controlo associado ao nível do nó imediatamente a montante.

Existem vários estudos e projectos de investigação a serem desenvolvidos na Europa e Estados Unidos que perspectivam o funcionamento futuro das redes inteligentes, dos quais se destacam os conceitos de: Redes Activas; *Microgrids*; Agentes Virtuais e *SmartGrids*.

## 2.2 – Redes Activas

O conceito de Redes Activas pressupõe uma adaptação das redes em função do seu estado de funcionamento e que sejam activas e não reactivas [Hughes, 2004], [Bletterie, 2007]. Para diversos autores a gestão das redes activas pressupõe a divisão das redes em células, sendo estas geridas individualmente [Fontela, 2004], [Donkelaar, 2004], [Lund, 2005].

A divisão consiste na separação da rede em troços ao nível da rede de média tensão, denominados por células e geridas por um elemento agregador que terá como missão otimizar o funcionamento da “sua” rede de forma a assegurar uma elevada continuidade de serviço promovendo a interligação de novos produtores e a interligação entre todos os ramos da “sua” rede e desta com as redes contíguas. Com o aumento das ligações a gestão

torna-se mais complexa mas permite uma reconfiguração rápida e ajustável a diferentes situações de operação da rede. A Figura 2.3 mostra um modelo de redes activas

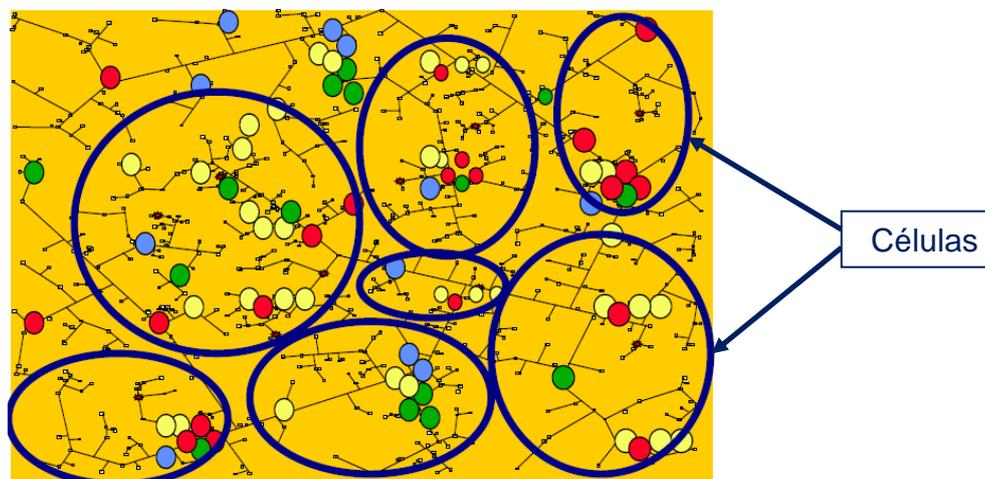


Figura 2.3 - Rede Activa [Jimenez, 2006]

Este conceito não teria um grande impacto na topologia das redes. A principal diferença residiria no controlo hierárquico (Ver Figura 2.4), o que implicaria custos elevados nesta área. Seria necessária a introdução de aparelhagem de controlo que permitisse actuar na rede de forma mais adequada às necessidades de cada célula e de uma unidade central que "negociasse" as trocas de energia com as células vizinhas. Se uma célula estiver isolada, pela ocorrência de uma contingência, o sistema deverá ser capaz de interagir com as cargas e com os geradores de forma a estabilizar o sistema.

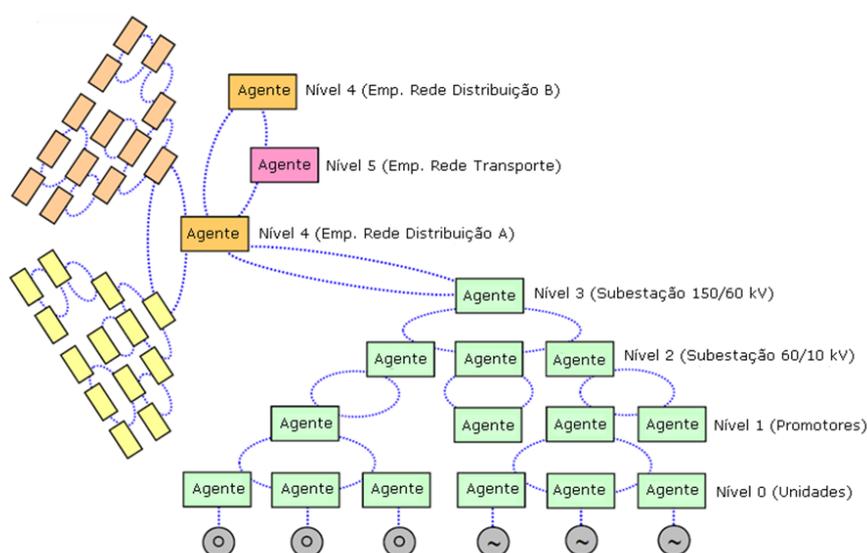


Figura 2.4 - Arquitectura de agentes numa Rede Activa [Ackermann, 2008]

O modelo de redes activas introduz dois novos conceitos: O primeiro é a promoção da interligação de novos consumidores/produtores de forma simples e rápida. O segundo é que a rede tem de permitir a interacção com os consumidores/produtores permitindo-lhes saber qual a melhor forma de gerirem os seus recursos e consumos em tempo real.

O nível de controlo que é necessário implementar nas redes activas é muito superior ao existente actualmente nos SEE. Para atingir os níveis de controlo desejados, será necessário introduzir novos sistemas de controlo de tensão e frequência, novos sistemas de protecção, novos equipamentos para aquisição de dados, novos sistemas de comunicação e sistemas de armazenamento de energia eléctrica.

Com o aumento de produção distribuída, o trânsito de potências passa a ser bidireccional, ou seja, o sentido do fluxo da energia pode inverter-se. Este fluxo deve ser gerido por dispositivos electrónicos, que terão como missão assegurar a melhor forma de “direccionar” a energia de modo a garantir o funcionamento dos SEE dentro dos limites técnicos estabelecidos. Assim, o sistema deixará de estar dependente dos níveis superiores de tensão passando a dispor de alguma autonomia no fornecimento de energia eléctrica.

### 2.3 – *MicroGrids*

O conceito *MicroGrids* baseia-se em controlar todas as cargas, dispositivos de armazenamento e produção ao nível da rede de distribuição de baixa tensão [Hatziargyriou, 2005]. O desenvolvimento do conceito *MicroGrids* resulta de um projecto financiado pela União Europeia com a mesma designação ([www.microgrids.eu](http://www.microgrids.eu)) e encontra-se em fase de desenvolvimento de protótipos e aplicação numa rede real na ilha grega de Kythnos [Dimeas, 2010].

Ao contrário do conceito de redes activas, o desenvolvimento do conceito *MicroGrids* assenta, essencialmente, no consórcio promotor do projecto europeu. O consumidor deverá usufruir de energia térmica e eléctrica e, adicionalmente, melhor fiabilidade, menores emissões de GEE e melhor qualidade da energia. Será ainda de prever uma redução das perdas nas linhas de transmissão.

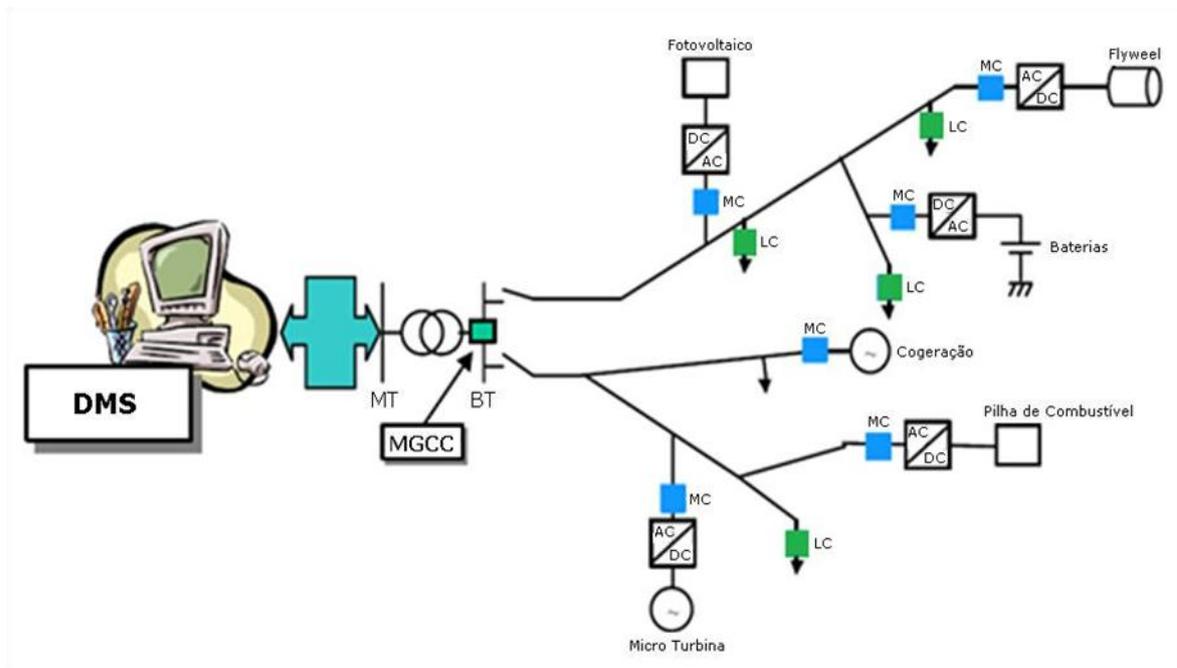


Figura 2.5 - Arquitectura de uma *MicroGrid* [Hatzigiorgiou, 2005]

Como mostra a Figura 2.5, esta estrutura dispõe dos seguintes elementos básicos:

- *Microgenerator Controller* (MC) - Deverá ser aplicado em locais onde exista micro-geração e deverá ser capaz de controlar a tensão e frequência da *MicroGrid*;
- *Load Controller* (LC) - Será aplicado nas cargas passíveis de serem controladas;
- *Microgrid Central Controller* (MGCC) - Monitoriza a *MicroGrid* ao nível do trânsito de potências activa e reactiva e tem a responsabilidade da sua optimização transmitindo informação para os MCs e LCs;
- *Distribution Management Systems* (DMS) - Gere a interligação entre a *MicroGrid* e a restante rede de distribuição.

As *MicroGrids* são, tipicamente, caracterizadas por centros de gestão distribuídos pela rede de distribuição de BT, normalmente localizados nos postos de transformação, que controlam cerca de 100 consumidores de pequena escala (habitações, lojas e escritórios).

Com este modelo cada troço de rede pode funcionar ligado à rede de distribuição e transporte ou de forma isolada em situações de incidente na rede.

Do ponto de vista do consumidor, as *MicroGrids* permitem satisfazer as necessidades de electricidade e calor, incentivam o desenvolvimento local, reduzem as emissões de GEE, aumentam a qualidade de serviço através da redução das falhas de fornecimento de energia e potenciam a redução dos preços da energia.

A flexibilidade introduzida pelas *MicroGrids* pode trazer grandes benefícios. No entanto, para que tal seja possível, é necessário um elevado investimento e mudanças significativas na operação dos SEE passando a existir 3 tipos de controlo com funções distintas, como é exemplificado na Figura 2.6.

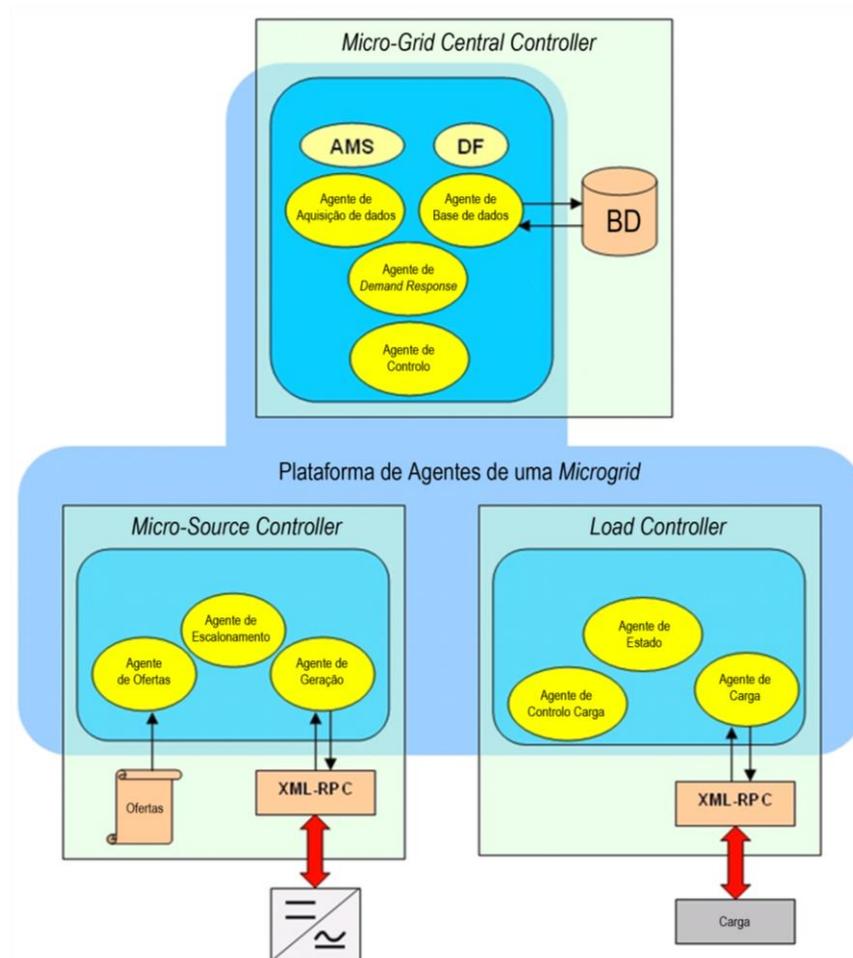


Figura 2.6 - Arquitectura do sistema de controlo de uma *MicroGrid* [Oyarzabal, 2005]

## 2.4 – Agentes Virtuais

O conceito de Agente Virtual (AV) consiste numa entidade que agrega e representa os interesses de produtores, consumidores e unidades de armazenamento. Este conceito tem sofrido diversas mutações tanto em termos de nomenclatura como do próprio âmbito de actuação destes agentes. Uma das características que distingue este conceito dos anteriormente descritos é o facto de os Agentes Virtuais terem a capacidade de agregar *players* em diferentes pontos das redes eléctricas, deixando a gestão técnica da rede para os *Transmission System Operator* (TSO) e *Distribution System Operator* (DSO) e tendo como objectivo final a comercialização de energia entre os seus agentes e, principalmente, nos mercados de energia e paralelos a este, garantindo sempre uma optimização dos custos/remunerações dos *players* a si associados.

Inicialmente designado por *Virtual Power Producer* (VPP) [Morais, 2005], o AV tinha como missão ser uma entidade capaz de agregar vários tipos de produtores independentes, com produção distribuída, de forma a potenciar as virtudes de todos, diminuindo as fragilidades de cada um. Os Produtores virtuais actuariam nos mercados eléctricos de forma análoga a uma *Trading floor*, ou seja, comprariam energia aos produtores e colocá-la-iam no mercado através da bolsa ou através de contratos bilaterais [Morais, 2008]. A Figura 2.7 mostra um exemplo da actuação dos VPPs em contexto de mercado liberalizado.

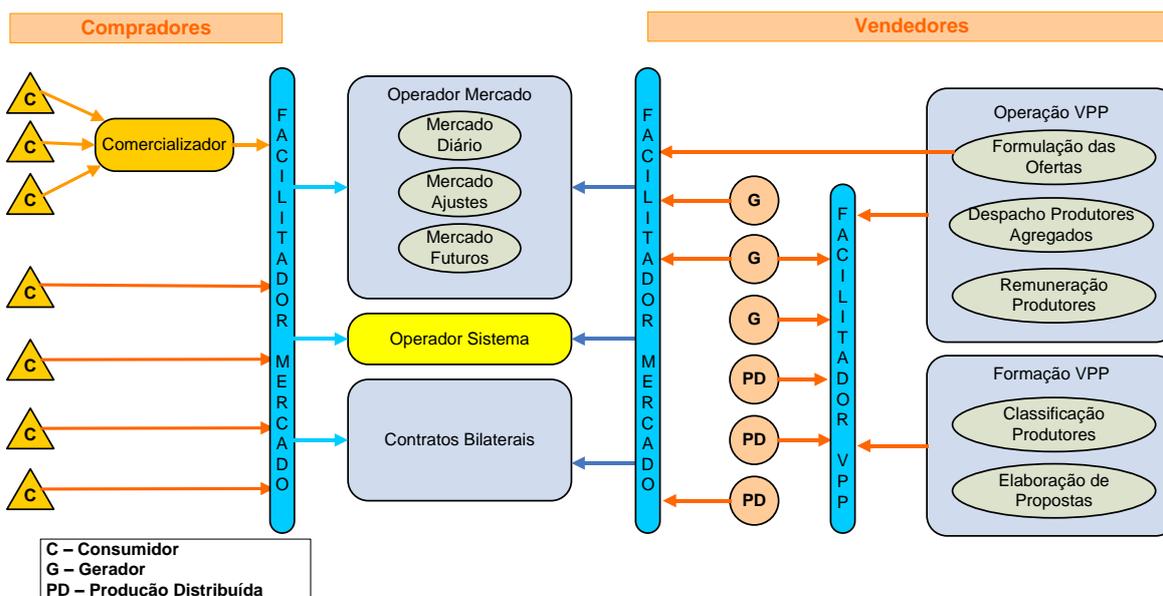


Figura 2.7 - Estrutura de agentes do simulador MASCEM com VPPs [Morais, 2008]

No entanto, os produtores virtuais terão de desempenhar um papel muito mais abrangente na coordenação e gestão dos recursos a si agregados, tentando vender a energia eléctrica disponível, de modo a maximizar os lucros. Têm sido propostas diversas variantes de Produtores Virtuais [Oliveira, 2009] como por exemplo:

- 1) *Parallel VPP* (PVPP) – Incluem diversos tipos de produção, tipicamente com potências instaladas entre o 1MW e os 20 MW que têm em comum a possibilidade de actuarem em mercados paralelos ao mercado de electricidade, como por exemplo o mercado de carbono ou a venda de água quente;
- 2) *Large Scale VPP* (LSVPP) – São VPPs que agregam unidades de produção de grandes dimensões com potências instaladas superiores a 20 MW e que estão ligadas à rede de AT ou MAT;
- 3) *Micro VPP* ( $\mu$ VPP) – São VPPs que agregam unidades de pequenas dimensões, tipicamente inferiores a 1MW. Normalmente são constituídos por muitas unidades de produção de pequena dimensão, na ordem das centenas de kW, designadas por unidades de microgeração;
- 4) *Global VPP* (GVPP) – Estes produtores agregam produtores e consumidores;
- 5) *Several VPP* (SVPP) – Este VPP não tem uma orientação definida podendo agregar produtores de diversos tipos.

Outra perspectiva, denominada por *Virtual Power Plant*, é apresentada por [Dielmann, 2003] e [Caldon, 2004], que definem esta entidade como sendo capaz de agregar unidades de produção distribuída com o objectivo principal de vender energia eléctrica e térmica aos consumidores vizinhos. [Willems, 2005] apresenta a *Virtual Power Plant* em ambiente de mercado, fazendo uma análise entre os custos de produção e as propostas a apresentar nos mercados de energia. [Pudjianto, 2007] e [Kieny, 2009] dividem os VPPs em dois tipos, os *Commercial VPP* (CVPP) e os *Technical VPP* (TVPP). O CVPP tem como principal missão a comercialização de energia no mercado eléctrico dividindo os produtores pela sua localização na rede, permitindo a actuação em mercados baseados no

Custo Marginal Local (LMP<sup>1</sup>). O TVPP tem como principal função interagir com o operador de sistema de forma a contribuir para a estabilidade dos sistemas de energia, de uma forma barata, através do contributo da produção distribuída. Esta actuação pressupõe a existência de vários produtores geograficamente próximos, agregados ao TVPP, mesmo que estes estejam agregados a CVPPs diferentes. Os CVPPs controlam as unidades de PD através das FENIX Box (FB). Existe ainda a possibilidade de operar as cargas nessa mesma parcela de rede. A relação entre o CVPP e o TVPP, assim como entre estes e os restantes agentes, é mostrada na Figura 2.8.

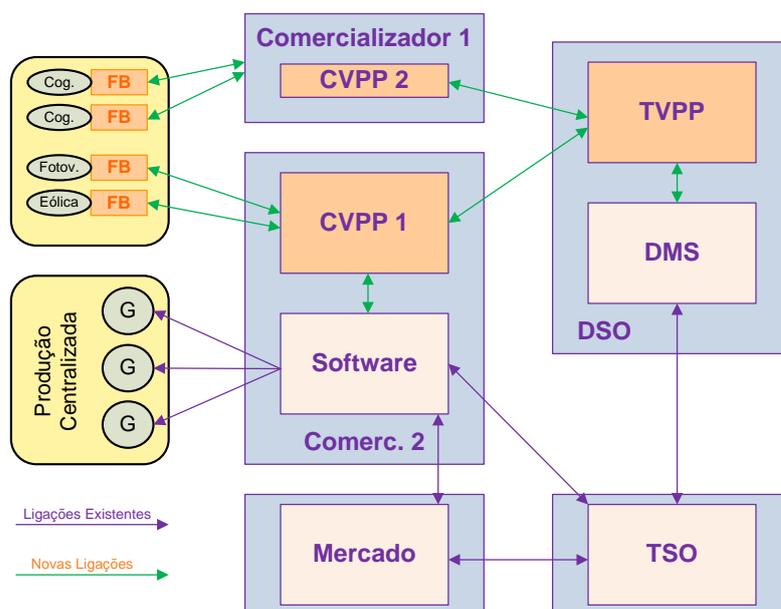


Figura 2.8 - Virtual Power Plant com CVPP e TVPP [Kieny, 2009]

Pelo exposto, facilmente se pode constatar que existem diversas abordagens a este tema, resultantes de várias linhas de investigação distintas. No entanto, a origem desta filosofia remonta a 1997 e foi apresentada por [Werbuch, 1997], que tratava o agente virtual como *Virtual Utility* (VU) a qual era definida como uma entidade que permitia a colaboração flexível entre entidades independentes, orientadas para a actuação em mercados de electricidade. Esta abordagem surgiu precisamente com o aparecimento dos mercados de electricidade, tendo Werbuch a percepção que esta mudança iria alterar significativamente a organização do sector energético, criando oportunidades para a descentralização. Isto permite o aparecimento de numerosas organizações de menores

<sup>1</sup> *Locational Marginal Price*

dimensões, capazes de tirar partido dos recursos energéticos distribuídos (RED) e que se podem agregar de forma a potenciar o seu desenvolvimento e operação.

Agregando todos estes conceitos pode-se considerar que os Agentes Virtuais gerem diversos recursos, nomeadamente, unidades geradoras, armazenamento de energia, o consumo, a *Demand Response*, a rede de distribuição e a participação nos mercados eléctricos.

Estes agentes deverão dispor de mecanismos que evitem o deslastre intempestivo de cargas, através de estratégias de reconfiguração de redes, do estabelecimento de contratos com os consumidores, de forma a ser possível efectuar cortes ou redução de carga de forma controlada e sem penalizações, recorrendo à gestão de sistemas de armazenamento.

Para que este conceito funcione adequadamente, e seja uma boa solução, tanto para produtores como para consumidores, tem de existir um sistema de comunicação em tempo real que permita conhecer o estado da rede em cada instante. O ajuste de preço em tempo real, em função das necessidades do sistema, é outra das características inovadoras deste conceito.

Outro aspecto a ter em consideração será a qualidade de serviço. O sistema deverá ter dispositivos de controlo de harmónicos, cavas de tensão e cortes de fornecimento de energia. Este aspecto é cada vez mais relevante dada a proliferação de sistemas que introduzem este tipo de distorções nos SEE e de sistemas sensíveis a estes fenómenos.

O Agente Virtual deverá ainda desenvolver a sua actividade noutros mercados como o do carbono (gestão das licenças dos produtores a si agregados), a emissão de Certificados Verdes, a venda de vapor e/ou água quente, entre outros. Outro potencial negócio é a integração com outras indústrias, como por exemplo a pecuária, tratamento de resíduos sólidos urbanos (RSU), corticeiras, entre outras, o que permitirá reduzir, significativamente, o investimento inicial e/ou os custos de operação das unidades geradoras.

Estes mecanismos de mercado são complementares ao mercado eléctrico, permitindo a obtenção de um mercado mais dinâmico e alternativo. Por outro lado,

umentará a complexidade de gestão dos VPPs, visto que a estratégia adoptada no mercado de energia vai influenciar directamente a sua actuação nos mercados complementares.

## 2.5 – *SmartGrids*

A designação *SmartGrids* surgiu na Europa em 2005 [EC, 2006] como resposta aos objectivos traçados para 2020 ao nível do sector energético, nomeadamente, utilização de 20% de fontes renováveis para produção de energia, redução de 20% no consumo e redução de 20% de emissão de gases de efeito de estufa [ERGEG, 2010]. No mesmo documento pode-se encontrar uma definição “*SmartGrids is a necessary response to the environmental, social and political demands placed on energy supply. SmartGrids will use revolutionary new technologies, products and services to create a strongly user-centric approach for all customers*”.

A Eurelectric (*Electricity for Europe*) define em [Paun, 2010] que “*A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to efficiently ensure sustainable, economic and secure electricity supply*”. Já a definição da ERGEG (*European Regulators Group for Electricity & Gas*) estabelece que “*ERGEG's understanding on smart grids is based upon the needs for them, i.e. what they are intended to solve, and what kind of functions and output values they can provide to users of transmission and distribution (T&D) grids. ERGEG relates smart grids to a future T&D grid that is needed for reaching efficiently the EU targets for the year 2020, with a much larger scope than smart metering*”. Uma outra abordagem publicada em [Lobo, 2008] diz que “*A Smart Grid consists of a broadband communication system that uses a set of sensors and distributed computing. Thanks to the ‘Smart Grid’, the DSO will turn into a reliable, self-healing, fully controllable and asset efficient electrical system*”.

No site da *IEEE SmartGrids* pode-se encontrar a seguinte definição “*The Smart Grid initiative is the modernization and optimization of the power grid so that it is more reliable, efficient, secure, and environmentally neutral. For the Smart Grid initiative to be successful, it requires collaboration, integration, and interoperability between an array of disciplines, including computational and communications control systems for generation, transmission, distribution, customer, operations, markets, and service provider*” [IEEE, 2010].

O departamento de energia dos Estados Unidos apresenta a seguinte definição: “*In terms of overall vision, the Smart Grid is:*

*Intelligent – capable of sensing system overloads and rerouting power to prevent or minimize a potential outage; of working autonomously when conditions require resolution faster than humans can respond...and cooperatively in aligning the goals of utilities, consumers and regulators;*

*Efficient – capable of meeting increased consumer demand without adding infrastructure;*

*Accommodating – accepting energy from virtually any fuel source including solar and wind as easily and transparently as coal and natural gas; capable of integrating any and all better ideas and technologies – energy storage technologies, for example – as they are market-proven and ready to come online;*

*Motivating – enabling real-time communication between the consumer and utility so consumers can tailor their energy consumption based on individual preferences, like price and/or environmental concerns;*

*Opportunistic – creating new opportunities and markets by means of its ability to capitalize on plug-and-play innovation wherever and whenever appropriate;*

*Quality-focused – capable of delivering the power quality necessary – free of sags, spikes, disturbances and interruptions – to power our increasingly digital economy and the data centers, computers and electronics necessary to make it run;*

*Resilient – increasingly resistant to attack and natural disasters as it becomes more decentralized and reinforced with Smart Grid security protocols;*

*“Green” – slowing the advance of global climate change and offering a genuine path toward significant environmental improvement” [Litos, 2008].*

Como se pode constatar, o conceito está longe de ser consensual tanto no meio científico como no meio industrial [Derler, 2010]. No entanto, há que salientar que este conceito já transbordou da esfera da investigação para a aplicação, sendo mesmo matéria

de estudo para as entidades reguladoras. Apesar das diferentes interpretações, começam a aparecer pontos de convergência (como novos sistemas de *Smart Metering*), o que indicia um esforço colectivo para a criação de novos padrões de normalização, indispensáveis para a evolução e consolidação de novos conceitos. Neste sentido, a Comissão Europeia está a desenvolver novas orientações para os estados membros como é o exemplo da “*Energy 2009 – 7.3.5 Novel ICT Solutions for Smart Electricity Distribution*” [Hove, 2008].

Pelo exposto pode-se concluir que o conceito de *SmartGrids* surge como um novo paradigma de operação e gestão das redes eléctricas [ETPS, 2010], capaz de alienar todas as mudanças, técnicas e processuais, subjacentes:

- à elevada penetração de produção distribuída [Saleem, 2009];
- à participação activa dos consumidores nas questões energéticas (*demand response*; microgeração) [Rahimi, 2010];
- à existência de sistemas de controlo com vários níveis de decisão e com uma hierarquia bem definida [Vale, 2009];
- à existência de *Smart Meters* [Kirkham, 2009]
- à existência de veículos eléctricos que permitam a ligação à rede eléctrica, tanto para carga das baterias como para a sua descarga [Babaei, 2010];
- à existência de sistemas de armazenamento [Styczynski, 2009];
- à possibilidade de uma fácil reconfiguração das redes eléctricas [Vale, 2010.2];
- à possibilidade de operação da rede em modo isolado [Chen, 2009];
- ao controlo dos trânsitos nas linhas através de FACTS [Debrup, 2010];
- ao controlo do trânsito de energia reactiva através da contribuição da produção distribuída [Rogers, 2010];
- ao controlo da qualidade da energia [Metke, 2010];
- ao controlo das protecções [Simard, 2009];
- à integração de novos sistemas de comunicação [Lobo, 2008];
- à integração de todos estes *players* num mercado eléctrico capaz de dar respostas a todas estas exigências [Duan, 2010].

A Figura 2.9 mostra o amplo âmbito de uma *SmartGrid*.



Figura 2.9 – *SmartGrid* (adaptado de [Amstell, 2009])

## 2.6 – Conclusão

O Sector Energético está na berlinda dos decisores políticos, que têm imposto metas bastante ambiciosas relativamente à redução do consumo energético, do aumento da utilização de recursos renováveis e endógenos como fontes de energia primária e na redução de emissões de CO<sub>2</sub> e de outros gases de efeito de estufa. A enorme crise que assola actualmente os países ocidentais veio pôr a descoberto a enorme fragilidade do sistema financeiro destas economias e, principalmente, a enorme dependência relativamente aos países produtores de petróleo nas questões energéticas que têm consequências em todos os sectores da sociedade. A necessidade de reduzir as emissões de GEE é outro dos factores que sustenta as políticas adoptadas. Um outro aspecto a salientar, por parte dos países europeus, é a forte convicção que os sistemas de produção baseados em fontes renováveis de energia e os novos mecanismos de gestão das redes eléctricas, podem ser o motor da economia europeia, tanto para reduzir a dependência externa como para aumentar a exportação de tecnologia, criada e desenvolvida na União Europeia (EU).

Para que seja possível atingir as metas impostas pela EU, várias abordagens têm sido desenvolvidas das quais se destacam, as Redes Activas, as *MicroGrids*, os Agentes Virtuais e as *SmartGrids*. Pelo que foi exposto neste capítulo, pode-se concluir que todos

os conceitos se sobrepõem em alguns aspectos mas pode-se sintetizar considerando que os Agentes Virtuais são uma abordagem das redes do futuro tendo o seu enfoque no funcionamento comercial e no relacionamento entre os diversos *players* participantes no sector. As *MicroGrids* abordam o desenvolvimento e gestão das redes de distribuição de baixa tensão, sendo por isso um sistema menos abrangente do que as Redes Activas que abordam o problema ao nível da rede de distribuição de Média Tensão.

As *SmartGrids* são indiscutivelmente o conceito que mais se tem desenvolvido, ultrapassando já a esfera da Investigação e Desenvolvimento (I&D) para a esfera da indústria. Uma demonstração do grande dinamismo e globalização do conceito é a apresentação de produtos de empresas como a Toshiba, IBM e Cysco, empresas que tradicionalmente não actuam neste sector.

A Figura 2.10 mostra quais os principais aspectos a considerar, por parte da indústria, na abordagem ao conceito das *SmartGrids*.



Figura 2.10 -Visão da indústria sobre as *SmartGrids* [Rahimi, 2010]

Segundo alguns autores, como por exemplo [Hammerschmidt, 2010], as *SmartGrids* serão uma parte de um sistema mais abrangente denominado de *SmartEnergy*, que pretende abranger todas as componentes associadas ao sector eléctrico. A Figura 2.11 ilustra este conceito.



Figura 2.11 – Sistema Inteligente de Energia [Hammerschmidt, 2010]

Segundo esta abordagem, as *Virtual Power Plants*, teriam a função já descrita de agregar produção distribuída e comercializar a energia produzida. Os *Smart Meters* são a base técnica para a flexibilização das tarifas e para permitir uma participação activa dos consumidores no sector energético. As aplicações *Smart Home* permitirão ao utilizador ter o controlo total sobre a habitação e, conseqüentemente, permitir-lhe-ão responder às solicitações da rede, do mercado e/ou do operador do sistema. A *Smart Mobility* consiste na utilização de meios de transporte com baixas emissões de CO<sub>2</sub>, e na criação de infra-estruturas que garantam uma mobilidade adequada. As *SmartGrids* deverão garantir o bom funcionamento do sistema, garantindo o fornecimento de energia a todas as cargas e a fácil inclusão de novas unidades de produção distribuída, armazenamento de energia e a integração de veículos eléctricos. Os *E-Energy* representam os mercados eléctricos do futuro capazes integrar todos os *players* do sector. Um dos principais desafios é a variação dos preços em tempo real de forma a potenciar a *Demand Response* e a integração e remuneração dos veículos eléctricos.

## CAPÍTULO 3

### GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS NAS *SMARTGRIDS*

#### 3.1 – Introdução

O despacho de energia, tradicionalmente designado por despacho económico, é um tema importantíssimo na operação dos sistemas de energia e visa o escalonamento da produção com o intuito de suprir as necessidades dos consumidores.

O despacho económico tinha como principal objectivo a minimização dos custos de geração de energia eléctrica considerando os custos de produção de cada gerador pertencente às unidades termoeléctricas, garantindo o cumprimento das restrições técnicas das redes eléctricas [Grainger, 1994] e [Wood, 1996].

No algoritmo de optimização não são tradicionalmente consideradas as unidades de produção baseadas em fontes renováveis visto o custo marginal de produção ser claramente inferior ao das unidades térmicas. A prática era retirar um valor de carga igual ao somatório da produção proveniente destas unidades de produção [Hetzer, 2008].

Com o aparecimento dos mercados eléctricos, o despacho económico tradicional, deixou de fazer sentido, passando o escalonamento da produção a ser definida pelo resultado dos mercados eléctricos [Praça, 2003]. Neste novo contexto, passou-se de um despacho baseado nos custos de produção para um despacho baseado em ofertas de compra e venda de energia passando este processo a ser gerido por um operador de mercado e validado tecnicamente por um operador de sistema [Zhao, 2004].

Num contexto de *SmartGrids* o despacho deverá ser efectuado de forma hierárquica sendo que cada centro de controlo gere os recursos que lhe estão consignados, podendo existir diversos níveis de controlo e dentro de cada nível vários *players*, cada um com a gestão dos seus próprios recursos [Vale, 2010.1]. A Figura 3.1 mostra uma proposta de hierarquização dos sistemas de controlo dos SEE elaborada pela Comunidade Europeia e publicada em [EC, 2010]. A principal diferença face à actualidade é a inclusão de um novo agente, o VPP, que terá a seu cargo a gestão de parte das redes de MT/BT e dos recursos a elas ligados (unidades de produção, consumidores e sistemas de armazenamento).

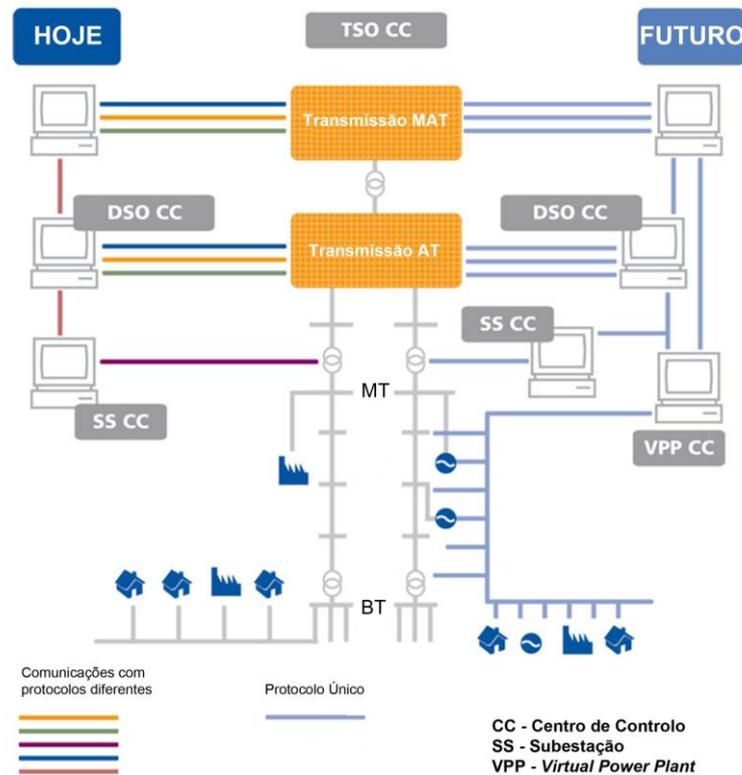


Figura 3.1 -Controlo nas redes do futuro [EC, 2010]

Assim, os agentes, designados em [EC, 2010] por VPPs, deverão gerir os seguintes recursos:

**Produção** - A integração de produção distribuída nas redes eléctricas origina diversas alterações no seu funcionamento, sendo de destacar: a alteração dos fluxos de energia que deixam de ser unidireccionais, o que implica um redimensionamento das protecções; a variação dos perfis da tensão ao longo da rede com as condições de exploração, podendo a tensão apresentar valores mais elevados em nós intermédios da rede, nomeadamente nos nós vizinhos dos pontos de interligação; a possibilidade da ocorrência de variações rápidas da tensão nos nós devido à entrada e saída de serviço da produção distribuída, originando maiores alterações das tomadas dos transformadores das subestações.

As potências de curto-circuito aumentam em todos os nós da rede, sendo o seu aumento mais sensível junto dos pontos de interligação, podendo deixar de ser decrescentes ao longo da rede e à medida que aumenta a distância à subestação. Apesar da importância destas alterações, um dos maiores constrangimentos é o

facto do controlo das centrais produtoras estar a cargo dos seus promotores e não do operador do sistema ou de outras entidades designadas para o efeito. Para garantir o bom funcionamento das redes no futuro este controlo deverá ser efectuado por uma entidade que detenha a gestão da rede ou pelo menos da área da rede onde o produtor está inserido, podendo não ser o operador do sistema. O despacho desta produção deverá ser efectuado pensando numa estratégia conjunta onde serão ponderados diversos aspectos, como veremos ao longo deste documento.

**Consumo** – Actualmente existe um grande enfoque nas questões da gestão do consumo, quer pela consciencialização para a eficiência energética, quer para a redução e controlo do consumo de energia. A resposta do consumo à variação dos preços da oferta é um mecanismo que existe na generalidade dos sectores de actividade. No entanto, só recentemente começa a ser considerada no sector eléctrico. De facto, não faz parte do quotidiano da generalidade dos consumidores desligar um determinado equipamento se isso interferir com os seus hábitos ou com o seu conforto ou mesmo com os procedimentos habituais das empresas. A primeira abordagem das empresas gestoras das redes eléctricas foi aplicar tarifas diferenciadas a diferentes períodos horários, com o objectivo de deslocar algumas cargas do período de ponta (tarifa mais elevada) para outros períodos de forma a reduzir o pico do diagrama de cargas [Ramos, 2006]. Actualmente os próprios consumidores podem gerir o seu consumo e interagir com os operadores das redes e propor eles próprios reduções em troca de uma remuneração ou permitir que estes operem os seus equipamentos em situações de emergência. A redução dos consumos pode ser uma estratégia usada para substituir a entrada em serviço de unidades de produção, para servir de reserva ou como serviços de sistema.

**Armazenamento** – O armazenamento de energia eléctrica é uma área onde existe muita investigação, em diferentes tecnologias com finalidades distintas. No entanto, não existe, ainda, uma forma eficaz, económica e eficiente de armazenar energia eléctrica. Este facto torna a gestão dos sistemas de energia um problema com características únicas, até porque cada tipo de armazenamento pode servir para fins diferentes, tanto em quantidade como em tempo de fornecimento de energia. Paradoxalmente, uma das formas mais eficazes de garantir reservas de energia eléctrica para os SEE é armazenar água. Este facto deve-se à “facilidade” de

armazenar grandes quantidades de água e ao tempo reduzido com que os geradores das centrais hídricas entram em serviço. A gestão das reservas dos SEE, quer em forma de água, quer em forma de energia eléctrica, é por isso crucial para o seu bom funcionamento. Outro aspecto muito importante no armazenamento de energia é a crescente utilização de veículos híbridos e eléctricos. Estão em desenvolvimento diversos estudos que propõem a utilização destes veículos não só para transporte de mercadorias e pessoas, como também para servir como dispositivos de armazenamento interligados com as redes eléctricas [Kadurek, 2009]. Vários estudos partem do princípio que durante 96% do tempo estes veículos irão estar parados, o que permitirá estarem ligados às redes eléctricas [Kempton, 1997], podendo ter diversas aplicações nos sistemas de energia como por exemplo contribuir para os serviços de sistema e para a redução do pico do diagrama de cargas. Um aspecto importante é que, normalmente, os veículos estão próximos dos pontos de consumo de energia e a eficiência das baterias é significativamente mais elevada quando comparada, por exemplo, com a hipótese de utilização de carros a hidrogénio para o mesmo efeito [Kadurek, 2009].

**Rede** - A existência de novas tecnologias nos sistemas de energia (novos tipos de produção, localização de produção em vários níveis de tensão e existência de armazenamento) implicam um novo paradigma de gestão das redes. Para dar resposta às necessidades inerentes à evolução das redes, será necessário um reforço, sobretudo, das redes de distribuição e, por outro lado implementar sistemas de gestão/controlo hierarquizados. Aumentando a complexidade das redes, aumenta também a complexidade dos sistemas de protecção, sendo esta uma das áreas mais sensíveis de desenvolvimento. Por outro lado, a evolução das tecnologias de comunicação e informação terá de ser capaz de dar garantias de fiabilidade de transmissão de uma grande quantidade de dados, visto que será necessário deter informação de um maior número de geradores, de controlar e medir em tempo real o consumo de diversos clientes, ou mesmo das cargas destes clientes, e, por outro lado, comandar protecções e reconfigurar as redes. Para que este cenário seja possível, terá de existir um investimento muito avultado, mudar a filosofia de gestão e planeamento das redes e criar legislação que permita a entrada de mais entidades que actuem nesta área de actividade. No limite, cada utilizador poderá ser

encarado como uma entidade que poderá ter uma participação activa no sector eléctrico.

Apesar do investimento inicial, a médio e longo prazo existem vantagens, tanto a nível económico, como a nível de funcionamento das redes e, não menos importante, a nível ambiental. As Figuras 3.2 e 3.3 mostram dois pontos de vista sobre a evolução das redes eléctricas e sobre os custos associados ao desenvolvimento das mesmas. A conclusão a que se pode chegar é que o investimento a curto prazo é muito elevado mas que os benefícios associados a esta evolução são consideráveis. É de salientar que os custos futuros de expansão da rede que serão evitados são significativamente superiores aos custos de desenvolvimento das redes para o paradigma das *SmartGrids*.

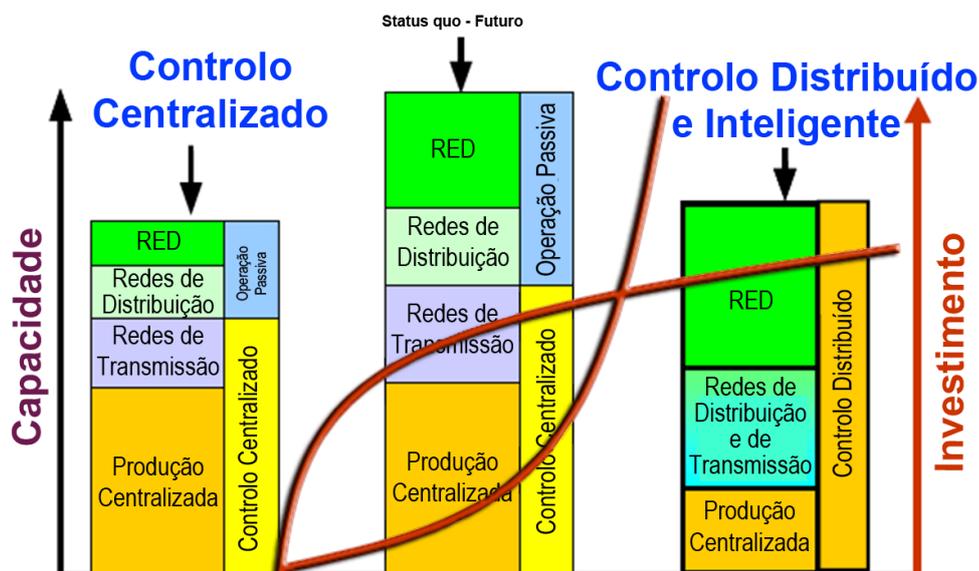


Figura 3.2 – Investimentos e tecnologias das *SmartGrids* [Jimenez, 2006]

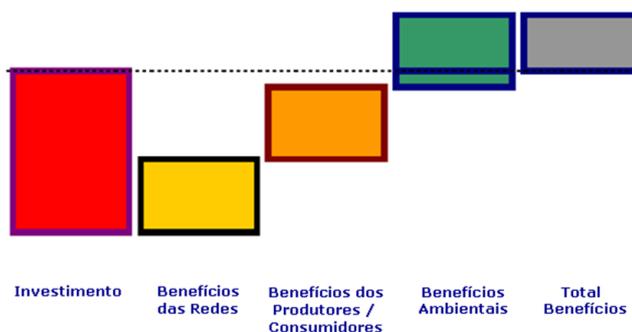


Figura 3.3 - Investimentos e benefícios das *SmartGrids* [Paun, 2010]

### 3.2 – Despacho Económico

O despacho económico de energia eléctrica pode ser definido como o processo utilizado para “*determinar a potência a fornecer por cada gerador em serviço, que conduz ao mínimo custo global de produção do sistema, satisfazendo a carga e as condições de segurança do sistema*”. [Paiva, 2007]

Como se pode facilmente deprender, este é um tema que desde sempre preocupou os engenheiros, os economistas e as empresas gestoras das redes eléctricas e das centrais geradoras. É de salientar que no despacho económico só são consideradas as unidades que estão em funcionamento. A definição das unidades que estão ligadas ou desligadas da rede é estabelecida na resolução do problema de escalonamento da produção.

Os primeiros métodos usados foram desenvolvidos na década de 20 do século passado, e eram baseados na eficiência das unidades geradoras. Um dos métodos, designados por “*Base Load Method*”, tinha como princípio ir aumentando a produção da unidade mais eficiente até à sua capacidade máxima, depois fazer o mesmo para a segunda unidade mais eficiente e assim sucessivamente. Um outro método designado por “*Best Point Loading*”, que consiste no escalonamento através do cálculo do “*Heat Rate Point*”. Neste método os geradores não se encontram a funcionar na sua capacidade máxima mas sim no seu ponto de maior eficiência [Happ, 1977].

Nos anos 30 do século passado foi demonstrado que o método dos custos marginais, “*Equal Incremental Generation Costs*”, era o que conduzia a melhores resultados. Este método consiste em determinar o consumo de fonte primária em função da potência gerada. Quando se quer aumentar a energia produzida, determina-se qual a unidade geradora que implica o menor acréscimo de consumo de recurso primário [Chowdhury, 1990].

Esta metodologia só é válida para geradores com a mesma fonte de energia primária. Quando temos no mesmo sistema, geradores de tecnologias e fontes primárias diferentes teremos de partir para uma abordagem de custos, relacionando cada combustível com o seu custo.

Actualmente, o método mais utilizado é o Custo Marginal, o qual consiste em determinar o incremento do custo em função do incremento de uma unidade de consumo, normalmente, 1MWh. Existem diversos métodos para calcular o custo marginal, dos quais se destacam o Método dos multiplicadores de Lagrange, o Método dos coeficientes B, e o Método do nó de balanço [Paiva, 2007].

Em todos os métodos anteriormente descritos não é considerado o despacho da produção distribuída, visto que o custo marginal deste tipo de produção não é facilmente determinado e porque na grande maioria dos países a legislação impõem a injeção na rede eléctrica de toda a energia produzida por estas unidades produtoras.

Esta abordagem não é, contudo, a mais adequada para o cenário de evolução previsto para as redes eléctricas. Neste novo contexto vários são os recursos energéticos a considerar no despacho económico.

O despacho da produção distribuída é um tema que preocupa vários autores que apresentam diferentes soluções para o problema. [Swarnkar, 2009] resolve o problema do despacho económico recorrendo à utilização de *Particle Swarm Optimization* (PSO<sup>2</sup>) e integrando no despacho tradicional factores de penalização relacionados com as emissões de GEE de cada gerador. [Yong, 2007] aborda o despacho económico incluindo o despacho da energia eólica, resolvendo o problema através de Algoritmos Genéticos (GA<sup>3</sup>) [Attaviryanupap, 2002] aborda o despacho económico dinâmico recorrendo a Programação Evolucionária (EP<sup>4</sup>).

O problema do despacho económico dinâmico considera um número finito de intervalos de despacho acoplados com a previsão da carga, com o intuito de obter uma gama de geração óptima consonante com um intervalo de consumo variável [Abido, 2003]; [Attaviryanupap, 2004] aborda o problema das incertezas no despacho económico, incluindo o custo das reservas do sistema [Hetzer, 2008] inclui o despacho da energia eólica no despacho económico considerando a existência de contratos entre o operador da rede e proprietários dos parques eólicos, sendo o problema resolvido através de PSO. Em

---

<sup>2</sup> Optimização por Grupo de Partículas, Optimização por Nuvem de Partículas ou Optimização por Enxame de Partículas

<sup>3</sup> *Genetic Algorithm*

<sup>4</sup> *Evolutionary Programming*

[Vale, 2010.2] o despacho considera diferentes recursos como os sistemas de armazenamento, a produção distribuída e a resposta da carga, sendo o problema resolvido através de Programação não linear inteira mista.

Outra área de interesse, relacionada com o despacho, é o despacho económico/ambiental. Neste problema consideram-se não só os aspectos económicos, como também os ambientais. Este problema foi abordado por [Song, 1997], recorrendo a GA para a sua resolução. [Wong, 1998] utilizou EP para resolução do mesmo problema, enquanto [Mohammadi, 2006] comparou dois métodos, nomeadamente, uma Rede Neuronal de Hopfield e o Método de Iteração  $\lambda$ . Outros autores têm escrito sobre este tema pelo que surgirão novas abordagens e novos métodos de resolução, dada a enorme importância prestada, actualmente, aos aspectos ambientais.

### 3.3 – Gestão de Cargas

A gestão de cargas, actualmente designado por “*Demand Response*” na literatura Anglo-Saxónica, pode ser definida como a alteração do perfil de consumo eléctrico por consumidores finais em resposta às alterações no preço da electricidade, num espaço temporal, ou ao pagamento de incentivos criados com o intuito de induzir o consumidor a reduzir o seu consumo de energia em situações em que o valor de mercado é elevado ou em situações em que a fiabilidade do sistema esteja em causa [US Energy, 2006].

As características de funcionamento dos sistemas de energia obrigam a um planeamento do parque electroprodutor com diversos anos de antecedência face ao período de consumo, considerando na sua análise diversos factores de incerteza, nomeadamente, a evolução dos consumos, o preço dos combustíveis fósseis, o desempenho dos mercados energéticos, etc. Estas incertezas tornam a Gestão de cargas muito importante, visto que permite uma elasticidade dos consumos a custos relativamente baixos. As empresas que operam as redes têm a possibilidade de deslastrar, reduzir ou deslocar cargas, permitindo adiar o investimento em novas unidades de geração.

Embora o recrutamento de clientes que adiram a este processo seja complicado, um tarifário bem estruturado e a criação de estímulos podem originar economias significativas nos períodos de pico, podendo, em determinadas situações, ter um preço inferior ao praticado pelas unidades produtoras.

Os programas de *Demand Response* podem ser divididos em dois grandes grupos. O primeiro é baseado no preço pago pela energia (PBDR<sup>5</sup>), e consiste em remunerar de forma diferenciada diferentes períodos de tempo. Tradicionalmente, esta diferenciação era conseguida pela divisão das tarifas em períodos (TOU<sup>6</sup>). No caso do sistema regulado português temos até quatro períodos tarifários (pontas, cheias, vazio e super-vazio), dependendo do nível de tensão de fornecimento de energia. Actualmente, com a introdução dos mercados eléctricos, a diferenciação pode ocorrer em função dos preços praticados no mercado (RTP<sup>7</sup>) sendo comunicados, diariamente, aos consumidores as tarifas que irão ter no dia seguinte. No futuro, com a gestão isolada de parcelas de redes, a diferenciação poderá ocorrer em função de períodos críticos para a rede (CPP<sup>8</sup>). Este esquema tarifário é um híbrido entre os dois anteriores (TOU e RTP), ou seja, existe um tarifário base com diferentes períodos tarifários, que podem ser alterados em função dos preços praticados no mercado eléctrico, caso estes variem substancialmente, ou se estiver em causa a estabilidade do sistema ou de parte do sistema. Quanto maior for a diferença tarifária entre os períodos mais atentos estarão os consumidores de forma a que a sua factura eléctrica seja a menor possível através do uso da energia em períodos taxadas a valores reduzidos. Esta Gestão é efectuada voluntariamente pelos consumidores.

O segundo grande grupo de programas de *Demand Response* consiste na criação de estímulos que são estabelecidos pelas entidades que gerem o sistema eléctrico (IBDR<sup>9</sup>). Estes incentivos são dados aos consumidores, independentemente do plano tarifário onde estão inseridos, mediante a permissão para a redução da carga por parte do operador do sistema. A redução de carga é necessária em situações de risco de perda de estabilidade do sistema ou em situações em que o custo da energia seja muito elevado. Esta redução tem de estar previamente acordada com os consumidores, sendo estes compensados monetariamente pela redução de carga. Existem diversas formas de actuar sobre as cargas dos clientes, as quais se descrevem de seguida:

Controlo directo de cargas (*Direct load control*) – O operador deslastra, remotamente, determinado tipo de cargas em todos os consumidores, como por exemplo, o

---

<sup>5</sup> *Price-Based Demand Response*

<sup>6</sup> *Time-Of-Use rates*

<sup>7</sup> *Real-Time Pricing*

<sup>8</sup> *Critical-Peak Pricing*

<sup>9</sup> *Incentive-Based Demand Response*

aquecimento/arrefecimento ou arcas frigoríficas. Este tipo de controlo é utilizado, essencialmente, no sector doméstico e de pequeno comércio.

Corte / redução de carga (*Interruptible/curtailable (I/C) service*) – O operador corta ou reduz o consumo de energia de modo a fazer face a situações de contingência do sistema. Quando este cenário se verifica, existe uma redução da factura a pagar pelo consumidor ou um crédito de um determinado valor. Este tipo de gestão é utilizado em grandes unidades industriais ou comerciais.

Licitação de energia (*Demand Bidding/Buyback Programs; Capacity Market Programs; Ancillary Services Market Programs*) – os clientes apresentarão ofertas de redução com base nos preços de mercado ou outro sistema pré-estabelecido. O objectivo destas ofertas pode ser distinto em função do agente a quem é oferecido este serviço. Pode servir para compensar uma oferta de mercado, substituir uma unidade de geração ou para servir como serviço de sistema. Este sistema é aplicado em grandes consumidores, sendo as ofertas na ordem dos MW.

Emergência (*Emergency Demand Response Programs*) – Estes incentivos permitem remunerar os consumidores que reduzem o seu consumo durante os períodos de emergência, em que a reserva não responde às necessidades.

Na prática, estes programas de *Demand Response*, utilizam-se de forma combinada, sendo usual termos programas PBDR associados a estímulos para que os clientes adiram mais facilmente a estes programas, uma vez que as vantagens são maiores [Walawalkar, 2010].

### 3.4 – Armazenamento de energia eléctrica

A integração de produção distribuída nas redes eléctricas, um pouco por todo o mundo, implica mudanças na gestão dos SEE. Um dos problemas que advém da elevada penetração de fontes de energia renovável é o excesso de produção quando o sistema está em regime de vazio. Este facto cria um problema para o operador do sistema pois terá de retirar de serviço os parques eólicos e/ou centrais hídricas, desperdiçando vento e/ou água, ou retirar centrais térmicas a carvão cuja posterior reposição em serviço tem custos elevadíssimos [Styczynski, 2009].

Uma das soluções para reduzir ou eliminar o desperdício de energia proveniente de fontes renováveis é a introdução de sistemas de armazenamento de energia. O armazenamento de energia pode ser usado para nivelamento do diagrama de cargas, reduzindo o pico de consumo, para facilitar a integração de geradores com produção intermitente (eólica, solar, etc.) bem como para disponibilizar serviços de sistema, como por exemplo contribuir para a reserva “girante”, ou mesmo contribuir para a exploração das redes em “ilha” em situações de incidente. Esta multi-funcionalidade pode melhorar, significativamente, a relação preço/utilidade destas tecnologias que são, ainda, dispendiosas. As tecnologias mais relevantes para armazenamento de energia são:

**Baterias:** As baterias electroquímicas são a tecnologia de armazenamento de energia eléctrica mais antiga e ainda hoje a mais utilizada. Estes sistemas baseiam-se em processos electroquímicos, armazenando energia em corrente contínua sendo, por isso, necessários inversores DC/AC para os interligar com as redes. Embora estas tecnologias tenham níveis de eficiência bastante aceitáveis<sup>10</sup> os custos destes sistemas são igualmente elevados. No âmbito das principais tecnologias em exploração neste domínio, podemos destacar os seguintes tipos de baterias: ácidas; níquel cádmio; hidratos metálicos de níquel; íões de lítio; íões de lítio com electrólito de polímero.

Apesar dos custos, têm sido implementados vários projectos, com relativo sucesso. Em 2008 foi instalado em Rokkasho (Japão) o primeiro parque eólico com um sistema de baterias integrado. As baterias do tipo Na-S (Enxofre de Sódio) têm uma potência de 34MW que serve de apoio a um parque eólico de 51 MW. O Japão é pioneiro na utilização deste tipo de baterias tendo mais de 60 MW instalados distribuídos por 30 instalações [NaS Batteries, 2009].

**Ar Comprimido:** Este sistema consiste em converter a energia eléctrica em ar comprimido, que ficará armazenado em reservatórios e, posteriormente, gerar energia eléctrica utilizando o ar comprimido armazenado. A tecnologia de armazenamento através

---

<sup>10</sup> A eficiência de uma bateria varia em função das taxas de descarga. Ao descarregar as baterias lentamente (correntes pequenas), a bateria é mais eficiente do que quando se descarregam as baterias de forma rápida (correntes elevadas). Isto é conhecido como a lei de Peukert.

de ar comprimido é aplicada a sistemas de turbinas a gás de alta potência. O sistema de ar comprimido é baseado na tecnologia convencional de turbina de gás e utiliza o potencial elástico da energia do ar comprimido. Para libertar a energia armazenada, o ar comprimido é retirado do reservatório, aquecido, e depois expandido em turbinas de alta pressão. Os resíduos do ar comprimido após a passagem pela turbina de alta pressão são misturados com combustível e queimados, fazendo-se expandir nas turbinas a gás de baixa pressão, estando as turbinas acopladas mecanicamente a geradores eléctricos. Um método utilizado para a exploração deste sistema de armazenamento consiste em usar energia proveniente da produção de queima de gás, ou da rede eléctrica durante as horas de vazio para comprimir o ar, permitindo a utilização do ar comprimido durante as horas cheias para produzir uma energia três vezes maior para a mesma quantidade de queima de gás [Silva, 2008]. Existem alguns exemplos deste tipo de aplicações, sendo de destacar uma central na Alemanha de 220 MW (1978) e uma central de 110 MW nos EUA (1991).

**Armazenamento de Água:** O armazenamento de água é, actualmente, o método mais disseminado de armazenamento indirecto de energia eléctrica. A existência de centrais com sistemas de bombagem de água para centrais a montante permite uma gestão bastante eficaz dos recursos hídricos. Estes sistemas permitem nivelar o diagrama de cargas diário das instalações, visto que aumentam o consumo de energia durante o período de vazio, diminuindo o coeficiente de vazio. Prolongam os períodos em que as centrais hídricas dispõem de água para turbinar, isto porque a mesma água pode ser turbinada várias vezes. O sistema de bombagem hidroeléctrica tem um rendimento típico do ponto de vista da rede entre 65 e 80%, dependendo das características dos equipamentos. A capacidade de armazenamento energético depende de dois parâmetros: altura de queda da água e volume de água armazenada. Estes sistemas são muito importantes em redes com muita penetração de produção distribuída, porque permitem efectuar a bombagem de água quando existe excesso de produção de energia de fontes renováveis e gerar quando há falta de produção.

**Volante de Inércia (*Flywheel*)** – É um dispositivo mecânico com um momento de inércia elevado, normalmente utilizado para armazenamento de energia acoplado a um motor/gerador. A *flywheel* é colocada dentro de um sistema de vácuo para a eliminação das perdas por fricção do ar e suspenso por chumaceiras para garantir uma operação estável. As chumaceiras electromagnéticas permanentes não têm qualquer contacto com as partes

girantes pelo que não requer qualquer tipo de lubrificação, suportando o peso da *flywheel* por forças de repulsão [Bolund, 2007]. Estes mecanismos opõem-se a variações repentinas de velocidade pelo que tendem a estabilizar a velocidade de rotação das máquinas. Em sistemas muito intermitentes, como por exemplo os geradores eólicos, deve-se utilizar este tipo de dispositivo. Estes sistemas armazenam energia em curtos espaços de tempo, tipicamente entre 10 e 20 segundos [US Energy, 2009].

**Super Condensadores** – Estes equipamentos fornecem uma quantidade relativamente pequena de energia, quando comparados com as baterias. No entanto a densidade de corrente eléctrica é elevada. O armazenamento de energia nestes sistemas depende do valor do campo eléctrico, ou melhor, do valor da diferença de potencial entre os dois eléctrodos. Como não têm nenhuma parte móvel, nem sofrem nenhuma reacção química interna, são muito eficientes e robustos, tendo uma eficiência elevada a temperaturas baixas [Korpas, 2006]. Para além destas vantagens, não necessitam praticamente de nenhuma manutenção e a vida útil é medida em décadas, podendo efectuar milhares de ciclos sem degradação, o que os torna muito importantes para efeitos de regulação da tensão nos sistemas de energia [Greinera, 2006].

**Baterias de Fluxo Regenerativas** – As baterias de fluxo regenerativas, também conhecidas como pilhas de combustível regenerativas, são sistemas de dois electrólitos, sendo que ambos se encontram em estado líquido. Armazenam e libertam energia eléctrica por intermédio de reacções electroquímicas reversíveis entre dois electrólitos de soluções salinas, que ocorrem através da membrana da pilha de combustível regenerativa [Price, 1999]. Este tipo de baterias supera as limitações das baterias tradicionais, as quais estão limitadas pela área de superfície dos componentes sólidos das reacções químicas. Esta tecnologia tem a grande vantagem de facilmente aumentar a capacidade de armazenamento, sendo tal possível, simplesmente, com o acréscimo de tanques de electrólito. Por outro lado, têm a desvantagem de serem de difícil manuseamento pela fraca relação energia – volume e de terem custos elevados de manutenção.

**Supercondutores magnéticos** – O armazenamento de energia em supercondutores magnéticos é alcançado por indução de corrente contínua (DC<sup>11</sup>) numa bobine constituída por cabos supercondutores com resistência próxima de zero, geralmente feito de filamentos

---

<sup>11</sup> *Direct Current*

de Nióbio de Titânio (Niobium – Titane), (NbTi) que operam a temperaturas muito baixas (-270°C) [Ibraim, 2007]. A corrente aumenta durante a carga e diminui durante a descarga, situação em que tem de ser utilizado um sistema de conversão para corrente alternada (AC<sup>12</sup>). Uma vantagem deste sistema de armazenamento é a sua elevada eficiência instantânea, próximo dos 95% para o ciclo de carga/descarga. Estes sistemas são capazes de uma descarga profunda, perto da totalidade da energia armazenada, o que não acontece por exemplo com as baterias. Este tipo de sistema de armazenamento é muito útil para aplicações que exijam operação contínua com grande número de ciclos completos carga/descarga. Os supercondutores magnéticos têm uma resposta rápida, inferior a 100 milissegundos, o que os torna ideais para regular a frequência da rede. A sua grande desvantagem reside na necessidade de existência de um sistema de refrigeração, que apresenta custos elevados e torna a operação mais complicada.

**Carros Eléctricos ligados à rede (V2G<sup>13</sup>)** – O conceito básico inerente aos V2G é a utilização de carros eléctricos ou híbridos como sistemas de armazenamento das redes eléctricas enquanto estes estão estacionados. Durante este período os veículos podem carregar as suas baterias mas podem também descarregar, injectando energia na rede [Palma-Behnke, 2010]. Considerando que os veículos estão junto dos locais de consumo, estes podem ter um papel importante como meio de assegurar alguns serviços de sistema, reduzir as pontas do diagrama de cargas assim como aumentar o consumo nos períodos de vazio. Para além das vantagens para o operador do sistema, os proprietários destes veículos serão remunerados pelo fornecimento de energia a um valor superior ao qual a compraram durante o carregamento, o que reduz o custo de utilização dos veículos, mais concretamente o custo por quilómetro percorrido [Kempton, 2005].

Da mesma forma, os veículos eléctricos podem desempenhar um papel muito importante na integração de produção distribuída nas redes eléctricas, principalmente as de origem em fontes renováveis e intermitentes, visto que, quando existir excesso de energia proveniente de fontes renováveis, esta poderá ser utilizada para carregar os veículos, ao contrário do que se faz actualmente que consiste em efectuar o corte de produção, existindo por isso um desperdício dos recursos.

---

<sup>12</sup> *Alternating Current*

<sup>13</sup> *Vehicle to Grid*

Os benefícios que podem advir da utilização de veículos eléctricos dependem significativamente do desenvolvimento das baterias que equipam estes veículos. Por outro lado, será necessário o reforço das redes bem como implementar sistemas de comunicação e gestão mais eficazes.

A Figura 3.4 mostra de forma sintética o estado actual das tecnologias de armazenamento de energia, relacionando o período de descarga com a quantidade de energia fornecida.

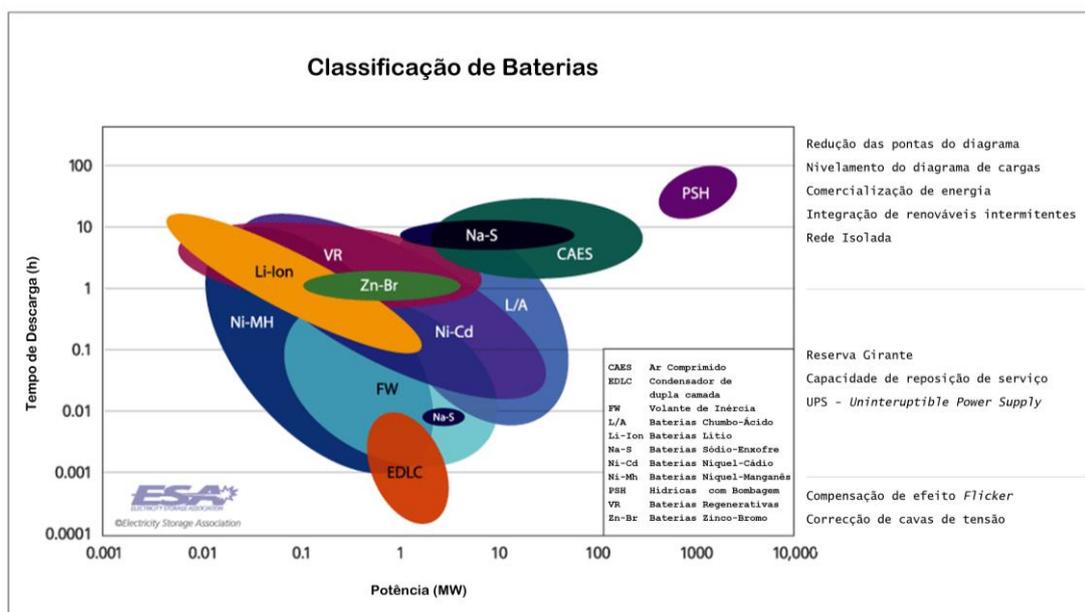


Figura 3.4 – Comparação de tecnologias de armazenamento de energia [ESA, 2008]

### 3.5 – Produção distribuída

A produção distribuída está amplamente disseminada, tendo algumas das tecnologias utilizadas atingido já um estado de maturidade bastante aceitável. Os aproveitamentos hidroeléctricos, a cogeração e os parques eólicos são as tecnologias mais implantadas, secundadas pelos aproveitamentos de biomassa/biogás, solar fotovoltaica e geotérmica. Outras tecnologias começam a dar sinais de crescimento, como por exemplo o solar térmico com concentradores solares e as Pilhas de Combustível, estando outras ainda em fase de desenvolvimento, como o aproveitamento das marés.

As tecnologias utilizadas têm características técnicas substancialmente diferentes, sendo de destacar o facto de umas tecnologias dependerem de recursos de origem fóssil e

outras de recursos naturais. O impacto que estas tecnologias causam na rede não é desprezável, principalmente a energia produzida a partir do vento, visto ter uma grande imprevisibilidade e oscilação no seu funcionamento. Existem outros aspectos a ter em consideração, nomeadamente o impacto técnico qualitativo e quantitativo nas redes de transporte e distribuição, que altera com maior ou menor incidência as suas condições de exploração, sendo de salientar os seguintes aspectos:

- Nas redes de distribuição os trânsitos de potência activa deixam de ser unidireccionais, podendo, para um mesmo troço da rede, ter sentidos opostos para diferentes situações de operação e, portanto, deixam de ser decrescentes ao longo da rede;
- Os trânsitos de potência reactiva sofrem alterações do mesmo tipo que os trânsitos de potência activa, podendo apresentar valores e sentidos diversos ao longo da rede de acordo com diferentes situações de operação;
- Nas redes de distribuição os perfis da tensão variam ao longo da rede com as condições de exploração, podendo a tensão apresentar valores mais elevados em nós intermédios da rede, nomeadamente nos nós vizinhos dos pontos de interligação;
- A possibilidade da ocorrência de variações rápidas da tensão nos nós, devidas à entrada e saída de serviço da produção dispersa;
  - A interligação poderá conduzir à necessidade de reforço da secção de determinados troços da rede, deixando de haver uma diminuição da secção das linhas ao longo da rede de distribuição;
- As potências de curto-circuito aumentam em todos os nós da rede, sendo o seu aumento mais sensível junto dos pontos de interligação, deixando de ser necessariamente decrescentes ao longo da rede e à medida que aumenta a distância à subestação;
- As perdas na rede dependem, significativamente, das condições de exploração para os diversos níveis de carga, nomeadamente, em relação ao facto dos produtores estarem ou não a injectar energia na rede;
- A possibilidade de ocorrência de problemas associados à regulação de tensão;

- A coordenação da actuação das protecções da rede receptora e dos produtores, tendo em vista um isolamento selectivo de defeitos que ocorram, quer na rede quer nos produtores;
- A injeção de harmónicos na rede receptora e outros problemas associados à qualidade da onda de tensão;
- A influência das avarias nas linhas e ramais de interligação dos novos produtores nos indicadores da continuidade de serviço da rede.

Para além dos impactos que a produção dispersa provoca nas redes, existem problemas inerentes ao planeamento, dos quais ressalta o facto de a generalidade destas unidades, quando independentes, não ser despachável pela empresa que gere a rede, o que limita muito algumas das potenciais vantagens da produção dispersa, pela incerteza que introduz, com o correspondente risco associado. O risco está, aliás, sempre presente, pois as incertezas não se limitam apenas à atitude dos produtores independentes (que pode ser garantida por contrato), sendo também oriundas de aspectos técnicos, da incerteza inerente às fontes naturais e das dificuldades de previsão.

A directiva 2009/28/CE de 23 de Abril de 2009 [PE, 2009], também conhecida como *20-20-20 Renewable Energy Directive*, impõe metas bastante ambiciosas para a utilização das fontes de energia renováveis na União Europeia. Os objectivos, já divulgados em 2007 na comunicação “Roteiro das Energias Renováveis — Energias renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável” [EC, 2007] passam por conseguir uma quota global de 20% de energia proveniente de fontes renováveis até 2020. Para que se consiga concretizar estes objectivos, os estados membros deverão continuar a incentivar os investimentos nas unidades de produção distribuída e, conseqüentemente, em novos métodos de controlo e gestão das unidades de produção e das redes eléctricas.

### 3.6 – Conclusão

Os sistemas eléctricos carecem de alterações profundas para permitirem integrar todos os novos conceitos emergentes. Existe uma grande dinâmica de mudança, inovação e, essencialmente, uma necessidade de consciencialização e participação activa dos consumidores nas questões energéticas. A energia é fundamental para a evolução das sociedades. No entanto, os recursos que habitualmente são utilizados para a produzir estão

a tornar-se cada vez mais escassos e dispendiosos, pelo que é necessário mudar a forma de pensar a energia como sendo um bem adquirido que não interessa de onde vem, mas sim para o que serve, para um pensamento mais racional e sustentável em que se adequa o consumo em função dos recursos disponíveis em cada país ou região. Não existem soluções óptimas ou ideais e as diferentes abordagens ao tratamento do tema energia resultam, também, de diferentes realidades e experiências originadas, muitas vezes, por discrepâncias culturais e de níveis de vida.

Os sistemas de energia eléctrica assumem uma importância cada vez mais relevante, visto a electricidade ser a forma mais “limpa” de utilizar e converter a energia em movimento, luz, som ou calor/frio. A utilização de carros eléctricos e híbridos está na ordem do dia, não só por ser uma tábua de salvação para a indústria automóvel mas, principalmente, por permitir uma redução significativa da poluição nas cidades e, não menos importante, ser uma forma muito eficaz de permitir o aumento da integração de energias renováveis nos sistemas eléctricos, nomeadamente, de energia eólica.

O equilíbrio entre produção e consumo, essencial para o bom funcionamento dos sistemas eléctricos, não é consentâneo com a imprevisibilidade da produção a partir de fontes renováveis nem com a aleatoriedade da utilização de veículos eléctricos. Assim, a chave do sucesso deste novo paradigma está na instalação de novas unidades de armazenamento de energia, adequadas ao tipo de necessidades e de produção existente nas redes eléctricas. A participação activa dos consumidores como agentes que permitam gerir as suas cargas como fonte de produção, ou seja, que permitam substituir a necessidade de mais produção pelo corte/redução do seu consumo, sendo, obviamente, remunerados, tal como se faria com os produtores, é um factor determinante para o sucesso deste novo paradigma.

Outro aspecto a reter é a necessidade do incremento da fiabilidade das redes eléctricas, de aumentar as suas possibilidades de reconfiguração e do controlo ser hierarquizado e mais efectivo.

## CAPÍTULO 4

### MODELO PROPOSTO PARA A GESTÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS

#### 4.1 – Introdução

O contributo deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de gestão de recursos energéticos num contexto de *SmartGrids*, considerando uma entidade designada por VPP que gere um conjunto de instalações (unidades produtoras, consumidores e unidades de armazenamento) e, em alguns casos, tem ao seu cuidado a gestão de uma parte da rede eléctrica.

Na secção 3.1 são apresentados (Figura 3.1) quatro níveis hierárquicos com base numa proposta da Comunidade Europeia. No entanto, neste trabalho é proposta a existência de seis níveis. Os dois níveis adicionais são: um nível de controlo central a cargo do operador do sistema e do operador do mercado, o qual deverá existir sempre que houver mais do que um operador da rede de transmissão; um nível de controlo das instalações de baixa tensão, nomeadamente, microgeração, edifícios de habitação, comércio e serviços e pequena indústria, baseados nos *smart meters* e que permita aos consumidores actuarem sobre as suas cargas de forma activa.

Na secção 2.4 é feita uma caracterização dos VPPs, proposta em [Oliveira, 2009], que divide os VPPs em função da dimensão dos produtores a si agregados e em função da sua estratégia de actuação. Assim, é proposta a existência de vários tipos de produtores virtuais, nomeadamente, os *Parallel VPP* (PVPP), os *Large Scale VPP* (LSVPP), os *Micro VPP* ( $\mu$ VPP), os *Global VPP* (GVPP) e os *Several VPP* (SVPP). Cada tipo de VPP apresenta características diferentes, o que define a sua posição na hierarquia proposta. No entanto, o VPP deverá responder a um nível superior a um operador de rede e comunica com um nível inferior com os sistemas de gestão de cada instalação.

A Figura 4.1 mostra uma proposta da hierarquia de gestão que poderá existir num contexto de *SmartGrid*. Dependendo do tipo de VPP este poderá fazer parte do 3º, 4º ou 5º nível.

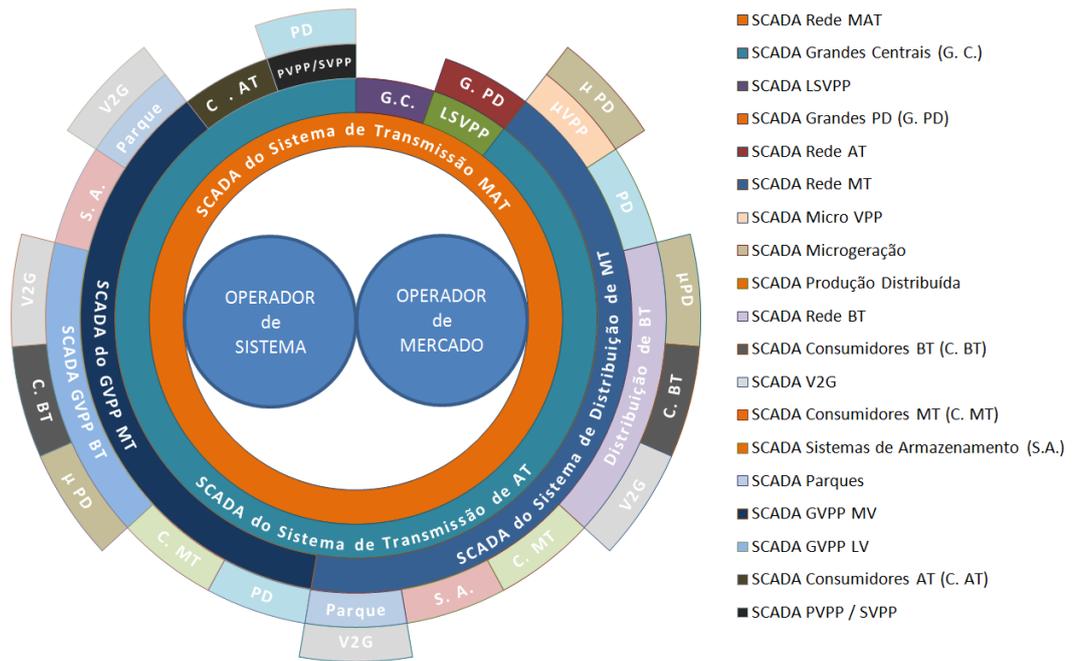


Figura 4.1 – Hierarquia de Gestão das Redes Eléctricas num contexto de *SmartGrids*

Para efectuarem a gestão de recursos energéticos os VPPs deverão, independentemente do seu tipo, efectuar a gestão dos recursos energéticos de acordo com a arquitectura apresentada na Figura 4.2, ou seja, deverão deter toda a informação relativa às características das instalações e das previsões diárias que permita efectuar a optimização dos recursos e a tomada de decisão em função das suas estratégias e finalmente operar as instalações dos *Players* agregados.



Figura 4.2 – Arquitectura de funcionamento da metodologia proposta

A informação, tanto a geral como a diária, deve ser a mais completa possível de forma melhorar a qualidade dos resultados. Assim, para efectuar a gestão dos recursos é necessário conhecer:

- As características técnicas das unidades de produção e de armazenamento de energia, nomeadamente, os limites mínimos e máximos de funcionamento;
- Os contratos existentes entre os VPPs e os produtores (por exemplo, a remuneração mínima no intervalo de tempo de análise);
- Os contratos de *Demand Response* com os consumidores, nomeadamente, a carga a ser cortada ou reduzida;
- As características da rede, nomeadamente limites de tensão e limites térmicos das linhas;
- Informação diária relativa às previsões de produção (eólica, fotovoltaica e hídrica), da carga e, se a *SmartGrid* estiver ligada à rede, do preço de mercado previsto.

A Figura 4.3 mostra uma descrição mais pormenorizada sobre o conhecimento necessário para ser possível efectuar a optimização dos recursos energéticos.



Figura 4.3 – Detalhe do conhecimento (Informação geral e Informação diária)

---

A metodologia proposta permite o tratamento de situações muito diversas, considerando diferentes aspectos, dos quais se destacam os seguintes:

- Interligação com a rede / Rede Isolada
- Gestão de Cargas Tradicional / Gestão de Cargas com *Demande Response*
- Contratos simples / Contratos com imposições
- Rede Estática / Rede com Reconfiguração
- Previsões sem incerteza / Previsões com incerteza

As metodologias foram desenvolvidas utilizando Programação Não-Linear Inteira Mista (MINLP<sup>14</sup>) em GAMS - *General Algebraic Modeling System*, sendo alguns módulos programados em MATLAB - *MATrix LABoratory*. No âmbito deste capítulo, todas as metodologias são ilustradas com uma rede de pequenas dimensões com o intuito de explicar e exemplificar a sua aplicação. No capítulo 5 serão utilizadas redes de maiores dimensões, com maior complexidade, permitindo validar a metodologia proposta e demonstrar a sua robustez.

#### 4.1.1 – Programação Não Linear Inteira Mista

A Programação Não Linear Inteira Mista permite achar a solução óptima em problemas onde a função objectivo e/ou as restrições são apresentadas por funções não lineares e em que existem variáveis que têm de ter como resultado valores inteiros. Num número significativo de problemas, no qual o problema aqui considerado de gestão de recursos se inclui, as variáveis inteiras são binárias assumindo o valor zero quando os elementos estão desligados e 1 quando os elementos estão ligados.

A principal dificuldade na resolução dos problemas não lineares prende-se com a existência de mínimos locais, o que dificulta, consideravelmente, a determinação do mínimo global desejado.

Relativamente à programação inteira, a grande diferença para a programação linear é que, enquanto esta possui um número infinito de soluções, a programação inteira “pura” (todas as variáveis são inteiras), tem um número finito de soluções. Ao contrário do que seria expectável, a solução destes problemas é, significativamente, mais complexa do que

---

<sup>14</sup> *Mixed Integer Non-Linear Programming*

os problemas não lineares porque, apesar do número de soluções ser finito, na maioria dos problemas reais, esse número é exageradamente grande.

Como exemplo, num problema de programação binária pura o número de soluções é  $2^n$ , em que  $n$  é o número de variáveis binárias. Assim, se considerarmos uma rede de distribuição com 100 elementos (seccionadores, baterias, geradores, cargas, baterias de condensadores, etc) para os quais é necessário determinar se estão ligados ou desligados, o problema terá mais de  $10^{30}$  soluções [Schmidt, 2005]. Por este motivo, as variáveis binárias são muitas vezes designadas por variáveis de complicação.

Ao conjugarmos a programação não linear com a programação inteira estamos a combinar todas as dificuldades inerentes aos dois sub-problemas, pelo que não é de estranhar a complexidade de resolução destes problemas [Bussieck, 2003].

A formulação geral de um problema de MINLP é:

$$\begin{array}{ll} \text{minimizar} & f(x, y) \\ \text{sujeito a} & g(x, y) \leq 0 \\ & x \in X \\ & y \in Y \quad \text{inteiro} \end{array}$$

A função  $f(x, y)$  é uma função objectivo não linear e  $g(x, y)$  é uma restrição não linear. As variáveis  $x, y$  são variáveis de decisão em que  $y$  tem de ser inteira [Floudas, 1995].

Actualmente, existem vários métodos para resolver problemas de MINLP dos quais se destacam:

- *Outer Approximation methods* (OA) [Duran, 1986] [Fletcher, 1994];
- *Branch-and-Bound* (B&B) [Gupta, 1985] [Quesada, 1992];
- *Extended Cutting Plane methods* [Westerlund, 1995];
- *Generalized Bender's Decomposition* (GBD) [Geoffrion, 1972].

#### [4.1.2 – GAMS – General Algebraic Modeling System](#)

O GAMS - *General Algebraic Modeling System* é uma aplicação informática desenvolvida para modelizar problemas de optimização lineares, não lineares e de

---

programação inteira mista, particularmente útil para problemas de elevada dimensão e complexidade [Gams, 2008].

O GAMS permite ao utilizador preocupar-se com a modelação do problema, eliminando a necessidade de se preocupar com questões de modelação do método de resolução, tornando fácil a sua implementação. O utilizador pode alterar a formulação de forma rápida e simples, podendo seleccionar e trocar o método numérico de resolução (*solver*).

A linguagem GAMS é idêntica a outras linguagens de programação comuns pelo que qualquer utilizador com um mínimo de experiência em programação se sentirá familiarizado com o GAMS [McCarl, 2002].

Nesta aplicação as variáveis deverão ser introduzidas em tabelas ou matrizes, uma única vez. Os modelos são introduzidos na forma de equações algébricas, cada equação corresponderá a um conjunto de restrições semelhantes ou à função objectivo do problema. O GAMS desagrega as equações algébricas nas restrições desejadas, sendo sempre possível criar restrições específicas [Gams, 2009]. Para a resolução do problema proposto, o GAMS utiliza os *solvers* DICOPT, CPLEX e CONOPT.

O DICOPT (DIcrete and Continuous OPTimizer) é um solver desenvolvido por J. Viswanathan e Ignacio E. Grossmann no *Engineering Design Research Center (EDRC)* do *Carnegie Mellon University (CMU)* em Pittsburgh, Estados Unidos, e permite resolver problemas de programação não linear inteira mista que contenham variáveis binárias, inteiras, lineares e não lineares [DICOPT, 2001].

O grau de maturação das técnicas de optimização para resolução deste tipo de problemas não é comparável à resolução de problemas de programação linear ou de programação não linear, pelo que os *solvers* recorrem a técnicas de relaxação, aproximação ou decomposição. O DICOPT não é excepção e utiliza métodos de aproximação à função objectivo recorrendo a hiper-planos tangentes (*Outer Approximation*) [DICOPT, 2001].

O algoritmo de resolução do MINLP contido no DICOPT resolve uma série de sub-problemas de Programação Não Linear (NLP<sup>15</sup>) e de Programação Inteira Mista (MIP<sup>16</sup>). Esses sub-problemas podem ser resolvidos usando diferentes *solvers* existentes no GAMS. Na resolução do problema proposto o DICOPT utiliza o CPLEX e o CONOPT.

O CPLEX (Método *Simplex* e Programação C) foi originalmente desenvolvido por Robert Bixby em 1992 [Bixby, 1992] e consistia na implementação do método *Simplex* para resolução de problemas lineares em Linguagem C. Actualmente, dispõem de diversos interfaces em C++, C# e Java (não incluídos no GAMS) e permite a resolução de problemas de Programação Inteira, Programação quadrática e recentemente problemas com restrições quadráticas convexas. Para dar resposta ao incremento de problemas resolvidos teve de haver um incremento dos algoritmos disponíveis. O CPLEX dispõe de algoritmos de resolução de problemas do tipo:

- *Simplex Primal*
- *Simplex Dual*
- *Branch & Bound*
- Pontos Interiores
- Rede (Grafos)
- Barreiras (Planos Cortantes de Gomory)
- *Sifting*.

Um dos constrangimentos que o *CPLEX* apresenta na resolução de problemas de grandes dimensões é o uso intensivo da memória do computador. Quando os recursos computacionais são limitados o *CPLEX* adapta-se (altera o algoritmo de cálculo, tolerância, etc.) de forma a minorar o impacto negativo na resolução dos problemas. Apesar de o *CPLEX* escolher automaticamente o seu modo de funcionamento, permite ao utilizador impor parâmetros para que o *solver* se ajuste às necessidades de resolução do problema [CPLEX, 2001].

O algoritmo usado no GAMS/CONOPT (*CONtinuous global OPTimizer*) é baseado no método *Generalized Reduced Gradient* (GRG) desenvolvido por J. Abadie e J.

---

<sup>15</sup> *Non-Linear Programming*

<sup>16</sup> *Mixed Integer Programming*

---

Carpentier em 1969 [Abadie, 1969]. Na versão actual do GAMS, o CONOPT 3 desenvolvida por A. Drud da ARKI *Consulting and Development*, Dinamarca, tem inúmeras modificações face à versão original de modo a permitir tratar problemas de grandes dimensões e de poder ser integrado no GAMS.

O GAMS dispõe de três *solvers* para resolução de problemas de programação não linear, o CONOPT, o MINOS e o SNOPT. No entanto, o CONOPT é o que apresenta melhor desempenho em problemas de grandes dimensões, com matrizes esparsas e em situações em que o número de variáveis é superior ao número de restrições [CONOPT, 2001].

#### 4.1.3 – MATLAB – MATrix LABoratory

O MATLAB (*MATrix LABoratory*) foi desenvolvido em 1978 por Cleve Moler, então presidente do departamento de ciências da computação da Universidade do Novo México nos EUA. Actualmente, o MATLAB é propriedade da *MathWorks*, sendo um poderoso *software* de computação numérica com um propósito bem mais amplo que o original “laboratório de matrizes”. A característica fundamental do MATLAB é o uso de matrizes como estrutura de dados básica [Graham, 2005].

Por ser um *software* interactivo de alto desempenho e direccionado para o cálculo numérico, o MATLAB é utilizado em diversas aplicações e com inúmeras aplicações, tanto no meio industrial como nas instituições académicas. O MATLAB permite a realização de aplicações ao nível da análise numérica, de análise de dados, cálculo matricial, processamento de sinais e construção de gráficos, entre outras, abrangendo uma vasta gama de problemas científicos e de engenharia.

Os comandos do MATLAB são muito próximos da forma como se escreve expressões algébricas, tornando mais simples o seu uso. Outro aspecto que aumenta a versatilidade desta aplicação é a possibilidade de serem incorporados nas rotinas existentes pacotes para cálculos específicos [Davis, 2006].

O principal problema do MATLAB é a dificuldade em criar executáveis que não tenham a necessidade de a aplicação estar instalada. Este facto implica que ao adquirir um

executável se tenha de adquirir o próprio MATLAB, o que torna onerosas as referidas aplicações.

## 4.2 – Formulação do problema

A formulação do problema da gestão de recursos energéticos, atrás definido, consiste num problema de optimização análogo ao do despacho económico. No entanto, serão considerados nos cálculos a gestão de consumo, a produção distribuída e as unidades de armazenamento de energia. Cada *player* terá um contrato com o VPP em que estabelece a tarifa para diversas situações (semana, fim de semana, horas do dia, etc.) e os limites e restrições das ofertas de energia. O VPP pode gerir uma parte da rede, podendo esta estar interligada com o restante sistema eléctrico. O excesso ou falta de energia é negociado em mercado, ou com outros agentes, através de contratos bilaterais.

### 4.2.1 – Função Objectivo

Como em qualquer problema de optimização, a função objectivo permite obter o valor mínimo ou máximo de um determinado problema. Na formulação do problema proposto o VPP poderá ter objectivos distintos em diferentes situações. O mais normal será utilizar-se uma função objectivo para minimizar os custos de operação. No entanto poder-se-á querer minimizar o corte de carga, por exemplo em situações de incidente, ou minimizar as emissões de gases nocivos para o ambiente incluindo os GEE de modo a cumprir imposições legais.

Assim, no âmbito do presente trabalho serão formuladas três funções objectivo:

- Minimizar Custos de operação do sistema (1);
- Minimizar o corte de carga (7);
- Minimizar as emissões (9).

#### 4.2.1.1 – Minimizar Custos de operação do sistema

Considerando a operação a custos mínimos a função objectivo é a seguinte:

$$\text{Min } Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 \quad (1)$$

em que  $Z_1$  representa os custos de produção de energia eléctrica ao longo do intervalo de tempo  $T$  em que se quer efectuar a gestão dos recursos energéticos,  $Z_2$  representa os custos associados aos programas de *Demand Reponse*,  $Z_3$  representa os custos associados à operação das unidades de armazenamento de energia e  $Z_4$  os custos associados às penalizações.

Cada gerador  $g$  pode efectuar várias propostas  $o$  em cada período  $t$ . Assim, o custo de operação das unidades geradoras pode ser modelizado por uma equação de segundo grau (2), sendo esta adequada para unidades que utilizam combustíveis fósseis como fonte primária (coeficientes  $a_t^{g,o}$ ;  $b_t^{g,o}$ ;  $c_t^{g,o}$ ). Alternativamente, o custo pode ser estabelecido contratualmente entre o *player* detentor da unidade de produção e o VPP (indicie  $b_t^{g,o}$ ). Este valor já deverá incluir eventuais incentivos que os produtores disponham pela utilização de energias renováveis. Cada *player* poderá ter remunerações diferenciadas em função da quantidade de energia vendida.

$$Z_1 = \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} \sum_{o \in Og} \left( a_t^{g,o} \cdot Xup_t^{g,o} + b_t^{g,o} \cdot P_t^{g,o} + c_t^{g,o} \cdot (P_t^{g,o})^2 \right) \quad (2)$$

Esta é a formulação habitualmente utilizada. No entanto, para tornar a expressão mais rigorosa, deve ser considerado o efeito do ponto válvula [Wood, 1996]. Este efeito resulta das grandes variações de perdas originadas pelo efeito de trefilação que ocorre em cada válvula de admissão que começa a abrir [IEEE, 1971]. A função custo, neste caso, é obtida através da introdução de *ripples* nas curvas de custo do combustível. Na Figura 4.4 a linha a cheio mostra a curva de custo resultante da expressão (2) e a linha a tracejado o efeito do ponto válvula.

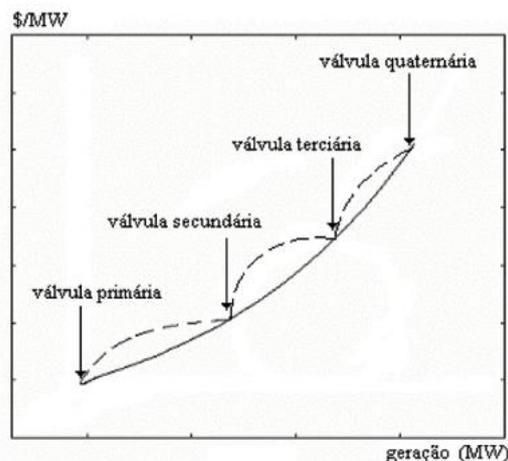


Figura 4.4 - Função custo de uma unidade térmica [IEEE, 1971] [Coelho, 2006]

Assim, o valor de  $Z_1$  pode ser obtido pela expressão (3):

$$Z_1 = \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} \sum_{o \in Og} \left( a_t^{g,o} \cdot Xup_t^{g,o} + b_t^{g,o} \cdot P_t^{g,o} + c_t^{g,o} \cdot (P_t^{g,o})^2 + \left| d_t^{g,o} \cdot \text{sen} \left( e_t^{g,o} \cdot (P_{t \min}^{g,o} - P_t^{g,o}) \right) \right| \right) \quad (3)$$

O valor de  $Z_2$  representa o custo associado à resposta da carga (4). O VPP terá o controlo de algumas cargas (*Direct load control, Interruptible/Curtailable service*), mediante contrato com os clientes. Dependendo do tipo de controlo existente em cada instalação, o VPP poderá cortar, reduzir ou mover as cargas (alterar o período  $t$  em que está a consumir energia). Cada consumidor poderá estabelecer a quantidade de energia a ser cortada/reduzida em cada período e qual o custo que o corte terá para o VPP. Considerando que existem cargas com importância diferente dentro das instalações, os consumidores poderão colocar preços distintos para diferentes níveis de corte em cada período, uma vez que a importância das cargas pode ser diferente em cada período. Para alterar o período em que uma carga está a consumir, o consumidor terá de definir exactamente qual o período para o qual a carga poderá ser transferida.

$$Z_2 = \sum_{t \in T} \sum_{l \in Nl} \sum_{w \in Wl} (Ccut_t^{l,w} \cdot Pcut_t^{l,w} + Cred_t^{l,w} \cdot Pred_t^{l,w} + Cmov_t^{l,w} \cdot Pmov_t^{l,w}) \quad (4)$$

O valor de  $Z_3$  representa o custo associado às unidades de armazenamento de energia (5). As unidades de armazenamento de energia são remuneradas pela descarga de energia. Cada unidade de armazenamento poderá ter custos diferenciados para cada período  $t$  e para diferentes níveis de descarga. Para além do custo de descarga, foi considerado um incentivo à carga das baterias de modo a permitir níveis de armazenamento de energia mais elevados.

$$Z_3 = \sum_{t \in T} \sum_{s \in Ns} \sum_{d \in Ds} (Csto\_dc_t^{s,d} \cdot Psto\_dc_t^{s,d} - Csto\_c_t^{s,d} \cdot Psto\_c_t^{s,d}) \quad (5)$$

O valor de  $Z_4$  representa o custo associado às penalizações (6). O valor  $Cens_t^{l,w}$  representa a penalização pelo não fornecimento de energia aos consumidores. Este valor não se inclui na resposta da carga visto não estar contratualizado entre o VPP e os consumidores.

Normalmente o valor da penalização é tanto mais elevado quanto maior for a importância das cargas. No entanto o valor da penalização também deverá estar mencionado em cada contrato estabelecido. Este valor poderá representar o valor de penalização imposto pelo mercado eléctrico pelo não cumprimento dos contratos estabelecidos. O valor de  $Cex_t^{g,o}$  representa a penalização a pagar aos produtores pela não utilização da energia produzida, ou seja, determinados produtores poderão ter contratos de fornecimento integral da energia produzida (normalmente são aplicados a unidades de produção que utilizam o vento ou o sol como fonte primária). Caso o sistema não tenha capacidade de absorver essa energia, o VPP deverá pagar ao produtor uma penalização em função do que este poderia estar a produzir.

$$Z_4 = \sum_{t \in T} \sum_{l \in Nl} (Cens_t^l \cdot Pens_t^l) + \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} (Cex_t^g \cdot Pex_t^g) \quad (6)$$

#### 4.2.1.2 – Minimizar o corte de carga

Considerando a operação com corte de carga mínimo a função objectivo é a seguinte:

$$\text{Min } Z = Z_5 \quad (7)$$

O valor  $Z_5$  representa o valor da carga reduzida/cortada (8). A expressão poderá ser reduzida ao  $Pens_t^{l,w}$  visto que é o único corte que não está contratualizado. No entanto, para maior abrangência e flexibilidade da formulação, considerou-se também o corte de carga contratualizado, ou seja  $(Pcut_t^{l,w}; Pred_t^{l,w}; Pmov_t^{l,w})$ . Para diferenciar os vários tipos de corte, surgiu a necessidade de atribuir um factor de ponderação a cada tipo de corte, visto ser menos grave reduzir uma carga (por exemplo reduzir a velocidade de uma escada rolante) do que deslastrar uma carga prioritária (por exemplo um equipamento de uma sala de operações).

$$Z_5 = \sum_{t \in T} \sum_{l \in Nl} \sum_{w \in Wl} (Icut \cdot Pcut_t^{l,w} + Ired \cdot Pred_t^{l,w} + Imov \cdot Pmov_t^{l,w} + Iens \cdot Pens_t^{l,w}) \quad (8)$$

## 4.2.1.3 – Minimizar as emissões

Considerando a operação com emissões mínimas, a função objectivo é a seguinte:

$$\text{Min } Z = Z_6 \quad (9)$$

O valor  $Z_6$  representa as emissões (10). Os gases mais nocivos para o ambiente, emitidos pelas unidades geradoras, são o Dióxido de Enxofre ( $\text{SO}_2$ ), os Óxidos de Nitrogénio ( $\text{NO}_x$ ) [Wang, 2007]. A emissão destes gases pode ser modelizada para cada unidade produtora.

As emissões de  $\text{SO}_2$  dependem do consumo de combustível, o que resulta numa expressão de segundo grau similar à expressão do custo de produção (2) mas representada pelos coeficientes  $(\alpha^g; \beta^g; \gamma^g)$  [Rodrigues, 2007]. As emissões de  $\text{NO}_x$  são mais difíceis de modelizar dado que dependem de diversos factores como a temperatura da caldeira e a composição do ar (Coeficientes  $\zeta^g; \lambda^g$ ). Uma aproximação pode ser dada pela expressão (10) [Guerrero, 2004].

$$Z_6 = \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} \left( (\alpha^g \cdot Xup_t^g + \beta^g \cdot P_t^g + \gamma^g \cdot (P_t^g)^2) + (\zeta^g \cdot e^{(\lambda^g \cdot P_t^g)}) \right) \quad (10)$$

As emissões de  $\text{SO}_2$  podem ser significativamente reduzidas a um custo relativamente baixo, alterando o tipo de carvão utilizado ou “purificando” o  $\text{SO}_2$ . De forma similar, pode-se reduzir as emissões de  $\text{NO}_x$  através da utilização de queimadores especiais [Shao, 2010].

A queima de combustíveis fósseis origina ainda a emissão de diversos gases para a atmosfera, nomeadamente o Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ), o Monóxido de Carbono (CO), o Metano ( $\text{CH}_4$ ), entre outros gases designados por NMVOC (*Non-Methane Volatile Organic Compounds*). Como estes gases são convertidos em  $\text{CO}_2$  após algum tempo na atmosfera, para efeitos de estudo das emissões de cada unidade geradora considera-se que o carbono existente no recurso primário é emitido para a atmosfera sob a forma de  $\text{CO}_2$  [IPCC, 2006].

Pelo exposto, facilmente se pode concluir que as emissões de  $\text{CO}_2$  estão intimamente ligadas com a quantidade de combustível queimada nas unidades geradoras.

Como os coeficientes  $(a_t^{g,o}, b_t^{g,o}, c_t^{g,o})$  da função custo (2) também dependem da quantidade de combustível gasta, basta multiplicar a expressão (2) por um factor de emissões de CO<sub>2</sub> (Ver Tabela 4.1<sup>17</sup>), obtendo-se assim a expressão (11).

$$Z_6 = \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} \left( ef^g \cdot \left( a_t^g \cdot Xup_t^g + b_t^g \cdot P_t^g + c_t^g \cdot (P_t^g)^2 \right) \right) \quad (11)$$

Combustível	Factor de Emissões de CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /MBtu]
<b>Carvão</b>	
<i>Bituminous</i>	93,0
<i>Subbituminous</i>	96,6
<i>Lignite coal</i>	97,5
<i>Anthracite</i>	102,0
<b>Petróleo</b>	
<i>Distillate Oil</i>	73,0
<i>Jet Fuel</i>	70,8
<i>Kerosene</i>	72,1
<i>Petroleum Coke</i>	102,1
<i>Residual Oil</i>	78,9
<b>Gás</b>	
<i>Natural Gas</i>	53,1
<i>Propane</i>	63,1

Tabela 4.1 – Factor de emissões de CO<sub>2</sub> [Goodman, 2004]

Para considerar todos os gases emitidos, deve-se utilizar a expressão (12).

$$Z_6 = \sum_{t \in T} \sum_{g \in Ng} \left( \left( \alpha^g \cdot Xup_t^g + \beta^g \cdot P_t^g + \gamma^g \cdot (P_t^g)^2 \right) + \left( \zeta^g \cdot e^{(\lambda^g \cdot P_t^g)} \right) + \left( ef^g \left( a_t^g \cdot Xup_t^g + b_t^g \cdot P_t^g + c_t^g \cdot (P_t^g)^2 \right) \right) \right) \quad (12)$$

<sup>17</sup> Os nomes dos combustíveis estão escritos em língua inglesa para estarem de acordo com a tabela original publicada em [Goodman, 2004].

## 4.2.1.4 – Função Multi-objectivo

Embora um VPP possa optar por considerar apenas um único objectivo para efectuar a gestão dos recursos energéticos, a consideração dos vários aspectos descritos nas sub-seccções 4.2.1.1, 4.2.1.2 e 4.2.1.3 exige considerar três objectivos atribuindo um peso a cada um deles. Assim, o problema poderá ser equacionado como um problema multi-objectivo.

Ao contrário de um problema com um único objectivo, a solução de um problema multi-objectivos é dada por um conjunto de pontos, resultado da conjugação de diferentes pesos para cada objectivo [Marler, 2004]. Para abordar este tipo de problemas o método mais utilizado é o óptimo de Pareto [Pareto, 1906]. O método consiste em obter as soluções óptimas e determinar quais as que são dominadas e não-dominadas. Uma solução  $X^*$  diz-se óptima de Pareto se e só se não existe outro vector  $X$  tal que  $v = f(X) = (v_1, \dots, v_k)$  domine  $u = f(X^*) = (u_1, \dots, u_k)$ .

Diz-se que o vector  $u = (u_1, \dots, u_k)$  domina o vector  $v = (v_1, \dots, v_k)$  se e só se:

$$\forall i \in \{1, \dots, k\}, u_i \leq v_i \text{ e } \exists i_0 \in \{1, \dots, k\} | u_{i_0} < v_{i_0}$$

A Figura 4.5 mostra esquematicamente as soluções dominadas (ponto P3 e conjunto T) e não dominadas (pontos P1 e P2), assim como a frente de Pareto (linha mais espessa).

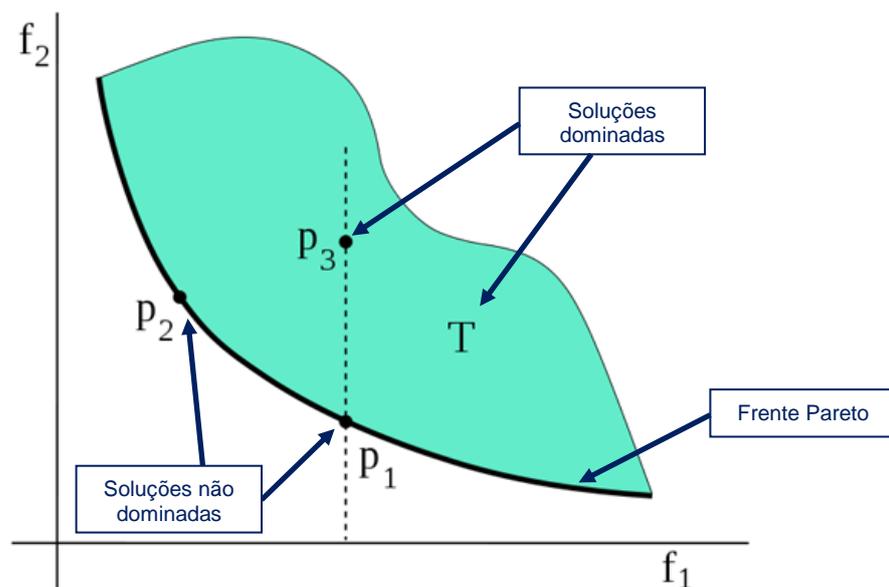


Figura 4.5 – Soluções Óptimas de Pareto [Pindoriya, 2010]

Adaptando este conceito ao problema da gestão de recursos pode-se concretizar que os óptimos de Pareto ( $Z_P$ ) são obtidos pela expressão (13) em que os coeficientes ( $\sigma; \varpi; \tau$ ) são os pesos atribuídos às funções objectivo.

$$Z_P = \sigma \cdot (Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4) + \varpi \cdot Z_5 + \tau \cdot Z_6 \quad (13)$$

#### 4.2.2 – Restrições

Com o intuito de facilitar a compreensão das restrições, estas serão divididas mediante o recurso com o qual estão relacionadas e apresentadas nas sub-secções seguintes.

##### 4.2.2.1 – Restrições de funcionamento dos geradores

As principais restrições dos geradores consistem nos seus limites técnicos de funcionamento, nomeadamente o seu limite máximo e o seu limite mínimo de produção. Na produção distribuída dependente de recursos naturais o limite máximo dos geradores varia com a variação dos recursos primários. Com o intuito de reflectir a regulamentação actualmente vigente em vários países, existem duas restrições para o limite da potência gerada. A expressão (14) para a potência activa e a (16) para a potência reactiva reflectem a possibilidade de gestão da produção podendo a unidade de produção operar abaixo do seu regime nominal. A expressão (15) para a potência activa e a (17) para a potência reactiva obrigam o VPP a utilizar toda a energia disponibilizada pela unidade geradora. O uso desta expressão é adequado à produção distribuída de pequena dimensão a qual, normalmente apresenta custos de produção mais elevados e que de outra forma não seria despachada. As expressões (18) e (19) impõem os limites mínimos de funcionamento dos geradores.

- Limite máximo de funcionamento dos geradores:

$$P_t^{g,o} \leq P_{limit\_max_t}^{g,o} \cdot X_{up_t}^{g,o}; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (14)$$

$$P_t^{g,o} = P_{limit\_max_t}^{g,o}; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (15)$$

$$Q_t^{g,o} \leq Q_{limit\_max_t}^{g,o} \cdot X_{up_t}^{g,o}; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (16)$$

$$Q_t^{g,o} = Q_{limit\_max_t}^{g,o}; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (17)$$

- Limite mínimo de funcionamento dos geradores:

$$P_t^{g,o} \geq P_{limit\_min_t}^{g,o} \cdot X_{up_t}^{g,o}; \quad \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (18)$$

$$Q_t^{g,o} \geq Q_{limit\_min_t}^{g,o} \cdot X_{up_t}^{g,o}; \quad \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (19)$$

Em determinadas unidades de produção, nomeadamente nos aproveitamentos hidroeléctricos, a produção depende da quantidade de reserva das fontes primárias, neste caso da reserva de água. Assim, para além das restrições horárias, teremos as restrições (20) e (21) que limitam a produção durante o espaço de tempo T.

- Limite máximo dos geradores durante o espaço de tempo T:

$$\sum_{t \in T} \sum_{o \in Og} P_t^{g,o} \leq Pt\_limit\_max_g; \quad \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (20)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{o \in Og} Q_t^{g,o} \leq Qt\_limit\_max_g; \quad \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (21)$$

#### 4.2.2.2 – Restrições de controlo de carga

O VPP pode controlar a carga de três formas distintas: cortando a carga (22), reduzindo o seu consumo (23) ou alterando o intervalo de tempo de consumo (24) a (27). Nas cargas não se consegue controlar a energia reactiva pelo que esta dependerá do controlo da energia activa.

- Corte de Carga nos consumidores:

$$P_{cut_t}^{l,w} = P_{cut\_cont_t}^{l,w} \cdot X_{cut_t}^{l,w}; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (22)$$

- Redução de Carga nos consumidores:

$$Pred_t^{l,w} \leq Pred\_cont_t^{l,w}; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (23)$$

- Alteração do período de consumo:

$$Pmov\_out_t^{l,w} = Pmov\_cont\_out_t^{l,w} \cdot Xmove_t^{l,w}; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (24)$$

$$Pmov\_in_t^{l,w} = Pmov\_cont\_in_t^{l,w} \cdot Ymove_t^{l,w}; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (25)$$

$$\sum_{t \in T} Pmov\_out_t^{l,w} - \sum_{t \in T} Pmov\_in_t^{l,w} = 0; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (26)$$

$$Xmove_t^{l,w} + Ymove_t^{l,w} \leq 1; \quad \forall t \in T; \forall l \in Nl; \forall w \in Nw \quad (27)$$

#### 4.2.2.3 – Restrições de controlo das unidades de armazenamento

Na gestão das unidades de armazenamento tem de se limitar a capacidade máxima de armazenamento de cada unidade (28), bem como conhecer o limite de carga (29) e (30) e descarga (31) e (32) das mesmas. Tanto a carga como a descarga das baterias são afectadas por rendimentos, representados por  $\eta_c$  e  $\eta_d$  respectivamente. Para determinar a eficiência do ciclo da bateria teremos que  $\eta_s = \eta_c \cdot \eta_d$  [Korpas, 2003]. Nesta formulação considerou-se que em cada intervalo de tempo  $t$  cada unidade só poderia estar a carregar ou a descarregar (33), actualizando o seu estado para cada período  $t$  com base no estado do período  $t-1$  (34). Para o período  $t=1$ , tem de se introduzir o valor do estado inicial dos sistemas de armazenamento.

- Limite das baterias:

$$Ps_t^{s,d} \leq Ps\_limit_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in Ns; \forall d \in Nd \quad (28)$$

- Limite de carga das baterias em cada intervalo de tempo:

$$Psc_t^{s,d} \leq Psc\_limit_t^{s,d} \cdot Xsc_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in Ns; \forall d \in Nd \quad (29)$$

$$\eta_c \cdot Psc_t^{s,d} + Ps_{t-1}^{s,d} \leq Ps\_limit_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in Ns; \forall d \in Nd \quad (30)$$

- Limite de descarga das baterias em cada intervalo de tempo:

$$Psd_t^{s,d} \leq Psd\_limit_t^{s,d} \cdot Xsd_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in Ns; \forall d \in Nd \quad (31)$$

$$\frac{1}{\eta_d} \cdot P_{sd_t^{s,d}} - P_{s_{t-1}^{s,d}} \leq 0; \quad \forall t \in T; \forall s \in N_s; \forall d \in N_d \quad (32)$$

- Inibição de carga e descarga em simultâneo:

$$X_{sc_t^{s,d}} + X_{sd_t^{s,d}} \leq 1; \quad \forall t \in T; \forall s \in N_s; \forall d \in N_d \quad (33)$$

- Balanço de energia na bateria (actualização de estado):

$$P_{s_t^{s,d}} = P_{s_{t-1}^{s,d}} + \eta_c \cdot P_{sc_t^{s,d}} - \frac{1}{\eta_d} \cdot P_{sd_t^{s,d}}; \quad \forall t \in T; \forall s \in N_s; \forall d \in N_d \quad (34)$$

Estas expressões poderão ser aplicadas aos veículos eléctricos. No entanto, tem de se ter em atenção que em determinados períodos os veículos não estão ligados em nenhum ponto da rede e que, quando estão ligados à rede, podem estar ligados a barramentos diferentes ao longo do dia. Com o aumento de carros eléctricos a circular e com os mecanismos de carga/descarga incorporados nas redes eléctricas será possível definir padrões de utilização. Para considerar os veículos eléctricos na gestão dos recursos terá de existir um dispositivo no veículo que permita ao utilizador definir os limites mínimos de carga da bateria ao longo do dia. Por sua vez, o VPP terá de traçar o perfil de utilização dos veículos de forma a os poder incluir no seu processo de gestão. A expressão (35) representa o limite mínimo de carga das baterias dos veículos e a expressão (36) permite ao sistema saber quanta energia o veículo gastou durante o período em que esteve desligado da rede. Estes dados só serão minimamente fiáveis com vários dias de utilização de cada veículo e com um número de veículos que permita aplicar um factor de simultaneidade. A variável  $P_{s_t^{s,y}}$  das expressões (28) a (34) deverá ser substituída pela variável  $Pv_t^{s,y}$  resultante das expressões (35) e (36).

- Mínimo de carga na bateria:

$$Pv_t^{s,d} \geq Pv\_limit_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in N_s; \forall d \in N_d \quad (35)$$

- Mínimo de carga na bateria:

$$Pv_t^{s,d} = P_{s_t^{s,d}} + Pv\_st_t^{s,d}; \quad \forall t \in T; \forall s \in N_s; \forall d \in N_d \quad (36)$$

## 4.2.2.4 – Restrições de limites técnicos das redes

As restrições necessárias à inclusão da rede no problema de gestão de recursos prendem-se com os limites térmicos das linhas e cabos (39) e com o nível de tensão exigido em cada nó da rede (40) (41). Para que se possam determinar estes limites é necessário conhecer o trânsito de potência activa (37) e reactiva (38) na rede eléctrica.

- Trânsito de potência activa na rede:

$$\begin{aligned} & \sum_{c \in Nc} V_{ci} \cdot V_{cf} \cdot \left( G_{cif} \cdot \cos(\delta_{ci} - \delta_{cf}) + B_{cif} \cdot \sin(\delta_{ci} - \delta_{cf}) \right) = \\ = & P_t^{g,o} - Pload_t^d + Pcut_t^{l,w} + Pred_t^{l,w} + Pmov_{out_t}^{l,w} - Pmov_{in_t}^{l,w} + \\ & + Psd_t^{s,d} - Psc_t^{s,d} + Pens_t^{l,w} - Pex_t^{g,o} \end{aligned} \quad (37)$$

- Trânsito de potência reactiva na rede:

$$\begin{aligned} & \sum_{c \in Nc} V_{ci} \cdot V_{cf} \cdot \left( G_{cif} \cdot \sin(\delta_{ci} - \delta_{cf}) - B_{cif} \cdot \cos(\delta_{ci} - \delta_{cf}) \right) = \\ = & Q_t^{g,o} - Qload_i^l + Qcut_t^{l,w} + Qred_t^{l,w} + Qmov_{out_t}^{l,w} - Qmov_{in_t}^{l,w} + \\ & + Qens_t^{l,w} \end{aligned} \quad (38)$$

- Limite térmico das linhas:

$$\begin{aligned} & \left| V_{ci} \cdot \left[ (V_{ci} - V_{cf}) \cdot y_{ci} \right]^* + V_{ci} \cdot \left( V_{ci} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot y'_{cif} \right)^* \right) \right| \leq S_{cif}^{max}; \\ & \forall ci, cf \in Nc: cif \in Nt \end{aligned} \quad (39)$$

- Limite da amplitude da tensão:

$$V^{min} \leq V_c \leq V^{max}; \forall c \in Nc \quad (40)$$

$$V_{c_s} = 1; c_s: \text{Barramento de referência}$$

- Limite de ângulo da tensão:

$$-\pi \leq \delta_c \leq \pi; \forall c \in Nc / \{c_s\} \quad (41)$$

$$\delta_{c_s} = 0; c_s: \text{Barramento de referência}$$

Para contemplar a possibilidade de reconfiguração da rede será necessário considerar todas as ligações possíveis existentes nas redes de distribuição. Uma das características inerentes às redes de distribuição é a operação radial da rede, mesmo que estas disponham de uma configuração em anel. Um dos métodos utilizados para garantir a operação radial da rede, consiste em impor que em cada nó só existe uma linha de chegada de energia (42).

- Operação radial:

$$\sum_{cif \in Nt^{IN}} w_{cif} \leq 1 \quad (42)$$

Nas expressões (37) e (38) as matrizes G das condutâncias e B das susceptâncias deixam de ser constantes e passam a ser variáveis, porque inicialmente se consideram todas as linhas existentes na rede e no final apenas aquelas que estão em funcionamento. Na expressão (39) tem que se incluir a variável binária  $w_{cif}$  de modo a serem consideradas apenas as linhas que estão efectivamente ligadas.

- Limite térmico das linhas com reconfiguração:

$$\left| V_{ci} \cdot [(V_{ci} - V_{cf}) \cdot y_{ci}]^* + V_{ci} \cdot \left( V_{ci} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot y'_{cif} \right)^* \right) \right| \leq S_{cif}^{max} \cdot w_{cif}; \quad (43)$$

$$\forall ci, cf \in Nc: \quad cif \in Nt$$

Dado que a configuração de uma rede não se altera regularmente, apenas quando há alterações significativas de consumos, novos elementos na rede ou em situações de incidente, optou-se por utilizar um algoritmo próprio para proceder à reconfiguração. O algoritmo utilizado é apresentado em [Khodr, 2009] e foi facultado pelos autores.

#### 4.2.2.5 – Restrições relativas a contratos

A contratualização entre os produtores e os VPPs implica, muitas vezes, o cumprimento de determinadas restrições, ou por limitações técnicas dos geradores ou por questões estratégicas e de condições comerciais. Para que o VPP cumpra os contratos estabelecidos incluíram-se as restrições (44) a (50):

- Limite mínimo de produção no intervalo de tempo  $T$ :

$$\sum_{t \in T} \sum_{o \in O_g} P_t^{g,o} \geq Pt\_limit\_min_g; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (44)$$

- Limite mínimo de remuneração no intervalo de tempo  $T$ :

$$\sum_{t \in T} \sum_{o \in O_g} C_t^{g,o} \cdot P_t^{g,o} \geq Val\_limit\_min_g; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (45)$$

- Limite de gradiente de Carga:

$$abs \left( \sum_{o \in O_g} P_t^{g,o} - \sum_{o \in O_g} P_{t-1}^{g,o} \right) \leq Grad\_limit\_max_g; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (46)$$

- Limite mínimo de períodos em funcionamento no intervalo de tempo  $T$ :

$$\sum_{o \in O_g} Xup_t^{g,o} \geq Func\_limit\_min_g; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (47)$$

- Limite mínimo de períodos consecutivos em funcionamento:

Para colocar os geradores em funcionamento durante um limite mínimo de horas consecutivas recorreu-se à utilização de duas variáveis auxiliares. A primeira variável  $Aux1$  dá-nos o número de horas que o gerador já está em funcionamento (48). A segunda variável  $Aux2$  dá-nos o instante em que o gerador se desliga (49). Relacionando as duas variáveis permite ajustar os períodos de funcionamento em períodos consecutivos dos geradores (50).

$$Aux1_t^g = (Aux1_{t-1}^g + Xup_t^{g,o}) \cdot Xup_t^{g,o}; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (48)$$

$$Aux2_t^g = (Xup_{t-1}^{g,o} - Xup_t^{g,o}) \cdot (Xup_t^{g,o} - 1) + 1; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (49)$$

$$Aux1_{t-1}^g + (Xup_{t-1}^{g,o} - 1) \cdot (Aux2_t^g - 1) \geq Func\_limit\_min_g; \forall t \in T; \forall g \in Ng; \forall o \in No \quad (50)$$

#### 4.2.3 – Incertezas nas previsões

Alguns dos dados de entrada utilizados para a resolução do problema proposto têm uma incerteza associada. Os valores com maior incerteza são a quantidade de energia produzida através de fontes renováveis como a eólica, solar e hídrica, embora esta última em menor escala. A carga apresenta também algum desvio entre o valor previsto e o valor efectivamente verificado. Por fim, quando se considera a actuação em ambiente de mercado, deve-se considerar o preço de mercado que também tem uma incerteza e estará sujeito a uma previsão.

Para determinar a melhor estratégia de gestão dos recursos e o custo de operação mais provável, será necessário efectuarmos várias simulações considerando diferentes previsões e graus de probabilidade de ocorrência.

O resultado final será um conjunto de valores associados a uma probabilidade de ocorrência.

##### 4.2.3.1 – Incerteza na previsão da energia eólica

Existem duas grandes abordagens nos sistemas de previsão do vento a curto prazo: a física e a estatística. A abordagem física tenta usar ao máximo as características físicas do terreno para obter a melhor estimativa possível para a velocidade do vento. A abordagem estatística, usa apenas métodos estatísticos, tenta encontrar relações entre o comportamento de uma quantidade de variáveis, como por exemplo, os resultados das previsões meteorológicas e as produções dos parques eólicos, e transforma essas informações em previsões do vento ou, directamente, em previsão de potência produzida. Na realidade, a maioria dos modelos de previsão utiliza uma combinação destas duas abordagens para que se complementem e assim sejam obtidas previsões com melhor exactidão [Giebel, 2003].

As Previsões Numéricas do Tempo (NWP<sup>18</sup>) são fundamentais para as previsões físicas, visto que são estas que permitem aos modelos realizar a maioria das parametrizações físicas dos recursos a prever. Actualmente a maioria dos modelos utiliza como base o NWP, pois os modelos que utilizam estas previsões são considerados os mais

---

<sup>18</sup> *Numerical Weather Prediction*

eficazes em previsões para horizontes temporais entre 8 e 48 horas [Bernhard, 2004]. Porém os resultados das NWP podem sempre ser melhorados por recurso a métodos estatísticos.

A aplicação dos modelos estatísticos tem grande utilidade para determinar intervalos de incerteza para as previsões. Assim, para além do valor da previsão em si, é fornecido um intervalo mínimo e máximo com um determinado nível de confiança.

Considerando a curva típica de conversão de um gerador eólico (Figura 4.6) pode-se constatar que temos 4 zonas distintas para análise de probabilidade de potência disponível  $P$  [Sansigolo, 2005]. Na Figura 4.6 pode-se constatar que para velocidades do vento  $v$  inferiores a  $V_0$  e superiores a  $V_2$  a potência disponível  $P$  é nula, entre  $V_0$  e  $V_1$ ,  $P$  varia em função de  $v$  e entre  $V_1$  e  $V_2$  a potência disponível é igual à potência máxima  $P_{máx}$  que o aerogerador pode disponibilizar, ou seja:

- $P = 0$  para  $0 \leq v < V_0$ ;
- $P = g(v)$  para  $V_0 \leq v < V_1$ ;
- $P = P_{máx}$  para  $V_1 \leq v < V_2$ ;
- $P = 0$  para  $v \geq V_2$ .

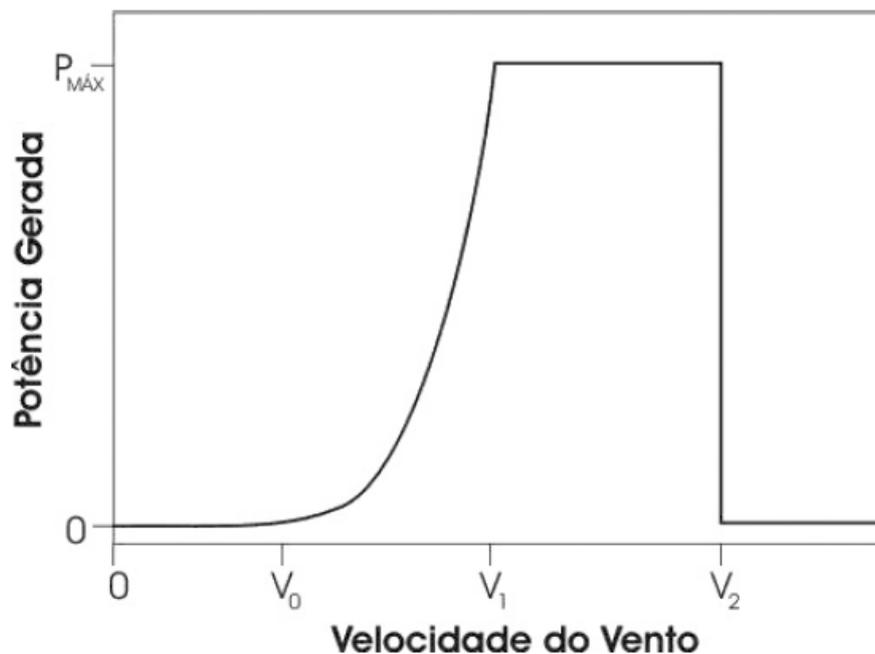


Figura 4.6 - Curva típica de conversão de um aerogerador [Sansigolo, 2005]

#### 4.2.3.2 – Incerteza na previsão da energia solar fotovoltaica

A previsão da produção de energia através de painéis fotovoltaicos está muito menos desenvolvida que a previsão de produção com origem nas restantes fontes renováveis.

A cobertura geográfica de nebulosidade, obtida dos modelos NWP (previsão semanal) e a partir de imagens de satélite (previsão diária) e na Modelação dos efeitos do terreno (sombras, albedo, visibilidade) são alguns dos métodos utilizados.

O recurso a métodos de Inteligência Artificial (IA) tem sido também alvo de diversos estudos como por exemplo as redes neuronais artificiais [Chaouachi, 2010], métodos híbridos de redes neuronais com lógica difusa [Maher, 2008], modelos auto-regressivos [Cao, 2006], entre outros.

#### 4.2.3.3 – Incerteza na previsão da energia hídrica

A previsão da produção de energia em aproveitamentos hidroeléctricos tem pouco grau de incerteza, principalmente no espaço temporal que estamos a tratar, que se limita a algumas horas. Nos aproveitamentos com albufeira ou açude pode-se considerar que a incerteza é nula, sendo a produção determinada por previsões a longo prazo e pelas conveniências de gestão a médio e longo prazo. Os aproveitamentos a fio de água apresentam uma incerteza maior. No entanto, consegue-se gerir o caudal do rio porque normalmente existem vários aproveitamentos hidroeléctricos ao longo do mesmo rio e dos seus afluentes.

As previsões utilizam métodos de cobertura geográfica de pluviosidade obtida dos modelos NWP (previsão semanal), modelos de escoamento hidrológico usando orografia e características de permeabilidade do terreno (previsão de uma hora a um dia dependendo da área de escoamento) e séries temporais de medidas de caudal (previsão 0-3h) [Neto, 2006].

#### 4.2.3.4 – Incerteza na previsão das cargas

A previsão do perfil de cargas é essencial para a operação das redes e pode ser dividida em três categorias: de curto prazo (uma hora a uma semana); de médio prazo (uma semana a um ano) e de longo prazo (superior a um ano) [Feinberg, 2005].

Os métodos estatísticos, recorrendo a regressões e à construção de séries temporais baseadas em dados históricos, foram a primeira abordagem utilizada na previsão de carga [Box, 1976] e [Donovan, 1983]. Actualmente, utilizam-se métodos baseados em algoritmos de IA com preponderância para as redes neuronais artificiais e lógica difusa [Azevedo, 2007.2]. A principal vantagem dessas abordagens reside no facto de o conhecimento ser extraído da base de dados sem necessidade de conhecimento prévio do modelo das cargas [Altran, 2005], visto que aproveita os dados para modelizar o seu comportamento [Bender, 1996].

Como complemento dos métodos mencionados, é importante referir que os modelos de previsão de carga não podem estar dissociados dos modelos de previsão das condições meteorológicas. As condições meteorológicas influenciam substancialmente o comportamento dos consumidores, principalmente no que diz respeito à utilização de sistemas de aquecimento e de arrefecimento.

#### 4.2.3.5 – Incerteza na previsão do preço de mercado

Os mercados eléctricos apresentam uma volatilidade muito acentuada, sendo a previsão de preços uma das áreas onde existe grande actividade de investigação. O mercado de electricidade apresenta características únicas pelo facto de não ser possível armazenar a energia eléctrica a custos concorrenciais. Tal como a previsão de cargas, a previsão de preços assenta em métodos estatísticos como por exemplo o “*Auto Regressive Integrated Moving Average (ARIMA)*” e “*Autoregressive Conditional Heteroskedastic (GARCH)*” para a previsão de preços de curto prazo [Contreras, 2003] [Garcia, 2005].

Considerando que o preço do mercado depende das estratégias dos *players*, são utilizados métodos como a teoria de jogos para prever a actuação destes agentes [Azevedo, 2007.1]. Em mercados onde há limitações da rede eléctrica que originam congestionamentos podem utilizar-se métodos como o LMP que reflecte o congestionamento numa diferenciação de preços por zonas ou nós da rede eléctrica [Ferreira, 2007].

Têm sido utilizadas diversas técnicas de IA para previsão de preços dos mercados eléctricos, como PSO [Azevedo, 2007.2], redes neuronais artificiais [Chang, 2002] e lógica difusa [Hongjie, 2002]. Existem ainda modelos híbridos que conjugam estas técnicas.

Apesar de todas estas ferramentas de previsão e da sofisticação das metodologias que lhes estão subjacentes, existem situações em que o preço de mercado é afectado por factores tão específicos que a respectiva previsão será sempre muito falível. Como exemplo, o mercado espanhol fechou o período de negociação do dia 1 de Janeiro de 2010 com o preço de mercado igual a 0 €/kWh entre a uma e as dezoito horas. A este facto não é alheio a grande penetração de energia eólica, a elevada produção hidroelétrica, as centrais nucleares e o baixo nível de consumo registado nesta altura do ano [Omel, 2010]. A consideração de contextos tão específicos como este, na previsão de preços requer que as técnicas actualmente utilizadas sejam combinadas com outras de natureza diferente, nomeadamente baseadas em engenharia do conhecimento.

#### 4.2.3.6 – Probabilidade das ocorrências

A determinação das incertezas, associadas às previsões descritas anteriormente, não é o âmago deste trabalho pelo que, se assumiu que os valores das previsões dos parâmetros (Preço de mercado, Carga e Produção eólica, fotovoltaica e hídrica) e as incertezas associadas, já são dados conhecidos. No entanto pretende-se definir a probabilidade de um determinado cenário acontecer.

Para saber qual a probabilidade de ocorrência de um cenário teremos de saber, para cada valor de entrada (produção de cada unidade e consumo), a sua probabilidade de ocorrência. Considerando que as probabilidades dos dados de entrada são independentes, a probabilidade de ocorrência do cenário será igual ao produto das probabilidades dos valores de entrada.

$$P_{\text{cen}} = P(P_t^g \cap Pload_i^d) = P(P_t^g) \cdot P(Pload_i^d) \quad (51)$$

Dependendo do número de geradores e da incerteza relacionada com a sua produção teremos inúmeros cenários possíveis. Para obter a probabilidade de um determinado resultado final, associa-se um erro a esse resultado e posteriormente calcula-se a probabilidade de ocorrência de resultados finais dentro do intervalo de resultados finais, considerando o valor pretendido e o erro que lhe foi associado. O contrário, ou seja, determinar qual o erro indicando o intervalo de valores que pretendemos analisar também é possível.

### 4.3 – Implementação

De forma a ilustrar a metodologia desenvolvida e retirar algumas conclusões que se consideram importantes, procedemos à implementação do problema de forma faseada:

- **FASE 1** - Consideraram-se apenas as restrições relativas aos geradores, *Demand Response* e o armazenamento de energia
- **FASE 2** – Simulações com incertezas
- **FASE 3** – Inclusão das restrições relativas aos contratos com os proprietários das unidades de produção de energia eléctrica
- **FASE 4** – Inclusão das restrições relativas aos limites de funcionamento das redes eléctricas.

#### 4.3.1 – Simulações

Com o intuito de ilustrar a metodologia proposta, efectuaram-se diversas simulações recorrendo a uma instalação existente na universidade de Budapeste na Hungria, actualmente com o nome de *Óbuda University*. A escolha deste sistema para as simulações prendeu-se, fundamentalmente, com o facto de ser um sistema pequeno e do qual tínhamos especificações muito detalhadas do funcionamento do equipamento existente [Morais, 2010]. Outro aspecto relevante diz respeito às boas relações institucionais existentes entre o ISEP e a *Óbuda University*.

O sistema é constituído por um aerogerador, painéis fotovoltaicos, uma pilha de combustível e um sistema de armazenamento de energia eléctrica [Kádár, 2006].



Figura 4.7 – Sistema de PD da *Óbuda University* [Kádár, 2006]

O equipamento, apresentado na Figura 4.7 tem as características a seguir enumeradas:

- Painéis fotovoltaicos: Modelo DS 40; Potência Nominal: 40 Wp; 4 painéis; Tensão: 12,8V; Área: 0,8 m<sup>2</sup>
- Aerogerador - Modelo: Air-X 401; Potência Nominal: 400 W a 11,5 m/s; (Máximo de 520 W a 18m/s) Produção média diária 800 Wh; Tensão: 12 V; Diâmetro do Rotor 1,15m;
- Pilha de Combustível - Modelo: Flexiva; Potência Nominal: 20 W; 4 unidades; Tensão: 12V;
- Cargas - Lâmpadas Incandescentes e sistemas de cargas monofásicas; Potência Nominal: 20 – 1000 W (controláveis);
- Sistema de Armazenamento – Capacidade máxima de armazenamento: 200 W; Capacidade máxima de carga (1h): 200 W; Capacidade máxima de descarga (1h): 50 W.

Os equipamentos estão interligados por dispositivos electrónicos (inversores) e controlados por um sistema SCADA. A Figura 4.8 ilustra o esquema de funcionamento do sistema.

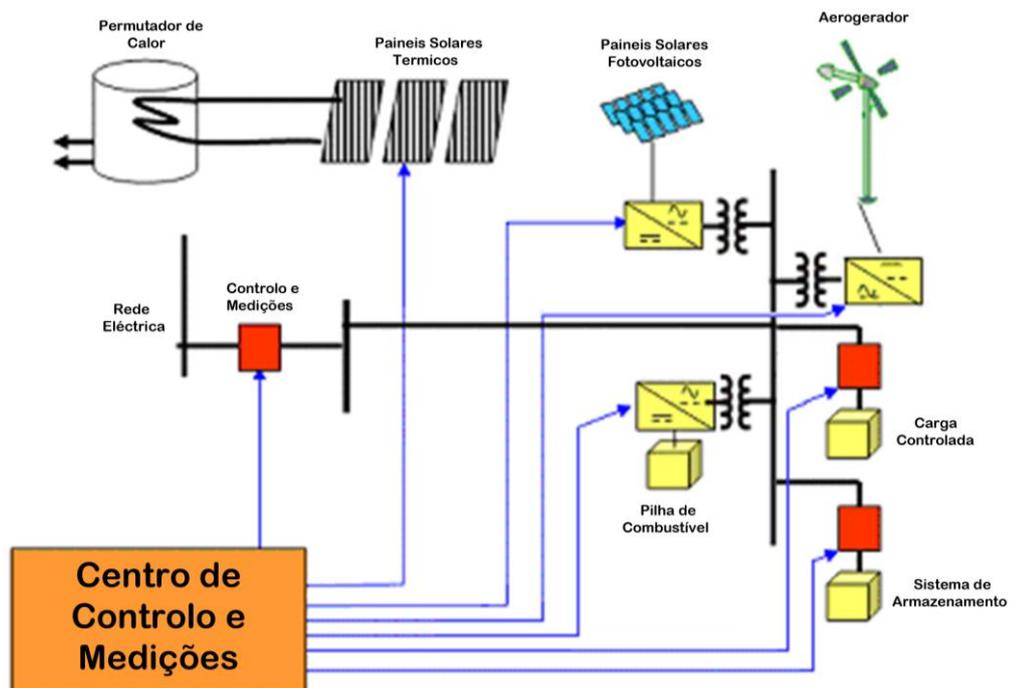


Figura 4.8 - Sistema de controlo do laboratório da Óbuda University [Kádár, 2006]

O sistema pode ser utilizado como uma rede isolada ou estar interligado com a rede eléctrica. Em ambas as situações, o controlo de todos os equipamentos é efectuado de forma centralizada pelo sistema SCADA. Este sistema permite medir a produção de cada gerador individualmente, a carga e o sistema de armazenamento de energia (carga ou descarga) em cada instante. Com o sistema SCADA é possível regular as pilhas de combustível, as baterias e as cargas, de forma a manter o equilíbrio do sistema de acordo com a estratégia definida [Kádár, 2006]. O sistema permite ainda a comparação dos valores previstos para a produção do aerogerador e dos painéis fotovoltaicos, com os valores verificados em cada instante.

Em situações de instabilidade do sistema (diferença entre a energia activa produzida e consumida), a frequência desvia-se do valor nominal. Se o sistema estiver interligado com a rede eléctrica esta situação não é problemática, pois a rede eléctrica compensa estas situações. Se a rede estiver a operar em modo isolado deve ser capaz de manter a frequência dentro de limites aceitáveis ( $\pm 1\%$ ). Não podendo recorrer às unidades de produção, o sistema deve deslastrar cargas de forma a assegurar a qualidade da energia.

O sistema permite a monitorização e controlo remoto através de sistemas de comunicação por IP (*Internet Protocol*) e baseados em sistemas Web pelo que se poderá estender o controlo a outras unidades de produção e/ou consumo. Na Figura 4.9 mostra-se um exemplo de aplicação deste sistema.

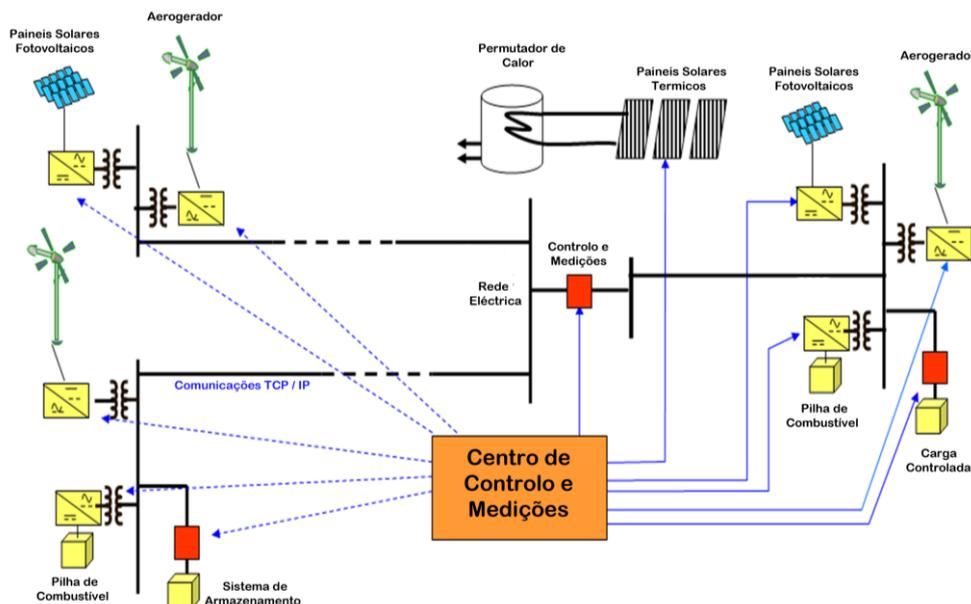


Figura 4.9 - Sistema de controlo distribuído [Kádár, 2006]

## 4.3.1.1 – Gestão de Produção e Armazenamento

Dentro da primeira fase proposta, optou-se por efectuar uma simulação onde se consideram as unidades de geração e de armazenamento. A Figura 4.10 mostra o fluxograma do modelo proposto:

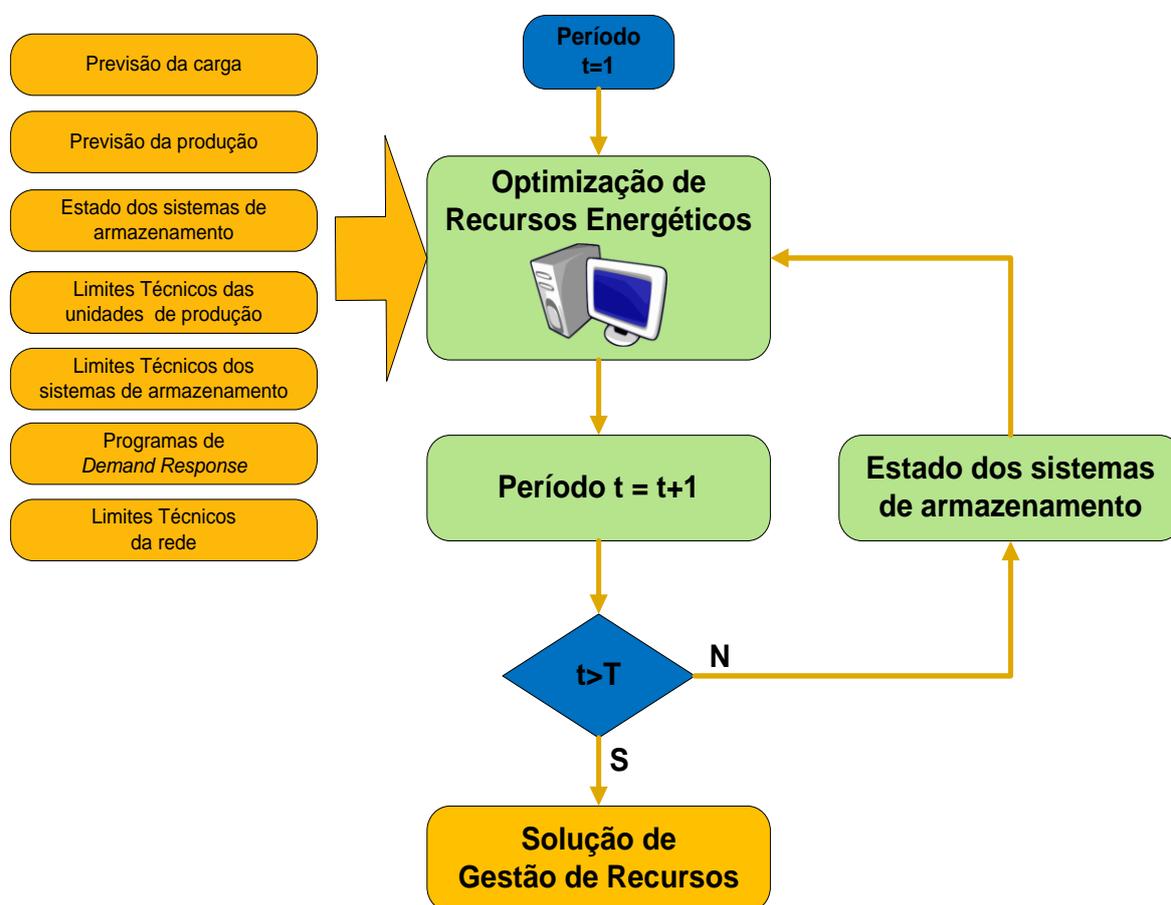


Figura 4.10 - Fluxograma de funcionamento da metodologia de Gestão de Recursos Energéticos

A simulação é efectuada para as 24 horas do dia seguinte ( $T = 24$ ), sendo os dados de entrada (Previsão da carga, Previsão da produção das unidades que dependem de recursos naturais, o estado inicial dos sistemas de armazenamento e os seus limites técnicos) representados no bloco localizado à esquerda do fluxograma. Em cada período é actualizado o estado das baterias de forma a obtermos uma gestão óptima destas unidades. A gestão de recursos energéticos incluirá o despacho das unidades geradoras, dos sistemas de armazenamento. O valor resultante da função objectivo é o custo de operação que o VPP terá no espaço de tempo  $T$ , considerando os recursos energéticos referidos.

Para ilustrar a metodologia testaram-se dois cenários em que a diferença reside na carga. O principal objectivo é verificar o funcionamento da carga e descarga dos sistemas de armazenamento (baterias) e o funcionamento da pilha de combustível. A Tabela 4.2 apresenta os valores previstos para a produção eólica ( $P_W$ ), solar fotovoltaica ( $P_V$ ), a potência nominal da pilha de combustível ( $P_{FC}$ ), os limites de carga ( $P_{SC}$ ) e descarga ( $P_{SD}$ ) da bateria, assim como o valor do seu estado inicial e dois cenários (C1 e C2) de previsão de carga.

Período	$P_W$ (W)	$P_V$ (W)	$P_{FC}$ (W)	$P_{SC}$ (W)	$P_{SD}$ (W)	Estado inicial da Bateria (W)	Carga (C1) (W)	Carga (C2) (W)
1	130	0	80	200	50	100	160	230
2	150	0	80	200	50		140	190
3	140	0	80	200	50		150	160
4	160	0	80	200	50		120	150
5	100	0	80	200	50		110	140
6	120	5	80	200	50		100	180
7	150	10	80	200	50		170	230
8	180	30	80	200	50		180	250
9	170	60	80	200	50		200	270
10	160	100	80	200	50		220	280
11	120	130	80	200	50		230	240
12	130	140	80	200	50		240	300
13	150	150	80	200	50		240	300
14	176	140	80	200	50		230	280
15	185	130	80	200	50		220	270
16	120	100	80	200	50		210	280
17	130	60	80	200	50		210	290
18	140	30	80	200	50		220	300
19	170	10	80	200	50		230	310
20	190	5	80	200	50		240	320
21	120	0	80	200	50		250	330
22	170	0	80	200	50		200	300
23	130	0	80	200	50		190	280
24	150	0	80	200	50		180	270

Tabela 4.2 – Dados de carga, produção e armazenamento para o caso de ilustração

Para o primeiro cenário efectuaram-se duas simulações diferentes, a primeira considerando corte de produção proveniente de recursos naturais (14), uma vez que em determinados períodos a previsão de produção eólica e solar é superior à carga. Na segunda simulação toda a produção tem de ser despachada (15). Os valores de custos em unidades monetárias (u.m.) são constantes ao longo dos 24 períodos e são os seguintes:

- Eólica 0,4 u.m./kWh;
- Fotovoltaica 0,4 u.m./kWh;
- Pilha de Combustível 0,9 u.m./kWh;
- Descarga de baterias 0,6 u.m./kWh;
- Carga de baterias 0 u.m./kWh;
- Energia não fornecida (ENF) 1,5 u.m./kWh;
- Excesso de Energia Produzida 0 u.m./kWh.

Nos gráficos das Figuras 4.11 a 4.14 mostram-se os resultados obtidos em ambas as simulações.

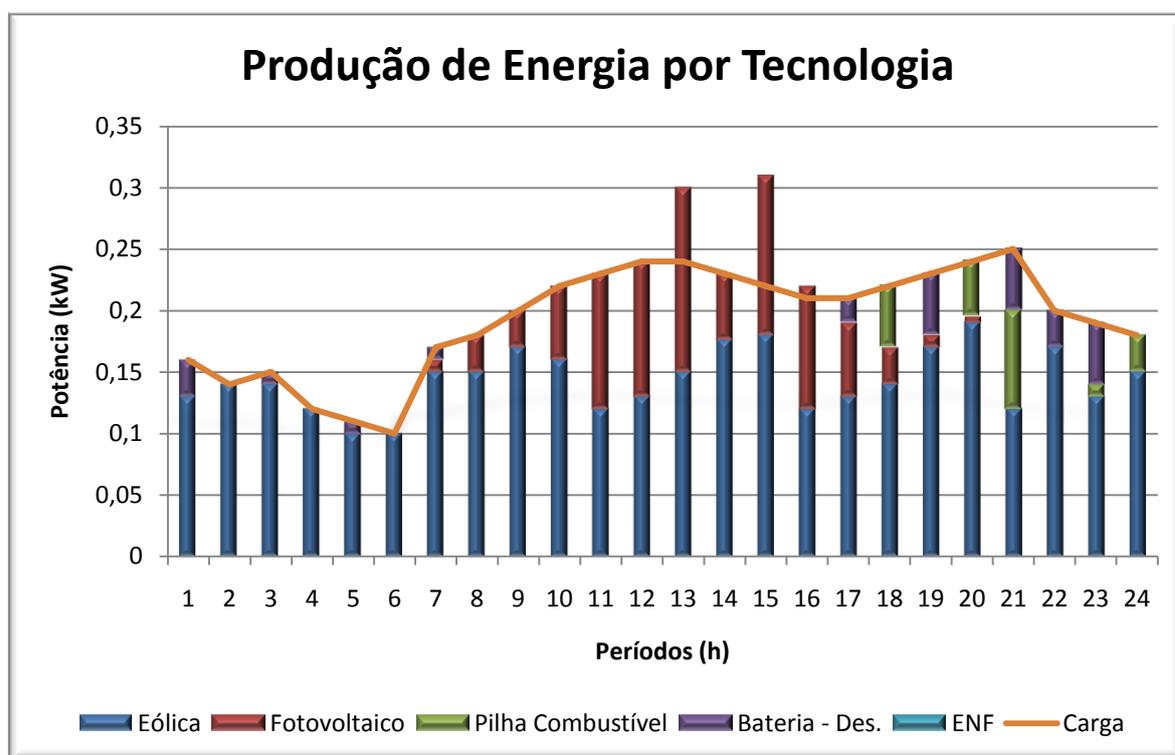


Figura 4.11 - Produção por Tecnologia – Cenário 1 com corte de produção

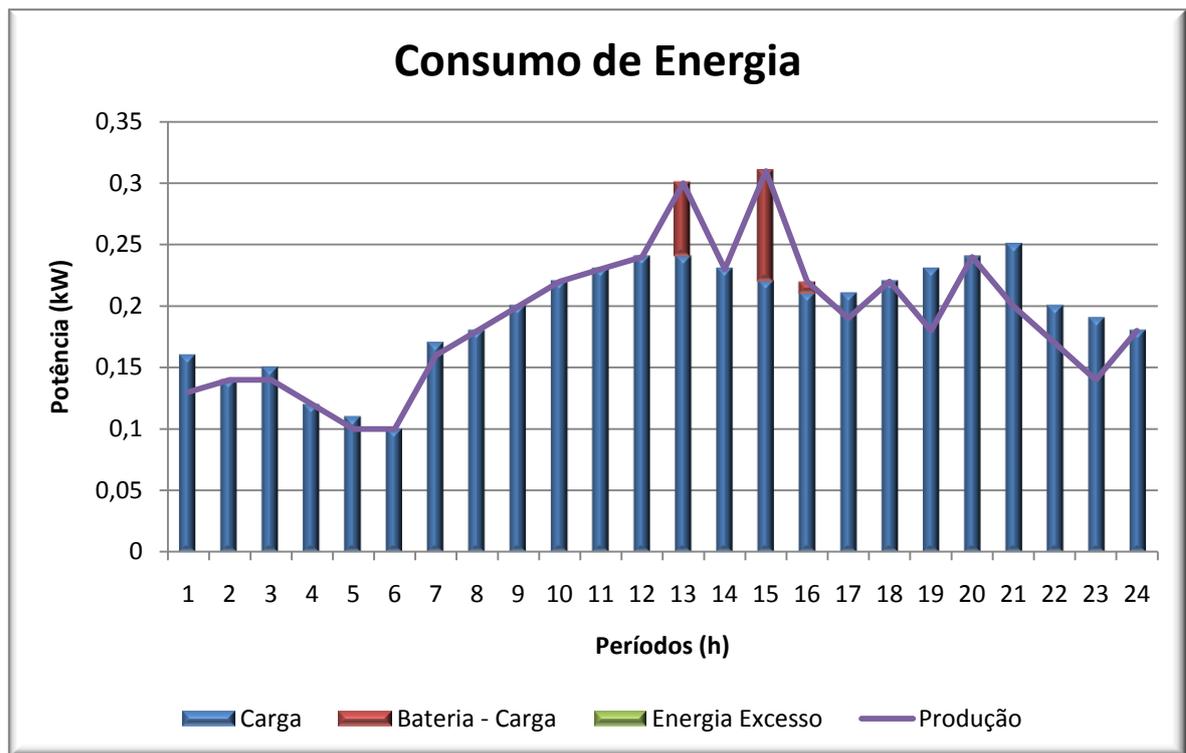


Figura 4.12 - Consumo de Energia – Cenário 1 com corte de produção

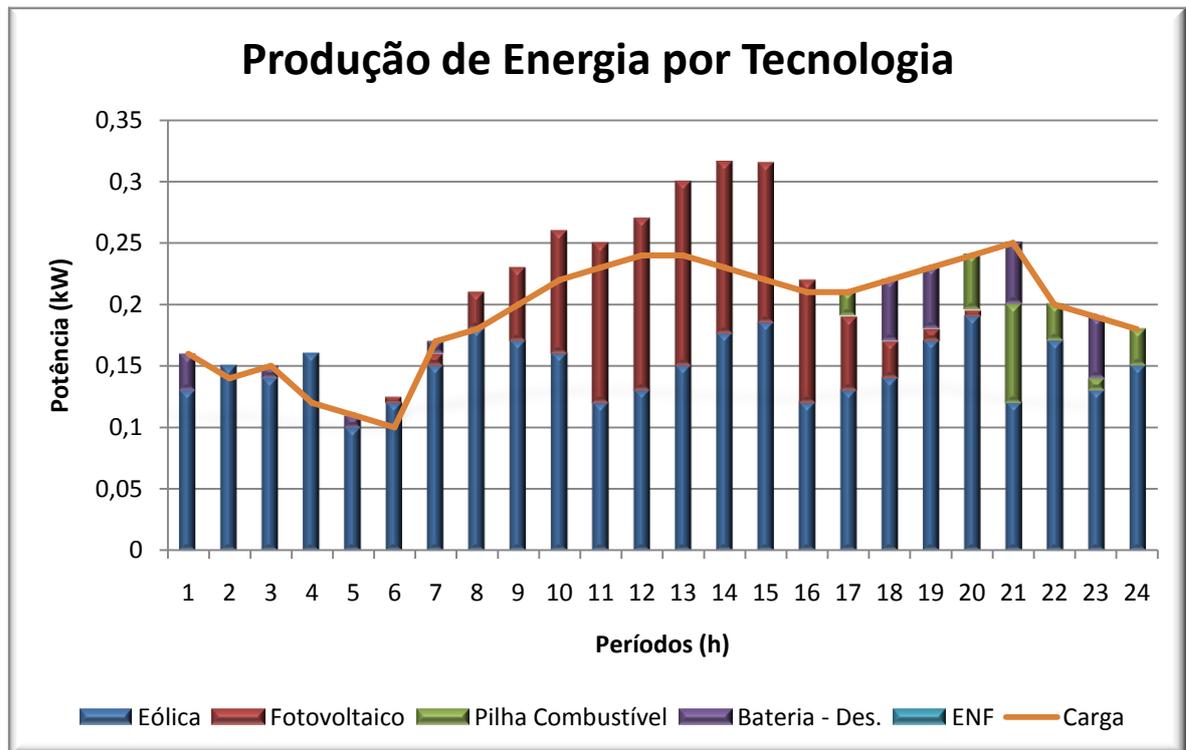


Figura 4.13 - Produção por Tecnologia – Cenário 1 sem corte de produção

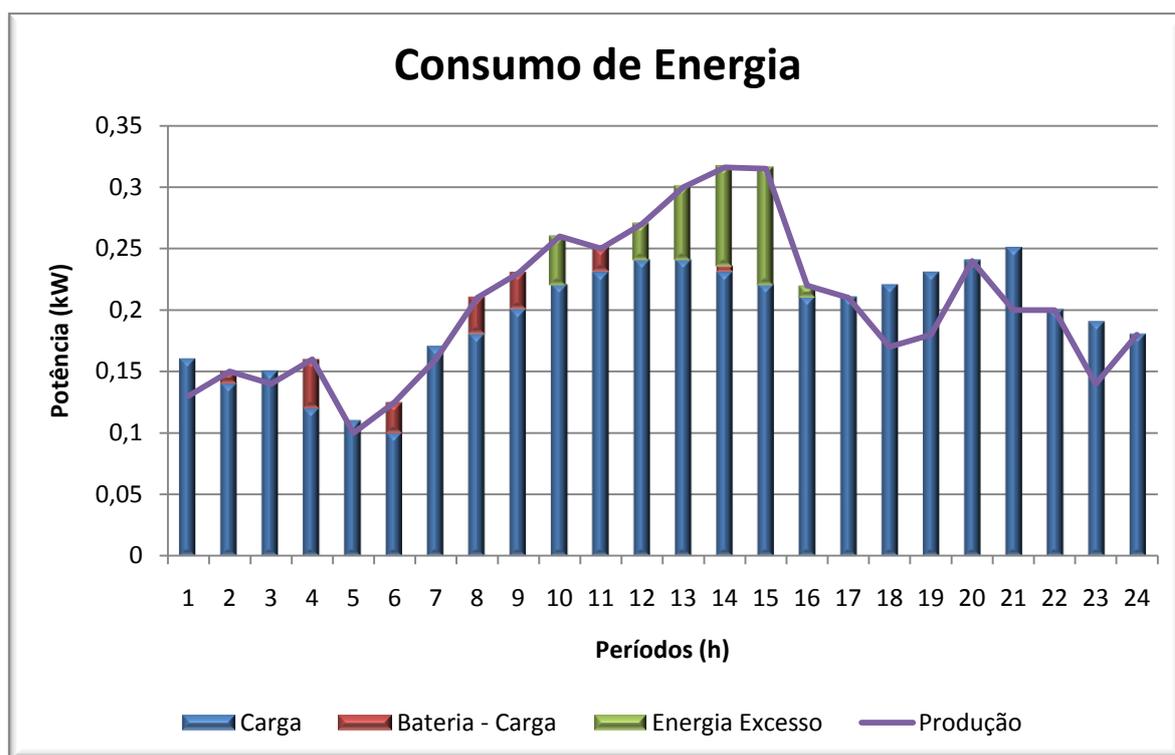


Figura 4.14 - Consumo de Energia – Cenário 1 sem corte de produção

Analisando as Figuras 4.11 a 4.14 pode-se constatar que, para o cenário 1, a energia produzida é suficiente para satisfazer as cargas para todos os períodos ao longo do das 24 horas consideradas. Da Figura 4.11 pode-se concluir que existe um excesso de energia produzida entre o período 8 e o período 16, sendo esta energia aproveitada para carregar as baterias nos períodos 8, 9 e 11 no caso de não termos corte de produção, e nos períodos 13 e 15 no caso de existir corte de produção. Estes períodos não são os mesmos devido ao custo da energia ser constante ao longo do dia o que torna indiferente o período em que as baterias são carregadas.

Os valores da função objectivo são 2,0155 u.m. para a simulação com corte de produção e 2,1419 u.m. para a simulação sem corte de energia. Esta diferença prende-se com a obrigatoriedade do operador da rede comprar toda a energia produzida pelos produtores com tecnologias que utilizam fontes naturais como recursos primários. Na verdade, existe um excesso de energia no total do sistema, pelo que o operador terá mesmo de cortar a energia fornecida. No entanto terá de remunerar os produtores em função do que poderiam ter produzido. Os tempos médios de processamento rondam os 0,15 segundos.

Nas simulações efectuadas constatou-se que as baterias estavam descarregadas no final das 24 horas consideradas, o que prejudicaria o planeamento para o dia seguinte. Por este motivo, acrescentou-se um factor no último período do intervalo de tempo de teste, que penaliza a inexistência de energia armazenada. Se o valor de armazenamento final for superior a um determinado valor, definido pelo operador, o factor de penalização é negativo reduzindo o custo de operação do sistema.

Testando no exemplo anterior, constatou-se que, com a introdução do referido factor, no final do intervalo de tempo para o qual se realizou a simulação (24 horas), a bateria apresenta uma energia armazenada de 150 Wh. O valor definido como limite mínimo foi de 100Wh e o custo da penalização de 0,3 u.m./kWh de diferença para o estipulado. O valor da função objectivo passou de 2,0155 u.m. para 2,0985 u.m. no caso de corte de produção e de 2,1419 u.m. para 2,2309 u.m. no caso sem corte de produção.

Dos resultados obtidos pode-se constatar que houve um acréscimo do custo de operação, resultante da remuneração do aumento da energia fornecida pelas unidades de produção para a carga da bateria. No entanto, é garantida uma reserva de energia mais adequada para o dia seguinte que, num sistema isolado, é determinante para o seu bom funcionamento. Se o VPP actuar num sistema ligado à rede de transmissão/distribuição pode, inclusivamente, negociar as suas reservas de energia, existentes nos sistemas de armazenamento, com o operador do sistema de forma a utilizar a sua reserva como serviço de sistema, nomeadamente como reserva girante.

O gráfico da Figura 4.15 mostra a diferença entre o estado da bateria ao longo do intervalo de tempo considerado com e sem o factor de penalização para a simulação sem corte de produção.

O gráfico da Figura 4.15 mostra a diferença entre o estado da bateria ao longo do intervalo de tempo considerado com e sem o factor de penalização para a simulação sem corte de produção.

Os gráficos das Figuras 4.16 e 4.17 mostram os resultados obtidos para o segundo cenário simulado.

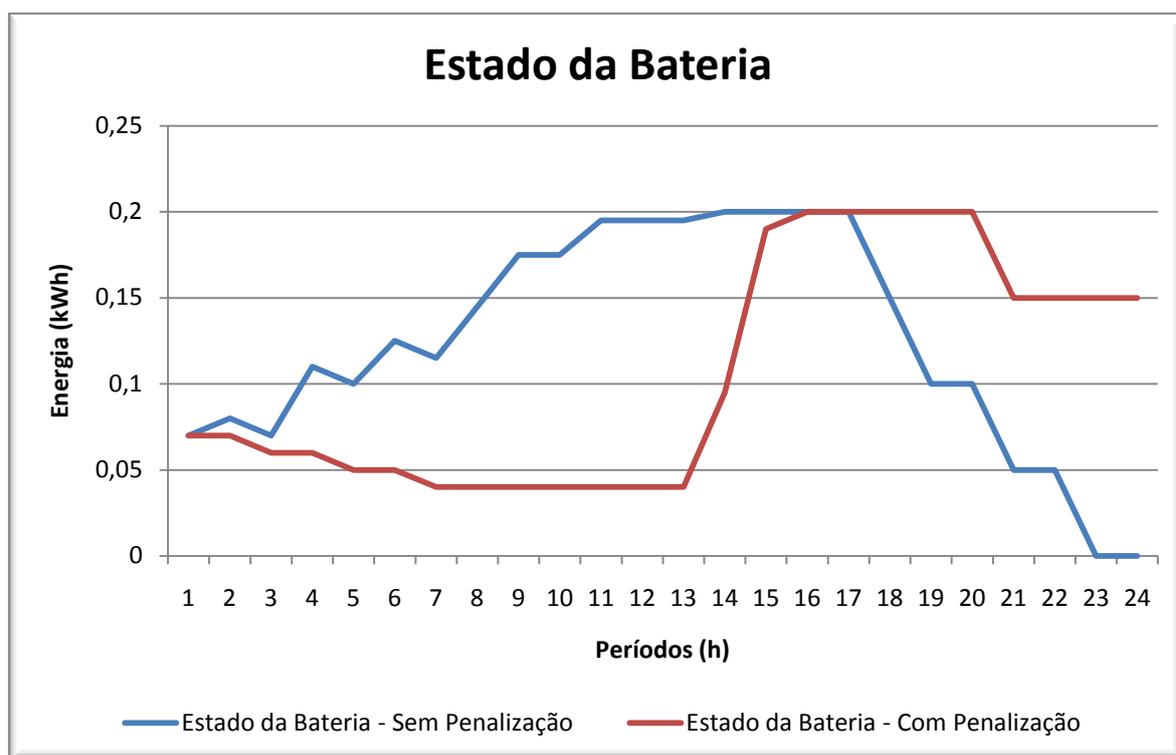


Figura 4.15 – Evolução do estado da bateria

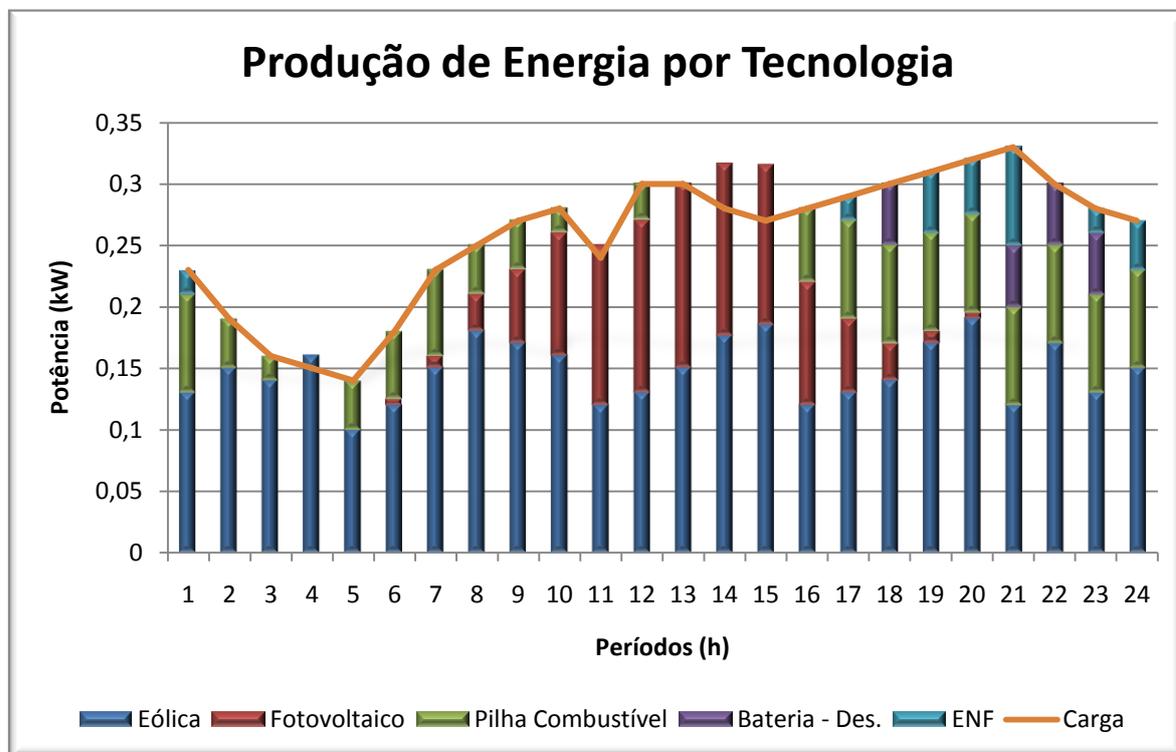


Figura 4.16 - Produção por Tecnologia – Cenário 2 com penalização de utilização de baterias

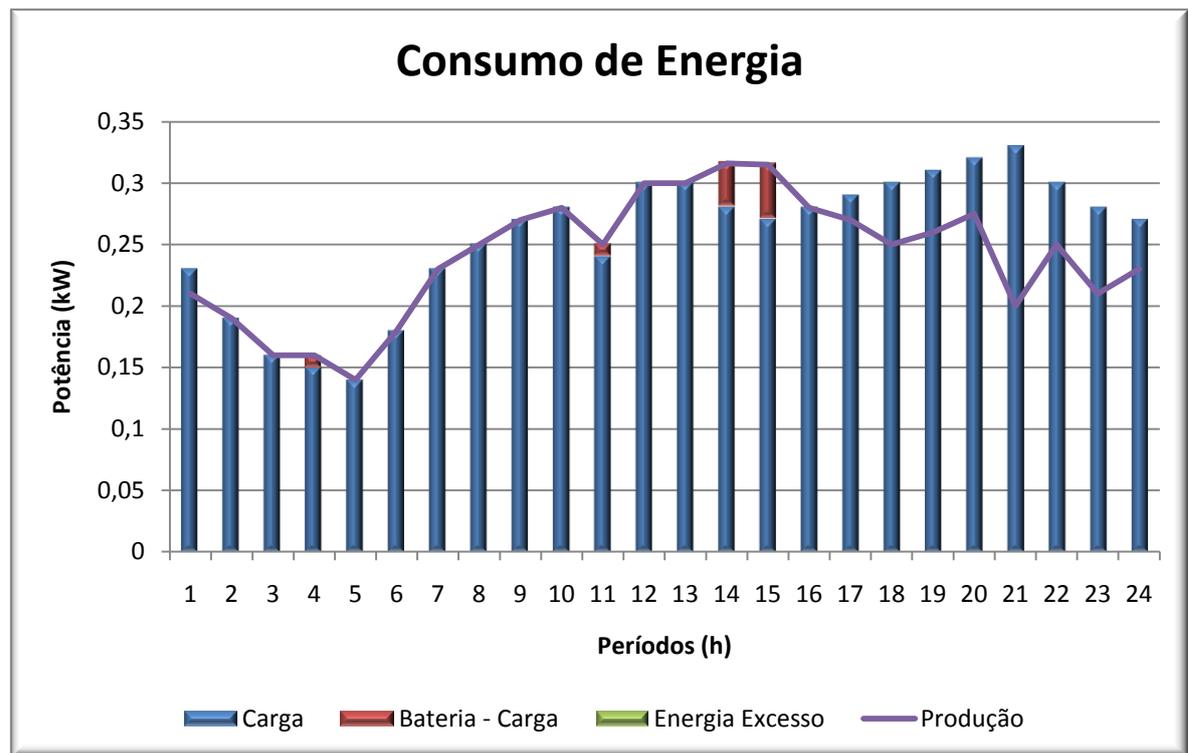


Figura 4.17 - Consumo de Energia – Cenário 2 com penalização de utilização de bateria

Analisando as Figuras 4.16 e 4.17 pode-se constatar que, para o cenário 2, a energia produzida não é suficiente para satisfazer as cargas ao longo do intervalo de tempo  $T$  (24 horas). Da Figura 4.16 pode-se concluir que existe energia não fornecida, nos períodos 17, 19-21 e 23-24. Apesar do controlo eficiente dos sistemas de armazenamento, que compensaram a falta de energia nos períodos 18, 21, 22 e 23, constata-se que o controlo existente não é suficiente, pelo que deverá existir controlo de carga para conseguir manter o bom funcionamento do sistema.

Neste cenário, o sistema terminou os 24 períodos de ensaio sem reserva de energia nas baterias, o que se compreende pois a energia existente nem sequer era suficiente para satisfazer a totalidade da carga. Considerando o estabelecido pelo VPP (Reserva mínima de 100Wh), a penalização será de 0,03 u.m.

O valor da função objectivo é 3,4495 u.m. não havendo diferença entre para as simulações com e sem corte de produção. Os tempos médios de processamento rondam os 0,15 segundos.

#### 4.3.1.2 – Gestão de Carga

Nesta simulação teremos a gestão de carga do tipo “Controlo directo de cargas” e/ou “Corte / Redução de Carga”. Assim, consideramos quatro perfis de consumo [Morais, 2009]:

- **Perfil 1** – Neste perfil enquadram-se todos os consumidores/cargas que não são passíveis de serem deslastradas. Estes consumidores só serão colocados fora de serviço em situações extremas e os custos com as indemnizações serão muito avultados;
- **Perfil 2** – Neste perfil enquadram-se todos os consumidores/cargas em que é possível deslocar o consumo para períodos com mais disponibilidade de energia. Neste perfil enquadram-se, por exemplo, as máquinas de lavar domésticas;
- **Perfil 3** – Neste perfil enquadram-se todos os consumidores/cargas em que é possível reduzir o consumo. Para a redução ser possível, é necessário que exista um sistema de controlo que permita a variação do consumo energético. Os elementos mais típicos serão os *dimmers* para variação do fluxo luminoso (em caso de lâmpadas fluorescentes é necessário estas estarem equipadas com balastro electrónico) e os variadores de frequência para controlo de velocidade/binário de motores. Estes elementos podem ser controlados de forma directa, ou indirecta, ou seja, pode-se controlar um motor para reduzir o seu consumo (directo) ou controlar a velocidade de funcionamento de uma carga, o que indirectamente implica a redução de consumo pelo motor. O mesmo princípio pode aplicar-se à variação de temperatura (redução em caso de aquecimento e aumento em caso de arrefecimento), redução de pressão de ar comprimido, redução da iluminância, etc;
- **Perfil 4** – Neste perfil enquadram-se todos os consumidores/cargas que são passíveis de serem deslastrados. Neste perfil enquadram-se reclamos luminosos, iluminação decorativa, etc.

No cenário de teste consideraram-se os quatro perfis de gestão de consumo em que os valores de remuneração considerados foram de 0,15 u.m./kWh para mover a carga, 0,8 u.m./kWh para reduzir, 1 u.m./kWh para cortar e 1,5 u.m./kWh para as cargas prioritárias. As Figuras 4.18 e 4.19 mostram os valores de produção e corte de carga ao longo do intervalo de ensaio.

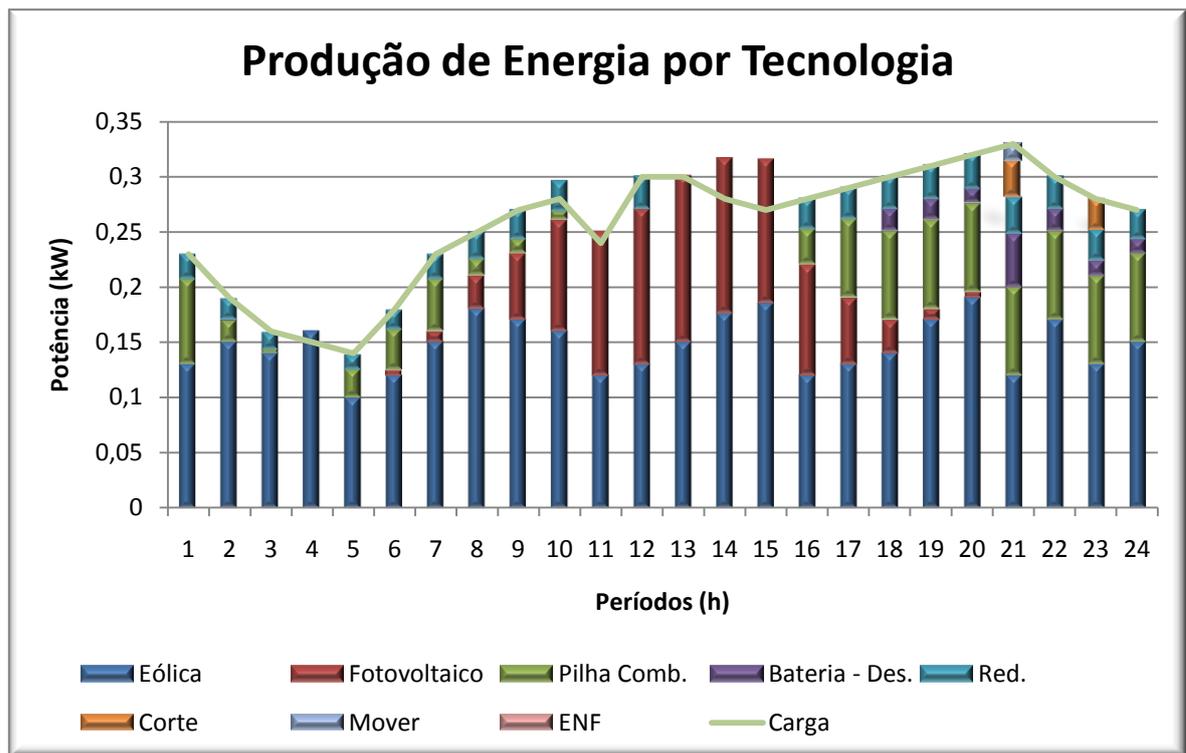


Figura 4.18 - Produção de Energia – Cenário 2 com gestão de carga

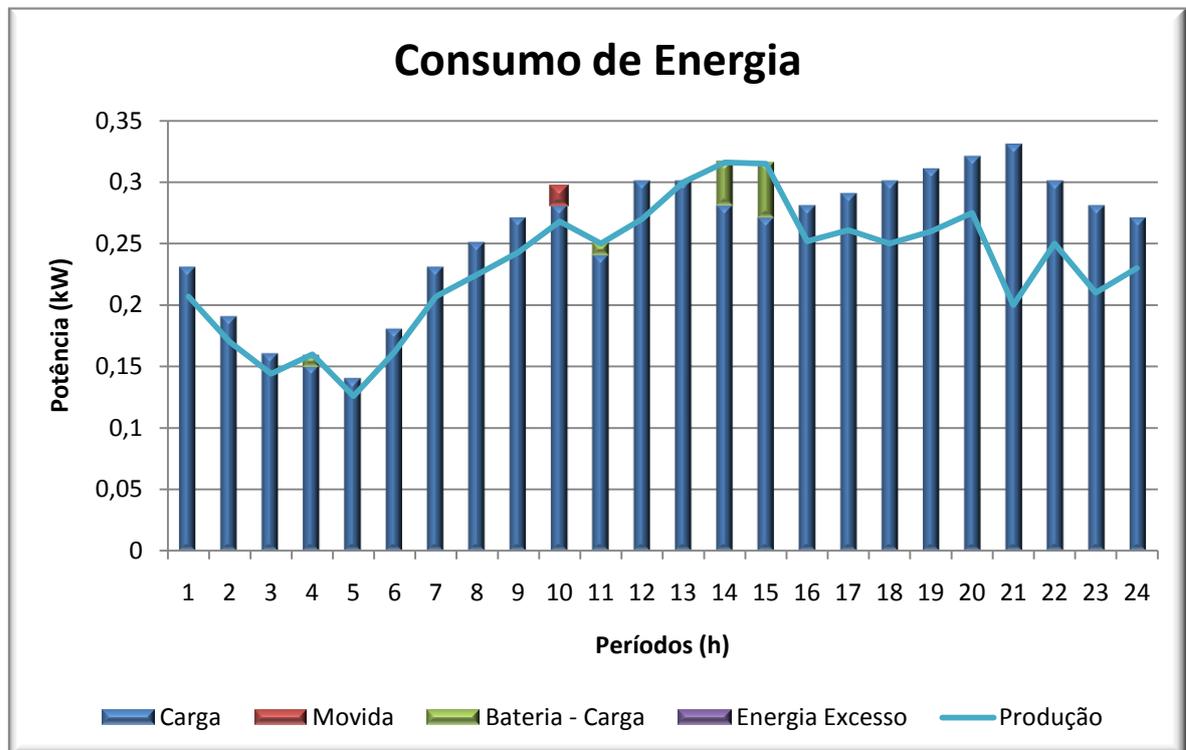


Figura 4.19 - Consumo de Energia – Cenário 2 com gestão de carga

Através das Figuras 4.18 e 4.19 pode-se constatar que não houve energia não fornecida para cargas essenciais (Perfil 1), o que significa que o modelo é adequado para este tipo de problema.

A descarga das baterias e a redução de carga permitiram equilibrar o sistema em quase todos os períodos. O corte de carga só foi aplicado nos períodos 21 e 23, e apenas houve uma parcela de carga que se moveu do período 21 para o período 10.

O valor da função objectivo foi de 3,2392 u.m., o que representa uma melhoria face à situação sem controlo de carga, permitindo chegar ao fim dos 24 períodos com 53Wh de energia disponível para o dia seguinte.

#### 4.3.1.3 – Simulações com variáveis com incerteza

O principal objectivo da introdução das incertezas das previsões no problema da gestão dos recursos energéticos é proporcionar ao VPP um conjunto de soluções possíveis, associadas a uma probabilidade de ocorrência, para que o VPP possa ter uma noção do risco associado à solução de planeamento que adoptou.

Na Figura 4.20 é mostrado o fluxograma de funcionamento da simulação considerando as incertezas dos dados de entrada. Nesta simulação os valores dos erros associados aos dados (produção, consumo e preço de mercado) são fornecidos por outras aplicações informáticas.

A conjugação de diferentes dados de entrada vai originar diferentes soluções de gestão de recursos energéticos, cada uma das quais com uma probabilidade de ocorrência diferente. O número de combinações depende da quantidade de variáveis de entrada e da incerteza associada a cada variável. Em problemas com redes de grandes dimensões, o tempo de cálculo também é elevado, pelo que o número de combinações deve ser cuidadosamente analisado para que o tempo total da simulação não seja exagerado.

Após a obtenção das soluções referentes a cada uma das combinações de variáveis é da responsabilidade do VPP a decisão de qual o despacho a adoptar, em função do seu nível de aversão ao risco.

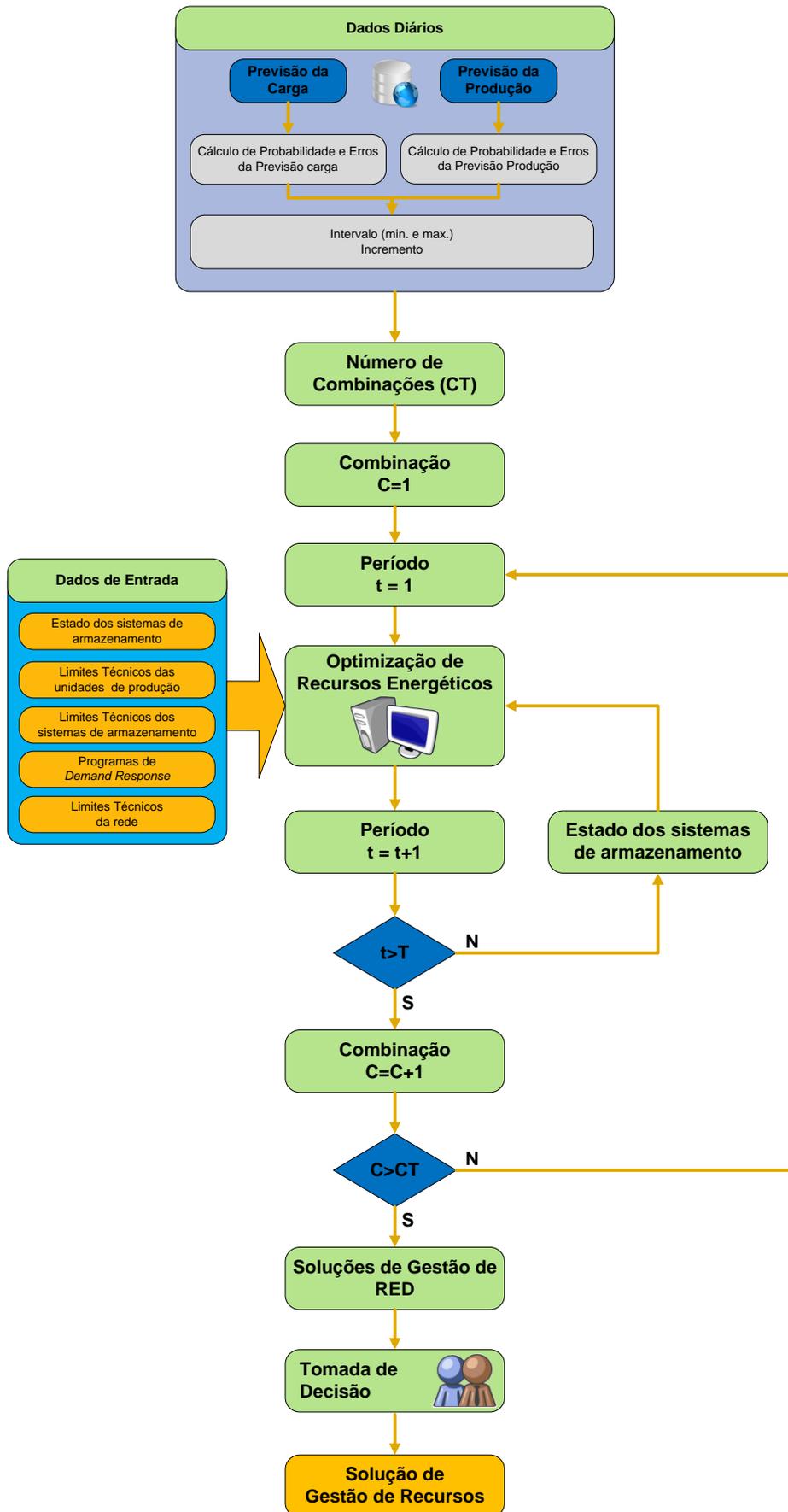


Figura 4.20 - Fluxograma de funcionamento da metodologia de Gestão de RED considerando incertezas

Aos dados de entrada da produção eólica e solar e da carga associaram-se intervalos de funcionamento e as respectivas densidades de probabilidade. Os dados apresentados na Tabela 4.3 representam o intervalo de variação de cada dado e a respectiva probabilidade de ocorrência [Vale, 2010.3]. Para simplificar o problema, considerou-se o mesmo erro e o mesmo intervalo de incerteza em todos os períodos. Na prática, o erro aumenta à medida que estamos mais longe do período para o qual estamos a fazer a previsão. Para ilustrar o método, testou-se a combinação de todos os valores entre si e posteriormente aplicou-se o método probabilístico descrito na sub-secção 4.2.3.6. O exemplo utilizado na simulação é o do Cenário 2 com corte de produção distribuída e com gestão de carga.

Dados		1	2	3	4	5	6	7
Carga	Intervalo			-5%	0	+5%		
	Probabilidade			20%	80%	20%		
Eólica	Intervalo	-15%	-10%	-5%	0	+5%	10%	15%
	Probabilidade	10%	27%	35%	38%	35%	27%	10%
Fotovoltaica	Intervalo		-10%	-5%	0	+5%	10%	
	Probabilidade		10%	25%	50%	25%	10%	

Tabela 4.3 – Incerteza dos dados

A Figura 4.21 mostra os resultados obtidos nas 108 simulações.

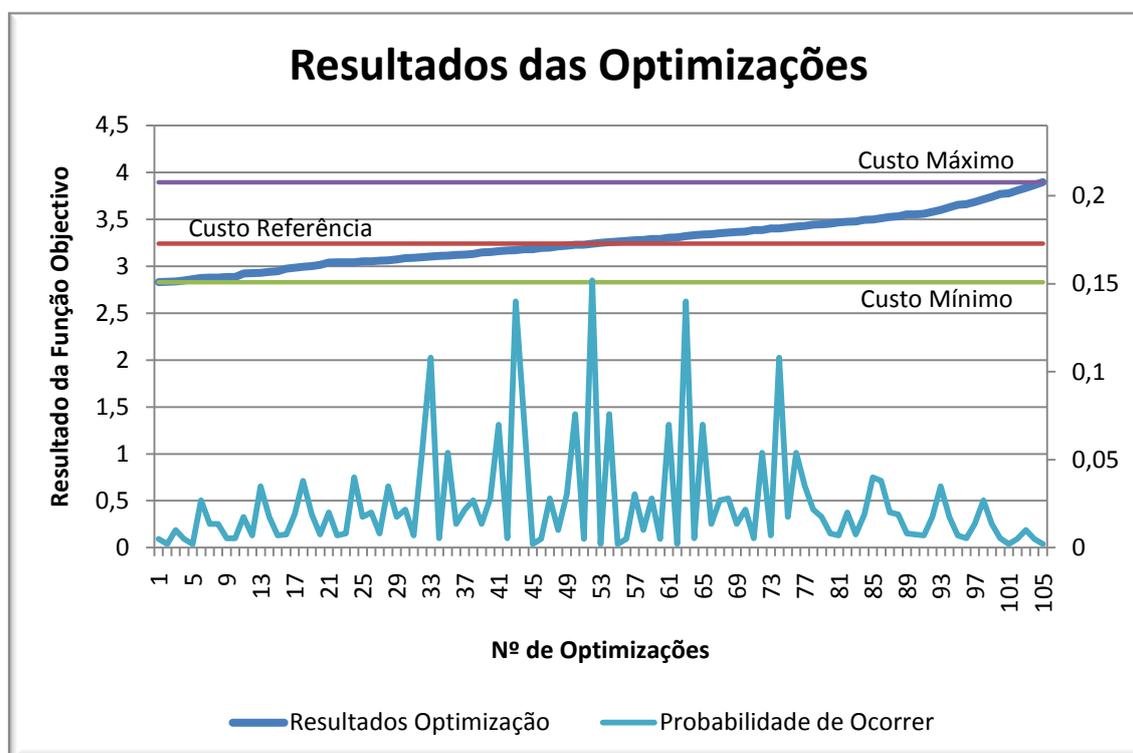


Figura 4.21 - Resultados das Otimizações

Os valores obtidos para a função objectivo variam entre 2,8300 u.m. e 3,8949 u.m. Comparando estes valores com o obtido na simulação anterior, 3,2392 u.m. pode-se constatar que há uma variação de 12,6% para o limite inferior e de 20,2% para o superior.

Para determinar o valor da probabilidade num determinado intervalo de erro (IE), calcula-se o valor da função objectivo de cada combinação de variáveis de entrada e verifica-se se o valor pertence ao intervalo de erro. Se pertencer, soma-se a probabilidade desse evento ao somatório da probabilidade de sucesso ( $P_s$ ). Quando se efectuarem os cálculos para todas as simulações divide-se o resultado do somatório das probabilidades  $P_s$  pelo somatório das probabilidades totais  $P_t$  para obter a probabilidade do valor  $va$ .

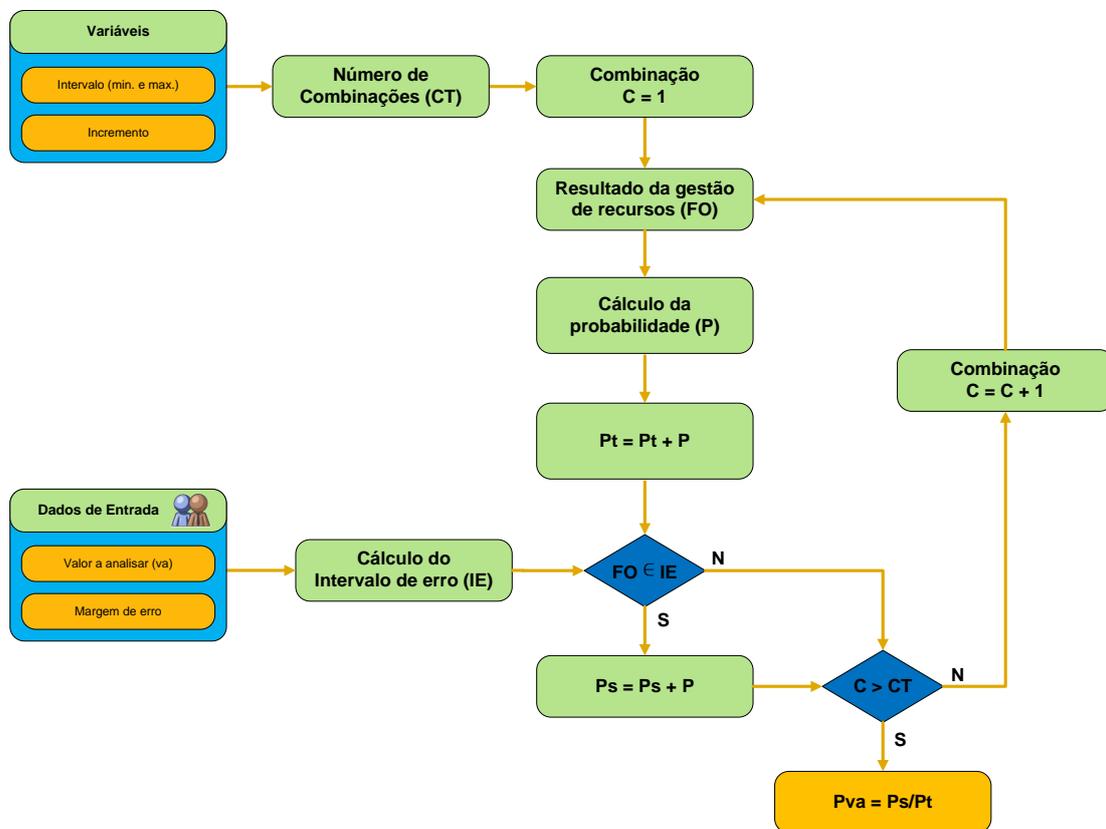


Figura 4.22 – Fluxograma de funcionamento do cálculo das probabilidades

Na Figura 4.23 é possível verificar a evolução da probabilidade em função do intervalo de erro associado a 3,2392 u.m. que é o valor com maior probabilidade de ocorrência. Pelo gráfico é possível verificar que existe uma probabilidade de 85% do custo estar no intervalo 3,2392 u.m.  $\pm$  10% ou seja, entre 2,9153 u.m. e 3,5631 u.m. A Figura 4.24 apresenta a análise inversa, ou seja, o intervalo de erro em função da solicitação da probabilidade.

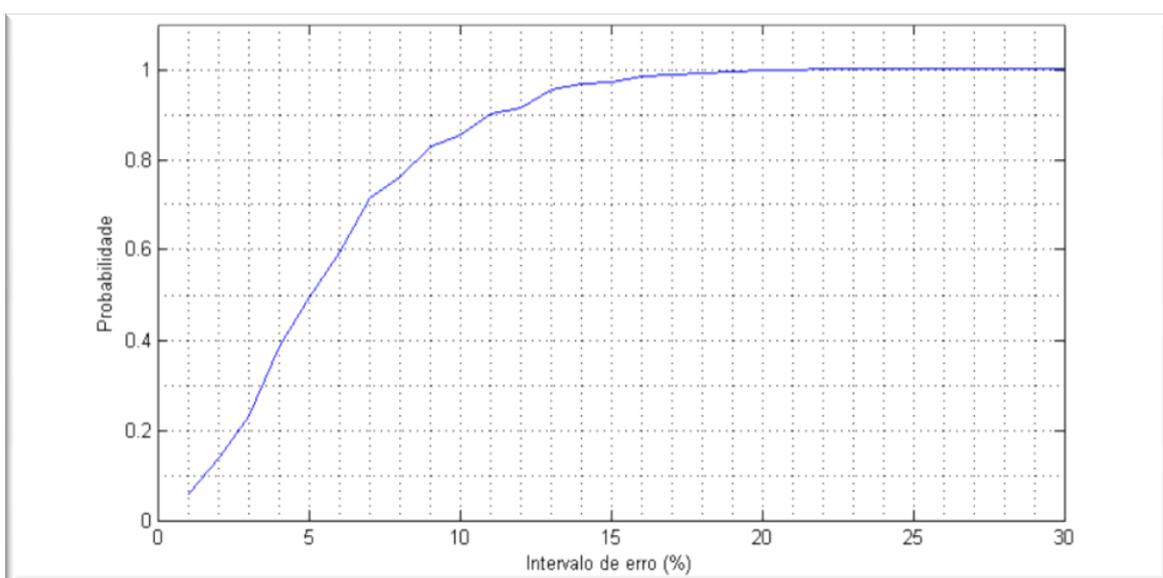


Figura 4.23 - Evolução da probabilidade com o intervalo de erro

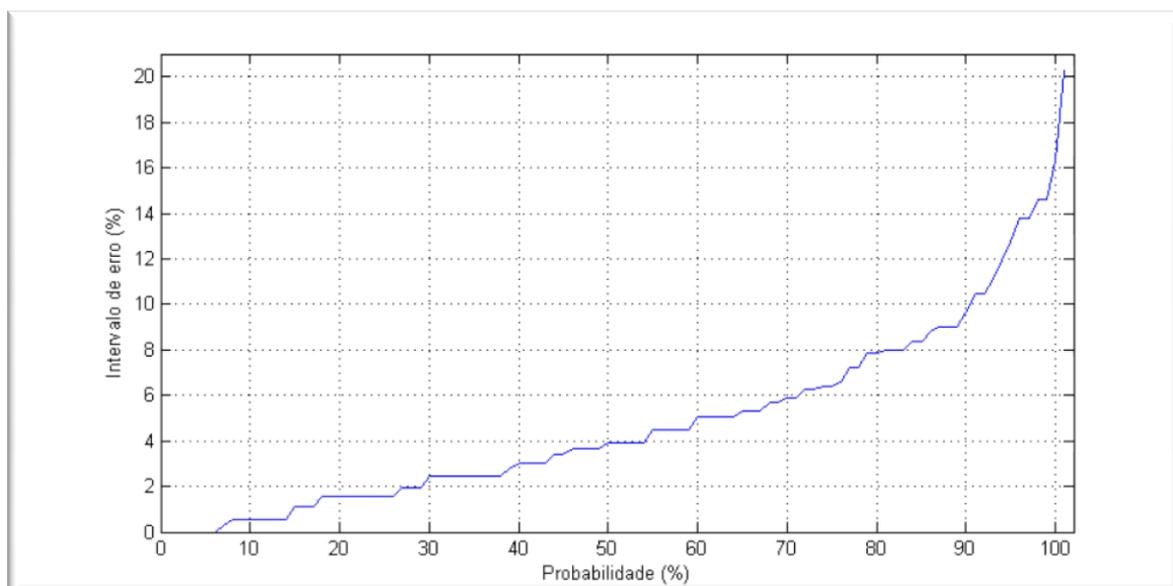


Figura 4.24 - Evolução do intervalo de erro com a probabilidade

Com o intuito de verificar o comportamento do método em situações limite, foi desenvolvido e simulado um novo cenário. O novo cenário é baseado no cenário 2 mas considerando-se que a velocidade do vento prevista seria de 24 m/s. Se a variação for  $\pm 15\%$ , a velocidade do vento varia entre 20,4 m/s e 27,6 m/s. Segundo a característica de funcionamento do aerogerador, entre 20,4 m/s e 25 m/s, a produção é constante e igual à potência nominal que neste exemplo é de 400W. Aos 25 m/s, o aerogerador deixa de produzir pois atinge o limite de segurança de funcionamento. Assim, entre os 25 m/s e 27,6 m/s o aerogerador não debita nenhuma potência.

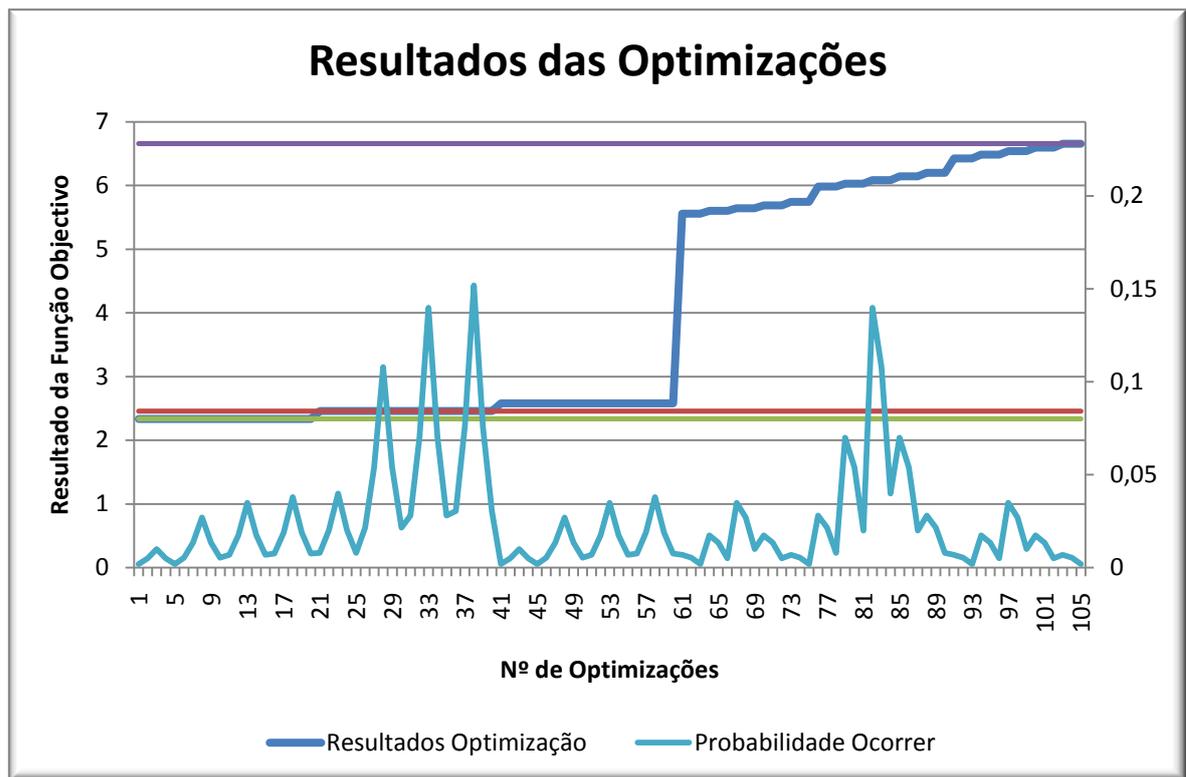


Figura 4.25 - Resultados das Optimizações considerando a saída de serviço do aerogerador

As Figuras 4.26 e 4.27 mostram a evolução da probabilidade e do intervalo de erro para este caso de estudo.

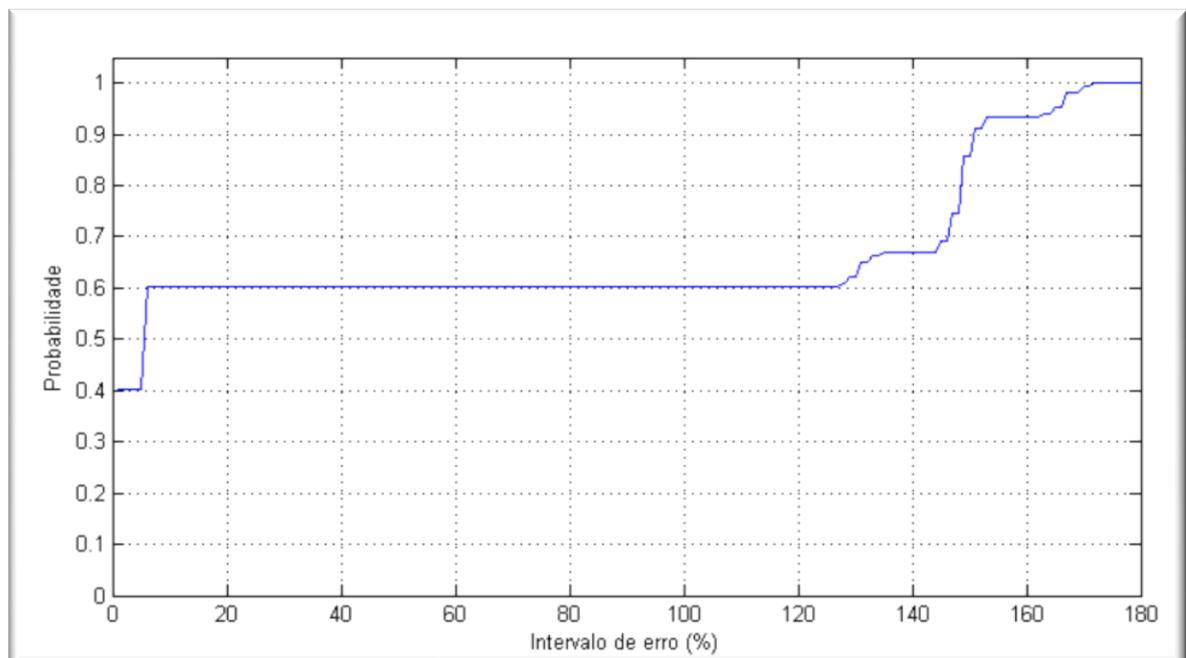


Figura 4.26 - Evolução da probabilidade com o intervalo de erro considerando a saída de serviço do aerogerador

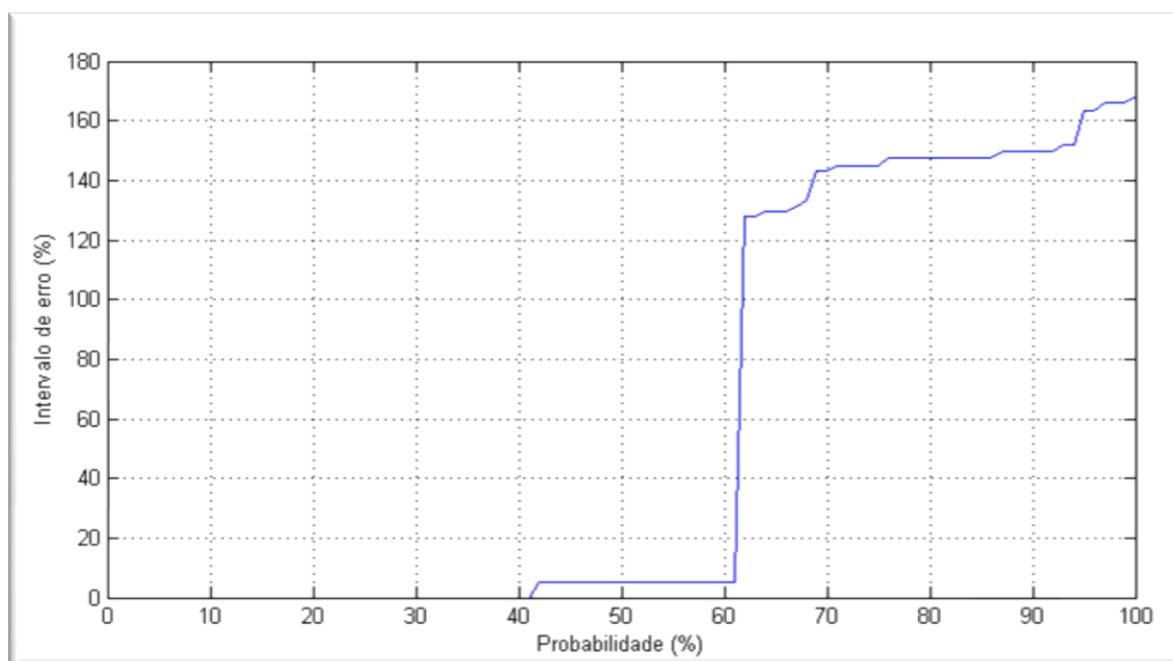


Figura 4.27 - Evolução do intervalo de erro com a probabilidade considerando a saída de serviço do aerogerador

Como era expectável, a variação dos preços é bastante superior à obtida para a simulação anterior. O valor de referência é 2,4600 u.m., o valor mais baixo é 2,3370 u.m. e o valor mais alto é 6,6573 u.m. Estes valores representam uma variação de 5% para o limite inferior e de 170% para o limite superior.

Pelos gráficos das Figuras 4.26 e 4.27 é possível verificar que o valor de referência 2,4600 u.m. tem uma elevada probabilidade de se verificar (aproximadamente 40%), visto ser solução para várias combinações de erro dos parâmetros de entrada (este facto deve-se ao valor da produção eólica ser constante para diferentes valores de velocidade do vento). No entanto, se pretendermos actuar com uma margem de segurança elevada, nomeadamente acima dos 60%, terá de ser considerada uma variação de mais do dobro do valor de referência, o que implica um risco muito elevado.

É ainda possível verificar que, caso não existisse a restrição técnica de operação do gerador eólico, poderíamos obter uma probabilidade próxima de 100% com uma variação de custo inferior a 10%.

Esta situação torna-se mais crítica pelo facto de o aerogerador ser a unidade produtora com maior impacto no sistema. Numa situação normal, onde existem diversas unidades de produção e considerando a regra n-1 de funcionamento dos sistemas eléctricos

de energia, a saída de um parque eólico não teria, certamente, o mesmo impacto uma vez que existiriam unidades em reserva girante capazes de suprir a sua saída de serviço.

#### 4.3.1.4 – Condições contratuais

A introdução da formulação de condições contratuais no problema permite uma maior proximidade com a realidade. Nesta simulação foram aplicadas as seguintes restrições contratuais, para um intervalo de tempo de 24 horas:

- Restrição 1 – Limite mínimo de produção no intervalo de tempo  $T$ ;
- Restrição 2 - Limite mínimo de remuneração no intervalo de tempo  $T$ ;
- Restrição 3 - Limite de gradiente de carga entre períodos  $t$ ;
- Restrição 4 - Limite mínimo de horas em funcionamento no intervalo de tempo  $T$ ;
- Restrição 5 - Limite mínimo de períodos  $t$  consecutivos em funcionamento.

Na Tabela 4.4 são apresentados os valores obtidos no cenário 2 considerando corte de produção distribuída e gestão de carga. Na Tabela 4.5 são apresentados os valores contratualizados por cada unidade de produção.

	Produção no Período T	Remuneração no Período T	Gradiente Máximo	Horas em funcionamento	Horas em funcionamento consecutivas
Eólica	3.521 Wh	1,408 u.m.	60 W	24	24
Fotovoltaica	1.100 Wh	0,440 u.m.	40 W	15	15
Pilha de Combustível	911 Wh	0,820 u.m.	60 W	18	3

Tabela 4.4 – Valores por unidade de produção

	Produção no Período T	Remuneração no Período T	Gradiente Máximo	Horas em funcionamento	Horas em funcionamento consecutivas
Eólica		1,410 u.m.			
Fotovoltaica			30 W		
Pilha de Combustível	1000 Wh			19	4

Tabela 4.5 – Valores contratualizados por unidade de produção

Nas Figuras 4.28 e 4.29 são apresentados os resultados obtidos, considerando as exigências contratuais.

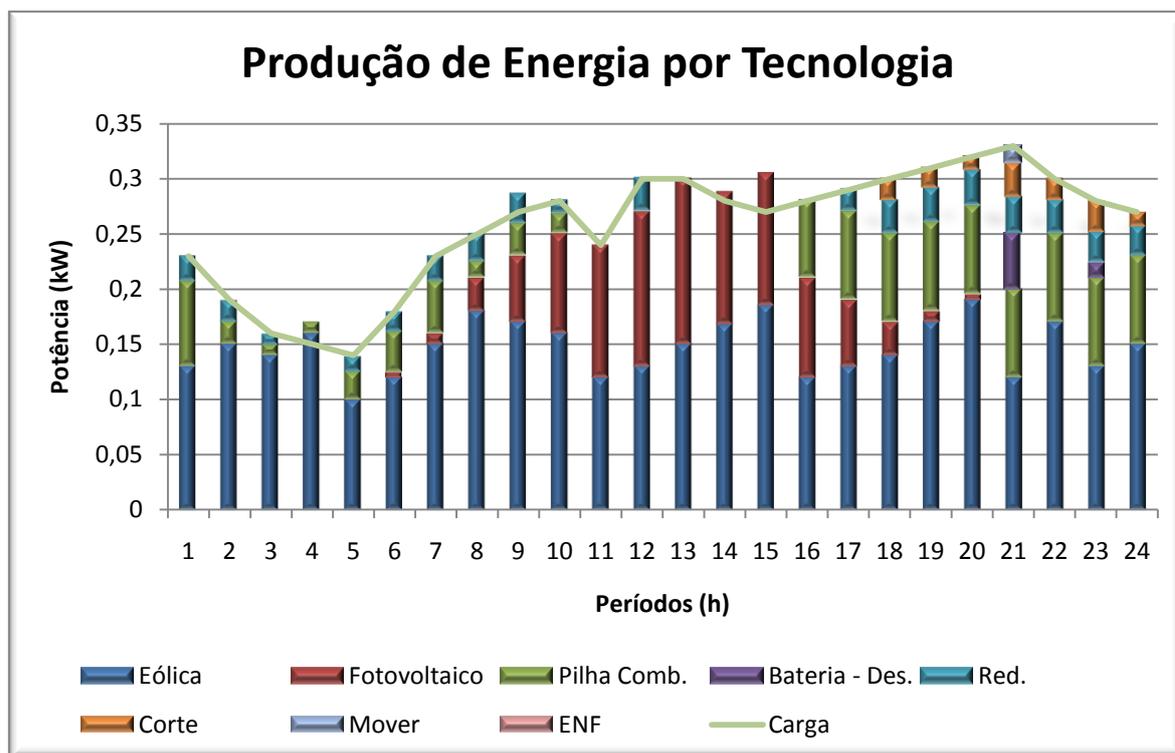


Figura 4.28 - Produção de Energia – Cenário 2 com gestão de carga e contratos

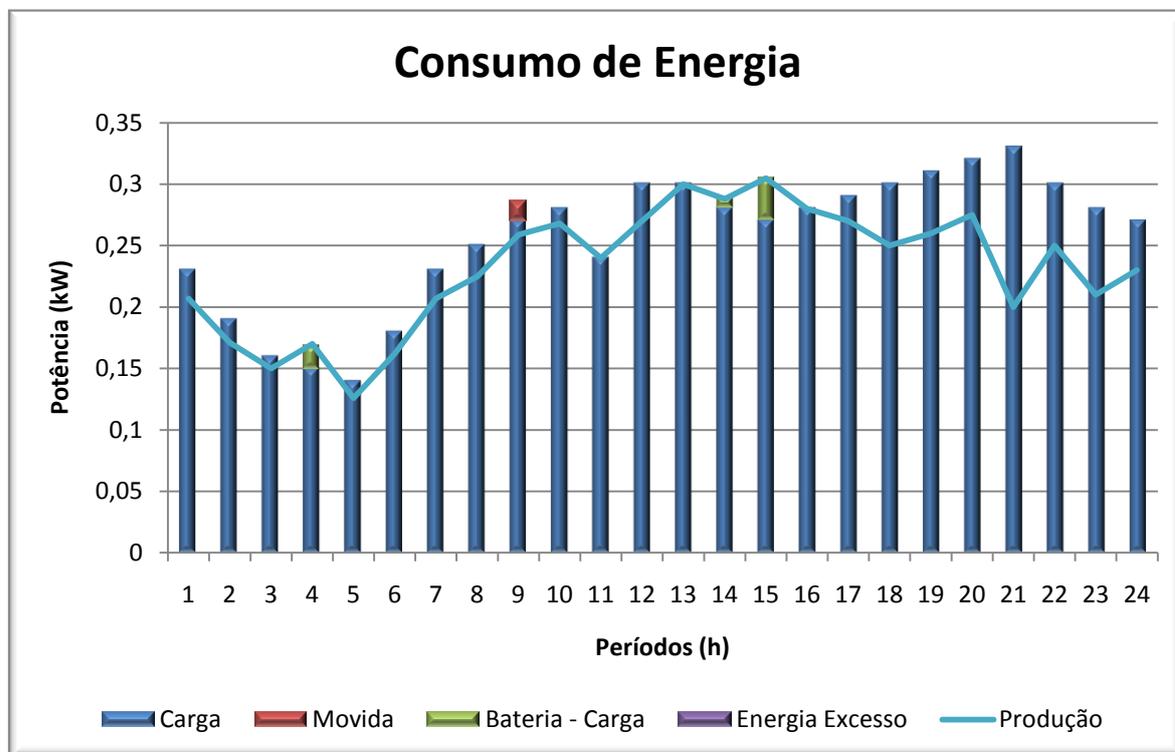


Figura 4.29 - Consumo de Energia – Cenário 2 com gestão de carga e contratos

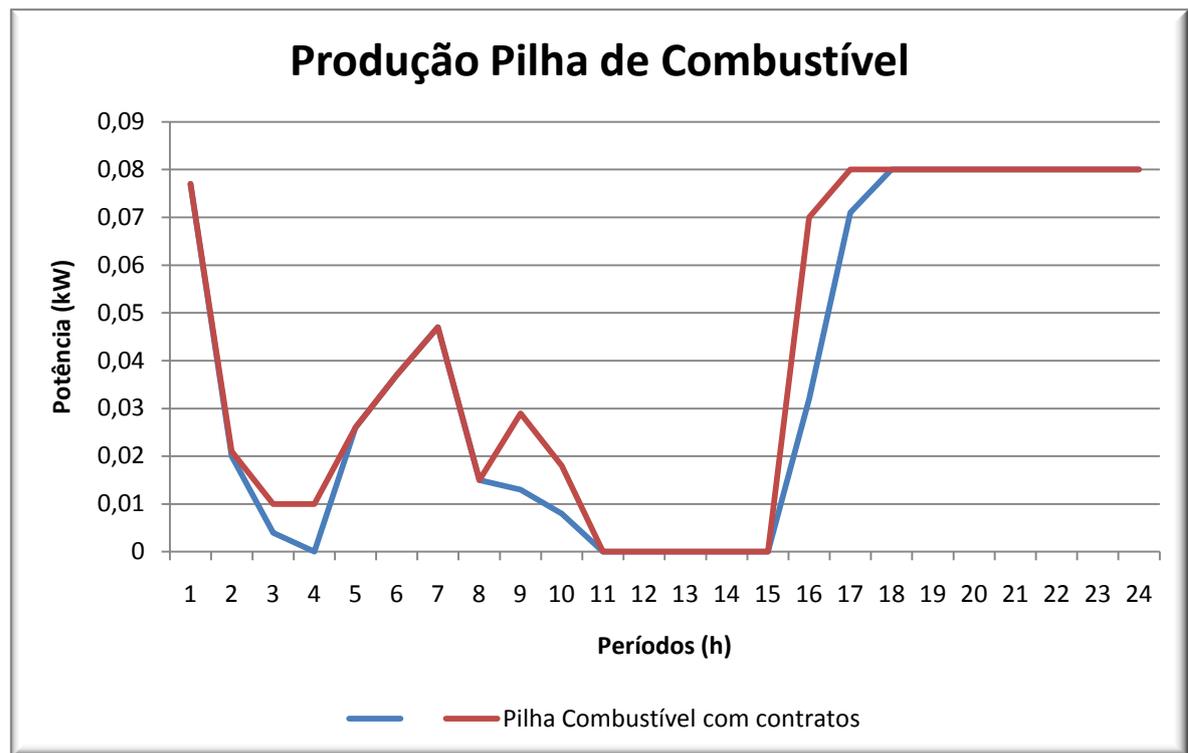


Figura 4.30 - Evolução de produção da pilha de combustível

Comparando as Figuras 4.18 e 4.19 com as Figuras 4.28 e 4.29 pode-se constatar que houve uma alteração das fontes de produção, com principal incidência na pilha de combustível. Pela Figura 4.30 pode-se constatar que a pilha de combustível passou a trabalhar na hora 4, o que aumentou para 19 o número de horas em funcionamento ao longo do intervalo de tempo  $T$  e para 9 o número mínimo de horas consecutivas em funcionamento, o que significa que se cumpriram as condições pré-estabelecidas nos contratos (Restrição 4: 19 horas em funcionamento; Restrição 5: 4 Horas consecutivas em funcionamento conforme consta na Tabela 4.5).

Para além da alteração já referida na hora 4, também nas horas 3, 9, 10, 16 e 17 se verificou um aumento da produção da pilha de combustível. Este aumento permite cumprir a restrição 1 que impunha uma quantidade mínima de produção de 1000 Wh.

A restrição 2 aplicada ao aerogerador também foi garantida através do aumento de produção na hora 14, e conseqüente aumento da remuneração para os 1,410 u.m. A restrição 3, referente ao gradiente de carga do painel fotovoltaico, foi garantida através da diminuição da produção na hora 10 em 10 W, o que originou a diminuição do gradiente de 40W para 30W como era pretendido.

O valor da função objectivo é de 3,2600 u.m. o que representa um acréscimo face ao valor anteriormente obtido (3,2392 u.m.). O aumento do valor da função objectivo é atenuado pela diminuição da penalização pela utilização da bateria. Na simulação anterior a bateria disponha, no final das 24 horas, de 53 Wh armazenados enquanto nesta simulação dispõe de 99 Wh armazenados, pelo que se pode concluir que o aumento de produção da pilha de combustível serviu para carregar as baterias. Na Figura 4.31 é possível verificar a evolução do estado da bateria nos dois cenários.

Outra das alterações verificadas foi a diminuição de energia reduzida nas cargas. Como se considerou que a redução de energia da carga é mais barato que a produção de energia através da pilha de combustível, na simulação anterior o algoritmo privilegia a redução de carga.

O tempo de execução da simulação foi de 0,53s o que, apesar de ser um valor muito baixo, representa um grande acréscimo de recursos computacionais quando comparado com os 0,15s das simulações anteriores.

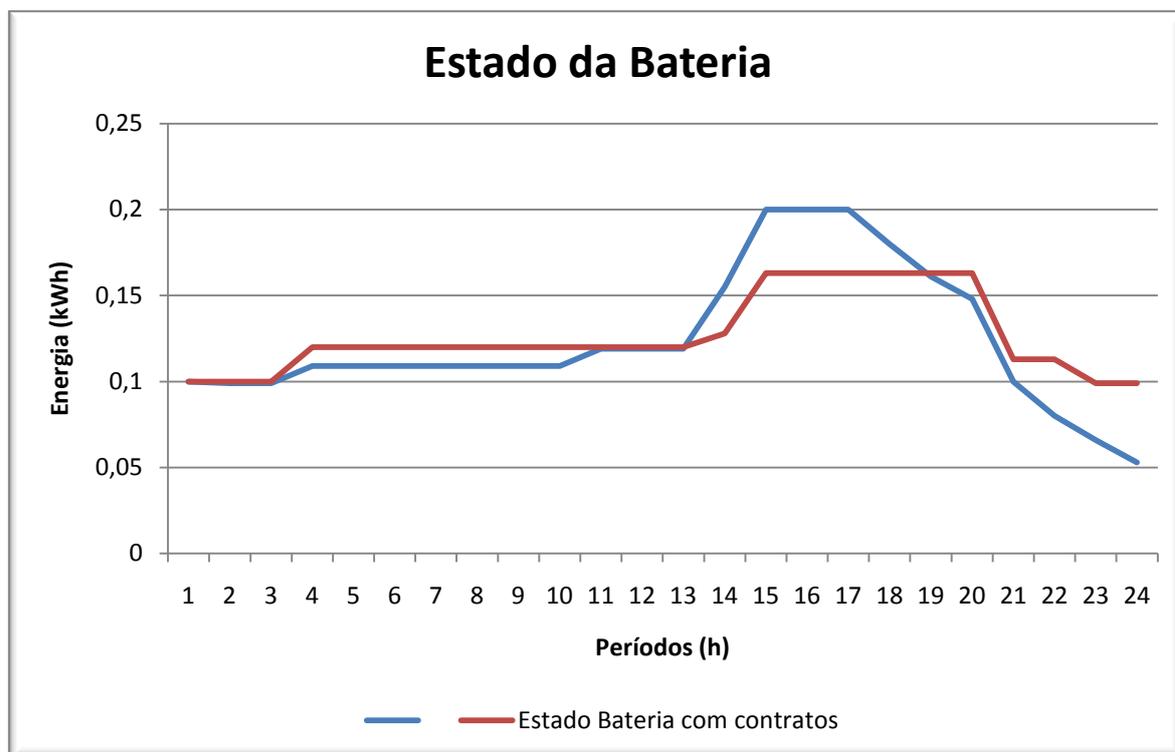


Figura 4.31 - Evolução do estado da bateria

#### 4.3.1.5 – Rede eléctrica

A consideração da rede eléctrica na resolução do problema origina a necessidade do cálculo das perdas em cada linha e a verificação das condições técnicas de operação da rede, nomeadamente os limites de tensão e os limites térmicos das linhas.

Dado às pequenas dimensões e potências do exemplo tratado, optou-se por introduzi-lo num esquema de rede desenvolvido especificamente para o efeito. No entanto, a formulação foi validada testando exemplos de redes presentes em [Exposito, 2009] e em [Wood, 1996]. A Figura 4.32 mostra o esquema da rede simulada:

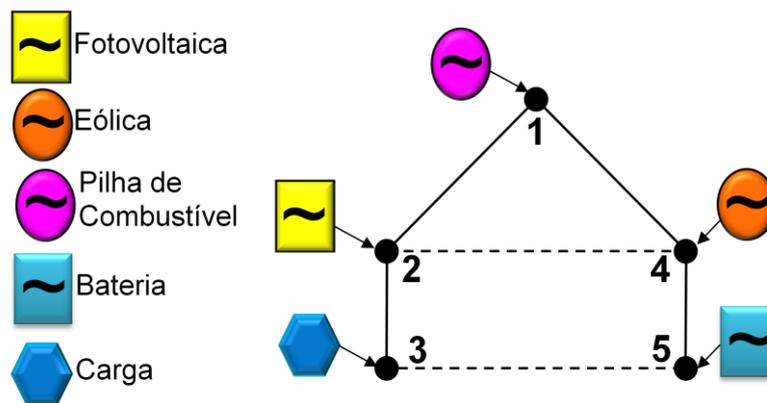


Figura 4.32 - Rede Simulada

No esquema da Figura 4.32 as linhas a cheio representam os troços efectivamente ligados, enquanto que as linhas a tracejado representam troços passíveis de ser ligados mediante a acção dos dispositivos de corte e seccionamento.

Os valores considerados para a resistência foram iguais para todas as linhas, com o valor de 0,078 p.u.<sup>19</sup> Este valor é baseado nas características de cabos de baixa tensão [Cabelte, 2010].

O caso de estudo simulado foi o cenário 2 considerando corte de produção distribuída, gestão de carga e as exigências contratuais mencionadas na sub-secção 4.3.1.4. O barramento de referência é o barramento 1 e os limites da amplitude da tensão são de  $\pm 5\%$ . Os resultados obtidos são mostrados nas Figuras 4.33 e 4.34.

<sup>19</sup> por unidade

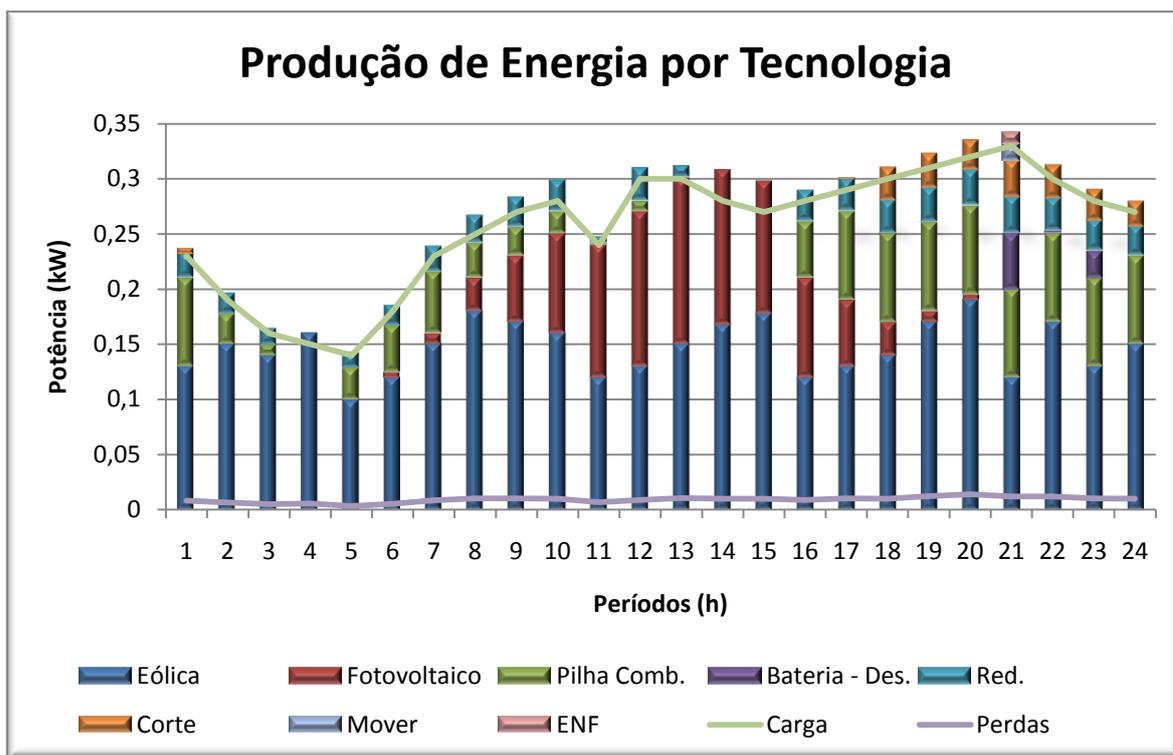


Figura 4.33 - Produção de Energia – Cenário 2 com gestão de carga, contratos e rede

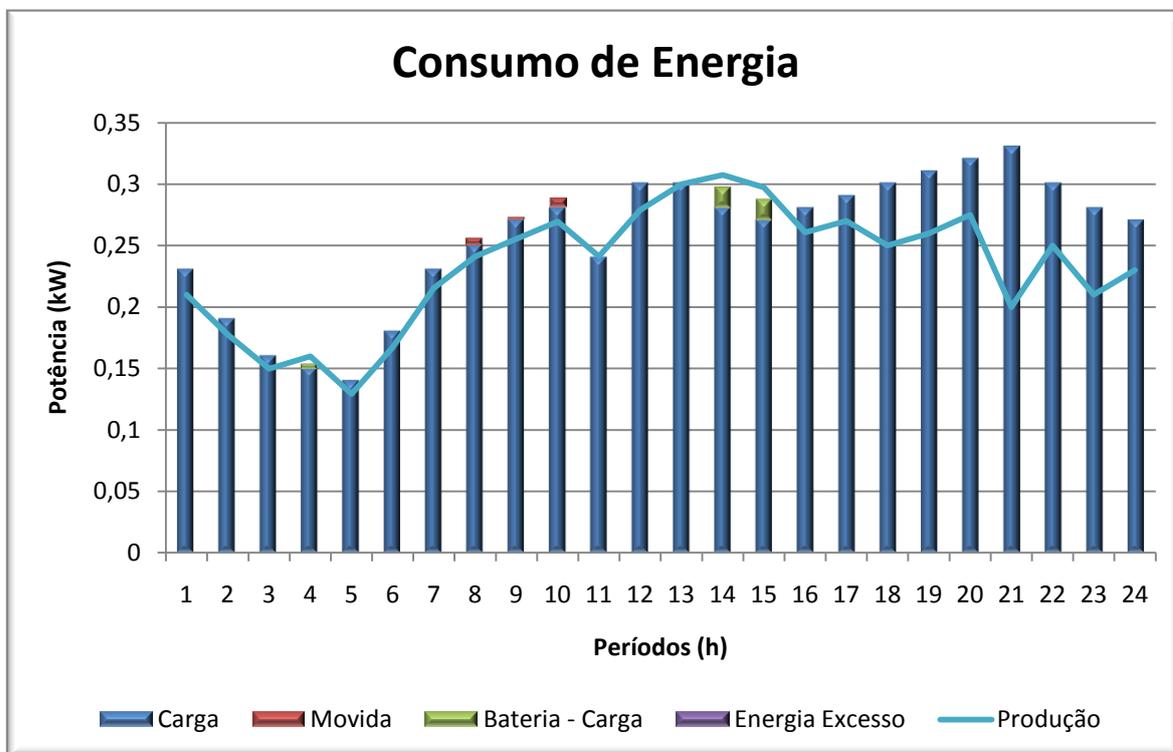


Figura 4.34 - Consumo de Energia – Cenário 2 com gestão de carga, contratos e rede

Analisando as Figuras 4.33 e 4.34 pode-se constatar que as perdas rondam os 5% da potência consumida. Para compensar as perdas, os geradores tiveram de gerar mais 34 Wh, o corte de carga aumentou 138 Wh e houve uma pequena percentagem de carga prioritária (Perfil 1) que teve de ser cortada (9Wh).

Por todos os motivos enumerados, o valor da função objectivo aumentou, passando para os 3,4449 u.m. Note-se que se está a trabalhar num cenário crítico em que o nível de produção é bastante inferior ao pedido pela carga, o que justifica a diferença do resultado obtido para a função objectivo quando comparado com o resultado obtido no caso de estudo da sub-secção 4.3.1.4, no qual a função objectivo foi de 3,2600 u.m.

Um dos métodos mais expeditos para análise dos custos ao longo da rede é a análise do LMP em cada nó. O LMP representa o incremento do custo por unidade de potência em cada barramento [Ferreira, 2006]. Segundo [Bialek, 2005], o LMP é obtido pela soma do custo marginal nodal de produção com o custo relativo ao congestionamento e o custo das perdas. Com o intuito de avaliar o ponto de funcionamento da rede ao nível dos custos, procedeu-se ao cálculo dos LMPs da rede. No entanto, consideraram-se não só os custos de produção, como também os custos de gestão da carga, e do armazenamento. O custo das perdas e do congestionamento são igualmente reflectidos no cálculo dos LMPs, apesar do custo do congestionamento não ser relevante nesta simulação, pois trata-se de uma rede de distribuição, o que implica não ser emalhada e, conseqüentemente, se existir congestionamento o trânsito não se efectua por outro troço e a linha acaba por sair de serviço ficando o circuito a jusante fora de serviço. O método de cálculo utilizado é similar ao apresentado em [Ferreira, 2007], com as alterações já referidas.

A Figura 4.35 mostra os LMPs ao longo dos 24 períodos de análise para o barramento onde se encontra a carga (Barramento 3). Como se pode constatar, os valores são extremamente elevados em quase todos os períodos, principalmente no período 21, período em que o LMP é igual ao valor de corte de carga prioritária (1,5 u.m). As excepções são os períodos 4, 14 e 15 onde o valor do LMP ronda as 0,4 u.m. Comparando o gráfico da Figura 4.34 com o gráfico da Figura 4.35 pode-se constatar que, nestes períodos a bateria é carregada, pois são os que apresentam um custo de energia mais baixo.

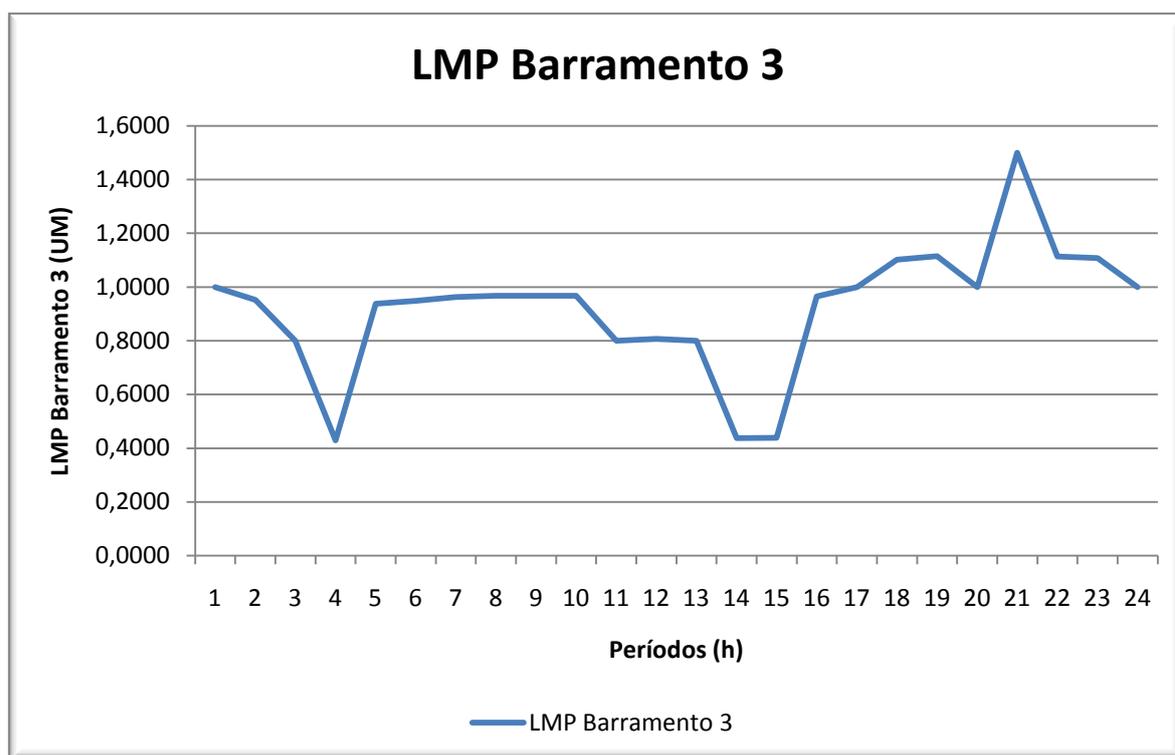


Figura 4.35 - LMP Barramento 3 – Cenário 2 com gestão de carga, contratos e rede

Pode verificar-se que as restrições da rede foram verificadas, nomeadamente, os valores das tensões nos barramentos mantiveram-se dentro dos valores definidos, assim como os limites térmicos das linhas.

#### 4.3.1.6 – Rede eléctrica com reconfiguração

Como já foi referido na sub-secção 4.2.2.4, a rede é passível de ser reconfigurada. A Figura 4.36 mostra o fluxograma de funcionamento que consiste em determinar o despacho dos recursos energéticos e, posteriormente, procede-se à execução do algoritmo de reconfiguração considerando os resultados provenientes do algoritmo de gestão óptima de recursos energéticos. O algoritmo de reconfiguração tem como função objectivo minimizar as perdas eléctricas na rede. Se o resultado do algoritmo de reconfiguração (CO2) for uma rede com a mesma configuração da rede inicial (CO1) é porque a solução de gestão de recursos energéticos é óptima. Se os valores de CO1 e CO2 forem diferentes, actualizam-se as matrizes G e B e determina-se a nova solução para a gestão de recursos energéticos. No caso de ilustração é considerado que todas as linhas existentes são passíveis de ser ligadas / desligadas através de dispositivos de corte e seccionamento. A Figura 4.37 mostra a configuração da rede após a reconfiguração (equações 42 e 43).

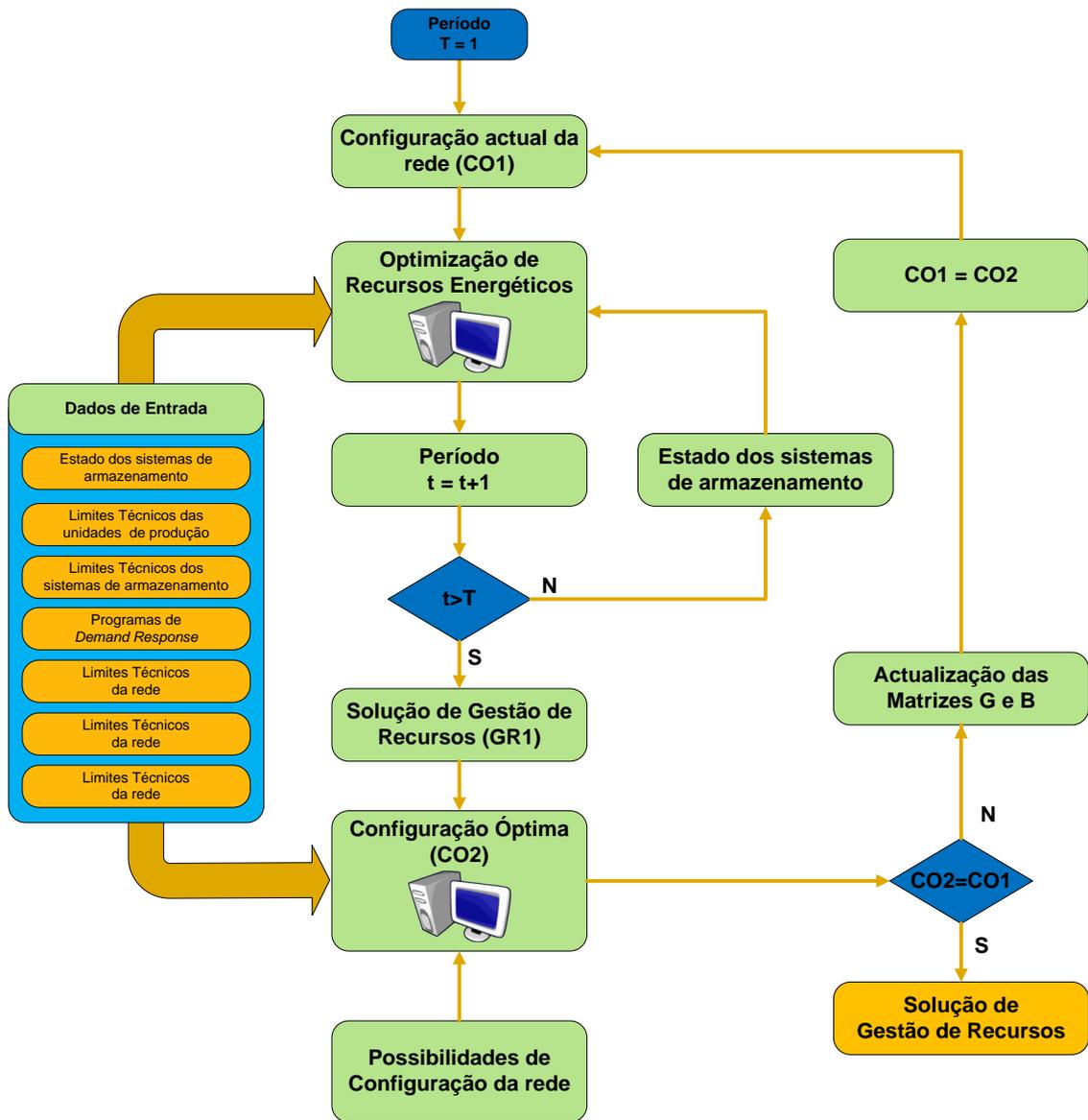


Figura 4.36 - Fluxograma de funcionamento da metodologia de Gestão de RED considerando a reconfiguração

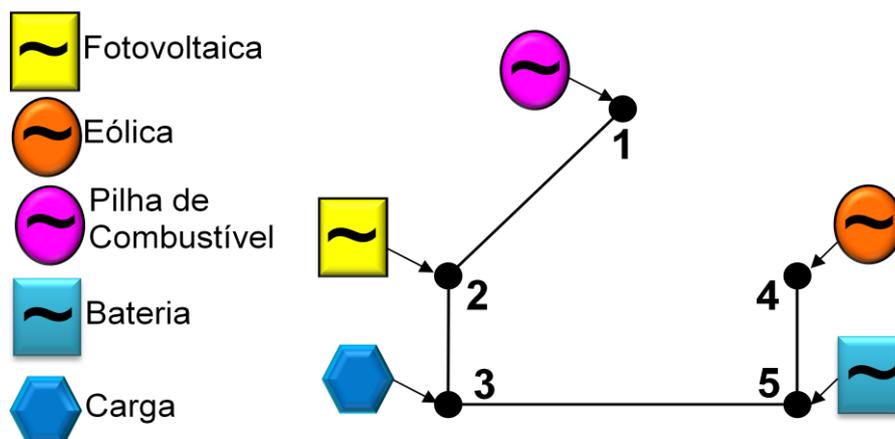


Figura 4.37 - Rede Simulada após reconfiguração

As Figuras 4.38 a 4.41 mostram os resultados obtidos com a nova configuração.

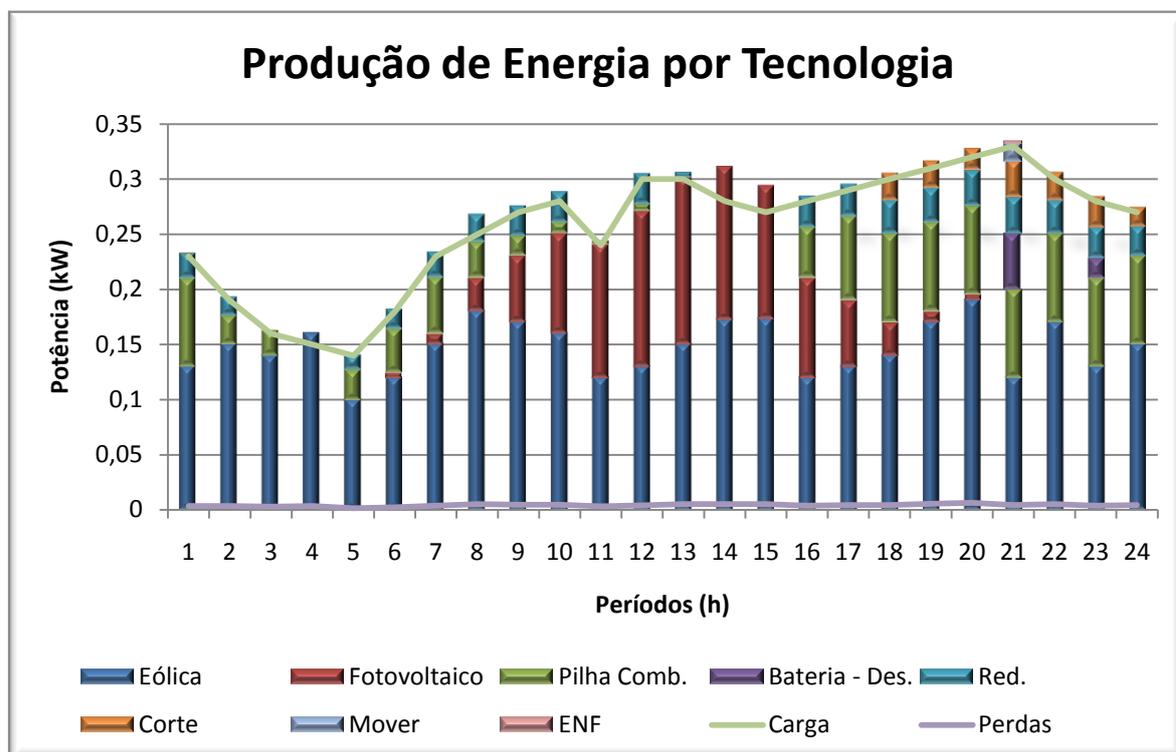


Figura 4.38 - Produção de Energia – Cenário 2 com GC, contratos e reconfiguração

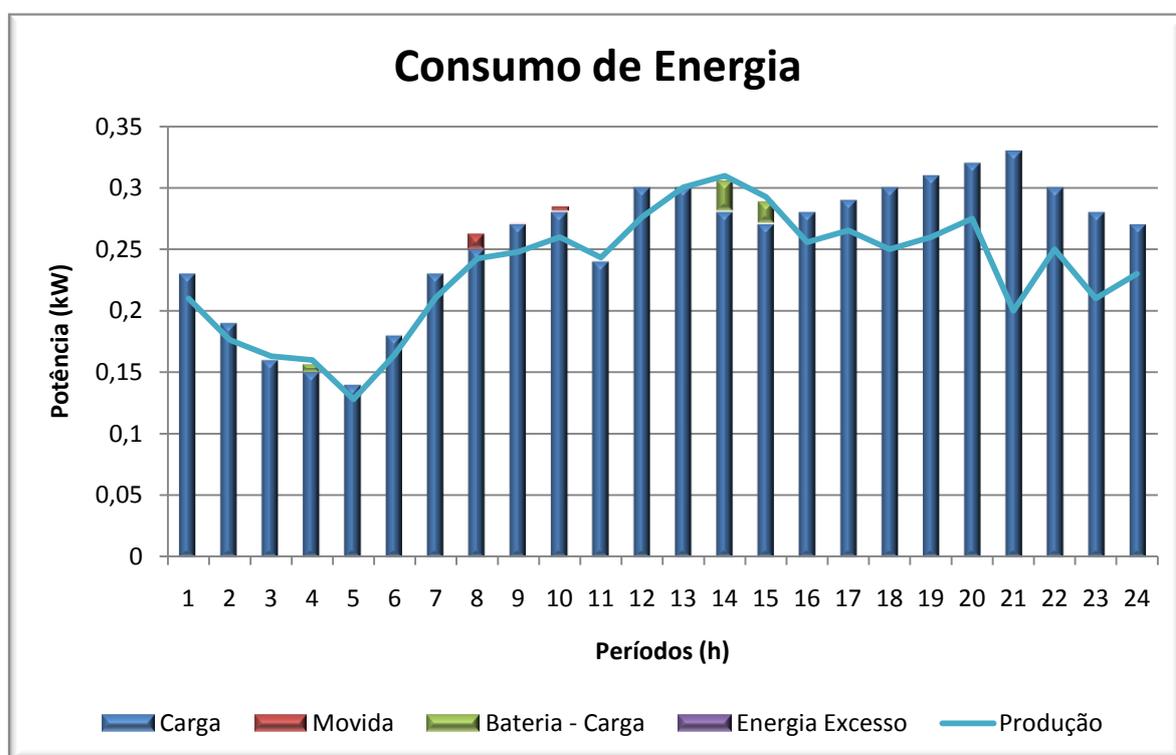


Figura 4.39 - Consumo de Energia – Cenário 2 com GC, contratos e reconfiguração

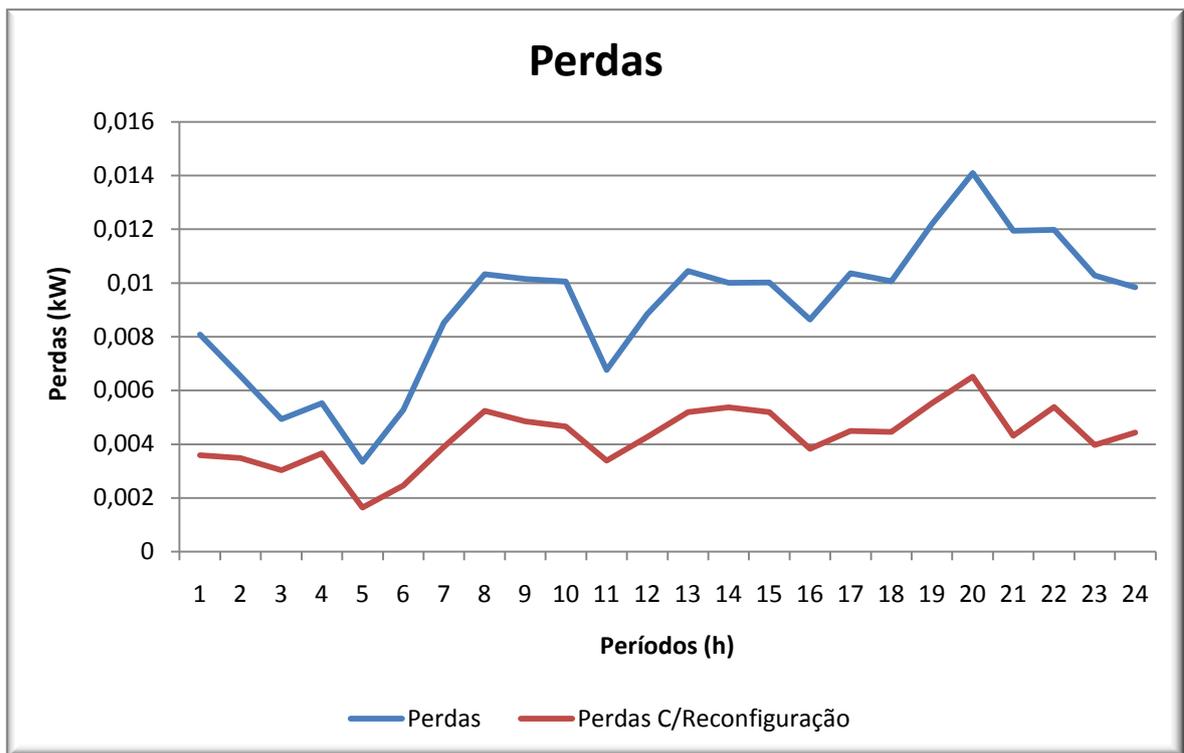


Figura 4.40 - Perdas de Energia – Cenário 2 com e sem reconfiguração

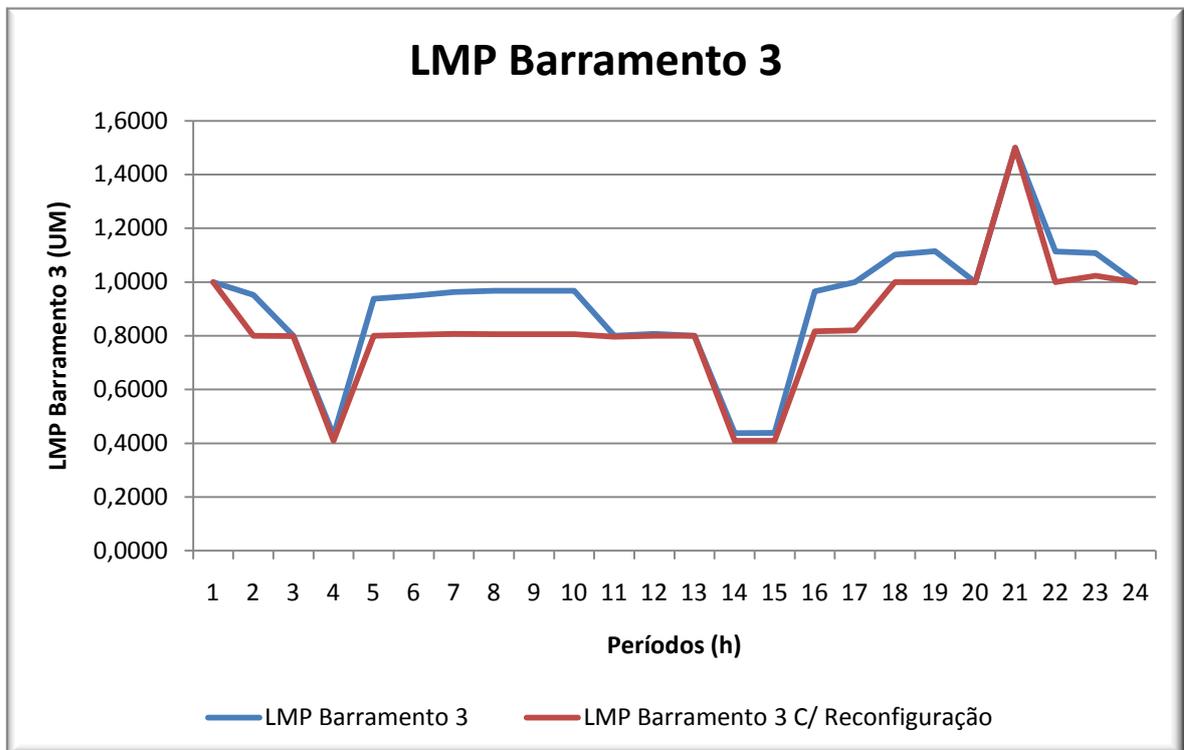


Figura 4.41 - LMP Barramento 3 – com e sem reconfiguração da rede

Pela análise das figuras é possível verificar uma diminuição das perdas em todos os períodos simulados, sendo que no conjunto dos 24 períodos se registou uma redução de cerca de 100 Wh, o que permitiu uma redução do custo de exploração de 0,104 u.m. É de salientar que não foram considerados os custos de operação dos dispositivos de corte e seccionamento, pois assumiu-se que os mesmos podem ser efectuados à distância através de um sistema SCADA.

O LMP no barramento 3 também diminuiu na generalidade dos intervalos de tempo. No entanto, a reconfiguração não foi suficiente para reduzir o valor máximo do LMP no período 21, visto que continua a existir energia não fornecida.

#### 4.3.1.7 – Rede eléctrica considerando energia reactiva

Com o intuito de ilustrar o funcionamento da rede com cargas reactivas, considerou-se que a carga do barramento 3 tem um factor de potência  $\cos\phi=0,96$  ( $\tan\phi\approx 0,3$ ) ao longo dos 24 períodos. Ao nível da produção, estabeleceu-se que cada gerador deveria ter uma capacidade de energia reactiva aproximadamente igual a 40% da capacidade de energia activa. O barramento onde está instalada a bateria não dispõe de produção de energia reactiva.

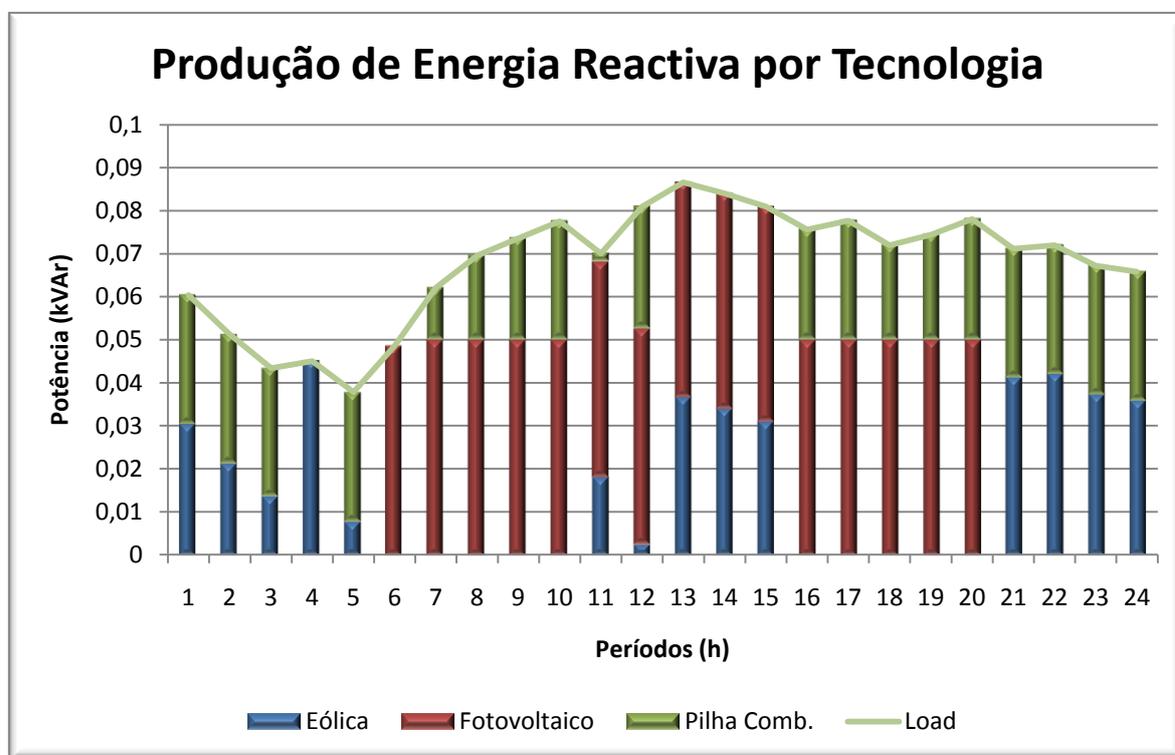


Figura 4.42 - Produção de energia reactiva por tecnologia

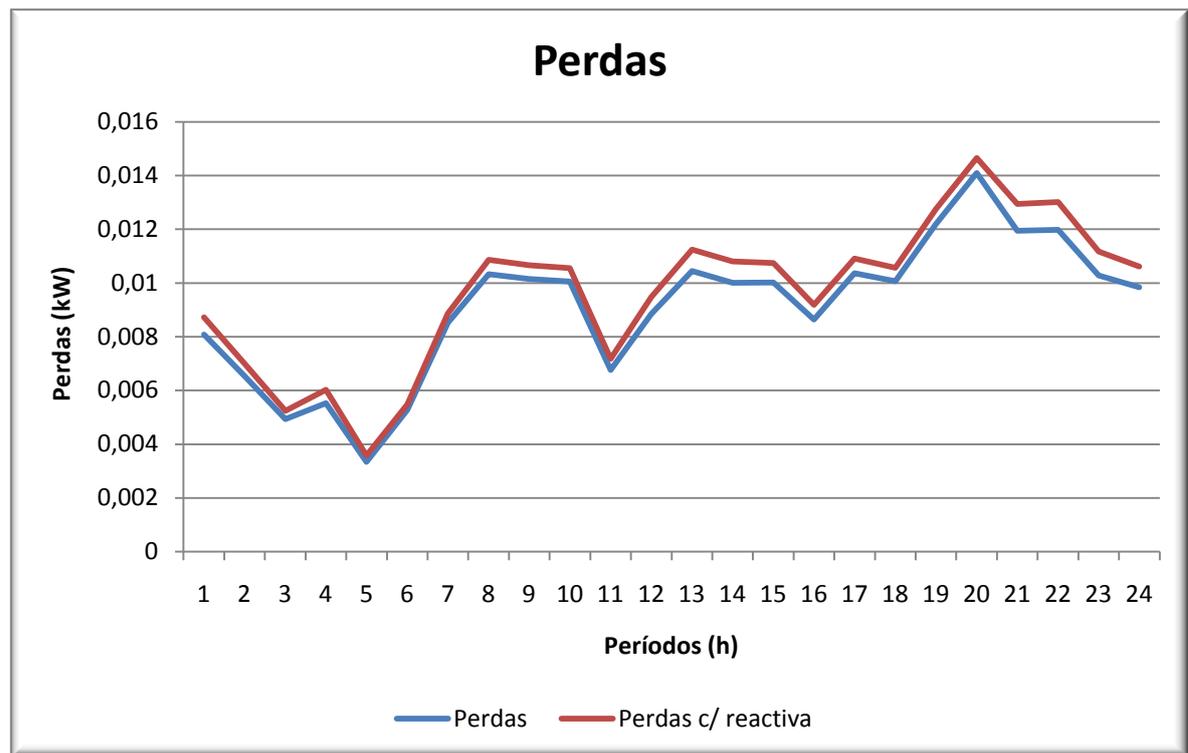


Figura 4.43 - Perdas de Energia – Cenário 2 com e sem o trânsito da energia reactiva

Da Figura 4.42 pode-se constatar que todas as unidades de produção contribuíram para o fornecimento de energia reactiva à carga.

Da Figura 4.43 pode-se constatar que as perdas activas aumentaram ligeiramente, reflectindo o aumento do trânsito de potência nas linhas. Apesar da produção de energia reactiva não ter um custo associado, o aumento das perdas reflecte-se no aumento do custo de operação da rede que, nesta simulação, é de 3,4573 u.m., ligeiramente maior que para o exemplo anterior. O tempo de cálculo é bastante superior, sendo neste exemplo, cerca de 50 segundos.

#### 4.3.1.8 – Minimizar o corte de carga

Sendo a operação a custos mínimos um dos factores preponderantes na estratégia de actuação dos gestores da rede, outros aspectos poderão influenciar as suas opções, nomeadamente, os aspectos ambientais e a continuidade de serviço (operação com cortes de carga mínimos).

Neste contexto, procedeu-se à simulação considerando apenas uma das funções objectivo de forma a ser possível comparar os resultados obtidos com cada uma delas. A

operação a custos mínimos já foi devidamente ilustrada pelo que se irá incidir sobre a operação com cortes de carga mínimos (Equação 7).

Para que a função objectivo dê resultados plausíveis de comparação, atribuíram-se pesos a cada um dos tipos de corte/redução de carga (8). Neste caso os pesos atribuídos foram 1 para mover a carga, 2 para a redução de carga, 3 para o corte de carga e 4 para o corte de carga prioritária. Com estes pesos pretende-se que a primeira opção do processo de optimização seja mover as cargas nos períodos de tempo, uma vez que a carga reduzida num período é aumentada noutro, o que significa que não existe redução de consumo no intervalo de tempo  $T$ . A segunda opção é reduzir o consumo uma vez que com este procedimento se consegue diminuir a carga sem a retirar de serviço, a terceira opção é retirar cargas de serviço mediante os contratos estabelecidos com os consumidores e, por fim, retirar cargas prioritárias de serviço.

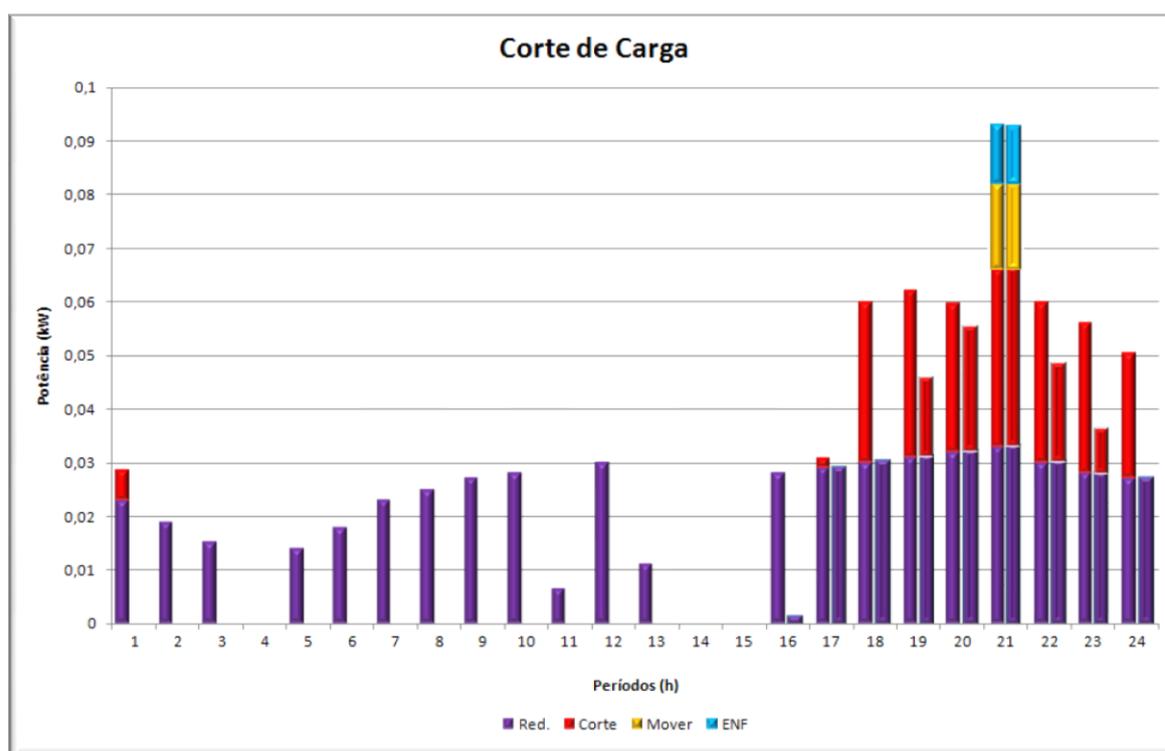


Figura 4.44 – Despacho com diferentes funções objectivo

No gráfico da Figura 4.44, pode verificar-se o resultado da gestão do consumo mediante a utilização das duas funções objectivo. A coluna da esquerda de cada hora representa a simulação com a função objectivo de minimização de custos, enquanto a coluna da direita representa a simulação com função objectivo de minimização do corte de

carga (As duas colunas apenas são visíveis entre o período 16 e 24, nos restantes apenas existe corte de carga com a função objectivo de minimização de custos.). Como se pode verificar, na segunda simulação apenas existe corte de carga a partir do período 16 e a quantidade de energia cortada é substancialmente inferior à da simulação anterior. O único período onde tal não se verifica é no período 21, porque todos os recursos disponíveis na rede foram esgotados.

#### 4.3.1.9 – Minimizar as emissões

Para completar a comparação dos resultados para cada função objectivo procedeu-se à ilustração da função objectivo de operação com emissões mínimas. Para efectuar a simulação com o objectivo de minimizar a emissão de gases nocivos para o ambiente será necessário incluir na rede uma unidade de cogeração de 50 W com as características indicadas na Tabela 4.6, ficando a rede com a configuração apresentada na Figura 4.41. A unidade simulada é muito pequena face às existentes actualmente no mercado. No entanto, optou-se por uma unidade desta dimensão para não alterar, significativamente, o funcionamento da rede.

	a	b	c	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Cogeração	$3,316 \times 10^{-03}$	$9,200 \times 10^{-05}$	$3,712 \times 10^{-07}$	$3,651 \times 10^{-03}$	$6,553 \times 10^{-05}$	$8,380 \times 10^{-07}$

Tabela 4.6 – Custos de produção e emissões da cogeração

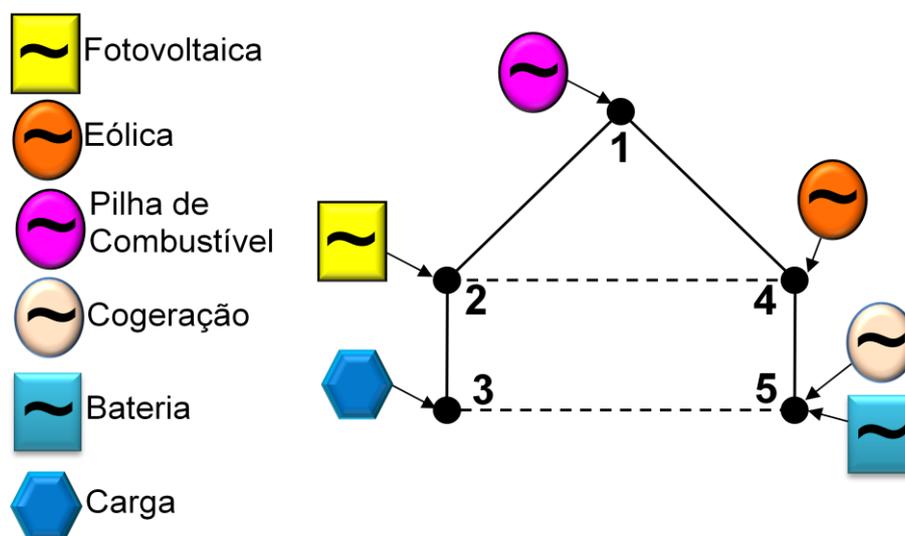


Figura 4.45 – Rede com unidade de cogeração

O valor da função objectivo foi de 3,7 kg de emissões de gases, tendo o sistema efectuado todos os cortes de carga contratados e privilegiado a produção a partir das fontes renováveis. Na Figura 4.46 em cada hora existem três barras que representam cada uma das funções objectivo, sendo possível verificar a elevada quantidade de corte de carga resultante da função objectivo com minimização de emissões. Na hora 21 não houve corte de carga prioritária, visto que se aumentou a capacidade de produção.

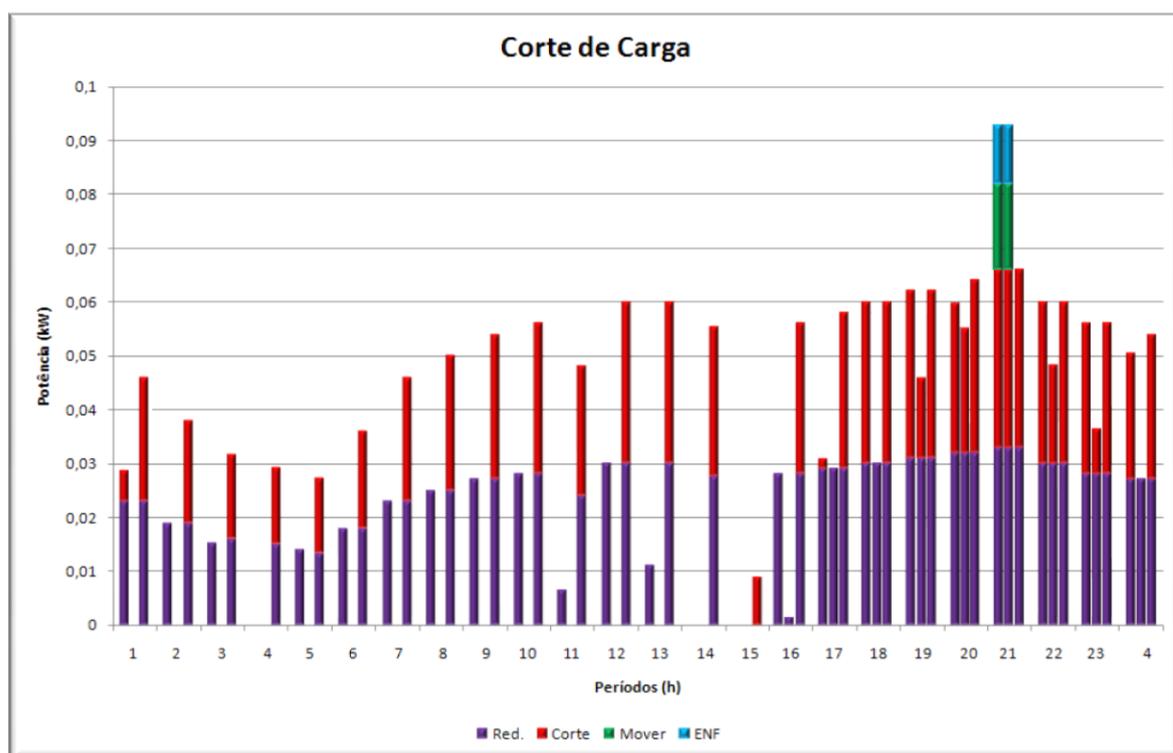


Figura 4.46 – Corte de Carga com diferentes funções objectivo

#### 4.3.1.10 – Óptimos de Pareto

Após a análise de cada uma das funções objectivo, procedeu-se à conjugação das 3 funções atribuindo diferentes pesos (importância) a cada uma delas. Assim, o utilizador poderá ter uma perspectiva global sobre o comportamento do sistema para diferentes estratégias de actuação.

A Figura 4.47 mostra o fluxograma de funcionamento considerando as funções multi-objectivos. O resultado é um conjunto de soluções considerando diferentes pesos, das quais o gestor da rede terá de optar por aquela que mais se adequa à sua estratégia de actuação.

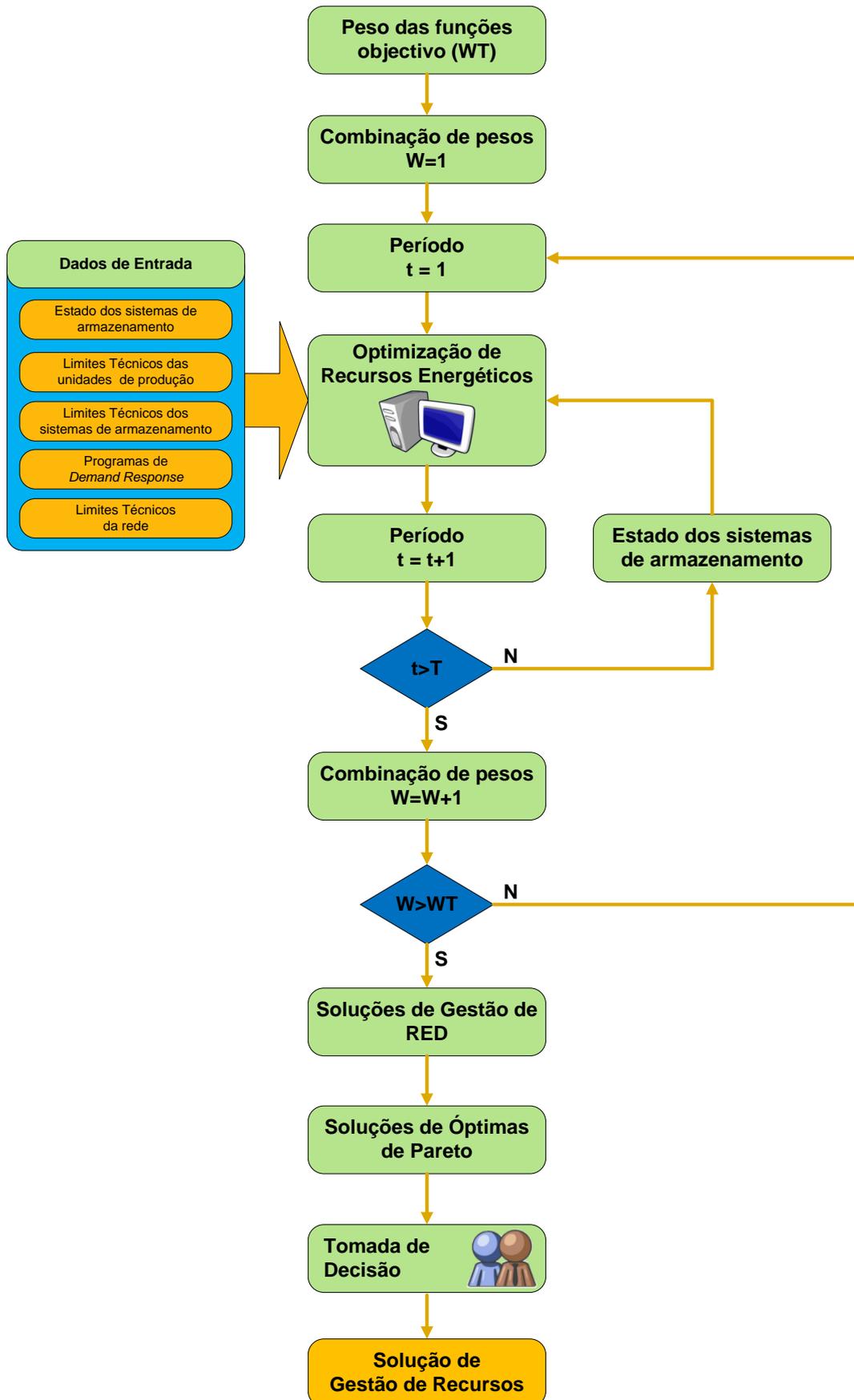


Figura 4.47 – Fluxograma de funcionamento da metodologia de Gestão de RED com a função multi-objectivos

A Figura 4.48 mostra os pesos atribuídos em cada função objectivo nas simulações efectuadas. A Figura 4.49 mostra a frente Pareto obtida com os resultados das simulações.

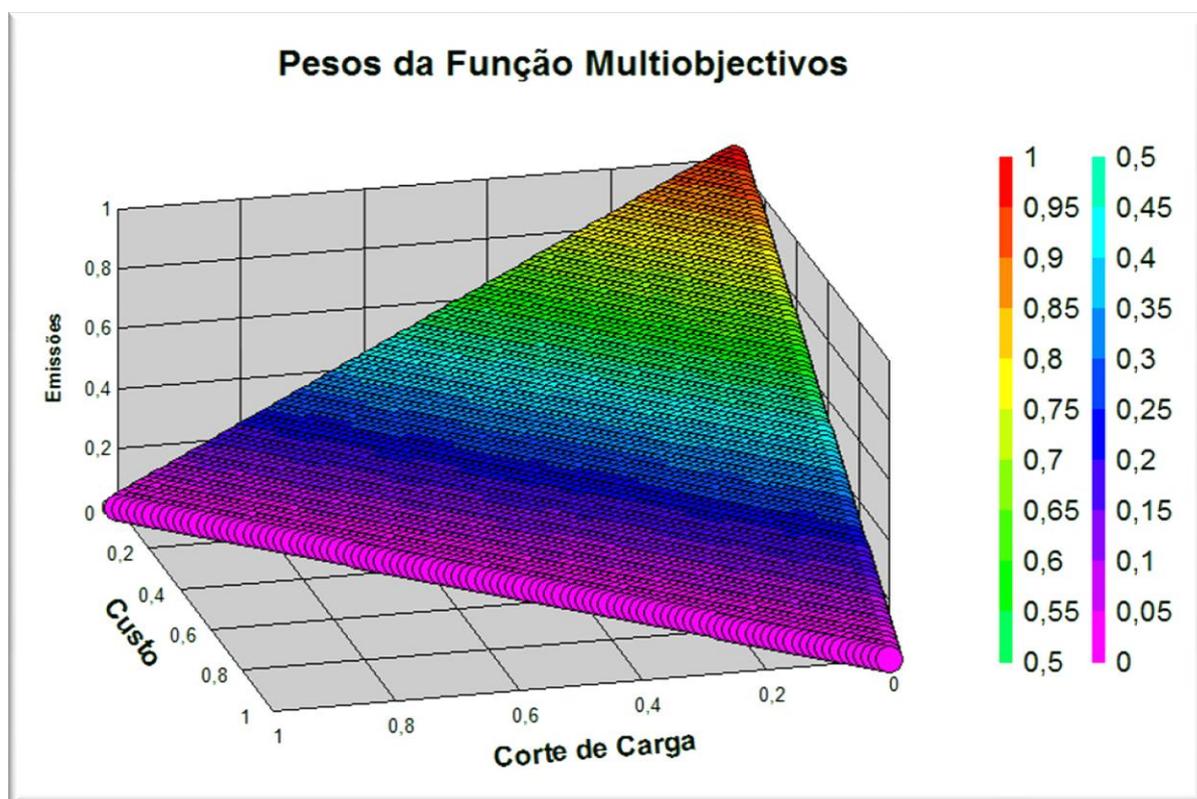


Figura 4.48 – Pesos da Função Multi-Objectivos

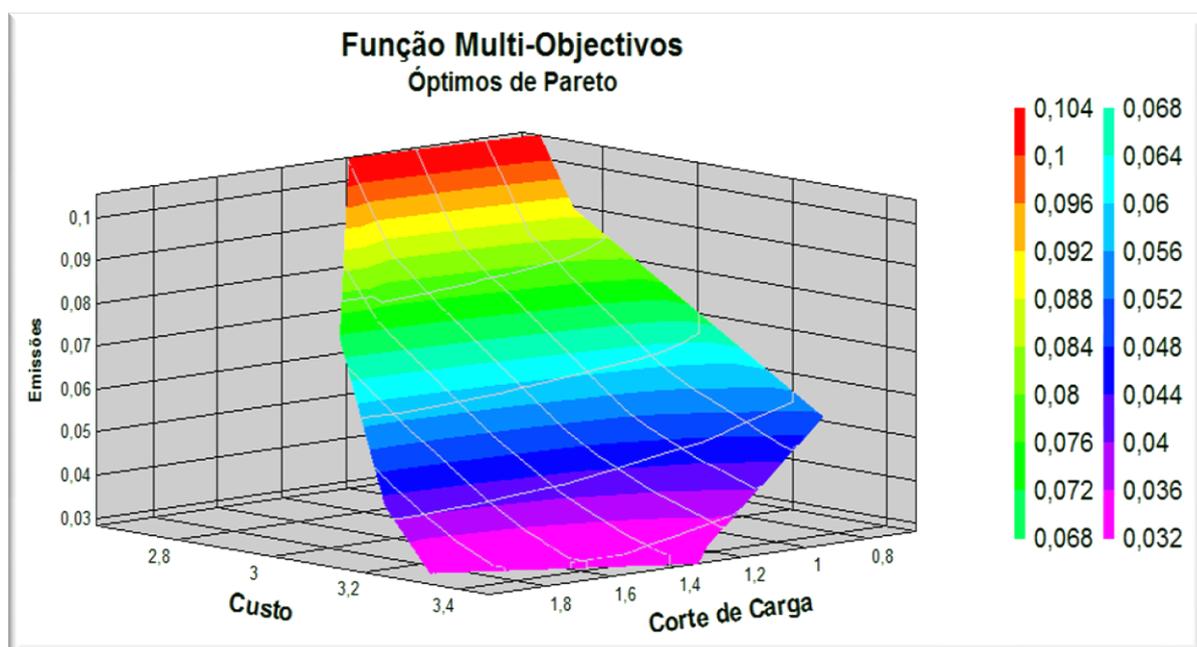


Figura 4.49 – Óptimos de Pareto

---

#### 4.4 – Conclusão

A metodologia desenvolvida permite um número alargado de simulações, sendo extremamente versátil e flexível. O número de funções objectivo, restrições e variáveis tornam o problema complexo; no entanto, a metodologia mostrou-se adequada.

A gestão da carga das baterias é um aspecto fulcral na gestão de recursos energéticos, visto ser responsável por assegurar as reservas do sistema em situações de falta de produção de energia eléctrica. Após a análise dos valores dos custos marginais, verificou-se que os períodos de carga e descarga das baterias são os mais adequados.

A gestão dos recursos de *Demand Response* também representa uma mais-valia importante para a estabilidade do sistema. Estes contratos permitem ao operador de sistema reduzir os custos de operação, evitando a utilização de unidades de produção com custos de produção elevados e incrementando a eficiência energética dos consumidores.

A inclusão de diferentes funções objectivo (custos mínimos, emissões mínimas e cortes de carga mínimos) permite adaptar a metodologia ao perfil da entidade gestora da rede. É ainda possível obter os óptimos de Pareto, o que permite uma tomada de decisão mais fundamentada e com melhor percepção do impacto de cada função objectivo.

A utilização de uma rede simples e facilmente perceptível permitiu ilustrar todas as possibilidades da metodologia e retirar algumas conclusões sobre o seu funcionamento. A rede representa uma instalação existente na universidade de Budapeste na Hungria, actualmente com o nome de *Óbuda University*. A escolha deste sistema para as simulações prendeu-se, fundamentalmente, com o facto de ser um sistema pequeno e do qual havia especificações muito detalhadas do funcionamento do equipamento existente.

Apesar dos resultados obtidos, as decisões, quanto ao nível de risco e quanto à importância de cada objectivo, cabem ao utilizador. Não obstante, a metodologia proposta e ferramenta desenvolvida constituem um importante auxílio fornecendo inúmeros resultados que permitem uma decisão mais consciente e com mais probabilidade de êxito.

A consideração das restrições técnicas das redes e dos contratos com as unidades geradoras permite que a metodologia proposta seja aplicada em redes reais. No entanto,

implica também um maior cuidado pois o aumento das restrições contratuais pode levar a uma situação de não convergência.

A obtenção dos LMPs nodais é outra das mais-valias do método proposto, permitindo a sua utilização noutras aplicação, nomeadamente para tarifação da utilização da rede e para remuneração de novas unidades de produção, bem como para a definição dos contratos com os consumidores e utilizadores de veículos eléctricos.

## CAPÍTULO 5

### CASOS DE ESTUDO

#### 5.1 – Introdução

Os casos de estudo expostos neste capítulo permitem aferir a adequação das metodologias propostas e o desempenho da respectiva implementação em redes de maiores dimensões e com elevada penetração de produção distribuída, unidades de armazenamento e com gestão de cargas.

Apesar dos esforços desenvolvidos, não foi possível obter dados de redes reais, passíveis de serem publicados. Assim optou-se por utilizar duas redes de distribuição existentes na literatura científica da área, nomeadamente uma rede de 32 barramentos publicada em [Baran, 1989] e uma rede de 114 barramentos do IEEE [IEEE, 2004].

#### 5.2 – Rede de 32 Barramentos de Baran and Wu

A rede de distribuição de 32 barramento, apresentada na Figura 5.1, é composta por 37 linhas e está interligada com a restante rede através do barramento 0, que representa a saída da subestação [Baran, 1989]. As cargas têm uma potência total de 3 715 MW e o limite de variação da amplitude da tensão é de 5%.

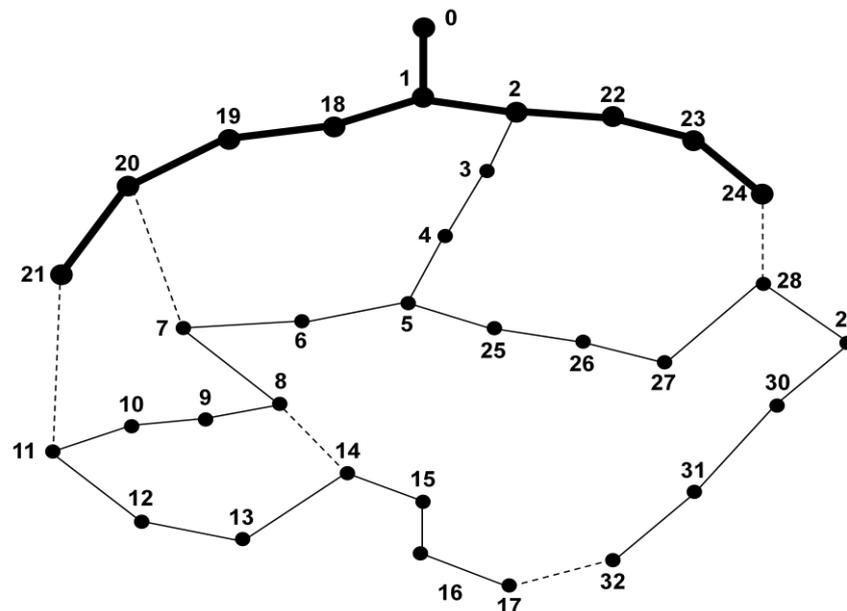


Figura 5.1 – Esquema da rede de 32 Barramentos

Na Figura 5.1, as linhas a cheio representam os troços efectivamente ligados e as linhas a tracejado os troços passíveis de serem colocados em serviço como resultado de uma reconfiguração da rede. Com base em [EREC, 2004], em [EC, 2008] e em [Greenpeace, 2010] elaborou-se um cenário de evolução de carga e de penetração de produção distribuída para esta rede de forma a validar as metodologias apresentadas. O resultado para o ano 2040 é apresentado na Figura 5.2.

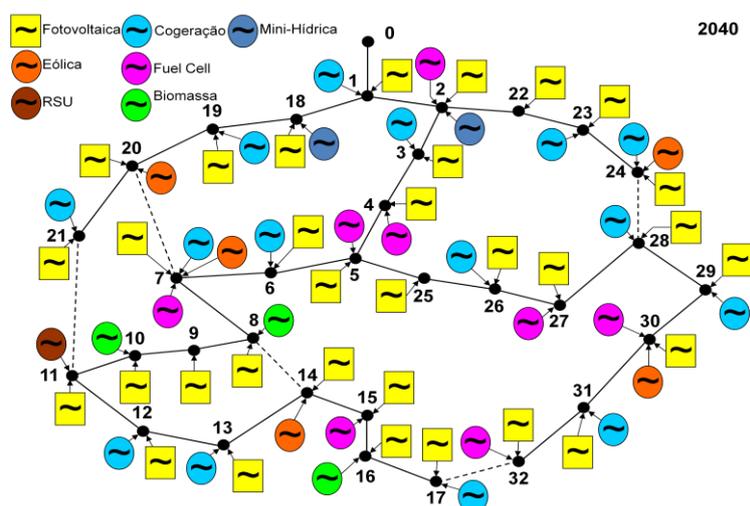


Figura 5.2 – Esquema da rede de 32 Barramentos em 2040

Consideremos para este exemplo os perfis de consumo em cada nó da rede de 32 barramentos simulada representados na Figura 5.3.

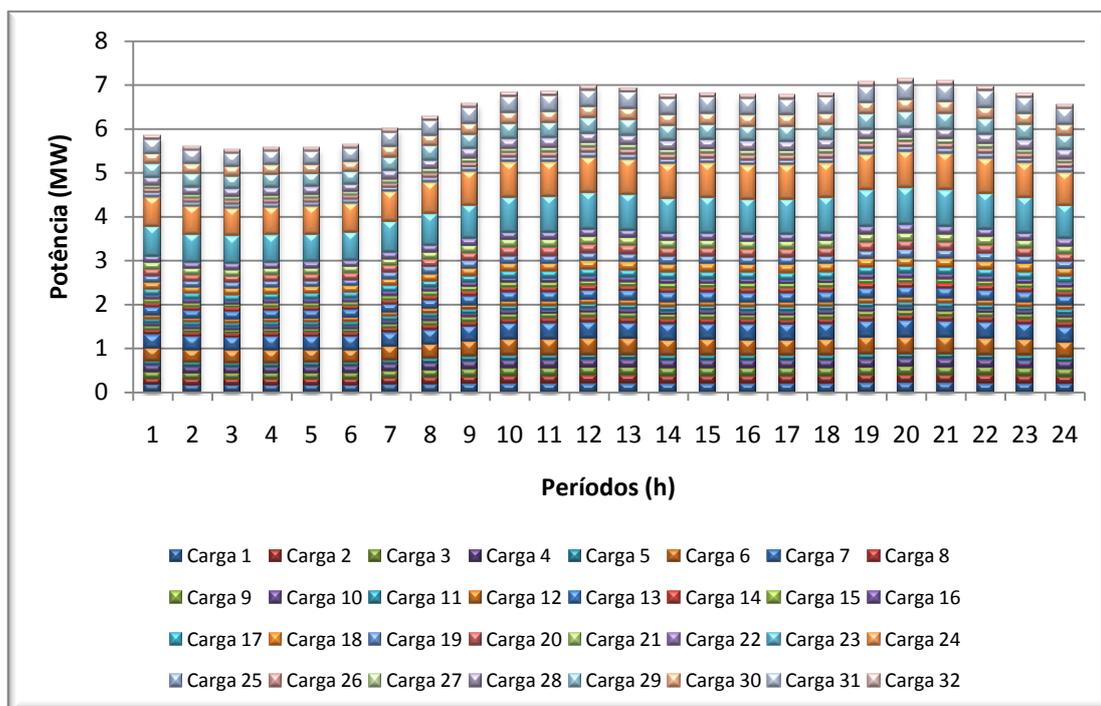


Figura 5.3 – Diagrama de cargas da rede de 32 barramentos

A produção distribuída é composta por 67 unidades de produção, das quais 32 fotovoltaicas, 5 eólicas, 1 central de tratamento de resíduos sólidos urbanos, 15 unidades de cogeração, 8 pilhas de combustível, 3 centrais de biomassa e duas mini-hídricas. A rede dispõe de 10 unidades de armazenamento de energia eléctrica.

### 5.2.1 – Função Multi-Objectivo

A primeira simulação efectuada nesta rede foi realizada com o intuito de testar a função multi-objectivo. A matriz dos pesos foi ligeiramente alterada, face ao exemplo ilustrativo, uma vez que foi considerado um menor número de pesos, o que implica menos simulações. No entanto, os resultados obtidos foram satisfatórios e o tempo global de processamento foi substancialmente, reduzido. Cada simulação tem um tempo de processamento que ronda os 100 segundos. A matriz dos pesos utilizada está representada na Figura 5.4, estando os resultados obtidos para a Frente de Pareto ilustrados na Figura 5.5.

Os valores obtidos para a função objectivo de custos mínimos variam entre 17 575 € e os 25 280 €. Os valores obtidos para a função objectivo de emissões mínimas varia entre 0 e 75,5 t e o corte de carga de 0 a 3400 kW. É importante salientar que a rede não é auto-suficiente, sendo necessário recorrer a energia proveniente da rede eléctrica de AT (nó 0). A esta energia está associada uma quantidade de emissões resultante do mix energético dos SEE que fornecem energia à *SmartGrid*.

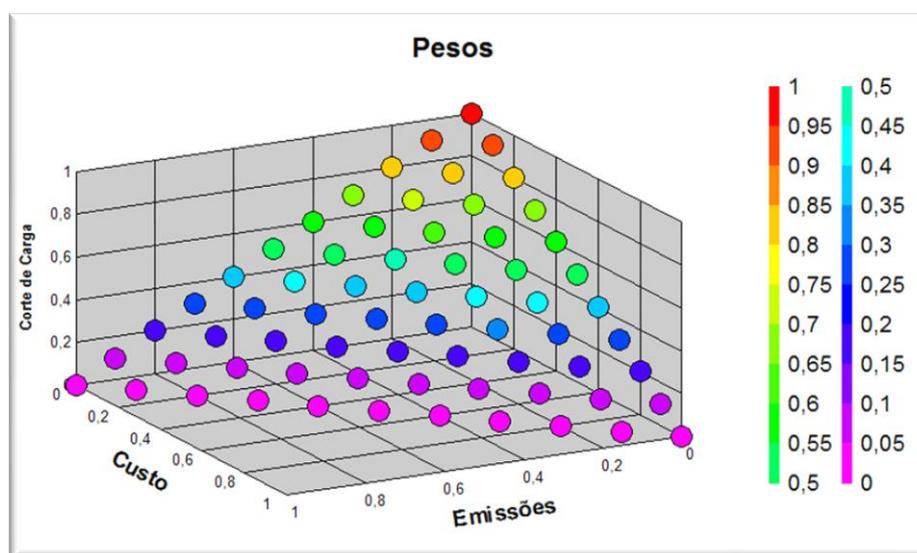


Figura 5.4 – Matriz dos pesos da função Multi-Objectivos

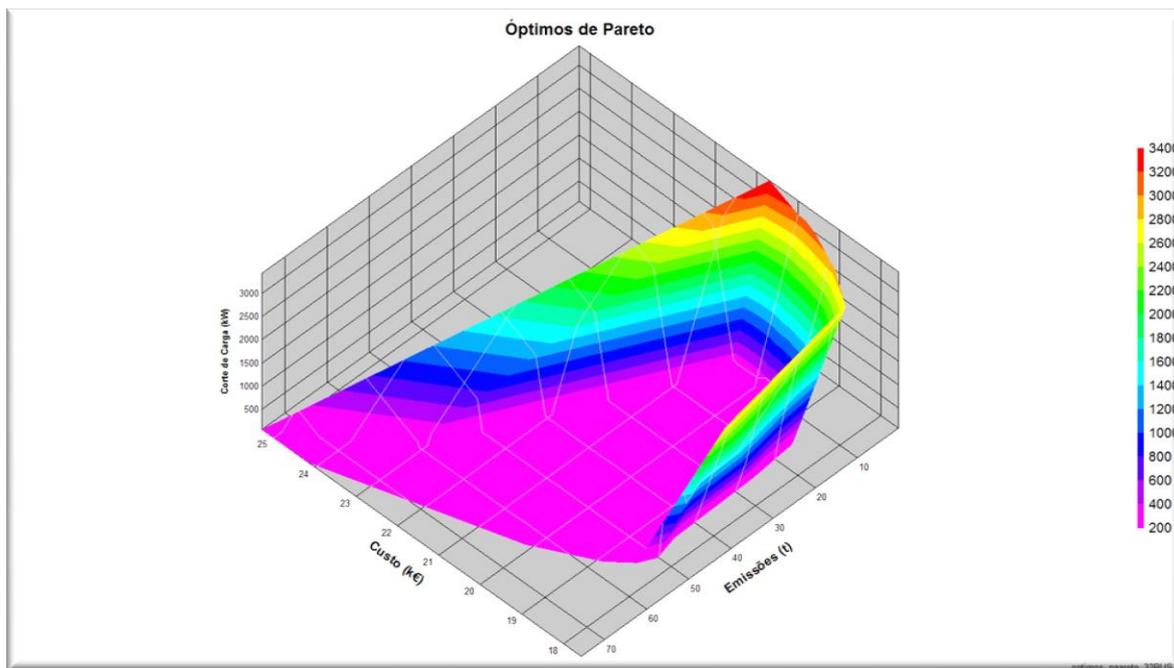


Figura 5.5 – Óptimos de Pareto

### 5.2.2 – Objectivos com Incertezas

A incerteza associada à produção de energia a partir de fontes renováveis e a incerteza associada à carga são consideradas nesta simulação. Dado que a rede é relativamente pequena, considerou-se a mesma incerteza para todas as unidades geradoras, sendo a incerteza das cargas diferente para cada uma. As figuras 5.6, 5.7 e 5.8 mostram o valor das incertezas para a energia eólica, solar e cargas, respectivamente.

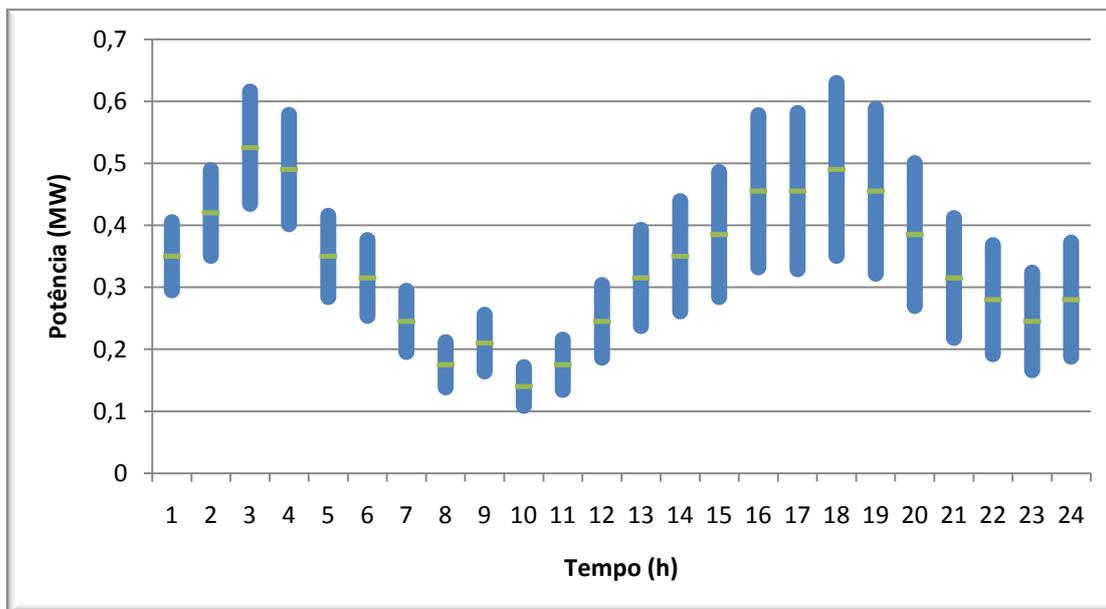


Figura 5.6 – Incerteza da produção eólica

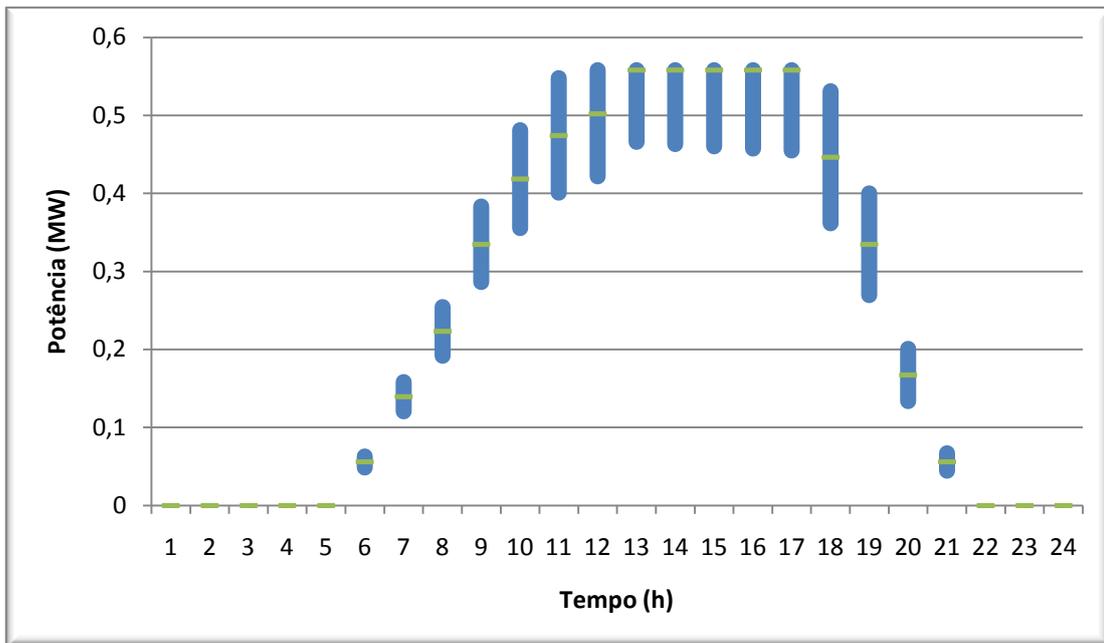


Figura 5.7 – Incerteza da produção fotovoltaica

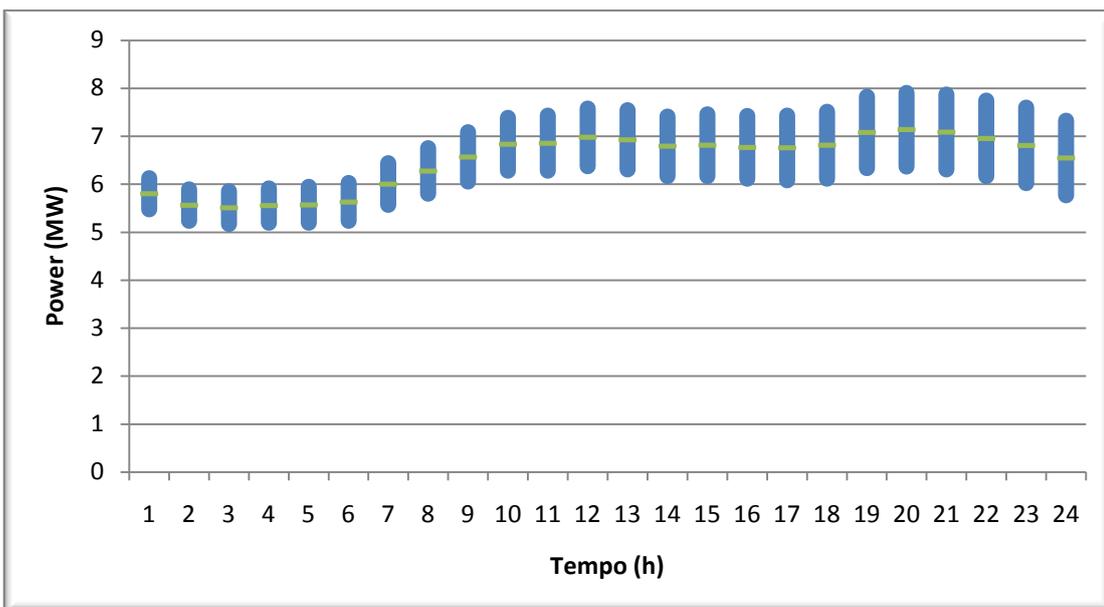


Figura 5.8 – Incerteza da carga

Nesta simulação foram efectuadas 125 combinações de valores de entrada, ou seja, 5 para cada parâmetro de entrada com incerteza (eólica, solar fotovoltaica e cargas). Os dados de custos foram ligeiramente alterados, relativamente à simulação anterior, com o objectivo aumentar o impacto das incertezas nos resultados obtidos. Os resultados obtidos estão apresentados nas Figuras 5.9, 5.10 e 5.11.

Nestas Figuras pode-se constatar que com um intervalo de erro de 10% se obtém uma probabilidade de 70%, o que permite um grau de confiança aceitável. Nas simulações efectuadas constatou-se que o valor mais provável, 12 107 € é próximo do custo mínimo 11 651€, o que representa uma variação de 4%. A diferença entre o valor mais provável e o valor de custo máximo que é de 3109, o que representa uma variação de cerca de 25%.

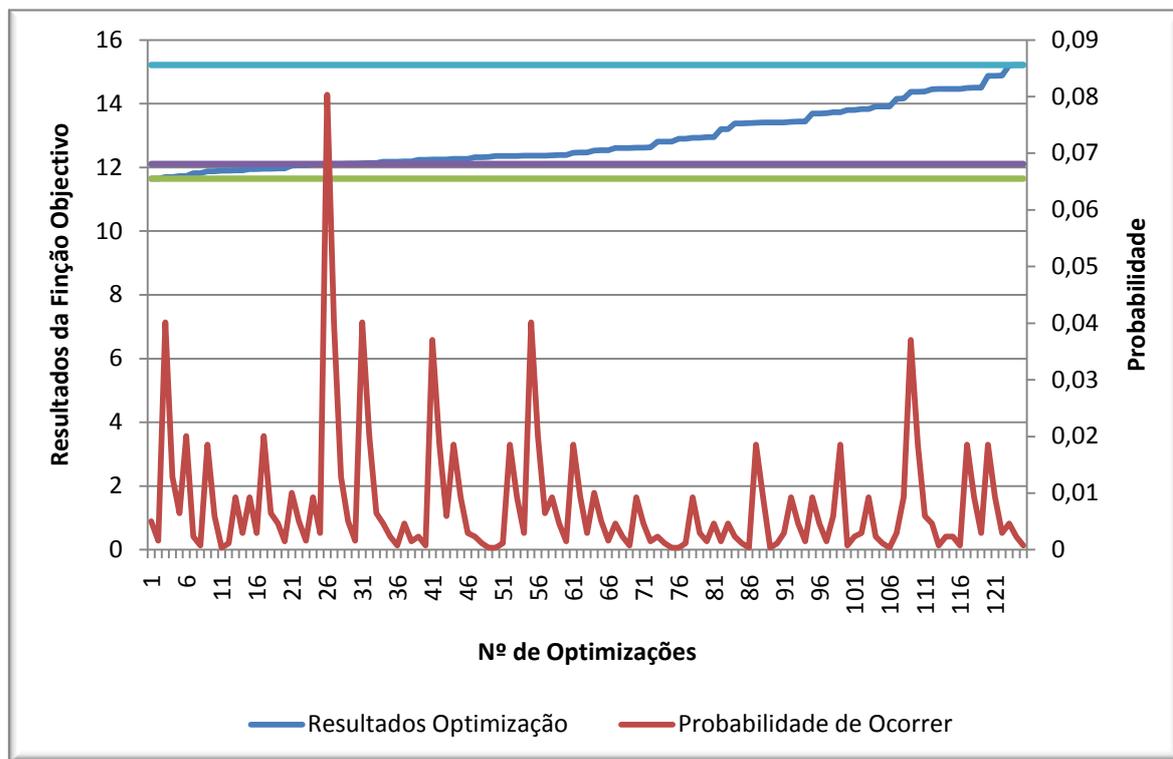


Figura 5.9 – Resultado das simulações com incertezas na rede de 32 barramentos

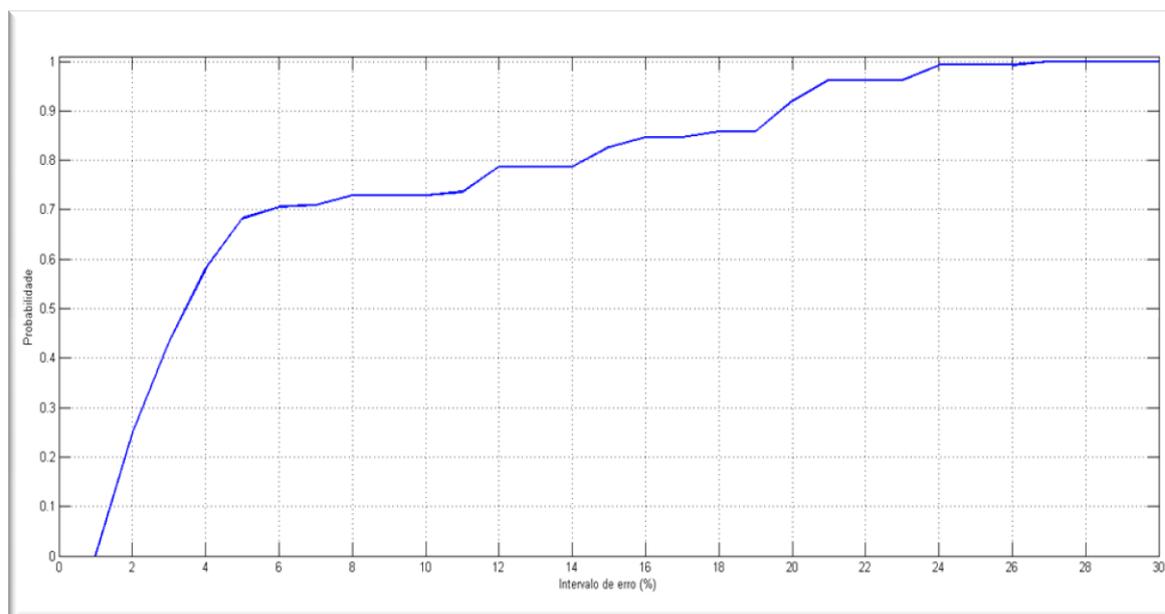


Figura 5.10 - Evolução da probabilidade com o intervalo de erro na rede de 32 barramentos

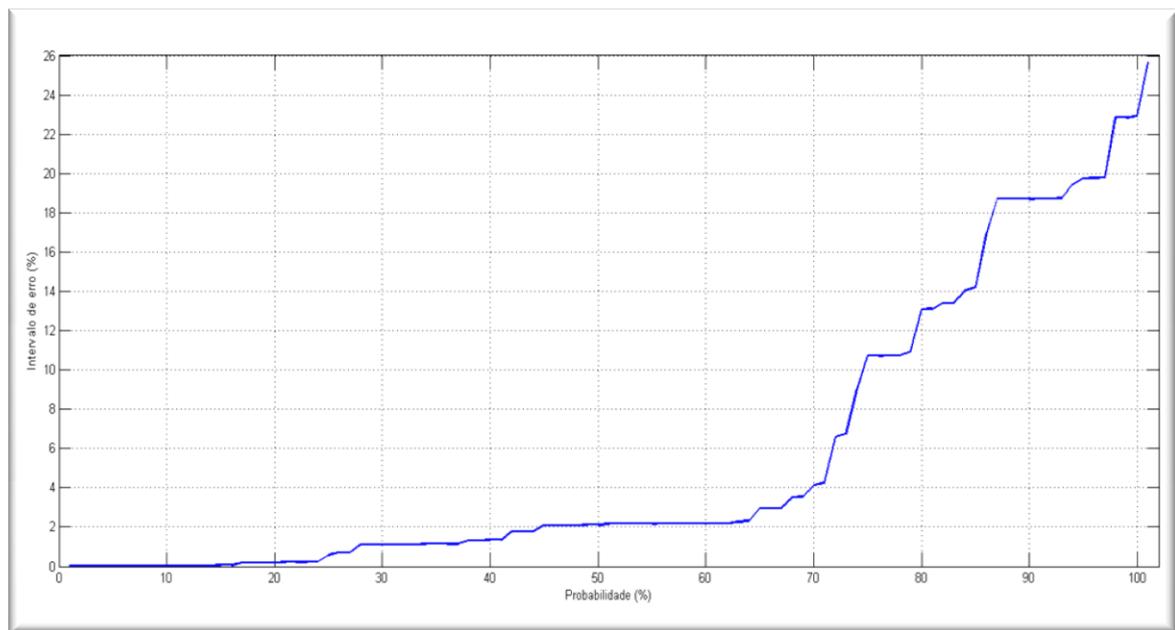


Figura 5.11 - Evolução do intervalo de erro com a probabilidade na rede de 32 barramentos

### 5.2.3 – Situação de Incidente

Nesta simulação pretende-se ver qual o impacto de uma situação de incidente na operação da rede eléctrica. Simulou-se uma falha no fornecimento de energia na subestação (nó zero), pelo que a rede terá de operar em ilha, durante um período de 3 horas, entre as 15 e as 18 horas. A Figura 5.12 mostra o planeamento para as 24 horas não considerando o incidente.

Em situação de incidente tem de efectuar um novo planeamento considerando o tempo previsível de reparação da avaria e, posteriormente, quando a avaria estiver resolvida, efectuar um terceiro planeamento, considerando o estado dos sistemas de armazenamento.

A Figura 5.13, mostra as três fases em que se fez a gestão de recursos, sendo possível constatar que durante o período de incidente o sistema não foi capaz de alimentar toda a carga considerada prioritária. Ainda assim, o sistema conseguiu assegurar cerca de 60% das cargas prioritárias. Durante o período de incidente, os custos de exploração são de 22.7 k€. Caso o sistema ficasse completamente fora de serviço, o custo das indemnizações seria de 60,9 k€.

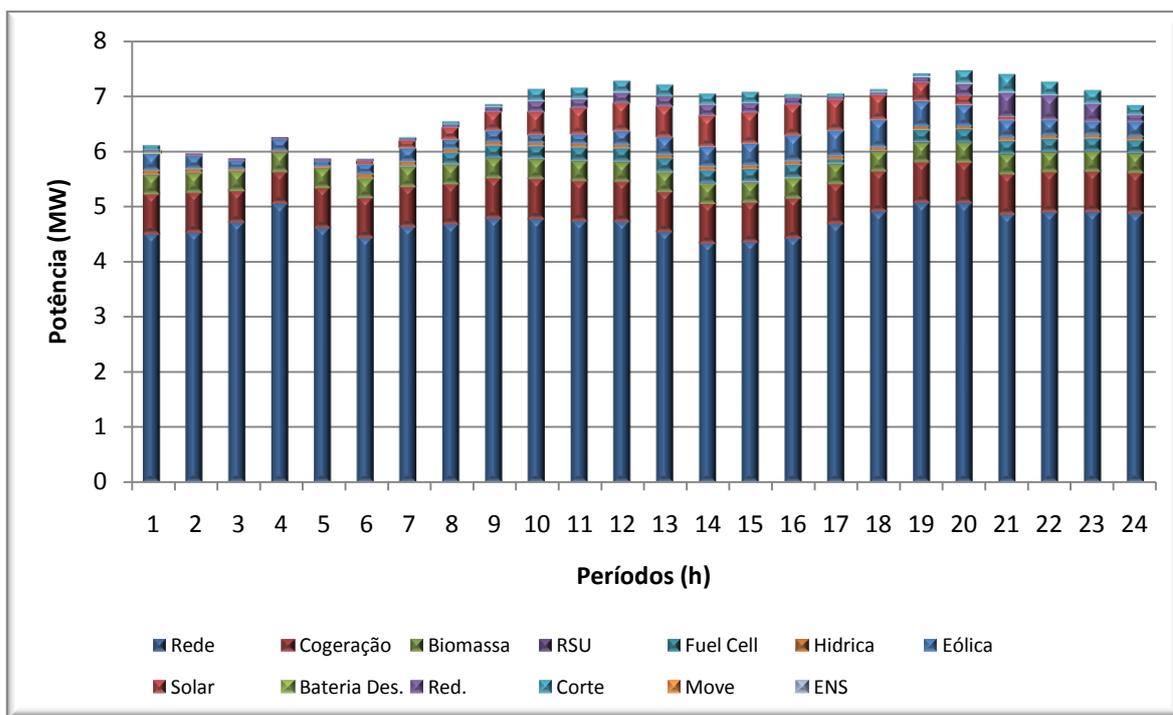


Figura 5.12 – Produção de Energia por tecnologia – Simulação sem incidente

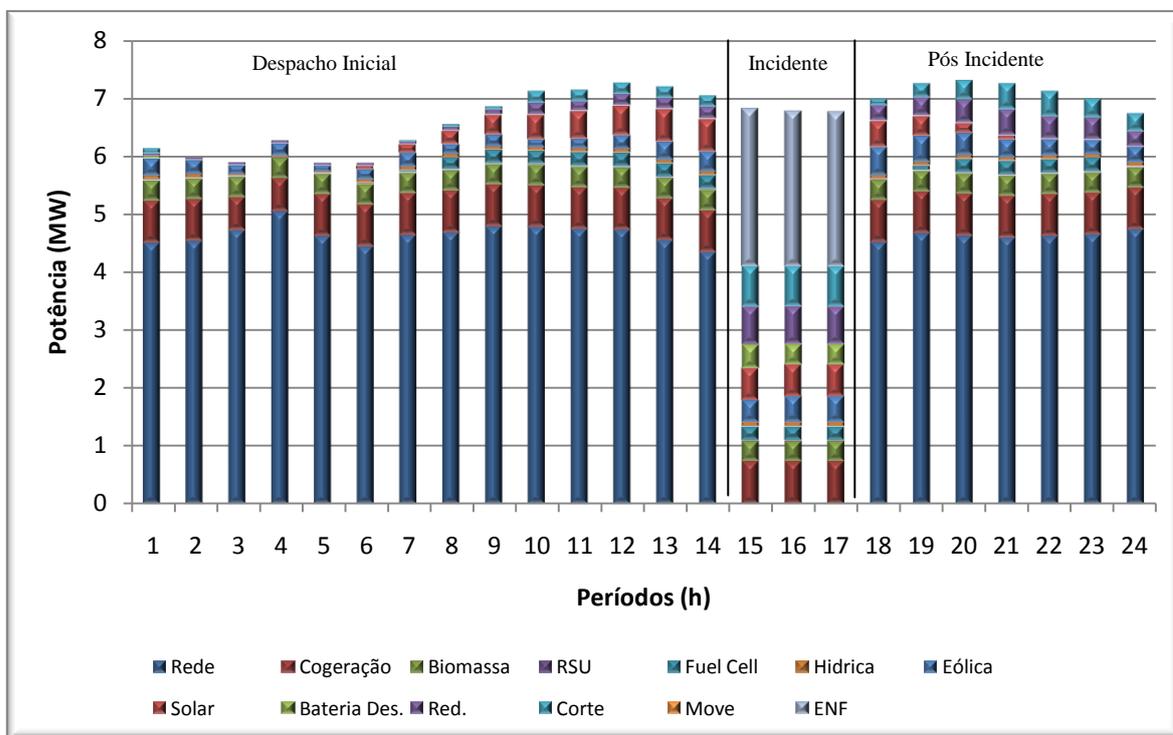


Figura 5.13 – Produção de Energia por tecnologia – Simulação com incidente

### 5.2.4 – Análise dos custos marginais

A análise dos valores dos LMPs em cada nó e em cada hora é importante para aferir o funcionamento do sistema e para determinar tomar decisões relativas à tarifação de serviços e à remuneração dos *players*. A Figura 5.14 mostra o valor dos LMPs para cada barramento ao longo das 24 horas da simulação.

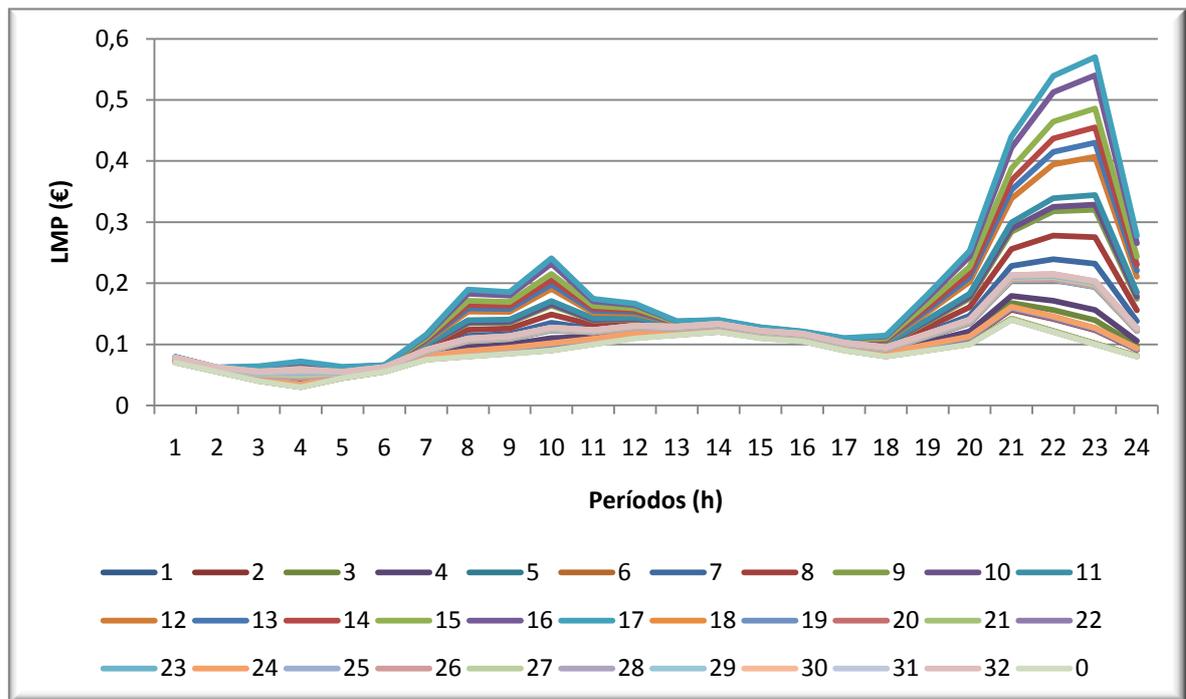


Figura 5.14 – Valores dos LMPs da rede de 32 barramentos

Pela Figura 5.14 é possível identificar dois períodos importantes onde o valor dos LMPs é muito diferente em cada barramento, nomeadamente entre as 8 e as 12 horas e entre as 19 e as 24 horas.

O problema que origina esta discrepância é o limite mínimo de tensão nos barramentos. A tensão de referência na subestação é de 1 p.u. e o sistema permite uma variação de 5%. Para cumprir esta restrição, o sistema é obrigado a reduzir algum consumo o qual, embora esteja contratado, apresenta valores de contrato elevados e diferentes em cada barramento.

A Figura 5.15 mostra o valor dos LMPs considerando a tensão de referência igual a 1,05 p.u. e o limite de variação de tensão de 8%.

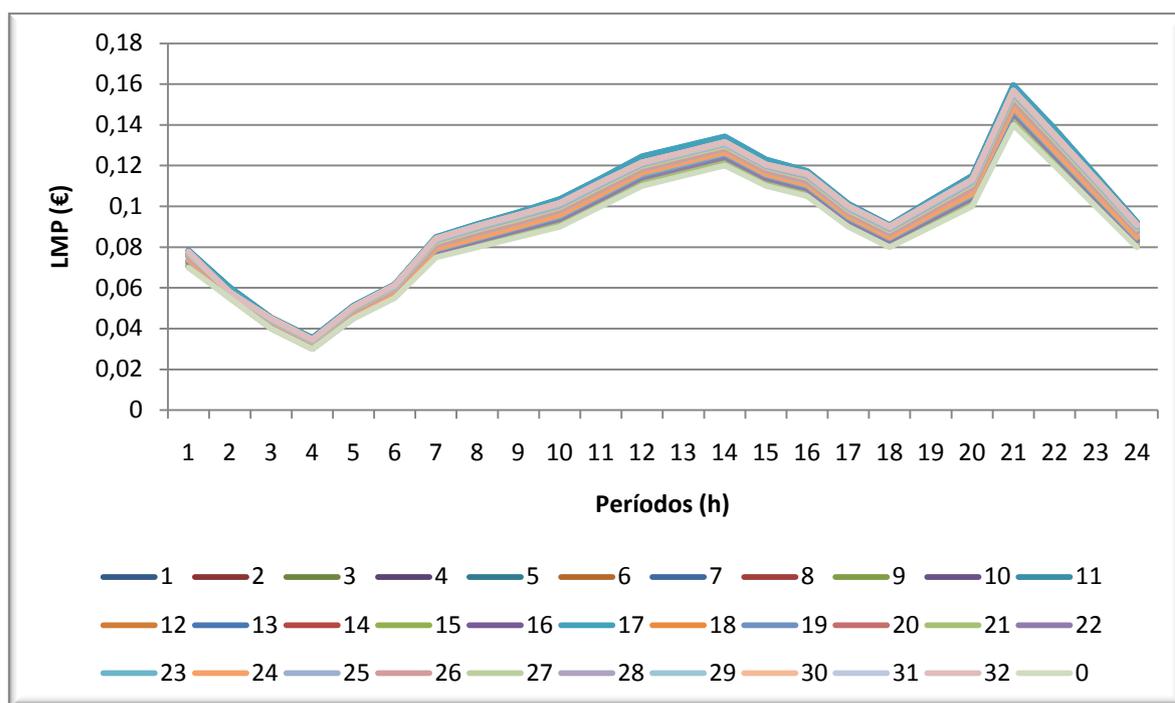


Figura 5.15 – Valores dos LMPs da rede de 32 barramentos com restrições de tensão ajustadas

Nesta situação a variação do custo marginal em cada barramento prende-se apenas com o valor das perdas ao longo da rede. A alteração do valor da tensão de referência e dos limites de variação de tensão solucionou o problema existente na simulação anterior. No entanto, a rede fica a funcionar muito perto dos seus limites o que significa que o VPP deverá promover o reforço da rede, a inclusão de novas unidades de produção distribuída (com controlo de produção) ou adoptar novas estratégias de gestão de energia reactiva que permitam estabilizar as tensões ao longo da rede.

### 5.3 – Rede de 114 Barramentos do IEEE

No segundo caso de estudo aumentou-se a dimensão da rede e a sua complexidade o que permitiu efectuar um conjunto de simulações diferentes nomeadamente, a entrega de energia à rede de AT e respectiva análise dos benefícios associados a este modo de operação, tanto para o VPP como para os *Players*. Foi ainda, efectuada uma simulação da operação da rede por vários VPPs.

A rede de distribuição de 114 barramentos, apresentada na Figura 5.16, é composta por 115 linhas e está interligada com a restante rede de AT através das subestações dos

barramentos 1, 30, 95, 100 e 108. Esta rede foi adaptada da rede *IEEE 123 Node Test Feeder* [IEEE, 2004].

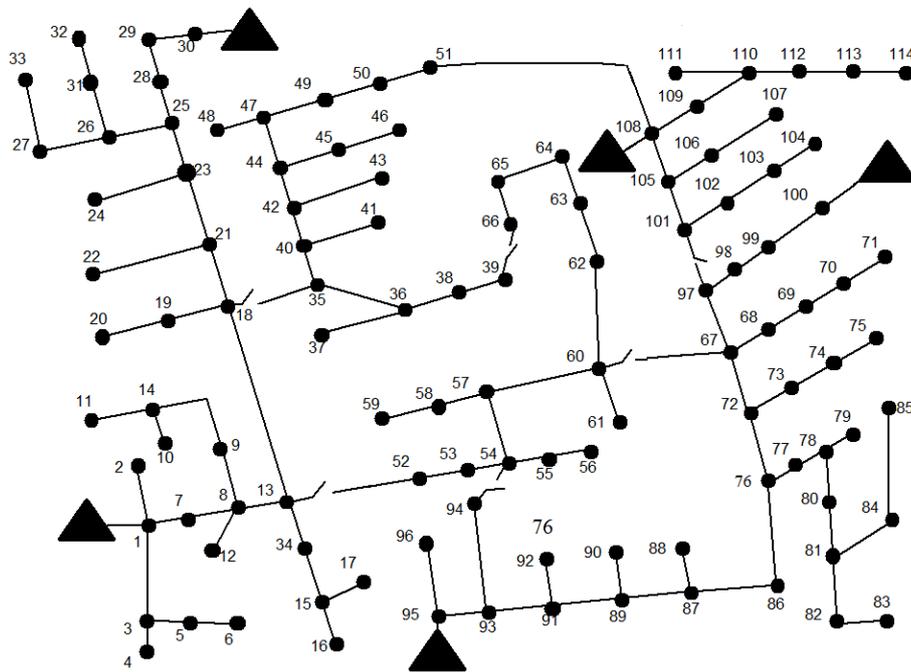


Figura 5.16 – Rede de 114 barramentos

Para efectuar as simulações incluíram-se nove unidades de armazenamento de energia e noventa e sete unidades de produção distribuída como mostra a Figura 5.17.

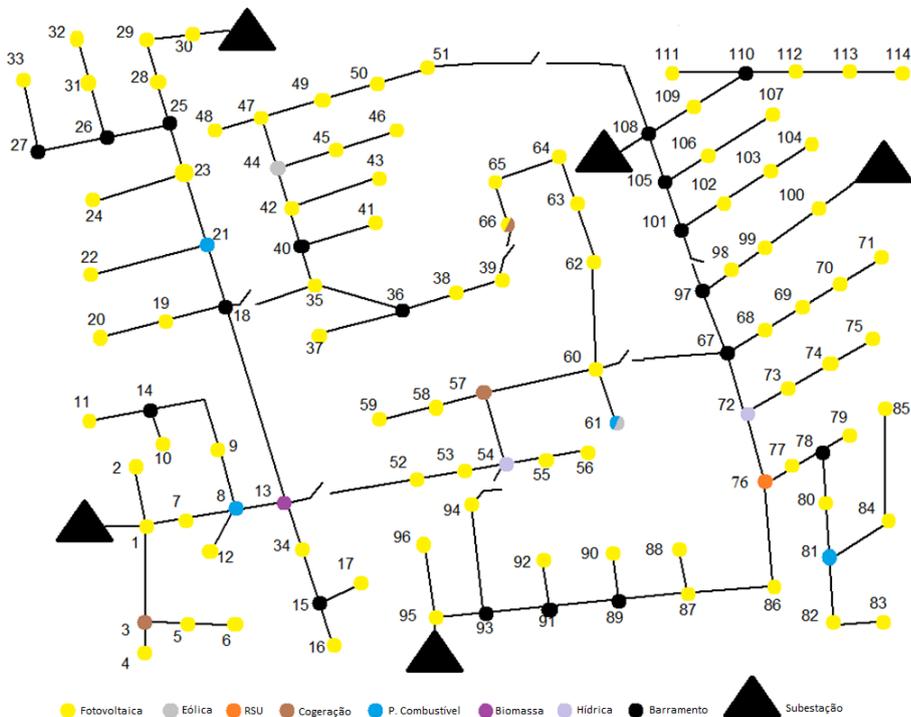


Figura 5.17 – Rede de 114 barramentos com produção distribuída

A rede tem 84 cargas e a simulação foi efectuada considerando o diagrama de cargas global apresentado na Figura 5.18. Os perfis dos consumidores foram efectuados com base nos perfis apresentados em [Ramos, 2006]. Em cada barramento de consumo considerou-se a existência de produção fotovoltaica, em virtude de ser o meio de produção que mais facilmente se integra em edifícios e habitações. Assim, é possível identificar os pontos de consumo na Figura 5.17, pois são coincidentes com os barramentos onde existem unidades fotovoltaicas.

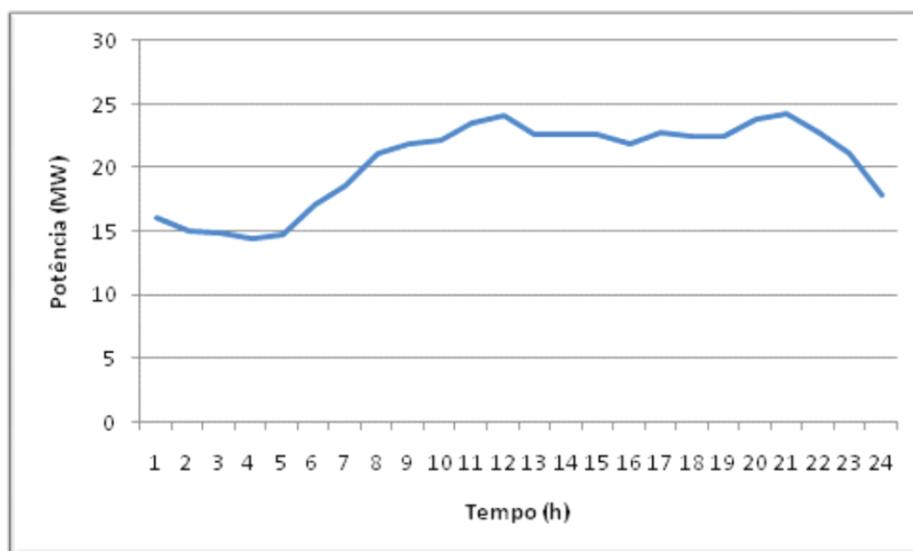


Figura 5.18 – Diagrama de cargas da rede de 114 barramentos

### 5.3.1 – Operação a custos mínimos

Com a rede proposta, pretende-se efectuar um estudo comparativo entre uma solução que considera a gestão da rede por um único VPP e uma solução que pressupõe a existência de vários VPPs a gerir partes da rede.

A primeira simulação efectuada nesta rede consiste em simular a gestão da rede através de um único VPP. A função objectivo utilizada será a que minimiza os custos de operação. A existência de várias ligações à rede de distribuição de AT permite ao gestor da rede não só importar energia, como também exportar energia quando existir produção de energia em excesso e a um preço competitivo. Neste caso de estudo testou-se o impacto desta medida na gestão de recursos energéticos. A previsão de preço é por isso muito importante para definir a estratégia do VPP. No presente caso de estudo pressupôs-se que a previsão do preço da energia pode variar entre os valores apresentados no gráfico da Figura 5.19.

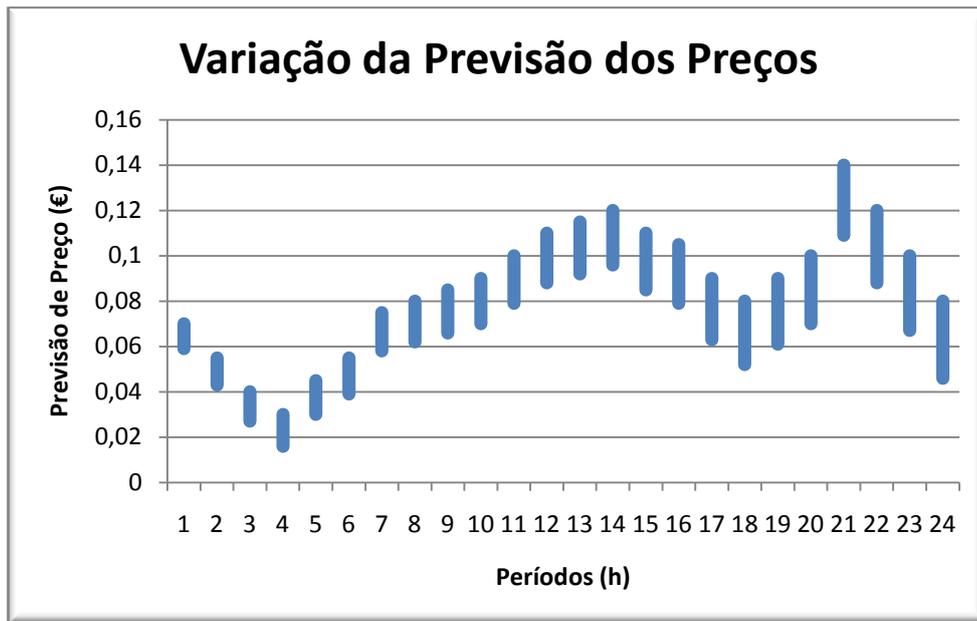


Figura 5.19 – Variação da previsão dos preços da energia nas subestações

Para efectuar a gestão de recursos, considerou-se a situação mais penalizadora para o VPP, ou seja, que irá comprar a energia ao preço mais elevado e que a irá vender à rede ao preço mais baixo. As Figuras 5.20, 5.21 e 5.22 mostram os resultados obtidos para o caso de estudo, considerando a inexistência e a existência de trânsito de potência para a rede de distribuição de AT.

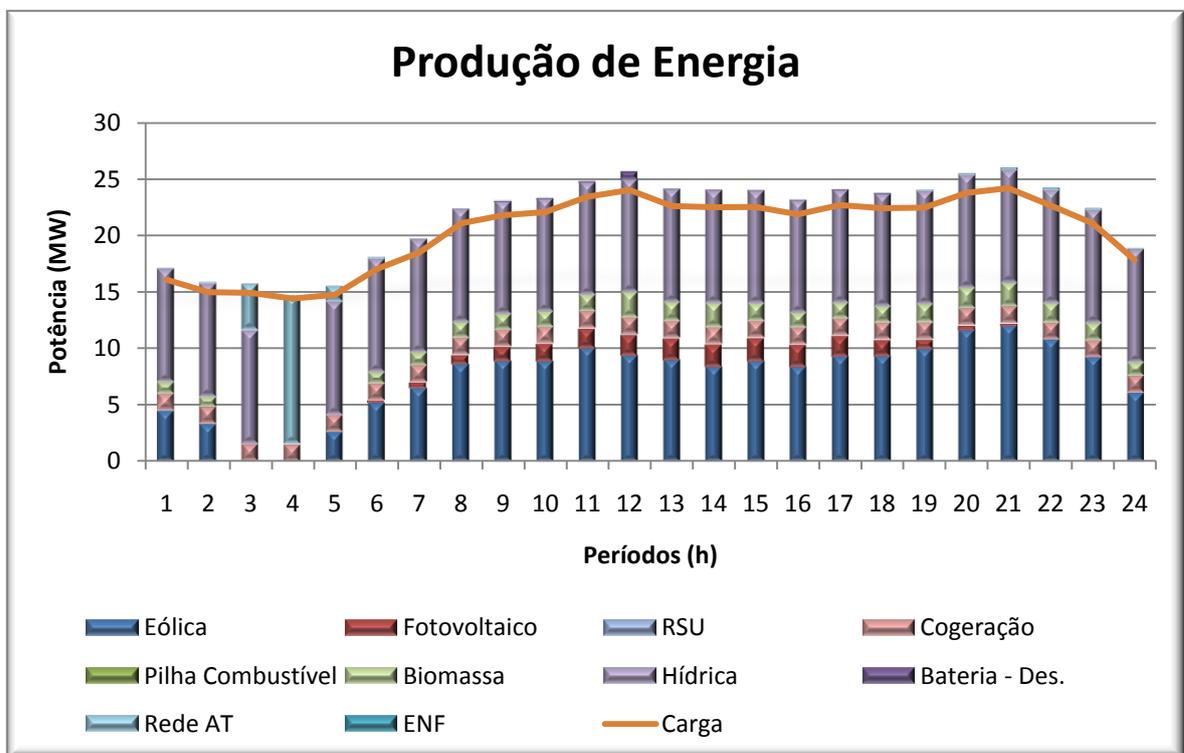


Figura 5.20 – Produção de energia sem trânsito de potência da rede MT para a rede AT

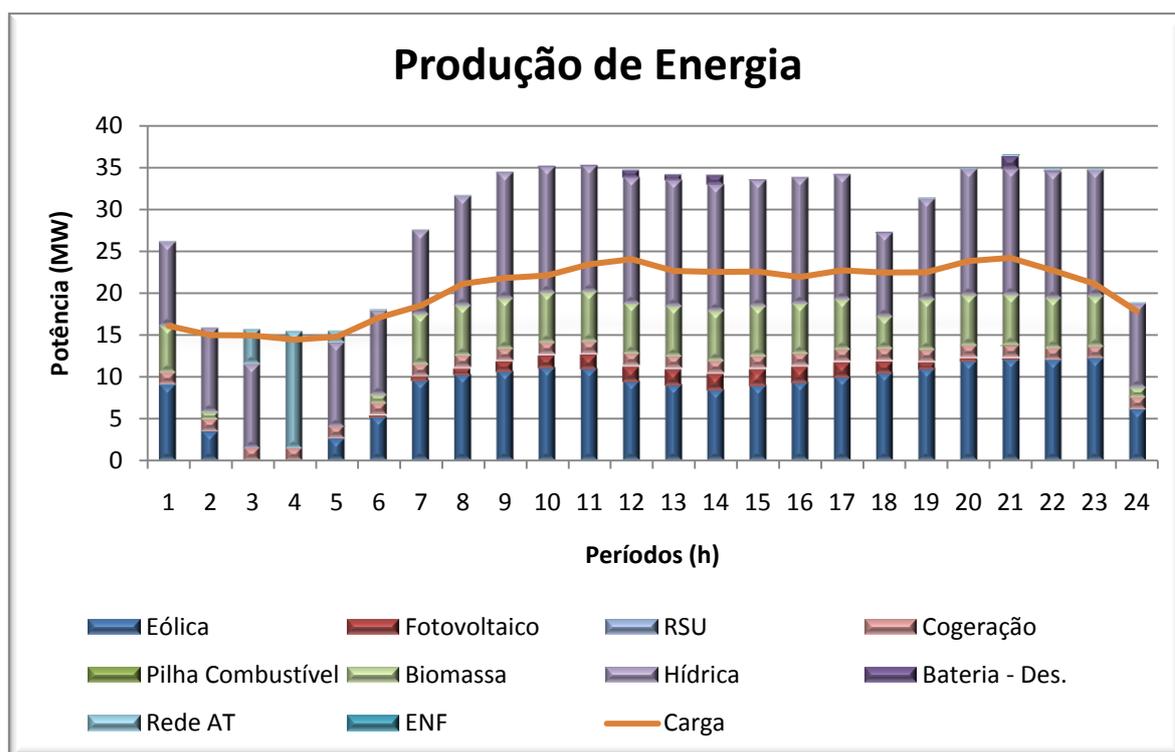


Figura 5.21 – Produção de energia com trânsito de potência da rede MT para a rede AT

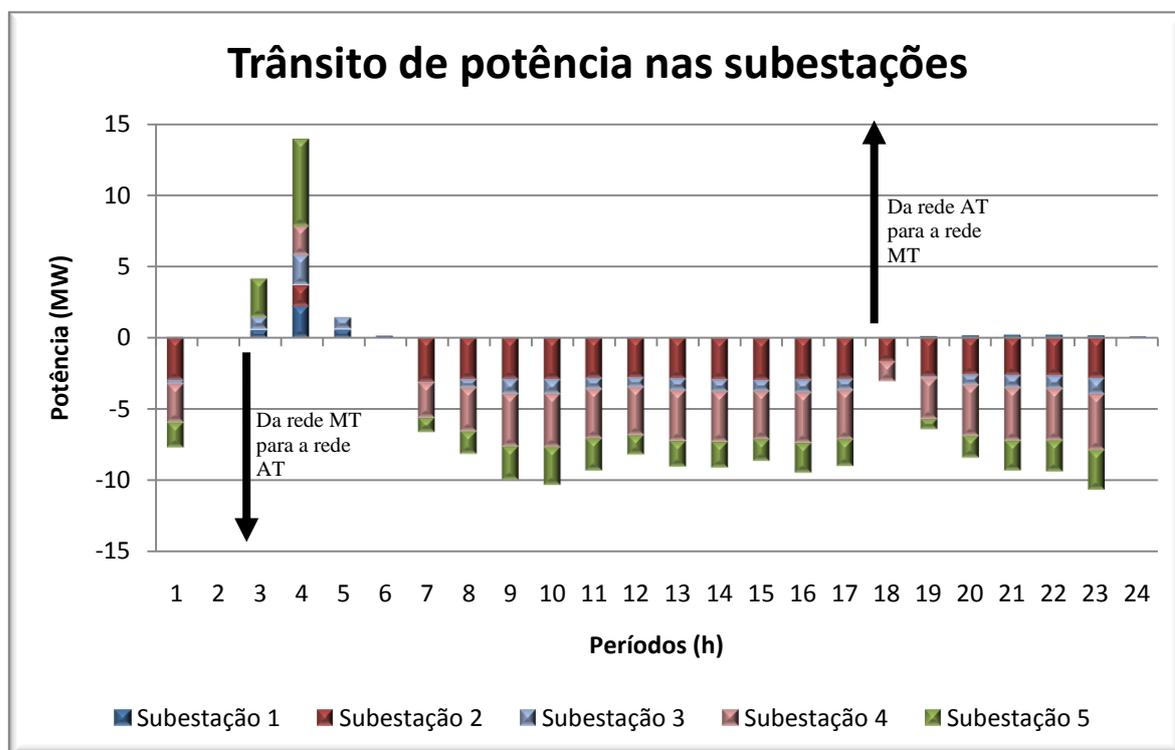


Figura 5.22 – Trânsito de potência nas subestações

Pela análise das figuras é possível constatar a importância de ser considerado o fornecimento de energia para a rede de AT. Na primeira simulação, representada na figura 5.20, o valor da função objectivo foi de 21 737 €. As unidades de PD asseguram o funcionamento do sistema quase na totalidade. O único período em que o fornecimento de energia através das subestações é significativo, cerca de 14 MW, é no período 4. Neste período o valor previsto para o preço de mercado é baixo, pelo que o operador pretere as unidades dos produtores a si agregados.

A produção das unidades fotovoltaicas é totalmente despachada, visto ser exigido contratualmente, a produção proveniente das unidades de cogeração é igualmente toda despachada visto ser a tecnologia que propõe preços mais baixos. No entanto, a maior parte da carga é assegurada pelo funcionamento das mini-hídricas e dos parques eólicos, existindo ainda uma parte assegurada por uma unidade de produção a biomassa. As unidades de armazenamento descarregam energia no período 12.

Neste cenário os programas de *Demand Response* não são utilizados, nem existe energia não fornecida a cargas prioritárias. O total da produção é ligeiramente superior ao valor total das cargas devido às perdas na rede.

Na segunda simulação, representada nas Figuras 5.21 e 5.22, o valor da função objectivo é de 18 656 €, ou seja, o VPP prevê lucrar 3081 € com a venda de energia em mercado. Não obstante da melhoria dos resultados do VPP, também os produtores ficam bastante beneficiados com a venda de energia em mercado. O valor que receberiam passa de 20 952 € para 29 737 € o que representa um acréscimo de 8785 € (+ 41,9%).

Relativamente à simulação inicial a produção passou de 497,8 MWh para 666,1 MWh (+25,3%). O aumento da produção foi suportado pelo aumento da geração da unidade de biomassa e com o aumento da produção de origem hídrica.

### 5.3.2 – Operação com vários VPPs

Considerando a dimensão da rede, procedeu-se a uma simulação onde existem quatro produtores virtuais em que cada um deles gere uma parcela da rede. A divisão da rede está feita de acordo com o esquema apresentado na Figura 5.23. Na figura, o VPP1

actua na rede cor de laranja, o VPP2 actua na rede azul, o VPP3 na rede verde e o VPP4 na rede vermelha.

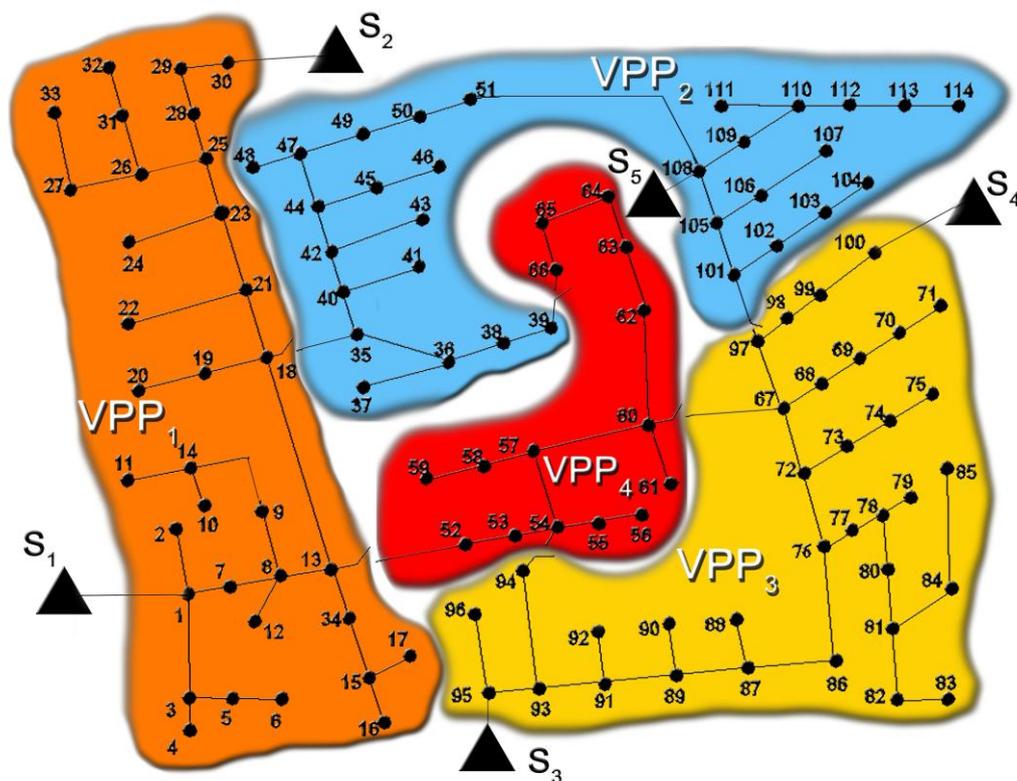


Figura 5.23 – Divisão da rede de 114 barramentos por 4 VPPs

É de realçar que enquanto o VPP1 e o VPP3 têm dois pontos de interligação com a rede de AT, através das subestações  $S_1$  e  $S_2$  para o VPP1 e das subestações  $S_3$  e  $S_4$  para o VPP3, o VPP4 não está ligado a nenhuma subestação, pelo que actua, normalmente, em ilha. O VPP3 está ligado à rede de AT através da subestação  $S_5$ .

Na tabela 5.1 estão representadas as características gerais de cada VPP.

	Nº Consumidores	Nº de geradores	Nº de armazenamento	Barramentos	Subestações	Interligações
VPP 1	23	27	2	34	$S_1$ e $S_2$	VPP2; VPP4
VPP 2	24	25	2	31	$S_5$	VPP1; VPP3; VPP4
VPP 3	25	28	1	34	$S_3$ e $S_4$	VPP2; VPP4
VPP 4	12	17	4	15	----	VPP1; VPP2; VPP3

Tabela 5.1 – Características dos VPPs da rede de 114 barramentos

Efectuando a optimização de recursos energéticas para cada VPP vai-se obter os resultados apresentados nas Figuras 5.24, 5.25, 5.26 e 5.27.

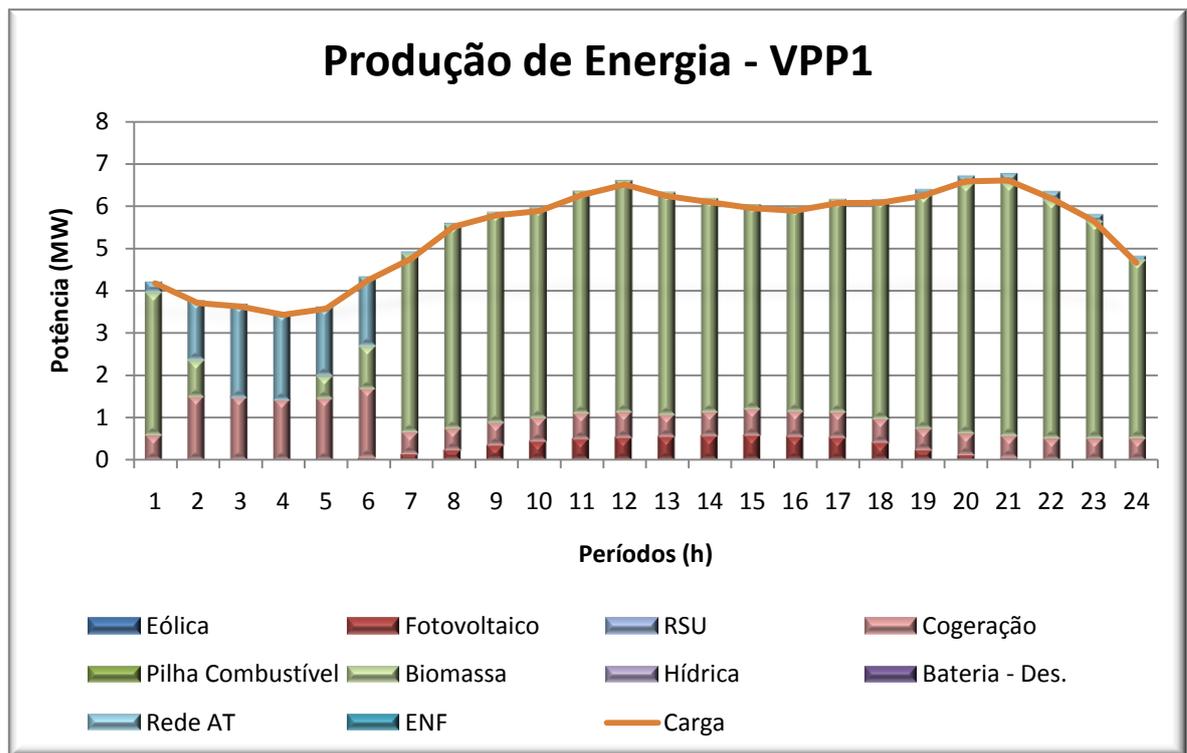


Figura 5.24 – Produção de energia – VPP1

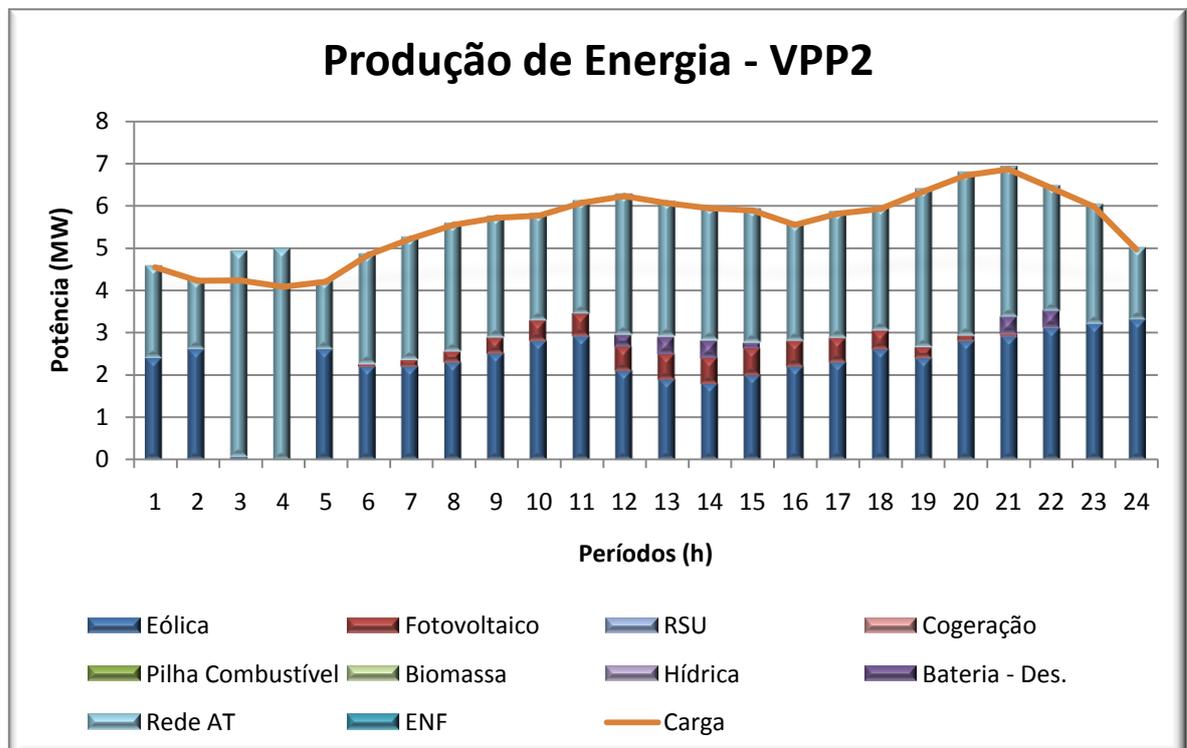


Figura 5.25 – Produção de energia – VPP2

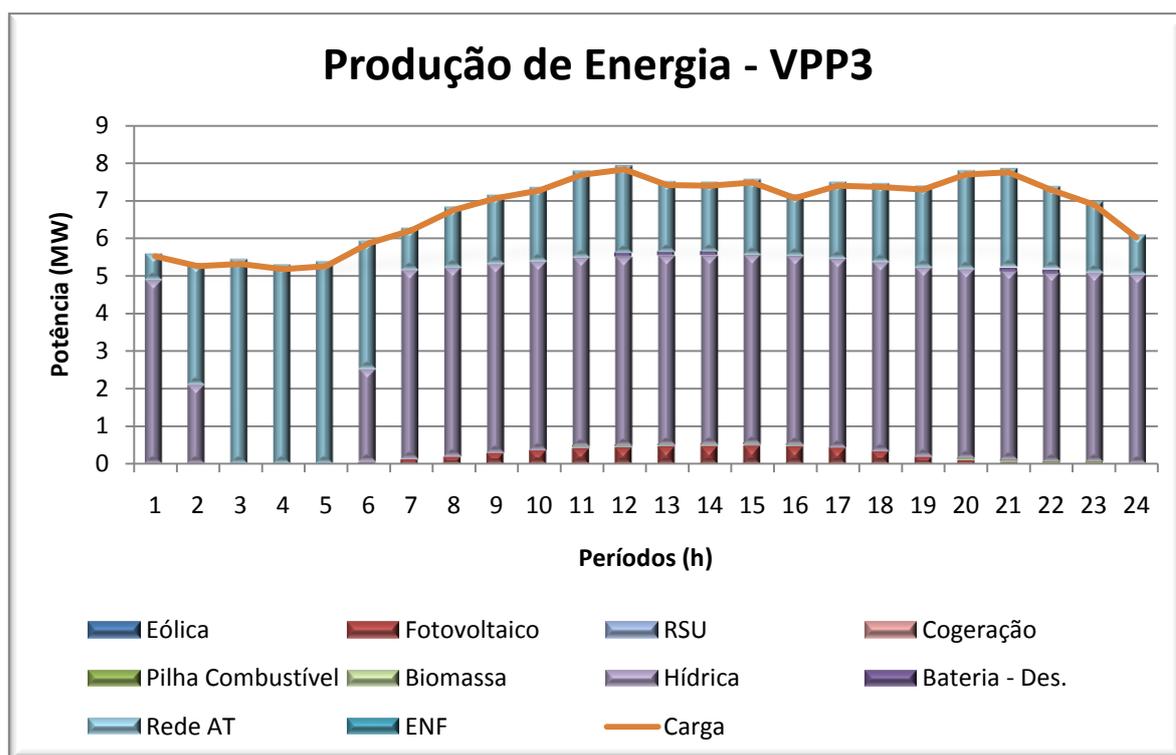


Figura 5.26 – Produção de energia – VPP3

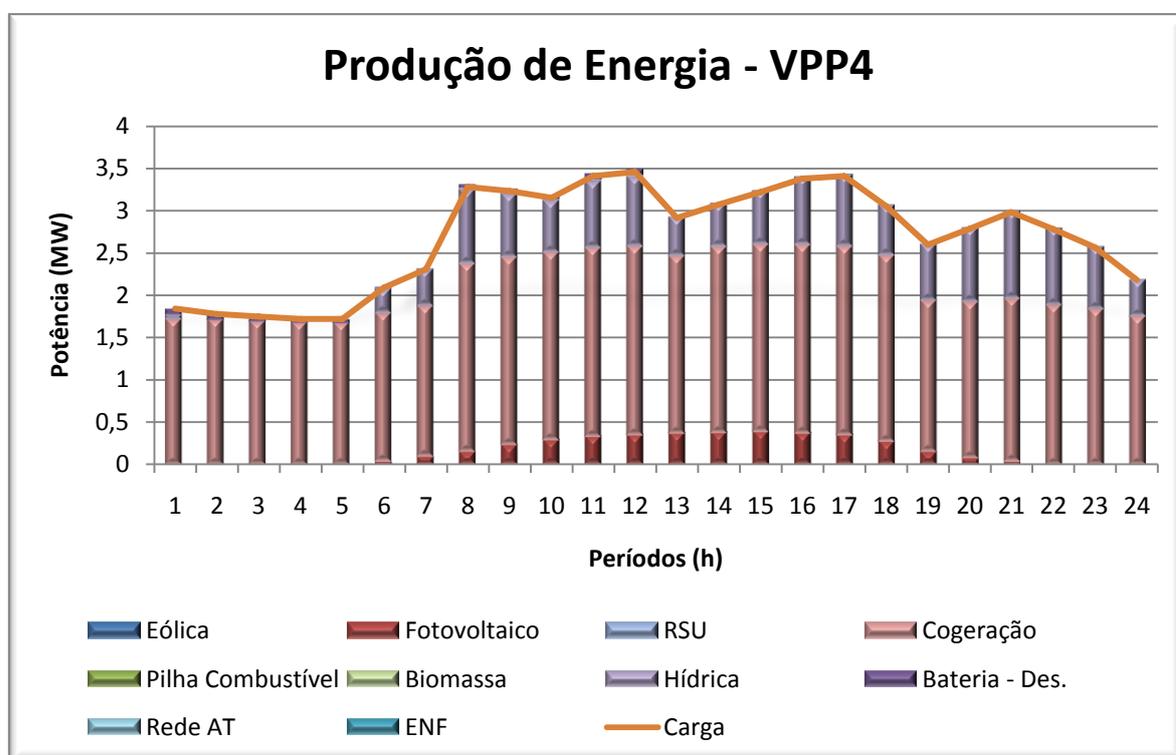


Figura 5.27 – Produção de energia – VPP4

Pela análise das figuras pode-se constatar a diferença acentuada nos recursos de produção ao dispor de cada VPP. Em síntese, pode-se referir que o VPP 1 tem como principal recurso a biomassa, o VPP 2 utiliza a produção eólica e a energia proveniente da rede de distribuição de AT, o VPP 3 tem como base uma Hídrica servindo-se da energia da rede AT para suprir as pontas, o VPP 4 utiliza a cogeração para satisfazer a base o diagrama de cargas e a hídrica para suprir as pontas. Durante os períodos de vazio, os VPPs recorrem à energia proveniente da rede de AT em virtude desta ser mais barata (o VPP 4 como não está ligado a esta rede não pode recorrer a esta energia).

O preço médio a pagar pela energia, é por isso, substancialmente diferente em cada VPP, sendo o VPP 4 o que apresenta custos mais reduzidos e o VPP1 o que apresenta preços mais elevados, na generalidade dos períodos. A Figura 5.28 mostra a evolução do custo ao longo dos 24 períodos para cada VPP

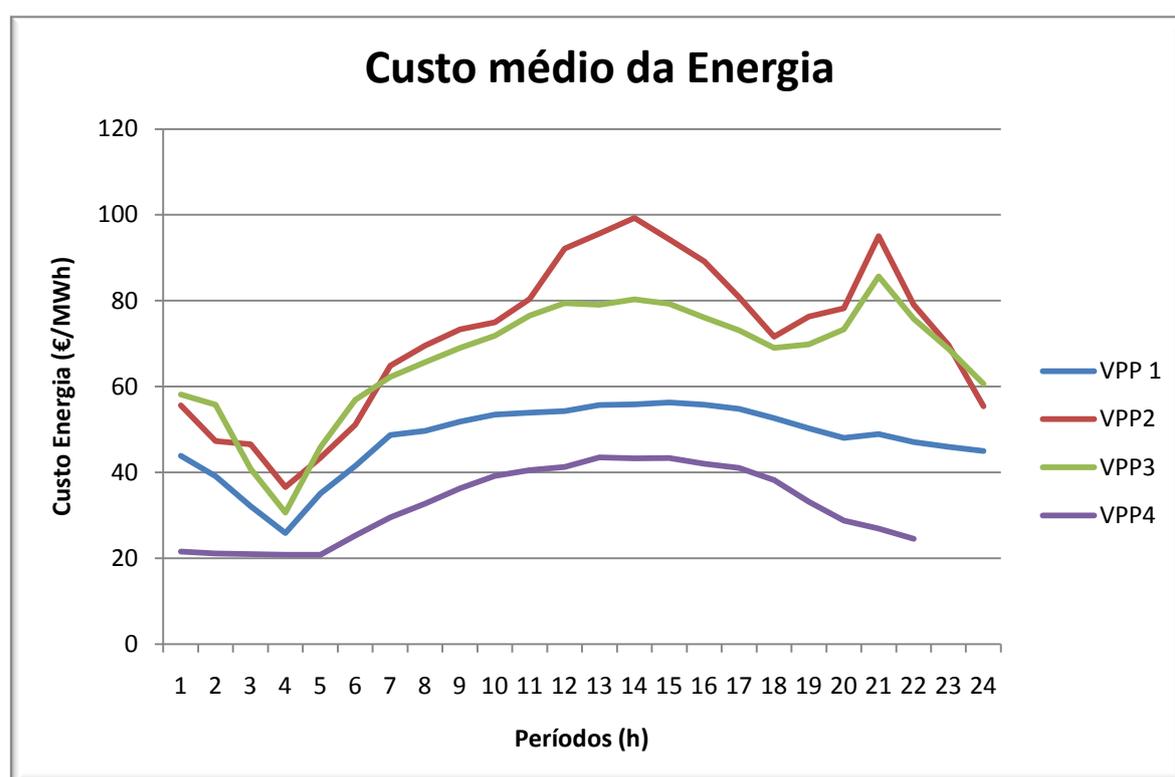


Figura 5.28 – Preço médio da energia em cada VPP

Nas simulações anteriores não foi considerada a possibilidade de os VPP injectarem energia na rede de AT. No entanto, este aspecto só é relevante para o VPP 1, uma vez que o VPP4 não está ligado à rede de AT e o VPP 2 e VPP 3 estão a utilizar energia

proveniente da rede AT em todos os períodos. Na Figura 5.29 está representada a solução para a gestão de recursos energéticos para o VPP1 com a possibilidade de existir trânsito de potência da rede de MT para a rede de AT.

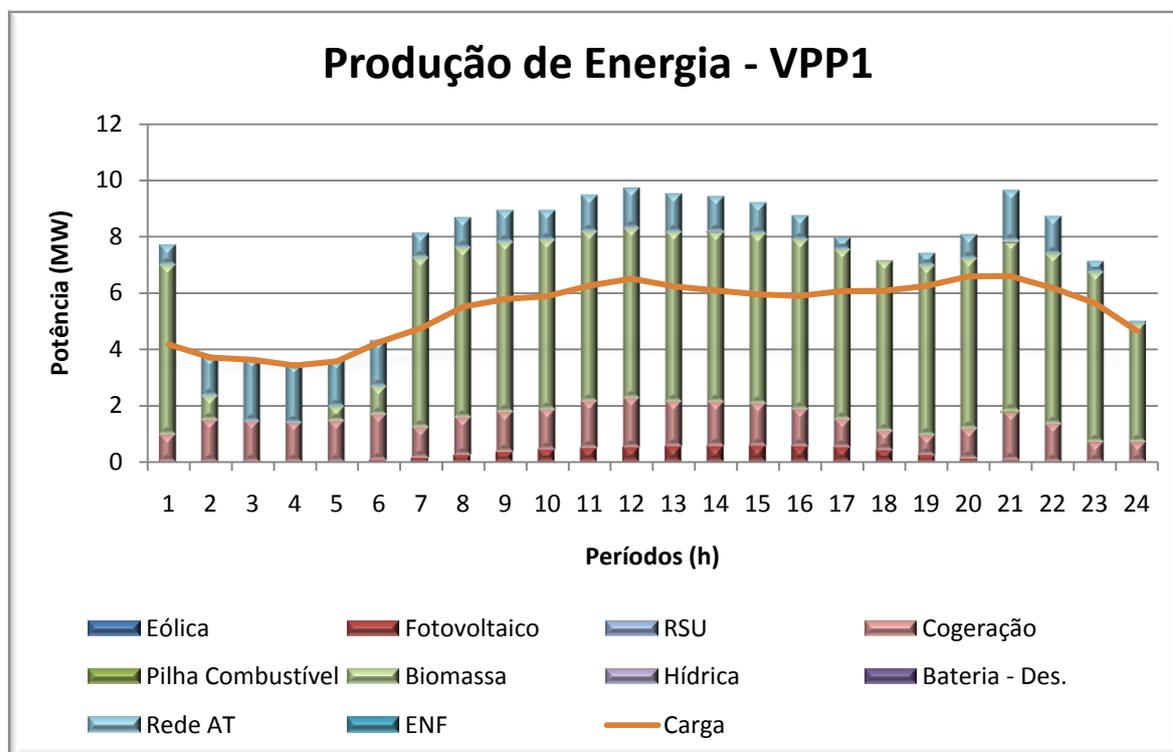


Figura 5.29 – Produção de energia – VPP1 com trânsito de potência para a rede AT

Da análise da Figura 5.19, é importante referir que o resultado da gestão de recursos utiliza energia proveniente da rede AT, ao mesmo tempo que envia energia para a rede AT. Este facto deve-se à ligação a duas subestações, onde uma fornece energia e outra absorve energia. Neste caso, ao ser imposto que o barramento de referência seja a subestação 1, com um valor de amplitude de tensão igual ao máximo permitido (1,05 p.u.), inibe logo à partida que esta subestação possa absorver energia.

#### 5.4 – Conclusões

Com o objectivo de testar e validar as metodologias propostas foram desenvolvidos dois casos de estudo. O primeiro caso de estudo tem por base uma rede de distribuição de MT de 32 barramentos [Baran, 1989]. Como o cenário base não incluía recursos energéticos distribuídos utilizou-se uma projecção de evolução da rede para 2040 com base nos estudos efectuados em [EREC, 2004], em [EC, 2008] e em [Greenpeace, 2010]. A

primeira simulação efectuada para este caso de estudo incidiu na obtenção das soluções óptimas de Pareto dando origem à frente de Pareto apresentada no gráfico apresentado na Figura 5.5. Na segunda simulação considerou-se os dados de entrada com incertezas associadas aos dados de produção eólica, produção solar fotovoltaica e cargas. Nesta simulação chegou-se a um resultado de 12 107 €  $\pm$  10% com uma probabilidade de cerca de 70%. A terceira simulação considerou-se a existência de um incidente na ligação à rede de AT na hora 15, o que originou um re-despacho dos recursos energéticos de forma a minimizar o impacto do incidente. O sistema conseguiu assegurar cerca de 60% do fornecimento de energia às cargas prioritárias. Por fim procedeu-se a uma análise dos valores dos custos marginais onde se constatou uma grande discrepância entre os LMPs dos barramentos em determinados períodos, resultante da operação do sistema próximo dos limites mínimos de tensão dos barramentos, o que originava a utilização de recursos mais dispendiosos.

Na segunda simulação procedeu-se à simulação da rede considerando que poderia ser vendida energia para a rede de AT a montante. O objectivo foi verificar qual o impacto que esta venda de energia teria quer para o VPP quer para os *players* a si agregados. Os resultados obtidos foram bastante interessantes, pois a venda da energia resultou num lucro para o VPP de 3 081 € e um resultado adicional para os produtores de 8 785 €. É importante referir que nesta rede considerou-se que a grande maioria dos consumidores detinha alguma produção de energia, pelo que todos os *players* saíram beneficiados.

Por fim procedeu-se a uma divisão da rede em 4 redes mais pequenas em que cada rede era operada por um VPP diferente. Cada VPP detinha tipos diferentes de recursos energéticos pelo que os preços resultantes para a operação de cada VPP também foram distintos.

Do exposto pode-se concluir que a metodologia desenvolvida mostrou-se adequada em situações muito diversas e que a potencialidade de desenvolvimento de novos cenários também é bastante ampla.

A aplicação a um caso real seria muito importante para completar a evolução da aplicação desenvolvida e verificar a sua adaptação às necessidades reais dos VPPs.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

Os SEE estão, actualmente, num período de profunda reestruturação dos seus princípios de funcionamento elementares.

A operação dos sistemas eléctricos, até aqui feita de forma centralizada e vertical, baseada nos custos de operação mínimos e controlados pelas entidades gestoras da rede de transmissão e da rede de distribuição, está a ser substancialmente alterada.

Esta mudança foi inicialmente impulsionada pela liberalização dos mercados eléctricos, o que permitiu a entrada de novos *players* no sector energético, no qual passou a existir concorrência, tanto ao nível da produção de energia, como ao nível da venda de energia aos consumidores finais. Para além do aumento da concorrência, a introdução dos mercados eléctricos provou a desfragmentação das entidades que geriam os sistemas eléctricos em empresas mais pequenas e vocacionadas para actividades específicas, nomeadamente a produção, o transporte e distribuição, e a comercialização. Apesar de cada mercado ter as suas especificidades, normalmente a entidade gestora da rede de transmissão acumula as funções de operador do sistema que tem como função garantir o seu bom funcionamento. Todas as transacções comerciais são comunicadas ao operador de mercado, mesmo que estas sejam estabelecidas bilateralmente, e posteriormente validadas tecnicamente pelo operador do sistema.

Uma outra consequência imediata da introdução dos mercados eléctricos foi que os sistemas de energia deixaram de ser operados com base nos custos mínimos, passando a ser operados em função das transacções resultantes do fecho do mercado eléctrico e dos contratos bilaterais.

A crescente utilização de produção distribuída baseada em recursos naturais e endógenos como fonte primária de energia, é outra das alterações que tem vindo exigir uma adaptação dos SEE. Os governantes têm criado condições apropriadas para a proliferação destas tecnologias, nomeadamente, o estabelecimento de programas de incentivos, e a remuneração a valores aliciantes da energia fornecida por estas unidades de produção.

A terceira mudança, ainda em fase de implementação, é a inclusão dos consumidores no processo de gestão dos SEE. Esta alteração pressupõe a participação activa dos consumidores, mediante contratos efectuados com as entidades gestoras do sistema, permitindo aumentar a sua eficiência energética, reduzir a sua factura energética, não só a poupança resultante da redução dos consumos, mas também a resultante dos incentivos recebidos. A entidade gestora do sistema também tem vantagens com a participação activa dos consumidores, pois pode utilizar a redução dos consumos como um serviço de sistema capaz de dar uma resposta imediata em situações críticas.

Existe ainda, uma mudança anunciada que é a utilização de carros eléctricos com a capacidade de fornecer energia às redes eléctricas. Estes veículos podem funcionar como sistemas de armazenamento capazes de fornecer energia à rede em horas de ponta carregando as baterias nas horas de vazio. A utilização destes veículos irão alterar significativamente a gestão das redes eléctricas, permitindo a instalação de mais produção distribuída, visto que a carga nas horas de vazio irá aumentar, mas introduz um factor de aleatoriedade maior, uma vez que os veículos deslocam-se passando a estar ligados a pontos diferentes das redes eléctricas.

Para dar resposta a este novo paradigma, as redes eléctricas têm de se adaptar criando condições técnicas para a inclusão das novas tecnologias. O conceito de *SmartGrids* surge como uma solução integradora e potenciadora do desenvolvimento tanto das redes eléctricas como dos sistemas a ela ligados.

O conceito de *SmartGrids* está longe de ser único e consensual. No entanto, existem já desenvolvimentos tecnológicos e processuais que nos permitem sugerir, com alguma segurança, que em breve teremos redes mais “inteligentes”, mais activas, capazes de integrar os novos *players* e com níveis elevados de segurança de fornecimento e de qualidade de serviço.

O aumento significativo de *players* a actuar no sector eléctrico nos diversos níveis de tensão e com instalações com capacidades de produção / consumo muito díspares, impõe a necessidade de novos processos de controlo e planeamento.

Neste trabalho é proposta uma hierarquização dos sistemas SCADA em seis níveis, em que o primeiro é gerido pelo operador do sistema e o sexto pelos próprios consumidores / produtores.

O objectivo deste trabalho foi desenvolver metodologias de gestão de recursos energéticos, a serem utilizadas pelos *players* que operem ao nível da média tensão (quarto nível), nomeadamente os Produtores Virtuais e as DISTCO.

Estes *players* deverão ter capacidade para gerir eficazmente, diferentes tipos de recursos energéticos (Produção distribuída, Consumidores de MT, Sistemas de armazenamento de energia, Parques de estacionamento com interligação com carros eléctricos, Microgeração, Consumidores de baixa tensão e Carros eléctricos), ligados tanto ao nível da média tensão como ao nível de baixa tensão. A metodologia proposta permite a gestão de todos os recursos enumerados, considerando as restrições técnicas, tanto dos equipamentos como da rede eléctrica e as restrições contratuais entre o VPP e os *players* a si agregados.

A metodologia proposta foi desenvolvida recorrendo a técnicas determinísticas, nomeadamente, a programação não linear inteira mista, tendo sido consideradas três funções objectivo distintas (custos mínimos, emissões mínimas e cortes de carga mínimos) sendo, posteriormente, atribuído um peso a cada uma delas de forma a obtermos uma função objectivo global, o que permitiu determinar os óptimos de Pareto. Assim, o operador do sistema pode adaptar a metodologia atribuindo pesos diferenciados a cada função adequando a solução ao seu perfil de actuação.

A opção de técnicas determinísticas em detrimento de técnicas heurísticas para resolução do problema proposto, prende-se com o facto de as técnicas heurísticas fornecerem soluções aproximadas. Como o problema ainda não tinha sido abordado na literatura internacional considerou-se pertinente a determinação das soluções exactas como base para a aplicação futura de técnicas heurísticas ao problema da gestão de recursos energéticos. Algumas simulações foram já publicadas comparando técnicas heurísticas com a técnica determinística, aplicadas ao problema de gestão de recursos [Vale, 2010.3] e [Khodr, 2010].

Para além das restrições inerentes a cada tecnologia de produção, foram incluídas restrições relativas aos programas de *Demand Response*, relativas à operação de sistemas de armazenamento e às restrições técnicas das redes. Para adequar a metodologia à realidade, foram introduzidas restrições que permitem à entidade gestora o cumprimento de cláusulas contratuais, nomeadamente, remuneração mínima, gradiente de carga, etc.

Para determinar o risco associado à operação do sistema, devido à incerteza dos dados de entrada (produção eólica, solar fotovoltaica, hídrica e carga), foi desenvolvido um método que permite aferir a probabilidade dos intervalos em torno das soluções encontradas.

Foram ainda determinados os valores dos custos marginais em cada barramento, considerando o LMP de energia que neste caso reflecte não só os custos de produção como também os custos associados aos sistemas de armazenamento e aos programas de *Demand Response*, o LMP de congestionamento e o LMP de perdas.

Pelos resultados dos casos de estudo realizados foi possível validar a metodologia desenvolvida e verificar a sua adequação a uma utilização real. No entanto, é importante o teste da metodologia em redes reais.

## BIBLIOGRAFIA

- [Abadie, 1969] J. Abadie, J. Carpentier, “Generalization of the Wolfe Reduced Gradient Method to the case of Nonlinear Constraints”, Optimization, R. Fletcher (ed.), Academic Press, New York, 37-47, 1969.
- [Abido, 2003] M. A. Abido: “A novel multiobjective evolutionary algorithm for environmental/economic power dispatch,” Electric Power Systems Research, 65(1), pp. 71-81, 2003.
- [Ackermann, 2008] T. Ackermann, P. Lund, N. Martensen, E. Tröster, “Information about the Cell Project - Pilot project for intelligent mobilisation of local power generation”, Energinet, Maio de 2008
- [Altran, 2005] A. Altran, “Um Estudo das Funções de Base Radial aplicadas à Previsão de Cargas Elétricas via Redes Neurais Artificiais”, Tese de Mestrado, São Paulo, Brasil, 2005
- [Amstell, 2009] David Amstell, “Smart grid leads German revolution”, 2009 (<http://www.ngpowereu.com/news/smart-grid-revolution/>), Visitada em Setembro de 2009
- [Attaviriyanupap, 2002] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, J. Hasegawa, "A hybrid EP and SQP for dynamic economic dispatch with nonsmooth fuel cost function," IEEE Transactions on Power Systems, , vol.17, nº.2, pp.411-416, Maio de 2002
- [Attaviriyanupap, 2004] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka & J. Hasegawa: “A fuzzy-optimization approach to dynamic economic dispatch considering uncertainties,” IEEE Transactions on Power Systems, 19(3), pp. 1299-1307, 2004.
- [Awerbuch, 1997] S. Awerbuch, A. Preston, “The Virtual Utility: Accounting, Technology & Competitive Aspects of the Emerging Industry”, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts, USA, 1997
- [Azevedo, 2007.1] F. Azevedo, Z. Vale, P. Oliveira, “A Decision-Support System Based on Particle Swarm Optimization for Multiperiod Hedging in Electricity Markets” IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no.3, 995-1003, Agosto de 2007
- [Azevedo, 2007.2] F. Azevedo, “Gestão do Risco em Mercados Competitivos de electricidade: Previsão de Preços e Optimização do Portfólio de Contratos” Tese de Doutoramento, UTAD, Portugal, 2007

- 
- [Babaei, 2010] S. Babaei, T. Le, L. Bertling, O. Carlson, “Effects of PHEVs in power distribution systems: Reviews and analyses”, CIRED Workshop 2010: Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, França, 7-8 de Junho de 2010
- [Bagen, 2007] B. Bagen, D. Jacobson, G. Lane, H. Turanli, “Evaluation of the Performance of Back-to-Back HVDC Converter and Variable Frequency Transformer for Power Flow Control in a Weak Interconnection”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, Florida, USA, 24 a 28 de Junho de 2007.
- [Baran, 1989] M. Baran, F. Wu, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, nº 2, 1401-1407, Abril de 1989
- [Bender, 1996] E. Bender, “Mathematical methods in artificial intelligence”, IEEE Computer Society Press, California, USA, 1996
- [Bernhard, 2004] E. Bernhard, “Adaptation and Exemplary Implementation of DG-Specific Prediction Systems”, Project Dispower, 2004
- [Bialek, 2005] J. Bialek, “Transmission Pricing & Congestion Management in a Competitive Power Market”, International Conference on Power Market Development in India: Reflections from International Experience, 19-21 de Abril de 2005.
- [Bixby, 1992] R. Bixby, “Implementing the simplex method: The initial Basis”, ORSA Journal on Computing, Vol. 4, 267 – 284, 1992
- [Bletterie, 2007] B. Bletterie, B. Blažic, Y.M. Saint-Drenan, R.Rodríguez, “Co-ordination Action to consolidate RTD activities for large-scale integration of DER into the European electricity market” SOLID-DER European Project – Work Package II, Novembro de 2006
- [Bolund, 2007] B. Bolund, H. Bernhoff, M. Leijon. “Flywheel energy and power storage systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 11 pp. 235-258, Uppsala, Suécia, Fevereiro de 2007.
- [Box, 1976] G. Box, G. Jenkins, “Times series analysis: forecasting and control”, Holden-Day, San Francisco, USA, 1976.
- [Bussieck, 2003] M. R. Bussieck, A. Pruessner, “Mixed-Integer Nonlinear Programming”, 2003.
- [Cabelte, 2010] Cabelte, “Catálogo Cabos de Energia – Média Tensão”, <http://www.cabelte.pt/LinkClick.aspx?link=Cat%2fPT%2fMediaTensao.pdf&tabid=94&mid=577>, Visitada em Fevereiro de 2010

- [Caldon, 2004] R. Caldon, A. Patria, R. Turri, “Optimisation algorithm for a Virtual Power Plant operation”, 39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC2004, Bristol, Reino Unido, Setembro de 2004
- [Cao, 2006] J. Cao, S. Cao “Study of forecasting solar irradiance using neural networks with preprocessing sample data by wavelet analysis”, *Energy*, Vol. 3, pp.13435–13445, 2006
- [Chang, 2002] B. Chang, S. Tsai, “Forecasting Non-periodic Short-term Time Series – Radial Basis Function Neural Network Approach,” Proc. IJCNN’02 International Joint Conference on Neural Networks, Vol. 1, 12-17 de Maio de 2002.
- [Chaouachi, 2010] A. Chaouachi, R. Kamel, K. Nagasaka, “Neural Network Ensemble-Based Solar Power Generation Short-Term Forecasting”, *Journal of Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics*, Vol.14 n°.1, 2010
- [Chen, 2009] Y. Chen, Z. Xu, J. Østergaard, “Control Mechanism and Security Region for Intentional Islanding Transition”, IEEE PES General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Chowdhury, 1990] E. H. Chowdhury, S. Rahrnan, “A review of recent advances in economic dispatch”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.5, n°.4, Novembro de 1990
- [Coelho, 2006] L. Coelho, V. Mariani, “Evolução diferencial híbrida com programação quadrática aplicada ao problema de despacho econômico de energia elétrica”. *Sba Controle & Automação*, Vol.17, n.4, 409-423, 2006
- [CONOPT, 2001] A. Drud, “GAMS/ CONOPT User’s Notes”, Washington, DC, 2001
- [Contreras, 2003] J. Contreras, R. Espínola, F. Nogales, A. Conejo, “ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, n°. 3, 1014-1020, Agosto de 2003
- [Cplex, 2007] GAMS Development Corporation, “GAMS/CPLEX 12 User’s Notes”. Washington, DC, 2007
- [Davis, 2006] S. Davis, “Matlab Manual”, Rice University, Houston, Texas, USA, 2006

- [Debrup, 2010] D. Debrup, F. Kreikebaum, D. Divan, F. Lambert, “Reducing Transmission Investment to Meet Renewable Portfolio Standards Using Smart Wires” IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, New Orleans, Louisiana, USA, 19-22 de Abril de 2010
- [Derler, 2010] K. Derler, W. Niederhuemer, “Smart grids! The basis of smart grids are “smart” planning rules.”, CIRED Workshop 2010: Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, França, 7-8 de Junho de 2010
- [DICOPT, 2001] I. Grossmann, J. Viswanathan, A. Vecchietti, R. Raman, E. Kalvelagen “GAMS/ DICOPT User’s Notes”. Washington, DC, 2001.
- [Dielmann, 2003] K. Dielmann, A. van der Velden, “Virtual Power Plants (VPPs) – A New Perspective for Energy Generation?”, Modern Techniques and Technologies (MTT) 2003. 9th International Scientific and Practical Conference of Students, Post-graduates and Young Scientists, 7–11 de Abril de 2003
- [Dimeas, 2010] A. Dimeas, J. Oyarzabal, N. Hatziargyriou, “Demonstration of MGCC in Laboratory with centralized and decentralized control”, More Microgrids European Project, Work Package B, 2010
- [Divan, 2004] D. Divan, W. Brumsickle, R. Schneider, B. Kranz, R. Gascoigne, D. Bradshaw, M. Ingram, I. Grant, “A distributed static synchronous series compensator system for realizing active power flow control on existing power lines,” in IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), New York, USA, 10-13 de Outubro de 2004.
- [Divan, 2007] D. Divan, H. Johal , “Distributed FACTS - A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control,” IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, issue 6, 2253-2260, Novembro de 2007.
- [Donkelaar, 2004] M. Donkelaar, M. Scheepers, “A socio-economic analysis of technical solutions and practices for the integration of distributed generation”, DISPOWER European Project, Julho de 2004
- [Donovan, 1983] T. O’Donovan, “Short term forecasting: an introduction to the Box-Jenkins approach”, John Wiley & Sons, New York, USA, 1983.
- [Duan, 2010] R. Duan, G. Deconinck, “Future Electricity Market Interoperability of a Multi-agent Model of the Smart Grid”, International Conference on Networking, Sensing and Control (ICNSC), Chicago, Illinois, USA, 10-12 de Abril de 2010

- [Duran, 1986] M.A. Duran, I.E. Grossmann, “An Outer-Approximation Algorithm for a Class of Mixed-integer Nonlinear Programs”, *Mathematical Programming*, Vol. 36, Nº 3, 307–339, 1986.
- [EC, 2006] European Commission, “European SmartGrids Technology Platform - Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”, European Communities, 2006
- [EC, 2007] European Commission, “Roteiro das Energias Renováveis — Energias renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável”, Bruxelas, 2007
- [EC, 2008] European Communities (P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios), “European Energy and Transport – Trends to 2030 (Update 2007)”, Abril de 2008
- [EC, 2010] European Commission, “European SmartGrids Technology Platform - Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”, European Communities, Abril de 2010
- [EREC, 2004] European Renewable Energy Council, “Renewable Energy Scenario to 2040”, 2004
- [ERGEG, 2010] European Regulators Group for Electricity & Gas, “Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Conclusions Paper”, Junho de 2010
- [ESA, 2008] Electricity Storage Association web page: [http://www.electricitystorage.org/site/technologies/technology\\_comparisons/](http://www.electricitystorage.org/site/technologies/technology_comparisons/), Visitada em Julho de 2010
- [ETPS, 2010] European Technology Platform SmartGrids, "Strategic Deployment Document for Europe’s Electricity Networks of the Future", Final Report, 20 de Abril de 2010
- [Exposito, 2009] A. Expósito, A. Conejo, C. Cañizares, “Electric Energy Systems – Analysis and Operation”, CRC Press – Taylor & Francis Group, 2009
- [Feinberg, 2005] E. Feinberg, D. Genethliou, “Load forecasting”, “Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control and Computational Intelligence”, Springer, 2005.
- [Ferreira, 2006] J. Ferreira, Z. Vale, J. Cardoso “Locational Marginal Price Simulator”, ICKEDS'06 – International Conference Knowledge Engineering and Decision Support - ickedes, Lisboa, Portugal, Maio de 2006.

- [Ferreira, 2007] J. Ferreira, “Tarifação da Transmissão e gestão do congestionamento em sistemas eléctricos liberalizados”, Tese de doutoramento, UTAD, Portugal, 2007.
- [Fletcher, 1994] R. Fletcher and S. Leyffer, “Solving Mixed Integer Programs by Outer Approximation”, *Mathematical Programming*, Vol. 66, Nº 1-3, 327–349, 1994
- [Floudas, 1995] C.A. Floudas, “Nonlinear and Mixed Integer Optimization: Fundamentals and Applications”, Oxford University Press, New York NY, 1995.
- [Fontela, 2004] M. Fontela, C. Andrieu, S. Bacha, N. Hadjsaid, Y. Besanger, “Distributed Generation as a means to increase system robustness”, CRISP European Project – Work Package 1.3, Setembro, 2004
- [Gams, 2008] Richard E. Rosenthal, “GAMS | A User's Guide”, GAMS Develop. Corp. Washington, DC, 2008.
- [Gams, 2009] “GAMS - The Solver Manuals”, GAMS Development Corporation. Washington, DC, 2009.
- [Garcia, 2005] R. Garcia, J. Contreras, M. Akkeren, J. Garcia, “A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, Nº. 2, Maio de 2005
- [Geoffrion, 1972] A.M. Geoffrion, “A Generalized Benders Decomposition”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 10, nº4, 237–260, 1972.
- [Giebel, 2003] G. Giebel, “The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power - A Literature Overview”, Project Anemos, 2003
- [Graham, 2005] I. Graham, “MATLab manual and introductory tutorials”, Bath University Computing Service, Bath, UK, Fevereiro de 2005
- [Grainger, 1994] J. Grainger, W. Stevenson, “Power System Analysis”, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [Greenpeace, 2010] S. Teske, A. Zervos, C. Lins, J. Muth, “Energy [r]evolution - A Sustainable World Energy Outlook - 2010 World Energy Scenario”, Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), 3ª Edição, Junho de 2010
- [Greinera, 2006] Greinera, C. J., Korpas, M., & Holen, A. T., “A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power”, 2006

- [Goodman, 2004] S. Goodman, M. Walker, “Benchmarking air emissions of the 100 largest electric power producers in the united states – 2004”, Abril de 2006
- [Guerrero, 2004] R. Guerrero, “Differential Evolution Based Power Dispatch Algorithms”, Tese de Mestrado, Departamento de Engenharia electrotécnica, Universidad de Puerto Rico, Mayaguez Campus, Porto Rico, 2004
- [Gupta, 1985] O.K. Gupta, A. Ravindran, “Branch and Bound Experiments in Convex Nonlinear Integer Programming”, *Management Science*, Vol. 31, nº 12, 1533–1546, Dezembro, 1985.
- [Gyugyi, 1995] L. Gyugyi, C. Schauder, S. Williams, T. Rietman, D. Torgerson, A. Edris, “The unified power flow controller: a new approach to power transmission control,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, Issue 2, 1085 – 1097, Abril de 1995
- [Gyugyi, 1997] L. Gyugyi, C. Schauder, K. Sen, “Static Series Compensator: a Solid-State Approach to the Series Compensation of Transmission Lines,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 12, nº 1, 406-407, Janeiro de 1997.
- [Hammerschmidt, 2010] T. Hammerschmidt, A. Gaul, J. Schneider, “Smart Grids are the efficient base for future energy applications”, *CIREC Workshop 2010: Sustainable Distribution Asset Management & Financing*, Lyon, França, 7-8 de Junho de 2010
- [Happ, 1977] H. H. Happ. "Optimal Power Dispatch - A Comprehensive Survey" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-96 (3). pp. 841-854, May/June, 1977.
- [Hatziargyriou, 2005] N. Hatziargyriou, A. Dimeas and A. Tsikalakis, “Centralized and decentralized control of microgrids”. *International Journal of Distributed Energy Resources, Technology & Science Publishers*, Kassel, Vol. 1, nº 3, 197-212. Julho/Setembro de 2005.
- [Hetzer, 2008] J. Hetzer, D. Yu, K. Bhattarai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, , Vol. 23, nº.2, pp.603-611, Junho de 2008
- [Hingorani, 1993] N. Hingorani, “Flexible AC Transmission,” *IEEE Spectrum*, v. 30, nº 4, 40-45, Abril de 1993.
- [Hongjie, 2002] L. Hongjie, W. Xiugeng, Z. Weicun, X. Guohua, “Market Clearing Price Forecasting Based on Dynamic Fuzzy System,” *Proc. PowerCon 2002 International Conference on Power System Technology*, Vol. 2, 13-17 de Outubro de 2002.

- [Hove, 2008] P. Hove, “EU Research Programmes: Future Prospects through the SET Plan and FP7”, 3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Nice, França, 10-12 de Dezembro de 2008
- [Hughes, 2004] J. Hughes, “The Integrated Energy and Communication Systems Architecture - Volume IV: Technical Analysis”, EPRI / CEIDS, 2004
- [Ibrahim, 2007] H. Ibrahim, A. Ilinca and J. Perron. “Energy storage systems - Characteristics and comparisons”, Québec, Canadá, Janeiro de 2007.
- [IEEE, 1971] IEEE Committee Report “Present practice in the economic operation of power systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 90, pp. 1768-1775, 1971
- [IEEE, 2004] IEEE Power Engineering Society - Power System Analysis, Computing and Economics Committee, Distribution System Analysis Subcommittee “IEEE 123 Node Test Feeder”, 2004
- [IEEE, 2010] IEEE, <http://smartgrid.ieee.org/about-smartgrid/ieee-and-smartgrid>, Visitado em Setembro de 2010
- [IPCC, 2006] Intergovernmental Panel on Climate Change, “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”, USA, 2006
- [Jimenez, 2006] M. Jiménez, “Smart Electricity Networks based on large integration of Renewable Sources and Distributed Generation”, Tese de Doutoramento, Universität Kassel, Kassel, Alemanha, Junho de 2006
- [Kádár, 2006] P. Kádár, “Energy on the roof”, 3rd Romanian-Hungarian Joint Symposium on Applied Computational Intelligence, SACI Proceedings pp 343-352, Timisoara, Romania, 25-26 de Maio, 2006;
- [Kadurek, 2009] P. Kadurek, C. Ioakimidis, P. Ferrão, “Electric Vehicles and their Impact to the Electric Grid in isolated systems”, 2nd International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drivers, Lisboa, Portugal, 18 - 20 de Março de 2009
- [Kempton, 1997] W. Kempton, S. Letendre, “Electric vehicles as a new power source for electric utilities“, Transportation Research – D, Vol.2, n.º.3, 157-175, Elsevier, 1997
- [Kempton, 2005] W. Kempton, J. Tomic, “Vehicle to grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue“, Journal of Power Sources, Vol.144, 268-279, 2005

- [Khodr, 2009] H. Khodr, J. Martínez-Crespo, M. Matos, J. Pereira, “Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, nº 4, Outubro de 2009
- [Khodr, 2010] H. Khodr , Z. Vale, C. Ramos, J. Soares, H. Morais, P. Kadar, “Optimal Methodology for Renewable Energy Dispatching in Islanded Operation”, Transmission and Distribution Conference and Exposition PES 2010, New Orleans, Loisiaana, EUA, 19-22 de Abril de 2010
- [Kieny, 2009] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, J. Maire, “On the concept and the interest of Virtual Power plant: some results from the European project FENIX”, 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Calgary, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Kirkham, 2009] H. Kirkham, “Current Measurement Methods for the Smart Grid”, IEEE PES General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Korpas, 2003] M. Korpas, A. Holen, R. Hildrum, “Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 25, 599-606, Elsevier,2003
- [Korpas, 2006] M. Korpas, A. Holen, “Operation planning of hydrogen storage connected to wind power Operating in a Power Market”, 2006
- [Litos, 2008] Litos Strategic Communication, “The SMART GRID: An Introduction”, Prepared for the U.S. Department of Energy by Litos Strategic Communication, USA, 2008
- [Lobo, 2008] F. Lobo, A. Cabello, A. Lopez, A. Mora, R. Mora, “Distribution Network as Communication System”, CIRED Seminar 2008: Smart Grids for Distribution, Frankfurt, Alemanha, 23-24 de Junho de 2008
- [Lund, 2005] P. Lund, S. Cherian, T. Ackermann. "A Cell Controller for Autonomous Operation of a 60 kV Distribution Area," International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 2, nº. 2, 83-100, 2005.
- [Maher, 2008] C. Maher, B. Mohsen, “Neuro-Fuzzy Dynamic Model with Kalman Filter to Forecast Irradiance and Temperature for Solar Energy Systems” Renewable Energy, 1435-1443, 2008

- 
- [Marler, 2004] R. Marler, J. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering”, Structural and Multidisciplinary Optimization, Vol. 26, n° 6, Springer, 369-395, 2004
- [McCarl, 2002] Bruce A. McCarl, “GAMS - Quick Start Tutorial”, 2002
- [Metke, 2010] A. Metke, R. Ekl, “Security Technology for Smart Grid Networks”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, n°1, Junho de 2010
- [Mohammadi, 2006] A. Mohammadi, M. Varahram, “Using neural network for solving of on-line economic dispatch problem” IAWTIC - International Conference on Computational Intelligence for Modelling Control and Automation, and International Conference on Intelligent Agents, Web Technologies and Internet Commerce, Sydney, Austrália, 29 de Novembro a 1 de Dezembro, 2006.
- [Morais, 2005] H. Morais, M. Cardoso, L. Castanheira, Z. Vale, I. Praça, “A Decision-Support Simulation Tool for Virtual Power Producers”, International Conference on Future Power Systems, Amesterdão, Holanda, 16-18 de Novembro, 2005
- [Morais, 2008] H. Morais, M. Cardoso, H. Khodr, I. Praça, Z. Vale, “Virtual Power Producers Market Strategies”, EEM 08 – 5th International Conference on the European Electricity Market, Lisboa, Portugal, 28-30 de Maio, 2008
- [Morais, 2009] H. Morais, S. Ramos, Z. Vale, “MV Producers and Consumers Agents Characterization with DSM Techniques”, 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucareste, Romania, 2009
- [Morais, 2010] H. Morais, P. Kádár, P. Faria, Z. Vale, H. Khodr, “Optimal Scheduling of a Renewable micro-grid in an Isolated Load area using Mixed-Integer Linear Programming”, Renewable Energy, Vol. 35, n° 1, 151-156, Elsevier, Janeiro 2010
- [NaS Batteries, 2009], NaS Batteries. NGK Ltd., <http://www.ngk.co.jp/english/products/power/nas/index.html>, Visitado em Setembro de 2009.
- [Neto, 2006] A. Neto, “Simulação Hidrológica na Amazônia: Rio Madeira”, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2006
- [Oliveira, 2009] P. Oliveira, T. Pinto, H. Morais, Z. Vale, I. Praça “MASCEM – An Electricity Market Simulator providing Coalition Support for Virtual Power Producers” ISAP 2009, Curitiba, Brasil, 8 – 12 Novembro, 2009.

- [Omel, 2010] OMEL Homepage, Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., <http://www.omel.es/>, Espanha, Visitada em Março de 2010
- [Oyarzabal, 2005] J. Oyarzabal, J. Jimeno, A. Engler, C. Hardt, J. Ruela, “Agent based Micro Grid Management System”, International Conference on Future Power Systems, Amesterdão, Holanda, 16-18 de Novembro, 2005
- [Paiva, 2007] J. Paiva, “Redes de energia eléctrica – Uma análise sistémica”, IST Press, 2ª Edição, Dezembro de 2007
- [Palma-Behnke, 2010] R. Palma-Behnke, P. Estévez, “Integration of PHEVs and EVs: Experience from Chile”, IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, Minnesota, USA, 25-29 de Julho de 2010
- [Pareto, 1906] V. Pareto, “Manuale di Economica Politica”, Societa Editrice Libreria, Milan, 1906; Traduzido para inglês por A. Schwier, “Manual of Political Economy”, A.M. Kelley, New York, 1971
- [Pindoriya, 2010] N. Pindoriya, S. Singh, K. Lee, “A Comprehensive Survey on Multi-objective Evolutionary Optimization in Power System Applications”, IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, Minnesota, USA, 25-29 de Julho de 2010
- [Paun, 2010] M. Paun, G. Lorenz, P. Schlosser, “Smart grids and networks of the future - eurelectric views”, CIRED Workshop 2010: Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, França, 7-8 de Junho de 2010
- [PE, 2009] Parlamento Europeu, “Directiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis”, 23 de Abril de 2009
- [Praça, 2003] I. Praça, C. Ramos, Z. Vale, M. Cordeiro, “MASCEM: a multiagent system that simulates competitive electricity markets”, IEEE Intelligent Systems, vol.18, no.6, 54- 60, Nov-Dez de 2003
- [Price, 1999] A. Price, S. Bartley, S. Male, G. Cooley. “A novel approach to utility scale energy storage”, Power Engineering Journal, Junho de 1999
- [Pudjianto, 2007] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac, “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources”, IET Renewable Power Generation, Vol. 1, Issue 1, Março de 2007

- [Quesada, 1992] I. Quesada, I.E. Grossmann, “An LP/NLP Based Branch and Bound Algorithm for Convex MINLP Optimization Problems”, *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 16, Nº 10/11, 937–947, 1992.
- [Rahimi, 2010] F. Rahimi, A. Ipakchi, “Demand Response as a Market Resource under the Smart Grid Paradigm”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, VOL. 1, nº1, Junho de 2010
- [Ramos, 2006] S. Ramos, “Utilização de técnicas de Data Mining para apoio aos agentes dos mercados retalhistas de energia eléctrica”, Tese de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2006
- [Rodrigues, 2007] N. Rodrigues, “Um algoritmo cultural para problemas de despacho de energia eléctrica”, Tese de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Ciência da Computação, Universidade Estadual de Maringá, Maringá, Brasil, 2007
- [Rogers, 2010] K. Rogers, R. Klump, H. Khurana, A. Aquino-Lugo, T. Overbye, “An Authenticated Control Framework for Distributed Voltage Support on the Smart Grid”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, VOL. 1, nº1, Junho de 2010
- [Roscoe, 2007] Andrew Roscoe, “Demand Response and embedded storage to facilitate diverse and renewable power generation portfolios in the UK”, Tese de Mestrado, 2004
- [Saleem, 2009] A. Saleem, K. Heussen, M. Lind, “Agent Services for Situation Aware Control of Power Systems with Distributed Generation”, *IEEE PES General Meeting*, Calgary, Alberta, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Sansigolo, 2005] C. Sansigolo, “Distribuições de probabilidade de velocidade e potência do vento”, *Revista Brasileira de Meteorologia*, Vol. 20, nº 2, 207-214, Agosto de 2005
- [Schmidt, 2005] H. P. Schmidt, “Reconfiguração de redes de distribuição através de programação não-linear inteira mista”, São Paulo, Brasil, 2005
- [Shao, 2010] M. Shao, W. T. Jewell, “CO<sub>2</sub> Emission-Incorporated AC Optimal Power Flow and Its Primary Impacts on Power System Dispatch and Operations”, *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, Minnesota, USA, 25-29 de Julho de 2010
- [Silva, 2008] B. Silva, “Estudo de Soluções Alternativas de Armazenamento de Energia para Diferentes Horizontes Temporais”, Tese Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, Março de 2008

- [Simard, 2009] G. Simard, D. Chartrand, P. Christophe, “Distribution Automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid”, IEEE PES General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Song, 1997] Y. Song, G. Wang, P.Wang, A. Johns, “Environmental/economic dispatch using fuzzy logic controlled genetic algorithms IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, nº.4, 377-382, Julho de 1997
- [Styczynski, 2009] Z. A. Styczynski, P. Lombardi, R. Seethapathy, M. Piekutowski, C. Ohler, B. Roberts, S. C. Verma, “Electric Energy Storage and its Tasks in the Integration of Wide-Scale Renewable Resources”, IEEE PES General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Swarnkar, 2009] K. Swarnkar, S. Wadhvani, A. Wadhvani, "Optimal Power Flow of large distribution system solution for Combined Economic Emission Dispatch Problem using Particle Swarm Optimization,". ICPS '09, International Conference on Power Systems, 2009, Londres, UK, 27-29 de Dezembro de 2009
- [US Energy, 2006] U.S. Department of energy, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them”, 2006
- [US Energy, 2008] U.S Department of Energy, “Energy Storage”, 2008
- [Vale, 2009] Z. Vale, H. Morais, M. Silva, C. Ramos, “Towards a Future SCADA”, 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Calgary, Canada, 26 a 30 de Julho de 2009
- [Vale, 2010.1] Z. Vale, H. Morais, P. Faria, H. Khodr, J. Ferreira, P. Kadar, “Distributed Energy Resources Management with Cyber-Physical SCADA in the Context of Future Smart Grids”, The 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference – Melecon10, Valletta, Malta, 25-28 de Abril de 2010
- [Vale, 2010.2] Z. Vale, H. Morais, C. Ramos, H. Khodr, P. Faria “Energy resources management for more sustainable distribution systems: An intelligent approach”, CIRED Workshop 2010: Sustainable Distribution Asset Management & Financing, Lyon, França, 7-8 de Junho de 2010
- [Vale, 2010.3] Z. Vale, H. Morais, H. Khodr, B. Canizes, J. Soares, “Technical and economic resources management in Smart Grids using Heuristic Optimization methods”, IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, Minnesota, USA, 25-29 de Julho de 2010.

- 
- [Walawalkar, 2010] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, K. Chevva, “Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO”, *Energy*, Vol. 35, 1553–1560, Elsevier, Abril de 2010
- [Wang, 2007] L. Wang, C. Singh, “Environmental/economic power dispatch using a fuzzified multi-objective particle swarm optimization algorithm”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 77, 1654–1664, Elsevier, 2007
- [Westerlund, 1995] T. Westerlund, F. Petersson, “An extended cutting Plane Method for Solving Convex MINLP Problems”, *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 19, 131–136, 1995
- [Willems, 2005] B. Willems, “Physical and Financial Virtual Power Plants”, Discussion Paper, Leuven Katholieke Universiteit – Faculty of Economics and Applied Economics, Bélgica, Abril de 2005
- [Wong, 1998] K. Wong, J. Yuryevich, “Evolutionary-programming-based algorithm for environmentally-constrained economic dispatch”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, nº 2, 301–306, Maio de 1998
- [Wood, 1996] A. Wood and B. F. Wollenberg, “Power Generation, Operation and Control”, 2ª edição, New York: Wiley, 1996
- [Yong, 2007] L. Yong, S. Tao, "Economic dispatch of power system incorporating wind power plant," IPEC 2007, International Power Engineering Conference, Houton, Texas, USA, 3-6 de Dezembro de 2007
- [Zhao, 2004] B. Zhao, C. Guo, Y. Cao, “Dynamic Economic Dispatch in Electricity Market Using Particle Swarm Optimization Algorithm”, 5th World Congress on Intelligent Control and Automation, Hangzhou, China, 15-19 de Junho de 2004