

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



LISBOA

UNIVERSIDADE
DE LISBOA

Modelação e optimização do dimensionamento de um
sistema electroprodutor híbrido isolado

André Filipe Quintas Malheiro

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2014

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



LISBOA

UNIVERSIDADE
DE LISBOA

Modelação e optimização do dimensionamento de um sistema electroprodutor híbrido isolado

André Filipe Quintas Malheiro

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de:

Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

Doutor Ricardo Manuel Pinto de Lima

2014

Agradecimentos

Ao longo desta dissertação foram diversas as pessoas que me auxiliaram. Mais ainda, a conclusão desta etapa é a consequência de diferentes acontecimentos com diferentes pessoas, que me marcaram e me ajudaram a crescer.

Começando de uma fase mais recente, agradeço imenso ao Doutor Pedro Castro e ao Doutor Ricardo Lima pelos seus contributos na elaboração desta dissertação. O esclarecimento de dúvidas, as questões colocadas constantemente, as sugestões, a disponibilidade e acima de tudo a forma como me conseguiram motivar, foram determinantes para concluir com sucesso este trabalho.

Agradeço à Professora Ana Estanqueiro pela oportunidade de desenvolver esta dissertação junto de um ambiente propício, pela disponibilidade e contribuições para este trabalho.

A toda a equipa do LNEG a quem recorri e pelo espaço de trabalho. A todos os novos amigos que aqui fiz e aos que aqui encontrei e me acompanharam nesta fase, pela companhia e pela boa disposição.

Aos meus professores, a quem recorri quando precisei e que sempre me aconselharam pelo melhor.

À RUEM, onde passei a minha estadia em Lisboa e onde fiz amigos para a vida.

A todos os meus amigos, por tudo.

Aos meus familiares em Lisboa, que sempre me acolheram e trataram de uma forma que nunca conseguirei retribuir.

Aos meus pais e irmãos, que são as pessoas em quem mais posso confiar e que estão presentes nos bons e maus momentos.

Obrigado!

Abstract

The lack of energy services affects millions of people all over the world. Considering yet the regions where the access to electricity is done by fossil fuels, vulnerable to cost variations, it becomes urgent to promote access to sustainable energy services both environment-friendly and economically viable. One potential solution is the implementation of isolated hybrid systems that rely on local renewable energy sources.

In this work it is developed a methodology for the optimal sizing and scheduling for isolated hybrid systems that count with wind and photovoltaic conversion technologies, batteries and diesel generators. The goal is to help the project manager to determine the number of equipments to install of each technology. The optimal sizing is achieved by minimizing the total cost during 20 years of the useful life of the project. With that, it is possible to determine the cost of energy or LCOE (€/kWh). The methodology consists on a sizing and scheduling model that evaluates in each hour the energy balance of production/consumption, for one year of climate data. The developed methodology is a mixed integer linear programming problem and is applied in the GAMS platform.

Various configurations of hybrid systems are analyzed and compared and a sensitivity analysis to economic factors like diesel cost is performed. Also a climate analysis is performed to conclude about the applicability of the developed methodology in different climates.

The results demonstrate that the implementation of hybrid systems is the most viable economical option in the considered scenarios. The most economic solutions are the ones that include the four subsystems proposed: wind, photovoltaic, batteries and diesel generators.

Keywords: LCOE, isolated systems, hybrid systems, sizing optimization, renewable energies;

Resumo

A falta de acesso a serviços de energia afecta milhões de pessoas por todo o mundo. Considerando ainda as regiões onde o acesso a electricidade é efectuado por queima de combustíveis fósseis, vulneráveis às variações de custo de combustível, torna-se urgente promover o acesso a serviços de energia limpos e economicamente viáveis. Uma potencial solução é a implementação de sistemas híbridos isolados que contem com os recursos renováveis locais.

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia de optimização do dimensionamento e escalonamento para sistemas híbridos isolados que reúnam as tecnologias de conversão eólica e fotovoltaica, baterias e geração a diesel. O objectivo é auxiliar o decisor do projecto a determinar o número de equipamentos a instalar de cada tecnologia. O dimensionamento óptimo é alcançado minimizando o investimento total para 20 anos de vida útil do projecto. Determina-se deste modo o custo de energia ou LCOE (€/kWh). A metodologia consiste num modelo de dimensionamento e escalonamento que avalia a cada hora o balanço de energia produção/consumo, para 1 ano de dados climáticos. A metodologia desenvolvida é um problema de programação linear inteira mista e é aplicada na plataforma GAMS.

São analisadas e comparadas diversas configurações de sistemas híbridos e é efectuada a análise de sensibilidade a factores económicos como o custo do diesel. É efectuada uma análise climática demonstrando a aplicabilidade da metodologia desenvolvida a diferentes condições climáticas.

Os resultados verificam que a implementação de sistemas híbridos isolados é a opção economicamente mais viável nos cenários considerados. As melhores soluções económicas são as que aplicam os quatro subsistemas propostos: eólica, fotovoltaica, baterias e geradores a diesel.

Palavras-chave: LCOE, sistemas isolados, sistemas híbridos, optimização do dimensionamento, energias renováveis;

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento.....	1
1.2	Motivação e Objectivos.....	2
1.3	Estrutura do documento.....	2
2.	Contextualização: Sistemas isolados.....	3
2.1	Sistemas híbridos isolados.....	3
2.2	Recursos renováveis e tecnologias de conversão	3
2.3	Normas técnicas	7
3.	Dimensionamento de sistemas híbridos isolados	8
3.1	Critérios de dimensionamento.....	8
3.1.1	Custo de energia	8
3.1.2	Fiabilidade do abastecimento	9
3.1.3	Outros critérios.....	9
3.2	Modelação dos subsistemas.....	10
3.2.1	Condicionadores de Potência	10
3.2.2	Configuração da Rede Interna.....	11
3.2.3	Aerogeradores	12
3.2.4	Painéis Fotovoltaicos.....	14
3.2.5	Gerador Diesel.....	16
3.2.6	Armazenamento de energia. Baterias.....	18
3.3	Modelo de sistema integrado.....	21
4.	Optimização de sistemas híbridos isolados	22
4.1	Formulação do problema de optimização.....	22
4.2	Metodologia de modelação e optimização	26
4.3	Interface e transferência de dados	26
5.	Caracterização do caso de estudo	28
5.1	Caracterização do consumo.....	28

5.2	Local e meteorologia.....	28
6.	Aplicação da Metodologia. Resultados e Discussão	30
6.1	Cenário de referência.....	30
6.1.1	Outras tipologias de sistemas híbridos	37
6.2	Análise de sensibilidade económica.....	39
6.2.1	Cenário diesel.....	39
6.2.2	Cenário tecnologia.....	40
6.3	Análise Climática	43
6.3.1	Cenário climático 1	43
6.3.2	Cenário climático 2	44
6.3.3	Cenário climático 3	46
6.4	Limitações do modelo	47
7.	Conclusões e Trabalho Futuro.....	48
8.	Bibliografia.....	49
	Anexo A – Coeficientes do modelo do aerogerador	53
	Anexo B – Problemas MILP em plataforma GAMS.....	53
	Anexo C – Parâmetros do Cenário de referência	54
	Anexo D – Escalonamento do subsistema geradores diesel.....	56
	Anexo E – Tempos de optimização.....	57

Índice Figuras

Fig. 1 – Distribuição mundial da irradiância solar anual num plano horizontal (kWh/m ²) (Luque e Hegedus, 2011).....	4
Fig. 2 – a) Módulos fotovoltaicos instalados na central fotovoltaica Hércules, em Serpa (esquerda) (Wikipédia, 2013) e b) representação do efeito fotoelétrico nas células (direita) (Évora e Morais, 2013).	5
Fig. 3 – Perfil do vento na camada limite (Estanqueiro e Simões, 2011).	5
Fig. 4 – Distribuição mundial da velocidade do vento a 80 m de altura (IEA, 2013).	6
Fig. 5 – Instalação de um aerogerador Enercon E-126, com 7,6 MW (adaptado de Hansebube Forum (2014))......	6
Fig. 6 – Representação de uma rede em CA. * - aerogerador sem conversor dedicado; ** - aerogerador com conversor dedicado (adaptado de ARE (2013c))......	12
Fig. 7 – Regressão efectuada aos pontos das curvas de potência de turbinas comerciais.	13
Fig. 8 – a) Variação da potência extraída para diferentes níveis de irradiância. b) Variação da potência extraída para diferentes temperaturas da célula. (Houssamo, Locment e Sechilariu, 2010).....	15
Fig. 9 – Consumo específico normalizado de conjunto de geradores comerciais.	17
Fig. 10 – Campos de aplicação de diferentes tecnologias de armazenamento de acordo com a energia armazenada e potência de saída. Adaptada de Ibrahim, Ilinca e Perron (2008).	19
Fig. 11 – Evolução da capacidade de armazenamento com o aumento do número de ciclos efectuados numa bateria electroquímica (Ibrahim, Ilinca e Perron, 2008).	19
Fig. 12 – Fluxograma do dimensionamento do sistema híbrido. A verde a parte correspondente ao desenvolvimento do modelo e ao tratamento de dados, e a azul o processo de optimização do GAMS.	27
Fig. 13 – Diagrama de consumo de energia representativo de 24h.	28
Fig. 14 – Série horária de velocidade do vento durante um ano. Velocidade média de 5,93 m/s para 40 m de altura.	28
Fig. 15 – Séries horárias de irradiância e temperatura ambiente durante um ano.	29
Fig. 16 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Janeiro.....	31
Fig. 17 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Abril.....	32
Fig. 18 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Julho.	33
Fig. 19 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Outubro.....	33

Fig. 20 – Origem da energia consumida na última semana de cada mês exemplificada nas Fig. 16 a Fig. 19.....	34
Fig. 21 – Produção mensal de cada subsistema para um ano do cenário de referência.....	34
Fig. 22- a) Produção total anual de energia por subsistema (esquerda). b) Utilização final de energia produzida (direita).	35
Fig. 23 – a) Fracção renovável do sistema híbrido (esquerda). b) Contribuição directa de cada subsistema para o consumo (direita).....	35
Fig. 24 – Evolução anual do estado de carga da bateria, da energia que efectivamente entra e sai das baterias, BatINe e BatOUTe, respectivamente.....	36
Fig. 25 – Desagregação dos custos de investimento para cada subsistema no ciclo de vida útil.	37
Fig. 26 – Desagregação dos custos em Investimento Inicial (IO) e O&M no ciclo de vida útil.	37
Fig. 27 – Evolução anual dos custos para diferentes tipologias de sistemas híbridos e sistema 100% Diesel. O ponto inicial no eixo das abcissas representa o investimento inicial (IO).....	38
Fig. 28 – Impacto da variação do custo do diesel no LCOE e na Fracção Renovável. Variação p.u. correspondente a 0,711 €/L (-50% do custo base, 0.5 p.u.), 1,066, 1,421, 1,776 e 2,132 €/L. A 1 p.u. corresponde os resultados do cenário de referência.	40
Fig. 29 - Impacto da variação do custo das diferentes tecnologias no LCOE (esquerda) e na Fracção Renovável (direita). Variação p.u. de 0,5 corresponde a -50% do custo da respectiva tecnologia, variação de 1,5 p.u. corresponde a +50% do custo base e 1 p.u. corresponde os resultados do cenário de referência.	41
Fig. 30 – Resumo do impacto no LCOE e Fracção Renovável da variação de $\pm 50\%$ cada um dos quatro parâmetros analisados.....	42
Fig. 31 – Produção mensal de cada subsistema para um ano para o cenário climático 1.....	44
Fig. 32 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias na segunda semana de Dezembro do cenário climático 2.	45
Fig. 33 – Produção mensal de cada subsistema para um ano no cenário climático 2.	45
Fig. 34 – Produção mensal de cada subsistema para um ano no cenário climático 3.	46
Fig. 35 – Fluxograma do algoritmo <i>branch&cut</i> aplicado pelo CPLEX a problemas MILP. (http://www-01.ibm.com/support/docview.wss?uid=swg21400064)	54
Fig. 36 – Utilização dos geradores diesel para última semana de Janeiro. O total anual é de 319 arranques.	56

Índice Tabelas

Tabela 1 – Categorias de Sistemas Isolados (Lundsager e Baring-Gould, 2005)	11
Tabela 2 – Indicadores gerais de baterias de ácido-chumbo (ARE, 2013a).....	18

Tabela 3 – Cenários analisados neste trabalho.	30
Tabela 4 – Dimensionamento para o cenário de referência.....	30
Tabela 5 - Síntese de indicadores dos dimensionamentos para outras tipologias de sistemas híbridos e para sistema 100% diesel.	38
Tabela 6 – Dimensionamentos obtidos para sensibilidade ao parâmetro custo de combustível.	40
Tabela 7 – Dimensionamentos obtidos para as análises de sensibilidade ao custo das baterias (€/kWh), custo da eólica (€/kW) e do fotovoltaico (€/kW).	42
Tabela 8 – Dimensionamento para o cenário climático 1. Velocidade média de vento de 8,33 m/s e 1 000 kWh/m ² de irradiância anual.....	43
Tabela 9 – Dimensionamento para o cenário climático 2. Velocidade média de vento de 7,03 m/s e 1 400 kWh/m ² de irradiância anual.....	44
Tabela 10 – Dimensionamento para o cenário climático 3. Velocidade média de vento de 5,53 m/s e 2 200 kWh/m ² de irradiância anual.	46
Tabela 11 - Coeficientes obtidos para modelo de turbina eólica.....	53
Tabela 12 – Parâmetros financeiros.	54
Tabela 13 – Parâmetros do subsistema Aerogerador.	54
Tabela 14– Parâmetros do subsistema Fotovoltaico.	55
Tabela 15– Parâmetros do subsistema Gerador Diesel.	55
Tabela 16– Parâmetros do subsistema Baterias.....	55
Tabela 17– Parâmetros característicos dos equipamentos de condicionamento de potência.	55
Tabela 18 – Tempos totais de otimização e das soluções relaxadas.	57

Acrónimos

NOCT Temperatura de operação nominal da célula (do termo anglo-saxónico *Nominal Operation Cell Temperature*);

ONU Organização das Nações Unidas;

Abreviaturas

PV Fotovoltaico (diminutivo do termo anglo-saxónico *Photovoltaics*);

Siglas

OCDE Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico;

LCOE Custo normalizado de energia (do termo anglo-saxónico *Levelised Cost of Energy*);

TLCC Investimento total actualizado (do termo anglo-saxónico *Total Life Cycle Cost*);

LPSF *Loss of Power Supply Probability*;

CA Corrente Alternada;

CC Corrente Contínua;

CRF Factor de recuperação de capital (do termo anglo-saxónico *Capital Recovery Factor*);

STC Condições de teste normalizadas (do termo anglo-saxónico *Standard Test Conditions*);

IV Curva Corrente (I)-Tensão(V);

PMP Ponto de Máxima Potência;

Nomenclatura

C_a Custo estimado para o ano a [€];

C_{bat} Capacidade necessária de armazenamento em baterias [kWh];

$cbmin$ Coeficiente de capacidade mínima de energia armazenada nas baterias [%];

$C_{diesel}(t)$ Consumo de diesel na hora t [L];

C_R Custo de reposição [€];

C_{Rbat} Custo anual de reposição das baterias [€/kWh];

cTd Consumo total de diesel no período analisado [L];

d Taxa de actualização [%];

d_1 Consumo específico dos geradores a diesel face à energia que debitam [L/kWh];

d_2 Consumo específico de base dos geradores a diesel face ao número de equipamentos em funcionamento [L/kWh];

$DE(t)$ Défice de energia na hora t [kWh];

Δt Passo de tempo [h];

E_a Energia consumida no ano a [kWh];

$E_{bat}(t)$ Energia armazenada na bateria na hora t [kWh];

$ebat_{ini}$ Coeficiente de energia armazenada no ponto inicial [%];

$E_{bin}(t)$ Energia disponível para carregar as baterias na hora t [kWh];

$E_{bin_e}(t)$ Energia efectivamente carregada nas baterias na hora t [kWh];

$E_{bout}(t)$	Energia pedida pelo sistema às baterias na hora t [kWh];
$E_{bout_e}(t)$	Energia efectivamente debitada às baterias na hora t [kWh];
$E_{consumo}(t)$	Consumo a suprir na hora t [kWh];
$E_{Eo}(t)$	Energia total disponível do subsistema eólico na hora t [kWh];
$E_{Eo_p}(t)$	Energia eólica em excesso na hora t [kWh];
$E_{Eo_u}(t)$	Energia eólica utilizada para suprir a carga na hora t [kWh];
$E_{gd_e}(t)$	Energia efectivamente entregue pelos geradores ao sistema na hora t [kWh];
$E_{gd_p}(t)$	Energia pedida pelo sistema aos geradores diesel na hora t [kWh];
$E_{PV}(t)$	Energia total disponível do subsistema fotovoltaico na hora t [kWh];
$E_{PV_p}(t)$	Energia fotovoltaica em excesso na hora t [kWh];
$E_{PV_u}(t)$	Energia fotovoltaica utilizada para suprir a carga na hora t [kWh];
E_{trans}	Energia total transferida de e para as baterias [kWh];
$F_{carga}(t)$	Factor de carga do conjunto de geradores diesel na hora t ;
F_{max}	Coefficiente de fluxo máximo das baterias [%];
$G(t)$	Irradiância solar na hora t [W/m ²];
G_{REF}	Irradiância solar nas condições STC [1000 W/m ²];
I_0	Investimento inicial [€];
I_{bat}	Custo de investimento do subsistema baterias [€/kWh];
I_{Eo}	Custo de investimento do subsistema eólico [€/kW];
I_{gd}	Custo de investimento do subsistema gerador diesel [€/kW];
I_{PV}	Custo de investimento do subsistema fotovoltaico [€/kW];
I_{SCP}	Custo de investimento do sistema de condicionamento de potência [€/kW];
M_{bat}	Custo de manutenção de funcionamento das baterias [€/kW];
M_{gd}	Custo de manutenção de funcionamento dos geradores a diesel [€/h];
n	Coefficiente de rugosidade local [m];
$nA(t)$	Número de arranques dos geradores diesel na hora t ;
$n_{ap}(t)$	Número de arranques/paragens dos geradores diesel na hora t ;
n_{Eo}	Número de aerogeradores a instalar;
$n_{gd}(t)$	Número de geradores em funcionamento na hora t ;
n_{gd_h}	Número horas de funcionamento dos geradores a diesel [h];
n_{gd_t}	Número de geradores diesel a instalar;
n_{PV}	Número de painéis fotovoltaicos a instalar;
O_{bat}	Custo de operação das baterias [€/kWh];
O_{gd}	Custo de combustível para operação dos geradores a diesel [€/L];

opg_{dmin}	Coefficiente mínimo de operação dos geradores a diesel [%];
$O\&M$	Operação e manutenção [€];
$O\&M_{Eo}$	Custo de operação e manutenção anual do subsistema eólico [% de I_{Eo}];
$O\&M_{PV}$	Custo de operação e manutenção anual do subsistema fotovoltaico [% de I_{PV}];
pA	Penalização atribuída ao consumo de diesel no arranque de um gerador [L];
P_{bat}	Potência das baterias [kW];
$P_{Eo}(t)$	Potência entregue por unidade de geração do subsistema eólico na hora t [p.u.];
$P_{Eo_{nom}}$	Potência nominal por unidade de geração do subsistema eólico [kW];
P_{gd}	Potência nominal por unidade de geração do subsistema gerador a diesel [kW];
PMP_{REF}	Ponto de potência máxima dos módulos fotovoltaicos nas condições STC [kW];
$potgen1(t)$	Energia pedida pelo sistema aos geradores no estado $potgen1$ na hora t [kWh];
$potgen2(t)$	Energia pedida pelo sistema aos geradores no estado $potgen2$ na hora t [kWh];
$P_{PV}(t)$	Potência entregue por unidade de geração do subsistema fotovoltaico na hora t [kW];
$T_{amb}(t)$	Temperatura ambiente na hora t [°C];
$T_{cel}(t)$	Temperatura da célula fotovoltaica na hora t [°C];
$TLCC$	Investimento total actualizado do projecto [€];
$TLCC_{bat}$	Investimento total actualizado do subsistema baterias [€];
$TLCC_{Eo}$	Investimento total actualizado do subsistema eólico [€];
$TLCC_{gd}$	Investimento total actualizado do subsistema geradores a diesel [€];
$TLCC_{PV}$	Investimento total actualizado do subsistema fotovoltaico [€];
T_{REF}	Temperatura de funcionamento das células nas condições STC [25 °C];
$u_z(t)$	Velocidade do vento à altura z na hora t [m/s];
$u_{zREF}(t)$	Velocidade do vento medida à altura de referência z_{REF} na hora t [m/s];
z	Altura de instalação do rotor [m];
z_{REF}	Altura de medição do vento [m];
γ_{PV}	Coefficiente de variação do PMP com a temperatura [%/°C];
$\delta(t)$	Variável binária para estado $potgen2$;
η_{AD}	Rendimento do equipamento de conversão AC-DC [%];
η_{BC}	Rendimento das baterias no processo de carregamento [%];
η_{BD}	Rendimento das baterias no processo de descarregamento [%];
η_{DA}	Rendimento do equipamento de conversão DC-AC [%];
$\varphi(t)$	Variável binária que determina se há energia a entrar nas baterias;
$\psi(t)$	Variável binária que determina se há energia a sair das baterias;
$\omega(t)$	Variável binária para estado $potgen1$;

1. Introdução

1.1 Enquadramento

A população humana ultrapassou em 2013 os 7 200 milhões de habitantes, sendo expectável que aumente para 9 600 milhões em 2050. Hoje em dia, apenas 1 300 milhões de pessoas vivem nos países considerados mais desenvolvidos, com 78% a viverem em áreas urbanas. Excluindo a China dos países menos desenvolvidos, são 4 500 milhões de pessoas, das quais 46% vivem em áreas urbanas. A taxa média esperada de crescimento anual da população mundial é de 0,9% (ONU, 2012).

O consumo de energia a nível mundial tem acompanhado a tendência de aumento da população, a uma taxa média anual de 1,2%. O valor estimado para o ano de 2008 foi de 12 300 Mtep sendo expectável para o ano de 2035 o valor de 16 700 Mtep. Deste consumo, cerca de 17% diz respeito a energia eléctrica em 2008, aumentando essa percentagem para 23% em 2035. O aumento do consumo eléctrico corresponde sobretudo a países fora da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), países estes que registam também os maiores aumentos da população residente (IEA, 2010).

Em 2008, o consumo de electricidade a nível mundial foi de 16 800 TWh, estimando-se um aumento médio de 2,2% ao ano até 2035, para um total de 30 300 TWh. Em 2008 a produção de electricidade a partir de carvão e gás foi de 41 e 21%. Embora na generalidade todas as fontes aumentem a sua produção até 2035, as fontes renováveis não hídricas são as únicas a aumentar a sua quota de produção, passando de uns modestos 3% para 16% do total da energia produzida, de acordo com os cenários modelados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2010).

A produção de energia eléctrica a partir de fontes não renováveis (gás e carvão) assume um importante peso nas emissões de CO₂. A sua substituição, ou a instalação da potência em falta por renováveis, contribuiria de modo notável para a redução das emissões (IEA, 2010).

Actualmente, a população mundial sem acesso a serviços de energia¹ é de 1 400 milhões de pessoas, 85% das quais vivem em áreas rurais. Cerca de 2 700 milhões de pessoas dependem directamente de biomassa para cozinhar e se aquecerem. A ONU definiu como um dos objectivos do milénio a erradicação da fome e extrema pobreza, sendo que o acesso a serviços de energia poderá contribuir para alcançar esse objectivo. A energia permitiria a diminuição da poluição (fumo das lareiras) no interior das casas, melhorando a saúde das populações e permitiria às mesmas ter mais tempo para outras tarefas ao invés da procura biomassa. Permitiria ainda a instalação e melhoramento de equipamentos de extracção e purificação de água para consumo humano (ONU, 2013).

A consultora *Navigant Research* estima que cerca de 754 MW de sistemas isolados estejam instalados em todo o mundo, inseridos em cerca de 3 800 MW de microredes² entre zonas militares, campus institucionais, etc. Identifica ainda um enorme espaço de crescimento em mercados onde a produção de energia eléctrica por combustíveis fósseis era a solução mais viável, tal como zonas militares, indústrias de extracção de minérios, vilas e complexos industriais que devido à sua actividade laboral ou inexistência de rede eléctrica se encontram isolados. (Navigant Research 2013).

Os sistemas híbridos de produção de energia isolados têm surgido como a solução para fazer face a alguns destes problemas, nomeadamente a falta de acesso a uma rede de distribuição que garanta o abastecimento. (ARE 2013b)

¹ Um serviço de energia é constituído por um sector de fornecimento de energia, uma estrutura de distribuição e pelas tecnologias de utilização final. Os serviços de energia representam os benefícios (iluminação, conforto térmico, transportes, actividade industrial, etc) para o consumidor, decorrentes do uso das tecnologias de utilização final (UNDP, UNDESA & WEC 2000).

² Uma microrede é um conjunto de cargas e fontes de energia descentralizadas e interligadas entre si com limites definidos, funcionando como uma única entidade. Esta pode conectar-se com a rede ou funcionar isolada (Navigant Research 2013).

Nesse sentido, o presente trabalho debruça-se sobre a optimização do dimensionamento de sistemas de produção de energia eléctrica para regiões isoladas, com o objectivo de minimizar o investimento total actualizado do sistema no seu tempo de vida útil.

1.2 Motivação e Objectivos

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho consiste no estudo da incorporação das energias renováveis na geração de energia eléctrica em geral, e em locais isolados da rede eléctrica em particular. O uso de fontes de energia renováveis é essencial para a redução das emissões de gases com efeito de estufa e da dependência energética assente em combustíveis fósseis.

A partir deste ponto, pretende-se desenvolver uma ferramenta prática de auxílio ao dimensionamento de sistemas híbridos, incorporando múltiplos subsistemas. Os subsistemas a considerar são as tecnologias de aproveitamento da energia eólica e fotovoltaica, geradores a diesel e baterias. Pretende-se auxiliar o decisor da implementação do projecto com informação sobre a capacidade óptima a instalar de cada subsistema. De outro modo seria extremamente difícil determinar manualmente a solução óptima devido ao elevado número de relações de compromisso (*trade-off*) entre custos de investimento, de operação e manutenção dos diferentes subsistemas.

No presente trabalho pretende-se que o dimensionamento do sistema híbrido isolado seja optimizado no aspecto financeiro, resultando no menor investimento total actualizado (TLCC) possível ao promotor do projecto, na totalidade do tempo de vida útil do mesmo, incluindo custos de investimento, de operação e manutenção.

1.3 Estrutura do documento

No Capítulo 2 são revistas as principais fontes de energia renováveis, as tecnologias de conversão das mesmas, a revisão de algumas configurações e modelos de sistemas híbridos e ainda algumas das normas aplicáveis aos sistemas híbridos.

No Capítulo 3 são abordados os critérios base para a decisão final de implementação ou rejeição do projecto em causa. São ainda revistos, em particular, alguns modelos existentes e é descrito o modelo adoptado e/ou desenvolvido para descrever o desempenho de cada subsistema, assim como o funcionamento e restrições do sistema híbrido como um todo.

No Capítulo 4 é descrita a formulação do problema de optimização e a transferência de dados entre a plataforma *GAMSTM* e o programa *ExcelTM*.

No Capítulo 5 descreve-se o caso de estudo desta Tese, nomeadamente a caracterização do consumo, o perfil de vento, radiação e temperatura utilizados.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os principais resultados obtidos. São apresentados os resultados para o caso de estudo adoptado, com enfoque no escalonamento da produção de energia e na desagregação dos custos relativos a cada subsistema. É efectuada a análise de sensibilidade relativa ao custo do diesel e ao custo de investimento das tecnologias dos subsistemas. São ainda apresentados os resultados dos dimensionamentos obtidos para diferentes condições climáticas.

Por fim, no Capítulo 7 são descritas as principais conclusões do trabalho, bem como recomendações para trabalho futuro.

2. Contextualização: Sistemas isolados

2.1 Sistemas híbridos isolados

Em sistemas de energia a combinação de diferentes fontes de energia é definida como um sistema híbrido. A impossibilidade ou a não conexão desse sistema de energia a um sistema eléctrico interligado, define o sistema como isolado da rede (Lundsager e Baring-Gould, 2005; Nayar, et al., 1993).

Tradicionalmente, os sistemas a diesel foram a fonte de energia eléctrica privilegiada nas regiões remotas e isoladas dos sistemas eléctricos interligados, sendo caracterizados pela sua elevada fiabilidade, elevados custos de operação, baixa eficiência e grande necessidade de manutenção (Nayar, et al., 1993). Nas últimas três décadas, com o amadurecimento da tecnologia eólica, vários esforços têm sido efectuados para integração da energia eólica com geradores a diesel em sistemas isolados. Diversos resultados foram alcançados e publicados, com diferentes níveis de penetração eólica (Hunter e Elliot, 1994; Lundsager e Baring-Gould, 2005).

Recentemente, o dimensionamento de sistemas híbridos tem sido alvo de grande interesse, pela crescente maturidade das tecnologias fotovoltaicas (principalmente com a redução do seu custo) e pelo aumento do custo de combustível, que se traduz em elevados custos operacionais nos sistemas tradicionais a diesel. A incorporação de mais fontes de produção nos sistemas híbridos tem aumentado a complexidade dos sistemas híbridos, quer do ponto de vista do dimensionamento como do controlo do sistema (Nema, Nema e Rangnekar, 2009).

A necessidade de optimização do dimensionamento e operação de sistemas híbridos advém principalmente da variabilidade dos recursos naturais, do tipo de consumo e das características não lineares de desempenho dos equipamentos. Aliado a estes factores existe a necessidade da fiabilidade do abastecimento e o custo do sistema, factores decisivos na implementação do mesmo (Zhou, et al., 2010).

Diversos autores têm abordado a modelação de sistemas híbridos, em especial a caracterização de cada sistema que o compõe (fotovoltaico, eólica, diesel, etc.) (Diaf, Notton, et al., 2008b; Koutroulis, et al., 2006; Dufo-López e Bernal-Agustín, 2008). Contudo, as metodologias de optimização têm sido o principal diferenciador dos trabalhos efectuados, recorrendo a técnicas como algoritmos genéticos, inteligência artificial, técnicas iterativas, etc. (Nema, Nema e Rangnekar, 2009; Zhou, et al., 2010). A metodologia de optimização utilizada está dependente da disponibilidade de série meteorológicas, e apenas algumas metodologias permitem obter a informação relativa ao escalonamento de operação do sistema.

2.2 Recursos renováveis e tecnologias de conversão

As fontes primárias de energia na Terra derivam essencialmente de 3 processos distintos: em primeiro lugar a energia proveniente do sol, que nos chega sob a forma de radiação electromagnética, é responsável pelo vento, biomassa (e, em última análise, pelos combustíveis fósseis) e hídrica (em parte devido à evaporação das massas de água); em segundo o calor gerado por declínio radioactivo no interior da terra, que se manifesta sob a forma geotérmica; e em terceiro lugar a atracção gravitacional de corpos celestes (principalmente da lua) que dá origem às marés.

Os recursos de energia não se encontram distribuídos uniformemente pelo globo (Fig. 1 e Fig. 4). No entanto, os recursos renováveis estão melhor distribuídos e são de mais fácil acesso comparativamente aos recursos de origem fóssil e nuclear.

Dentro das tecnologias renováveis não hídricas, espera-se que os sistemas eólicos e fotovoltaicos sejam os que maior capacidade instalarão até 2035, resultando daí a sua relevância actualmente e, expectavelmente, nos próximos anos (IEA, 2012). Considera-se de referir, contudo, que no contexto dos sistemas híbridos e dependendo do local de implementação do projecto, outras fontes de energia renováveis poderão ser consideradas caso a caso.

Energia solar fotovoltaica

A radiação solar incidente numa superfície interna à atmosfera terrestre tem 3 componentes: a radiação directa, que vem directamente do sol; a radiação difusa, proveniente de todo o céu excepto do disco solar (difundidas por gotas de água, pó em suspensão, moléculas de gás existente na atmosfera, etc); e a radiação reflectida no chão ou nas superfícies mais próximas.

Parte da radiação é absorvida ao atravessar a atmosfera por moléculas de O_3 , O_2 e H_2O , ou reflectida pelas nuvens, por isso a radiação que chega ao nível do mar é menor que a radiação acima da atmosfera. A radiação à superfície é caracterizada pela latitude do local, dia e hora do ano (Liou, 2002).

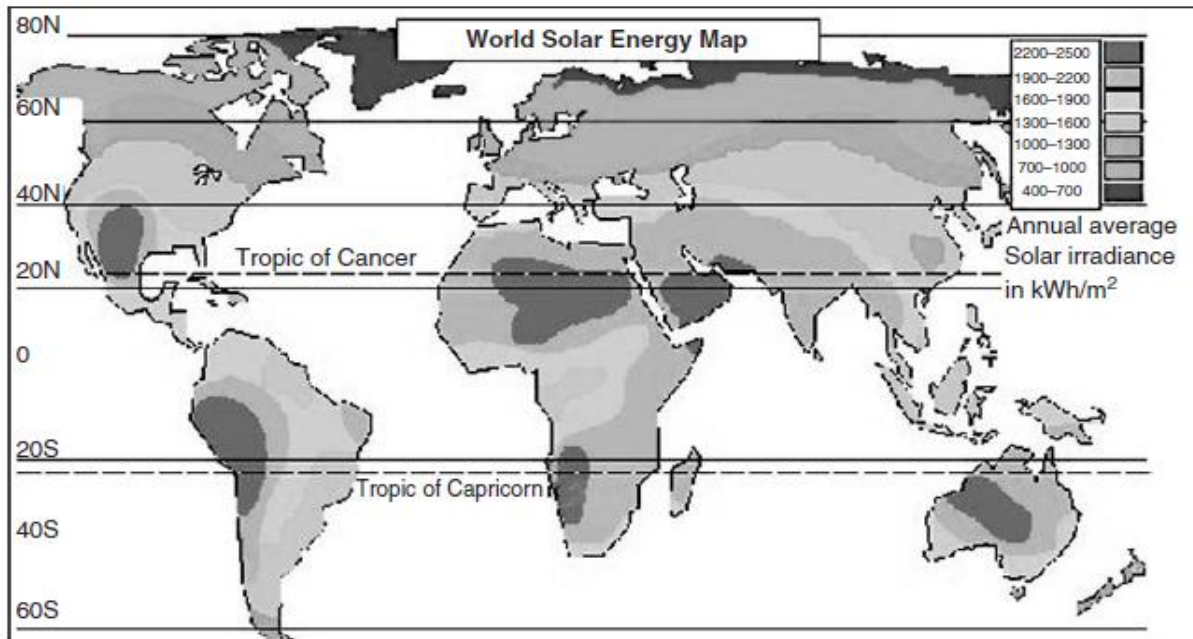


Fig. 1 – Distribuição mundial da irradiância solar anual num plano horizontal (kWh/m^2) (Luque e Hegedus, 2011).

A conversão directa da energia solar em energia eléctrica envolve a transferência da energia dos fótons da radiação incidente para os electrões da estrutura atómica dum dado material. Este fenómeno chama-se efeito fotoeléctrico (Fig. 2b) e ocorre em materiais semicondutores, em particular quando existe uma heterogeneidade química na sua estrutura atómica provocada pela introdução de pequenas quantidades de átomos através da dopagem (formação de silício tipo *p* e *n*). O processo de dopagem é utilizado para alterar as propriedades de condução eléctrica dos materiais semicondutores e é necessário porque uma célula constituída por cristais de silício puro não teria capacidade de produzir energia eléctrica (Viana, 2010).

Os módulos fotovoltaicos (Fig. 2a) são compostos por células fotovoltaicas fabricadas a partir de bolachas (*wafers*) de silício, por filmes finos de silício depositados sobre substratos de baixo custo (vidro, acrílico, etc), ou por células orgânicas. Estes módulos podem ser agrupados em 3 tipos de tecnologias: os de 1ª geração, constituídos por bolachas de silício cristalino; os de 2ª geração, módulos de filmes finos; e os de 3ª geração, disto são exemplo as células orgânicas, novos conceitos e tecnologias.

No presente, a tecnologia de silício cristalino abrange cerca de 90% da produção mundial de módulos fotovoltaicos. Dentro da categoria de silício cristalino existem 2 tipos distintos de células, células monocristalinas e multicristalinas.

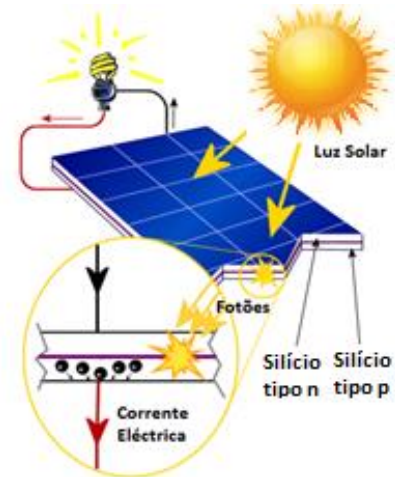


Fig. 2 – a) Módulos fotovoltaicos instalados na central fotovoltaica Hércules, em Serpa (esquerda) (Wikipédia, 2013) e b) representação do efeito fotoelétrico nas células (direita) (Évora e Morais, 2013).

De forma a maximizar a energia anual produzida, é possível ajustar a inclinação dos módulos (para uma posição anual fixa ou utilizar um seguidor solar) tal como se verifica na Fig. 2 a). A inclinação fixa óptima a adoptar depende da latitude, assumindo um valor próximo desta.

Energia Eólica

O vento é originado pelas diferenças de temperatura na Terra que causa diferenças de pressão na atmosfera, levando ao deslocamento de massas de ar para se estabelecer o equilíbrio de pressão. Depois, a rotação da Terra também contribui para a velocidade e direcção do vento, sendo a sua energia (cinética) caracterizada pela densidade da massa de ar e sua velocidade (Hoogwijk, 2004).

O comportamento do vento na proximidade de uma superfície pode ser modelado através de um modelo de camada limite atmosférica. A espessura desta camada limite varia tipicamente entre os 600 e os 1 000 m e a velocidade do vento é crescente com o aumento desta altura. O modo como este aumento se dá constitui o perfil de velocidade da camada limite (Fig. 3), sendo que este é determinado por vários factores, entre eles o principal é a topografia da zona envolvente, denominada rugosidade da superfície (Viana, 2010).

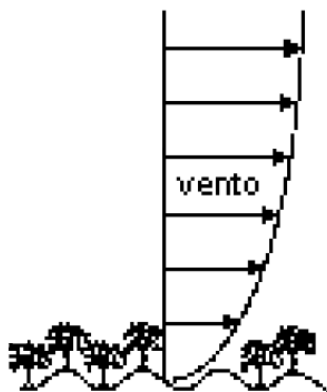


Fig. 3 – Perfil do vento na camada limite (Estanqueiro e Simões, 2011).

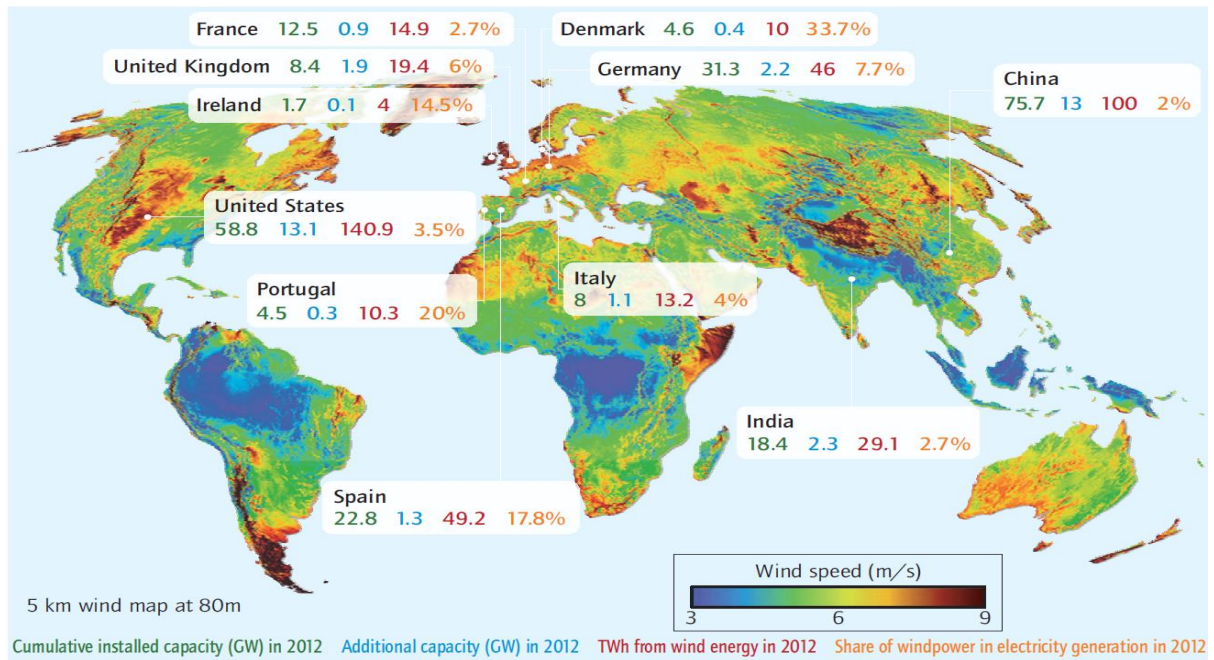


Fig. 4 – Distribuição mundial da velocidade do vento a 80 m de altura (IEA, 2013).

A conversão da energia cinética do vento em energia eléctrica é efectuada por aerogeradores, por meio da transmissão mecânica das forças que actuam nas pás (força de sustentação e de arrasto) para o gerador eléctrico.

O rotor é constituído, normalmente, por 3 pás que na passagem do vento rodam devido à força de sustentação que actua sobre as mesmas. O rotor encontra-se ligado à *nacelle* e estrutura de suporte através do veio mecânico de transmissão, transferindo assim a energia através dos restantes componentes até chegar ao gerador eléctrico.

A *nacelle* está assente sobre uma torre fixa de metal ou betão, tendo a capacidade de rodar em direcção ao vento. As pás possuem a capacidade de rodar sobre si próprias, aumentando ou diminuindo o ângulo de ataque ao vento, de modo a optimizar a energia extraída do vento.

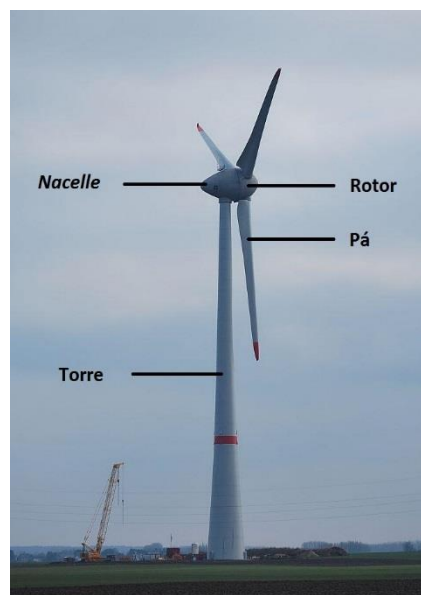


Fig. 5 – Instalação de um aerogerador Enercon E-126, com 7,6 MW (adaptado de Hansebube Forum (2014)).

A potência nominal dos aerogeradores abrange uma elevada gama, desde algumas dezenas de watts até poucos megawatts, sendo que os últimos, e em particular, a gama 2-3 MW, representam a parte do mercado instalado e o futuro nos próximos anos. Os equipamentos desta gama agregados em parques eólicos que podem atingir as centenas de megawatts.

2.3 Normas técnicas

No planeamento de um sistema de energia eléctrico é necessário garantir a padronização e segurança de operação do sistema. Para garantir esses padrões a Comissão Electrotécnica Internacional (IEC³) desenvolve normas e especificações técnicas relativas aos sistemas e equipamentos eléctricos e electrónicos.

Relativamente ao uso de energias renováveis para electrificação em zonas rurais, a IEC desenvolveu a especificação técnica IEC/TS 62257. Os sistemas híbridos de produção de energia em regime isolado são contemplados nesta especificação técnica. Estas especificações proporcionam um quadro de trabalho com considerações técnicas e organizacionais para o dimensionamento, instalação e manutenção de pequenas redes rurais e sistemas híbridos. Modelos de negócio e financiamentos não são abrangidos por estas normas técnicas. A utilização desta especificação técnica permite seguir um encadeamento lógico para todo o processo do projecto, sendo muitas vezes referida como uma lista de boas práticas que os projectistas devem seguir.

A IEC/TS 62257 foi elaborada entre 2003 e 2008 sendo constituída por 10 partes divididas em subcapítulos. Na sua maioria as especificações remetem para normas mais antigas que determinam as condições de funcionamento e segurança de subsistemas individuais, como os módulos fotovoltaicos ou os geradores a diesel.

No entanto, o seguimento das especificações técnicas descritas não garantem por si só que sejam tomadas as decisões correctas no que diz respeito à determinação do dimensionamento óptimo do sistema electroprodutor. A IEC/TS 62257 é ainda limitada no que diz respeito à potência a instalar para os sistemas híbridos, apontando as versões mais recentes para potências inferiores a 100 kVA (ARE 2013c; IEC 2013).

³ A IEC é uma organização internacional não-governamental que reúne os comités electrotécnicos nacionais com o objectivo de promover a cooperação internacional na padronização na área eléctrica e electrónica. www.iec.ch

3. Dimensionamento de sistemas híbridos isolados

3.1 Critérios de dimensionamento

A sustentabilidade de qualquer projecto passa por ter em consideração aspectos de cariz económico, técnico e ambiental. Deste modo é necessário avaliar o objectivo pretendido e o meio envolvente do ponto de vista destes aspectos. Os critérios mais comuns para avaliação de sistemas híbridos para funcionamento em sistema isolado da rede passam pela avaliação do custo do sistema e pela análise da fiabilidade de abastecimento de energia.

3.1.1 Custo de energia

No estudo das diferentes fontes de energias é necessário a existência de termos de comparação para os custos de produção de energia através de diferentes tecnologias. Tendo em atenção este factor, a normalização de custos surge como o veículo que permite avaliar o custo real da energia produzida, que é designada custo normalizado de energia ou LCOE⁴, expresso em €/kWh. Esta avaliação é especialmente importante quando se trata da análise de projectos com diferentes ciclos de vida útil ou diferentes necessidades de investimento (IEA&NEA, 2010).

A metodologia descrita em IEA&NEA (2010) não inclui custos não associados às tecnologias/fontes de energia tais como ligação à rede e impactos da central na rede, bem como os efeitos associados a taxas de juro e impostos, o que poderá levar a desvios pontuais entre os custos estimados e os custos reais do projecto. Embora esta avaliação possa considerar os custos de captura e armazenamento de CO₂ e o desmantelamento das centrais⁵, na metodologia aplicada neste trabalho os mesmos não são considerados, podendo o CO₂ ser alvo de outra análise conforme descrito na secção 3.1.3. O cálculo do LCOE é determinado a partir da seguinte equação:

$$LCOE = \frac{\sum_{a=1}^A \frac{C_a}{(1+d)^a}}{\sum_{a=1}^A \frac{E_a}{(1+d)^a}} \quad (1)$$

onde, C_a é o custo em € estimado para o ano a , E_a é a energia consumida em kWh durante o ano a , d é a taxa de actualização, A é o total de anos de vida útil do projecto. O LCOE é então determinado pela razão entre os custos afectos ao projecto durante o seu tempo de vida útil e a energia consumida ao longo do mesmo período, ou seja, é o preço a que a energia deve ser entregue de modo a efectuar o retorno total do investimento.

A presença da energia consumida ao invés da energia produzida no denominador da Eq. (1) deve-se à necessidade de suportar os custos associados, entre outros, à energia perdida por efeito de joule ou à produção em excesso⁶ nas horas de maior recurso renovável, uma vez que a mesma não poderá ser compensada de outro modo. A taxa de actualização (nominal) no LCOE reflecte a inflação e o retorno de capital esperado pelo investidor. O numerador na Eq. (1) designa-se por investimento total actualizado ou TLCC⁷ e inclui o investimento inicial (I_0), operação e manutenção anual ($O\&M_a$) e os custos anuais de reposição de equipamentos (C_{R_a}) nos casos em que a vida útil do equipamento é inferior à do projecto.

⁴ Sigla do termo anglo-saxónico *Levelised Cost of Energy*.

⁵ O local do projecto pode ser aproveitado para um novo projecto ou o valor residual dos equipamentos compensam o desmantelamento do projecto.

⁶ O excesso de energia é definido como a totalidade de energia produzida que não tem utilidade final. Essa energia será dissipada, e.g. com recurso a resistências eléctricas.

⁷ Sigla do termo anglo-saxónico *Total Lyfe Cycle Cost*.

$$TLCC = \sum_{a=1}^A \frac{C_a}{(1+d)^a} = I_0 + \sum_{a=1}^A \frac{O\&M_a}{(1+d)^a} + \sum_{a=1}^A \frac{C_{R_a}}{(1+d)^a} \quad (2)$$

Na metodologia descrita na Eq. (2) não se considera a depreciação dos equipamentos ao longo da sua vida útil, sendo então a energia produzida anualmente e os custos de operação e manutenção anuais considerados constantes durante o tempo de vida útil do projecto. Desse modo, é possível simplificar as Eq. (1) e (2) de acordo com Short, Packey e Holt (1995), obtendo-se as Eq. (3) e (4).

$$TLCC = \frac{C_a}{CRF} = I_0 + \frac{O\&M}{CRF} + \frac{C_R}{CRF} \quad (3)$$

e,

$$LCOE = \frac{TLCC}{E_a} \times CRF \quad (4)$$

onde, CRF ⁸ é o factor de recuperação de capital, possível devido às simplificações assumidas anteriormente, e é dado por:

$$CRF = \frac{d \times (1+d)^A}{(1+d)^A - 1} \quad (5)$$

Deste modo, é possível extrapolar e determinar tanto os custos como a energia produzida partindo do pressuposto de dados referentes a um ano. A determinação de CRF fica condicionada à especificação do total de anos de vida útil do projecto, A , e a taxa de actualização considerada, d .

3.1.2 Fiabilidade do abastecimento

A fiabilidade de abastecimento é uma das características fundamentais a ter em conta no dimensionamento de um sistema isolado. Devido à variabilidade dos recursos solar e eólico, é possível que nenhuma das fontes tenha capacidade de satisfazer o consumo. Na literatura são evidenciados diversos critérios de modo a classificar a fiabilidade de um sistema. Em Lorenzo (2011), Zhou et al. (2010) e Diaf et al. (2008a) são classificados alguns métodos, sendo o mais comum o *Loss of Power Supply Probability* ou LPSP. O LPSP é determinado pela razão entre o somatório de todas as falhas de energia horárias e o consumo ao longo do período analisado.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DE(t)}{E_a} \times 100\% \quad (6)$$

onde, $DE(t)$ é o défice de energia na hora t . T é o tempo total analisado em horas. Este critério vem expresso em percentagem do consumo total anual.

3.1.3 Outros critérios

Outros critérios podem ser tidos em conta dadas as necessidades específicas do local, recursos locais ou a legislação existente.

Alguma das considerações possíveis passam pela redução ou mesmo eliminação da emissão de gases com efeito de estufa. Assim, inclui-se tecnologias para captura e armazenamento de CO_2 ou eliminam-se os equipamentos responsáveis por essas emissões. Outro método para inclusão das emissões dos gases

⁸ Sigla do termo anglo-saxónico *Capital Recovery Factor*.

passaria por cobrar uma taxa pelo CO₂ equivalente emitido, tal como descrito no mercado europeu do CO₂ (EC, 2013).

Critérios multi-objectivo também são descritos na literatura, definindo uma ponderação entre os objectivos a atingir (Dufo-López e Bernal-Agustín, 2008). Deste modo garante-se um conjunto de soluções optimizadas, por exemplo, para diferentes valores de custo, fiabilidade e emissões de gases.

3.2 Modelação dos subsistemas

Tal como descrito anteriormente, a constituição usual de um sistema híbrido passa pela junção de sistemas de aproveitamento de energia renovável, auxiliados por sistemas de armazenamento de energia e por sistemas de geração de emergência. É então necessário caracterizar o seu comportamento, tendo em consideração a configuração assumida.

Tendo em mente o objectivo de dimensionamento do sistema híbrido isolado, serão então considerados quatro grandes subsistemas: Aerogerador, Painéis Fotovoltaicos, Geradores Diesel e Baterias. Os Condicionadores de Potência (integrados nos respectivos subsistemas) e a Configuração da Rede Interna (rede ideal, sem perdas) são descritos separadamente nesta secção para percepção da sua importância e funcionamento.

3.2.1 Condicionadores de Potência

A energia produzida por diferentes tecnologias é efectuada quer em corrente alterna (CA), quer em corrente contínua (CC). As aplicações de energia podem ir desde alguns watt até centrais de vários megawatt e salvo poucas excepções, apenas as aplicações móveis, i.e. sistemas de armazenamento em baterias e electrodomésticos para barcos, caravanas, carros, etc. são alimentados em CC. A maior parte dos aparelhos eléctricos domésticos, industriais e comerciais que se utilizam hoje em dia, são alimentados em CA. Assim, é necessário converter, por exemplo, a energia eléctrica produzida em CC pelos painéis fotovoltaicos para CA.

Os equipamentos de condicionamento de potência podem, em geral, ser classificados nos seguintes grupos:

- **CA-CA** – Conversores que permitem controlar a tensão, frequência e fase de uma onda CA a partir de uma fonte CA. Podem ser conversores CA-CA, ciclo-conversores e podem até ser do tipo CA-CC-CA como os utilizados nas turbinas eólicas actuais de média e elevada potência.
- **CC-CC** – Conversores que permitem controlar a tensão de fontes CC. Podem ser do tipo linear e do tipo comutado, sendo os conversores lineares menos eficientes. Existem vários conversores deste tipo em aplicações do dia-a-dia que utilizam alimentação de baterias, tais como, telemóveis, computadores portáteis, etc. e que necessitam nos seus sistemas de tensões CC diferentes da tensão proveniente da bateria.
- **CA-CC** – Estes equipamentos são denominados rectificadores. Permitem fornecer energia em CC utilizando como fonte uma alimentação CA. Podem ser do tipo de meia onda ou de onda completa. Um exemplo deste tipo de conversores utilizado no dia-a-dia é o carregador de bateria de computadores portáteis ou telemóveis que converte tensão alternada da rede eléctrica para a tensão da bateria do dispositivo. São o tipo de conversores utilizados para armazenar nas baterias a energia produzida pelas fontes de produção do sistema híbrido.
- **CC-CA** – Estes equipamentos são denominados inversores. São necessários inversores por exemplo, nos carros eléctricos, para inverter a energia eléctrica armazenada nas baterias, ou produzida pelas células de combustível (*fuel cells*), e alimentar os motores CA do veículo. São o tipo de conversores utilizados para os módulos fotovoltaicos e para extrair energia das baterias quando necessário.

São ainda comuns os conversores bidireccionais, que resultam da junção das funcionalidades dos conversores rectificadores, CA-CC, e dos conversores inversores, CC-CA. Deste modo consegue-se no

mesmo equipamento as duas funções, sendo o tipo de equipamentos considerados neste trabalho para carga e descarga de energia das baterias (Ferreira, Silva e Henriques, 2012).

No entanto, a consideração do modelo de funcionamento destes equipamentos no presente trabalho, fica restringida à utilização da eficiência global dos mesmos. A eficiência considerada no presente trabalho para qualquer um dos equipamentos descritos anteriormente é de 93,4% (SMA, 2012). O valor de eficiência global do equipamento é o parâmetro suficiente para análise do balanço de energia pretendido. É assumido ainda, que o conversor bidireccional é responsável pelo controlo de carga das baterias, designando-se sistema de condicionamento de potência.

A determinação do número de equipamentos de condicionamento também não é alvo de análise neste trabalho. Contudo, para determinação do custo de investimento, definiu-se a sua potência igual à do equipamento de conversão de energia ao qual estarão associados, sendo ainda assumido um custo semelhante entre os diferentes equipamentos (inversores, rectificadores e conversores bidireccionais). Não são considerados os custos de reposição dos mesmos, admitindo-se, numa abordagem optimista, que possuem um ciclo de vida útil semelhante ao equipamento de geração.

3.2.2 Configuração da Rede Interna

Existem várias possibilidades para a distribuição de energia numa rede autónoma. A rede pode ter barramentos em corrente alternada (CA), em corrente contínua (CC), ou uma combinação de ambos em troços separados.

A configuração assente em redes de distribuição em CC é usual em sistemas de baixa potência como micro-redes, com uma configuração centralizada no barramento CC a partir do qual as baterias são carregadas/descarregadas. A produção de energia por aerogeradores é, normalmente, em CA, optando-se pela instalação de um rectificador e controlador de energia externo para ligação ao barramento CC. O consumo de energia, usualmente em CA, é efectuada por meio de um inversor ligado ao sistema de apoio diesel e ao barramento CC. Em sistemas de baixa potência é também possível (embora não comum, devido ao seu elevado custo) a instalação de cargas em CC. (Viana, 2010).

Nas redes de distribuição em CA (Fig. 6) é comum o uso de maiores tensões eléctricas na distribuição do que nos sistemas que operam em CC. O sistema em CA permite maior modularidade na introdução de novas fontes de energia pois é possível tornar a rede mais extensa, onde possa ocorrer o aproveitamento de outros recursos de energia, ao invés de colocar os equipamentos geradores numa zona central. (ARE, 2013c).

As redes em que se verifica o uso dos dois tipos de barramentos juntam a ligação ao barramento CC das baterias e do fotovoltaico e a ligação em CA da carga e da energia proveniente dos aerogeradores e do diesel.

Tabela 1 – Categorias de Sistemas Isolados (Lundsager e Baring-Gould, 2005)

Potência Instalada (kW)	Categoria	Descrição
<1	Micro-sistema	Sistema CC
1-100	Vila	Rede de pequena potência
100-10 000	Ilha	Rede isolada
>10 000	Sistema interligado	Grande rede isolada

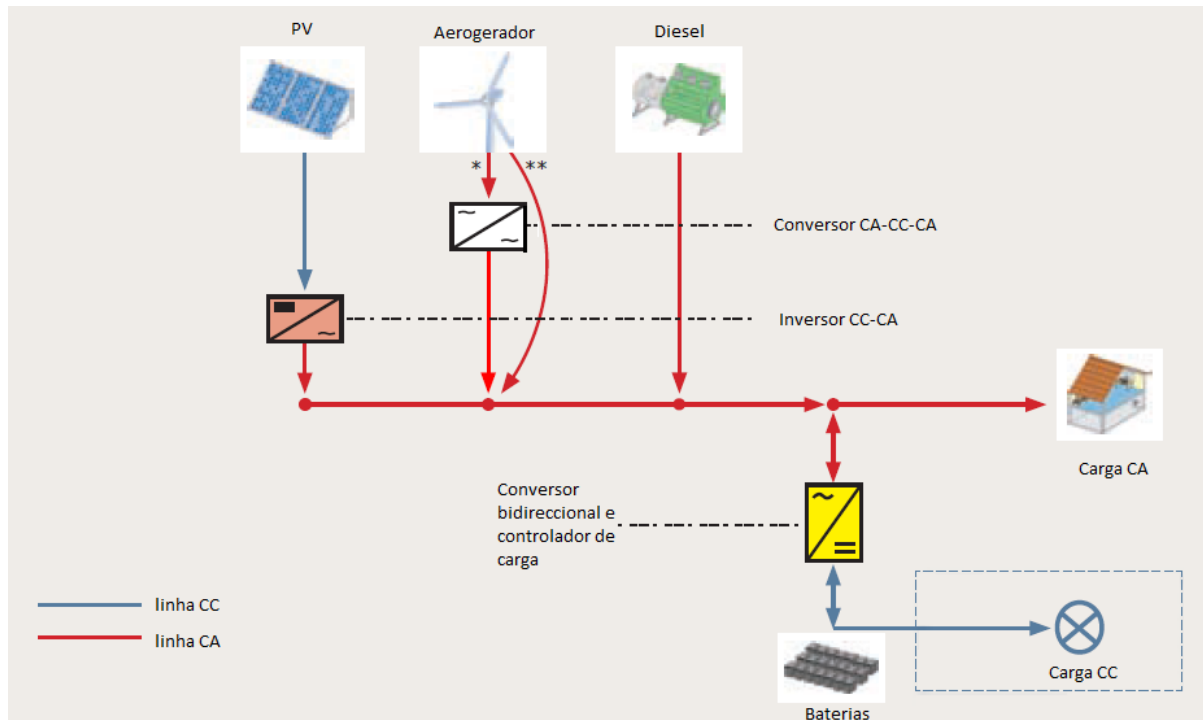


Fig. 6 – Representação de uma rede em CA. * - aerogerador sem conversor dedicado; ** - aerogerador com conversor dedicado (adaptado de ARE (2013c)).

A configuração da rede modelada encontra-se na Fig. 6. Embora os custos relacionados com a rede de distribuição não sejam considerados no presente trabalho, a escolha desta configuração tem por base o custo total de investimento da rede em CA ser substancialmente mais reduzido que em CC – assumindo uma rede com poucos quilómetros, apenas o custo dos terminais da linha o investimento é sensivelmente o dobro numa rede CC (Paiva, 2007).

Os sistemas diesel estão, normalmente, equipados com alternadores, i.e. geradores de CA, síncronos com a frequência da rede. Relativamente ao sistema de PV, a geração de energia é em CC, estando o sistema acoplado a um inversor (CC-CA). As baterias são equipamentos de acumulação/conversão de energia em CC, necessitando do acoplamento de um conversor bidireccional, de modo a armazenar a energia em horas de maior recurso e extrair a mesma quando necessário.

3.2.3 Aerogeradores

Diferentes aerogeradores possuem diferentes desempenhos. Escolher um modelo que caracterize a desempenho de uma gama alargada de aerogeradores é um princípio de sucesso no planeamento e implementação de um modelo simples.

O modelo desenvolvido inicia o processo de cálculo considerando a variação do perfil vertical do vento com a altura. Permite assim, determinar o perfil do vento para a altura de instalação do rotor recorrendo à lei de potências, representada na Eq. (7):

$$u_z(t) = u_{zREF}(t) \times \left(\frac{z}{z_{REF}}\right)^{\frac{1}{n}} \forall t \quad (7)$$

onde, u_z é a velocidade do vento (m/s) determinada para a altura do rotor z (m), u_{zREF} é a velocidade do vento (m/s) medida à altura de referência z_{REF} (m) e n é o coeficiente de rugosidade local e assume valores entre 2,5 e 10.

Dos modelos descritos na literatura que descrevem o desempenho de um aerogerador, existem modelos lineares, modelos baseados nos parâmetros de Weibull e modelos quadráticos (Diaf, Notton, et al., 2008b). Existem ainda modelos para simulação dinâmica que caracterizam o aerogerador em todas as

fases de conversão de energia, desde o vento até ao controlador de tensão (Slootweg, et al., 2003). Em Koutroulis, et al. (2006) e Dufo-López e Bernal-Agustín (2008) os modelos descritos recorrem aos dados da curva de potência de várias turbinas colocadas em tabelas fonte, elevando o tempo de processamento do computador.

Com o objectivo de desenvolver um modelo simples e que caracterize um conjunto alargado de aerogeradores utilizou-se a informação da curva de potência disponibilizada pelos fabricantes/revendedores. Analisou-se curvas de potência de diversos aerogeradores comerciais de diferentes marcas, com potência nominal entre 20 e 50 kW. (Aeolos, 2013) (C&F Green Energy, 2013) (Polaris, 2013).

Efectuou-se uma regressão aos pontos das curvas de potência, convertidos em valores por unidade (p.u.⁹), sendo que para o efeito adoptou-se a aplicação *Curve Fitting*, disponibilizada pela plataforma *MATLAB™*. O resultado obtido encontra-se na Fig. 7.

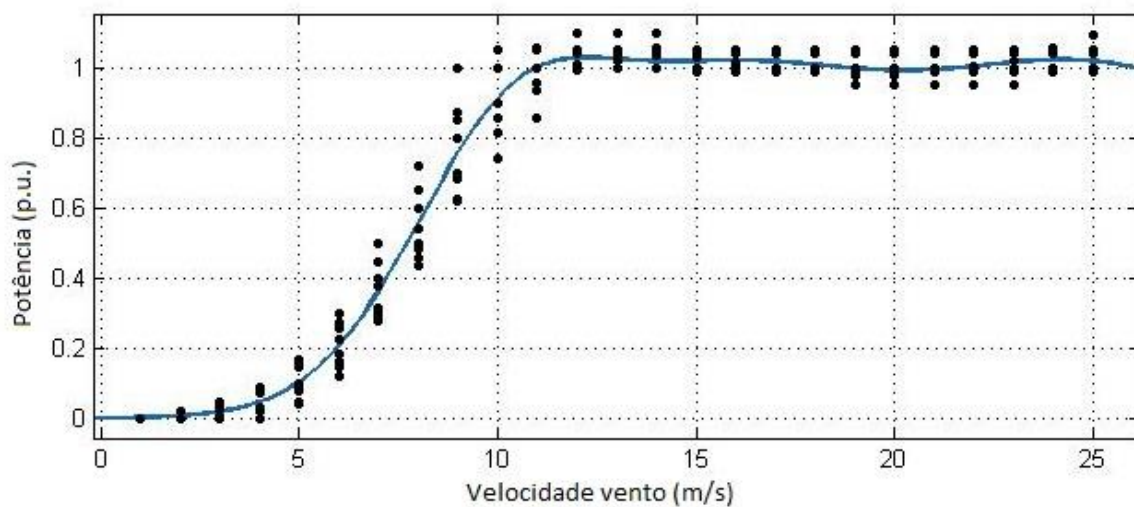


Fig. 7 – Regressão efectuada aos pontos das curvas de potência de turbinas comerciais.

Das regressões possíveis, a regressão do tipo Gaussiana de 3 termos é a que melhor se ajusta aos pontos utilizados, com um coeficiente de determinação $R^2 = 0,9844$. A curva de potência da Fig. 7 é materializada pela seguinte equação:

$$P_{Eo}(t) = a_1 \times e^{-\left(\frac{u_z(t)-b_1}{c_1}\right)^2} + a_2 \times e^{-\left(\frac{u_z(t)-b_2}{c_2}\right)^2} + a_3 \times e^{-\left(\frac{u_z(t)-b_3}{c_3}\right)^2} \quad \forall t \quad (8)$$

onde, $a1$ a $c4$ representam os coeficientes obtidos da regressão e $u_z(t)$ é a velocidade do vento (m/s) à altura z do rotor, na hora t . Os coeficientes $a1$ a $c4$ encontram-se no Anexo A.

Determina-se assim, para cada hora e velocidade do vento em análise, a potência extraída p.u. do aerogerador. A energia total (kWh) disponível do subsistema eólico na hora t é obtida por:

$$E_{Eo}(t) = n_{Eo} \times P_{Eo}(t) \times P_{Eo_{nom}} \times \Delta t \quad \forall t \quad (9)$$

onde, n_{Eo} é o número de aerogeradores a instalar e consiste na variável a determinar neste subsistema e $P_{Eo_{nom}}$ é a potência nominal (kW) de um aerogerador.

⁹ O sistema “por unidade” (p.u.) consiste na definição de valores de base para determinadas grandezas, e.g. tensão ou potência. No caso descrito na Fig. 7, o sistema p.u. permite comparar a potência debitada por turbinas de diferente potência. A potência nominal de cada turbina analisada é usada como valor base.

Na eventualidade de ocorrer excedente de produção de energia por esta fonte em determinados intervalos de tempo, é necessário realizar a sua dissipação. Deste modo a produção de energia eólica, em cada intervalo de tempo, iguala a soma da energia desta fonte que será usada para balanço do sistema e a energia necessária dissipar.

$$E_{Eo}(t) = E_{Eou}(t) + E_{Eop}(t) \quad \forall t \quad (10)$$

onde, E_{Eou} é a energia efectivamente utilizada para balanço do sistema e E_{Eop} é a energia excedente.

O investimento total actualizado para o ciclo de vida do subsistema eólico vem dado por:

$$TLCC_{Eo} = n_{Eo} \times P_{Eonom} \times I_{Eo} \times \left(1 + \frac{O\&M_{Eo}}{CRF}\right) \quad (11)$$

onde, I_{Eo} é o custo (€/kW) dos aerogeradores e $O\&M_{Eo}$ é o custo de operação e manutenção anual, em valor percentual de I_{Eo} .

O modelo utiliza como dados de entrada, para o subsistema eólico, um perfil anual da velocidade de vento, u_{zREF} , altura do mastro de medição do vento, z_{REF} e o coeficiente de rugosidade local, n . Em relação ao aerogerador é necessário a especificação da potência nominal, P_{Eonom} , altura de instalação do rotor, z e velocidade do vento para arranque e paragem do aerogerador. Os aspectos económicos a especificar são o custo de investimento do aerogerador I_{Eo} e o custo anual de $O\&M_{Eo}$.

3.2.4 Painéis Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são elementos sensíveis às condições do ambiente onde estão inseridos, alterando de forma significativa as suas propriedades quando actuam fora das suas especificações de projecto, i.e. nas condições de teste normalizadas (STC¹⁰). A avaliação incorrecta do desempenho de um módulo PV conduz facilmente a erros na determinação da energia produzida pelos mesmos.

Na literatura os modelos de desempenho dos módulos são alvo de inúmeras análises. O método tido como mais preciso é descrito por De Soto e Beckam (2006), sendo necessário a resolução de um conjunto de equações não lineares para determinação da curva IV¹¹ nas condições ambiente em que se encontra o módulo.

Em Lorenzo (2011) os efeitos e as alterações induzidas pelas condições ambientais são considerados em 1º e 2º grau, sendo que os efeitos de 1º grau usam informações gerais usualmente monitorizadas (irradiância e temperatura ambiente) e têm um efeito de maior relevo na alteração da performance do painel PV. Em 1º grau consideram-se os efeitos da irradiância e da temperatura ambiente na corrente e tensão de circuito aberto, respectivamente. Em 2º grau a velocidade do vento, variação do espectro solar e alterações secundárias provocadas pelas condições ambientais, como o efeito da temperatura da célula na corrente de curto-circuito e o efeito da irradiância na tensão de circuito aberto. Este método torna-se mais simples se se tiver em consideração apenas os efeitos de 1º grau. No entanto, é necessário a determinação da curva IV, que se ajusta às condições ambientais em cada hora, procedimento que eleva o tempo de análise.

Em Lorenzo (2011) é ainda descrito que para os módulos da tecnologia de silício cristalino existe uma dependência linear do ponto de máxima potência (ou PMP) com a temperatura da célula de, aproximadamente, -0,5%/°C. Assumindo ainda como linear o efeito da dependência do PMP com a irradiância, pode concluir-se que a potência máxima extraída do módulo pode ser caracterizado por estas duas características que se traduzem na Eq. (12), a qual constitui a forma mais expedita de cálculo do PMP para as condições ambiente. Na Fig. 8 encontram-se representados, separadamente, o efeito de cada uma das duas simplificações assumidas para a curva de potência de um módulo PV.

¹⁰ Sigla do termo anglo-saxónico *Standard Test Conditions*.

¹¹ A curva IV identifica a gama de tensões (V) e correntes (I) do funcionamento de uma célula fotovoltaica. O produto da tensão pela corrente identifica a potência (W) que a célula fotovoltaica produz.

$$P_{PV}(t) = PMP_{REF} \times \frac{G(t)}{G_{REF}} [1 + \gamma_{PV} \times (T_{cel}(t) - T_{REF})] \quad \forall t \quad (12)$$

onde, PMP_{REF} é o PMP do módulo utilizado nas condições STC. G_{REF} e T_{REF} são a irradiância e a temperatura das células também nas condições STC, $G(t)$ a irradiância incidente na hora t , γ_{PV} o coeficiente de variação do PMP com a temperatura e $T_{cel}(t)$ a temperatura das células na hora t .

A temperatura das células, $T_{cel}(t)$, é por sua vez dependente da temperatura ambiente e pode ser descrita pela Eq. (13).

$$T_{cel}(t) = T_{amb}(t) + \frac{NOCT - 20}{800} \times G(t) \quad \forall t \quad (13)$$

onde, $T_{amb}(t)$ é o registo da temperatura ambiente na hora t e $NOCT$ ¹² é a temperatura nominal de operação da célula, fornecida pelo fabricante do módulo.

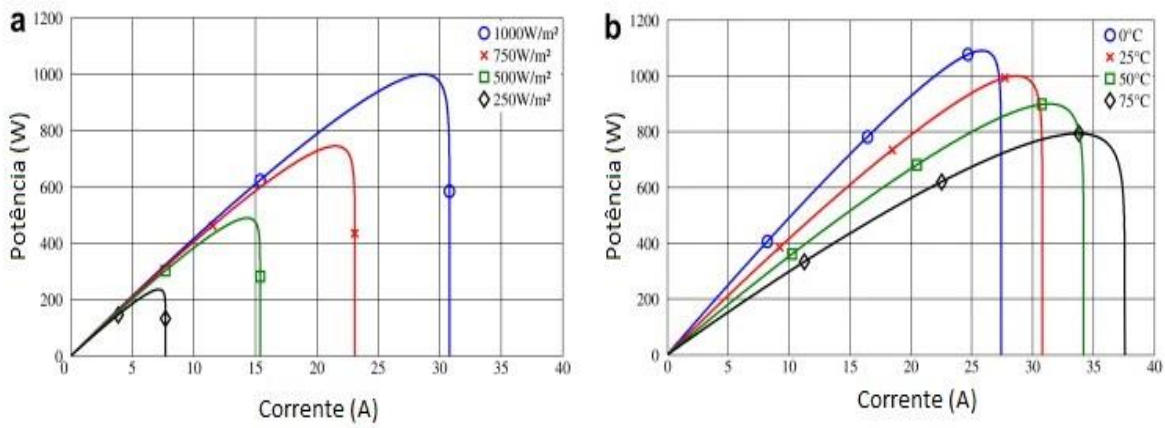


Fig. 8 – a) Variação da potência extraída para diferentes níveis de irradiância. b) Variação da potência extraída para diferentes temperaturas da célula. (Houssamo, Locment e Sechilariu, 2010)

A energia total fornecida pelo subsistema fotovoltaico (kWh) para uma determinada hora t vem então dada pelo produto da potência de um módulo pelo total de módulos e pela eficiência dos conversores, integrado ao longo do tempo:

$$E_{PV}(t) = n_{PV} \times P_{PV}(t) \times \eta_{DA} \times \Delta t \quad \forall t \quad (14)$$

onde, n_{PV} é o número de módulos fotovoltaicos a instalar e consiste na variável a determinar para o dimensionamento no subsistema em estudo. Neste modelo é necessário introduzir a eficiência do equipamento de conversão, η_{DA} , de modo a determinar a energia disponível proveniente do subsistema fotovoltaico.

Tal como no modelo descrito para o aerogerador, esta fonte poderá entregar energia em excesso, sendo desse necessário determinar, separadamente, para cada intervalo de tempo de cálculo, a energia utilizada para o balanço do sistema e a energia dissipada nas resistências.

$$E_{PV}(t) = E_{PV_u}(t) + E_{PV_p}(t) \quad \forall t \quad (15)$$

¹² Acrónimo do termo anglo-saxónico *Nominal Operation Cell Temperature*.

Onde, E_{PV_u} é a energia efectivamente utilizada para balanço do sistema e E_{PV_p} é a energia em excesso, ou seja, dissipada nas resistências.

O investimento total actualizado para o ciclo de vida do subsistema fotovoltaico vem dado por:

$$TLCC_{PV} = n_{PV} \times PMP_{REF} \times I_{PV} \times \left(1 + \frac{O\&M_{PV}}{CRF}\right) \quad (16)$$

onde, I_{PV} é o custo (€/kW) dos módulos fotovoltaicos e $O\&M_{PV}$ é o custo de operação e manutenção anual, em percentagem de I_{PV} . O custo do equipamento de conversão CC-CA já se encontra incorporado no custo de instalação do sistema, I_{PV} .

O modelo utiliza como dados de entrada um perfil anual de irradiância, $G(t)$, medido no plano inclinado de instalação dos módulos (assumido como igual à latitude do local de instalação) e um perfil anual de temperatura ambiente, $T_{amb}(t)$. Em relação ao módulo utilizado é necessário a especificação do PMP em condições STC, PMP_{REF} , o coeficiente de variação do PMP com a temperatura da célula, γ_{PV} , e o NOCT. A informação relativa ao módulo é indicada pelo fabricante.

3.2.5 Gerador Diesel

O funcionamento dos geradores a diesel pode ser efectuado principalmente de dois modos de operação: em modo contínuo no tempo ou de forma intermitente.

A operação contínua dos geradores a diesel é tecnicamente simples e fiável visto não exigir sistemas de controlo adicionais do mesmo, pois não é necessário ligar/desligar os geradores ao longo dos intervalos de tempo. Contudo, este modo de funcionamento limita a penetração das fontes renováveis e não constitui um modo de operação desejável, já que não se verificam poupanças assinaláveis no consumo de diesel (Hunter e Elliot, 1994).

A operação em modo intermitente leva a que os geradores possam ser desligados nos períodos de tempo onde se verifique excedente da energia entregue pelas fontes renováveis ou as baterias consigam suprir a carga. Devido à variabilidade das fontes renováveis, o funcionamento poderá ser afectado devido ao elevado número de arranques e paragens, levando ao desgaste acentuado do gerador e ao aumento do consumo de diesel, consequência do elevado consumo no arranque (Beyer, Degner e Gabler, 1995; Hunter e Elliot, 1994).

No entanto, a presença de geradores a diesel num sistema electroprodutor híbrido isolado da rede eléctrica serve, maioritariamente, o propósito de garantir a fiabilidade do fornecimento de energia quando as fontes renováveis ou a energia armazenada não são suficientes para suprir a carga.

Em Nayar, et al. (1993) e Nema, Nema e Rangnekar (2009) o desempenho de um gerador a diesel é avaliado pela energia específica produzida por litro de combustível (kWh/L) em diversos pontos da gama de potência do gerador, i.e. de 0 a 100%. A eficiência do gerador é determinada por este processo e utilizada para determinação do consumo total de diesel, e revela valores de energia específica baixos para cargas inferiores a 70%.

O desempenho de um gerador pode, no entanto, ser determinado introduzindo dois coeficientes de consumo específico (L/kWh) inerentes ao gerador, mas comuns a uma elevada gama de equipamentos comerciais (Dufo-López e Bernal-Agustín, 2008; Hunter e Elliot, 1994; Bajpai e Dash, 2012). O primeiro coeficiente é função da energia entregue pelo gerador e o segundo é função do consumo do gerador sem carga. A determinação destes coeficientes passa pela normalização do consumo de diesel face à energia entregue pelos mesmos. Deste modo, é possível determinar o consumo de diesel para a energia que o gerador debita em cada hora.

Recorrendo aos dados disponíveis de geradores comerciais, na gama 10 a 50 kW (Aksa, 2013; Wilson, 2013; Olympian, 2013), analisou-se o desempenho dos equipamentos para cargas entre 25 e 100% da potência nominal. Na Fig. 9 é possível comparar o consumo normalizado de diesel.

Os dois coeficientes em questão estão representados na equação que define a regressão linear efectuada aos consumos normalizados. Assim, o declive da recta representa o primeiro coeficiente (d_1) e o ponto de intercepção do eixo das ordenadas representa o segundo coeficiente (d_2).

É ainda tomada em conta a recomendação de operação mínima dos fabricantes - evitando assim o desgaste acentuado dos equipamentos e ineficiência da combustão - para cargas acima de 30% da potência nominal do gerador diesel.

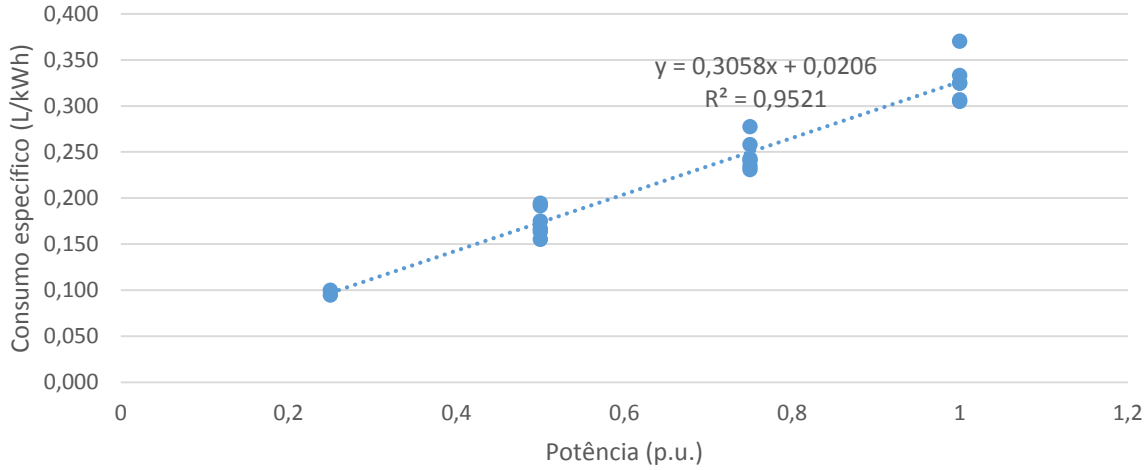


Fig. 9 – Consumo específico normalizado de conjunto de geradores comerciais.

O consumo de diesel, em litros e durante a hora t , vem representado por:

$$C_{diesel}(t) = n_{gd}(t) \times P_{gd} \times (d_1 \times F_{carga}(t) + d_2) \times \Delta t + nA(t) \times pA \quad \forall t \quad (17)$$

onde, $n_{gd}(t)$ é o número de geradores necessários em funcionamento na hora t , P_{gd} é a potência (kW) nominal de um gerador, d_1 e d_2 são os coeficientes (L/kWh) determinados anteriormente, $F_{carga}(t)$ é o factor da carga do conjunto de geradores em funcionamento, $nA(t)$ e pA são o número de geradores a diesel que arrancaram na hora t e a penalização, em litros, atribuída no arranque de cada gerador, respectivamente. O factor de carga é determinado por:

$$F_{carga}(t) = \begin{cases} \frac{E_{gd_p}(t)}{n_{gd}(t) \times P_{gd}}, & 0,3 \leq \frac{E_{gd_p}(t)}{n_{gd}(t) \times P_{gd}} < 1 \\ 0,3, & 0 < \frac{E_{gd_p}(t)}{n_{gd}(t) \times P_{gd}} < 0,3 \end{cases} \quad \forall t \quad (18)$$

onde, $E_{gd_p}(t)$ é a energia necessária para o balanço do sistema na hora t , determinada pela Eq. (26). A Eq. (18) determina o factor de carga e limita o gerador ao funcionamento mínimo de 30%. No caso do funcionamento mínimo, como poderá ser produzida mais energia que o necessário para o balanço, a energia remanescente carrega as baterias ou é dissipada nas baterias. Deste modo, a energia entregue pelos geradores vem descrita por:

$$E_{gd_e}(t) = \begin{cases} E_{gd_p}(t) \times \Delta t, & 0,3 \leq F_{carga}(t) < 1 \\ 0,3 \times P_{gd} \times \Delta t, & 0 < F_{carga}(t) < 0,3 \end{cases} \quad \forall t \quad (19)$$

O modelo determina ainda o número de horas de funcionamento do gerador, n_{gd_h} , para posterior incorporação no custo de manutenção.

O investimento total actualizado para o ciclo de vida do subsistema diesel vem dado por:

$$TLCC_{gd} = n_{gd_t} \times P_{gd} \times I_{gd} + \frac{n_{gd_h} \times M_{gd} + \sum_{t=1}^T C_{diesel}(t) \times O_{gd}}{CRF} \quad (20)$$

onde, n_{gd_t} é o número total de geradores diesel a instalar, sendo a variável pretendida para o dimensionamento. I_{gd} é o custo (€/kW) do gerador a diesel, M_{gd} é o custo de manutenção (€/h) do gerador por hora de funcionamento e O_{gd} é o custo de operação (€/l) do gerador.

O modelo utiliza como dados de entrada a potência do gerador a diesel, P_{gd} , o custo de investimento, I_{gd} , o custo de manutenção, M_{gd} , e o custo de operação (diesel), O_{gd} .

3.2.6 Armazenamento de energia. Baterias.

As fontes de energia renováveis possuem acentuada variabilidade temporal sendo esta, normalmente, não correlacionada com o consumo de energia eléctrica. A forma de ultrapassar esta característica em sistemas isolados passa por incluir unidades de armazenamento de energia (e.g. baterias electroquímicas), de modo a equilibrar a produção de energia e a procura da mesma.

O armazenamento de energia não é só uma questão da quantidade de energia que se deve armazenar, mas também a taxa com que podemos entregar (e retirar) essa mesma energia à unidade de armazenamento. Deste modo, aquando do projecto de planeamento de sistemas de armazenamento, estes podem assumir duas funções principais: balanço de energia a *longo e curto termo* (Sandia National Laboratories, 2013; ARE, 2013a). Na Fig. 10 encontra-se uma distribuição das diferentes tecnologias de armazenamento tendo em conta a energia armazenada e a potência de saída (taxa de descarga).

O armazenamento a *longo termo* (na escala dos sistemas isolados) serve para balanços de energia do sistema e pode ir de poucas horas a alguns dias necessitando assim, regra geral, de elevada capacidade de armazenamento. Deste modo é possível armazenar energia nos picos de produção de energia e utilizá-la nas horas/dias de menor recurso renovável ou ainda para suavização dos picos de consumo do diagrama de carga. Neste tipo de aplicações a taxa de descarga de energia é baixa.

O armazenamento de energia a *curto termo* serve para regulação da rede e sobretudo para estabilização entre potência produzida e a consumida, por forma a garantir a regulação de frequência e tensão para um funcionamento estável da rede isolada. Esta aplicação é para a escala dos segundos até poucas horas e ocorrem elevadas taxas de descarga. A capacidade de armazenamento é inferior em relação às aplicações para fornecimento de energia.

Para a maioria dos sistemas de armazenamento as capacidades de energia e potência não são independentes e são estabelecidas durante o projecto (Sandia National Laboratories, 2013). Outras características são fundamentais quando se dimensiona um sistema de armazenamento, tal como a eficiência de carga/descarga, número de ciclos de vida, temperatura de operação, profundidade de descarga, auto-descarga e densidade de energia (Dyvia e Ostegaard, 2009).

Das tecnologias comerciais de armazenamento de energia as baterias electroquímicas são as que possuem uma oferta comercial mais alargada, e em especial as de tecnologia ácido-chumbo, as quais se encontram entre as mais antigas e mais maduras para grande parte das aplicações de energia. É esta a tecnologia considerada no presente trabalho (Dyvia e Ostegaard, 2009; Ibrahim, Ilinca e Perron, 2008). As características gerais destas baterias encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Indicadores gerais de baterias de ácido-chumbo (ARE, 2013a).

Densidade de energia nominal (Wh/kg)	25-50
Eficiência global (%)	>85
Nº ciclos de vida	2 000
Profundidade de Descarga (%)	80
Reciclagem bateria (%)	>95

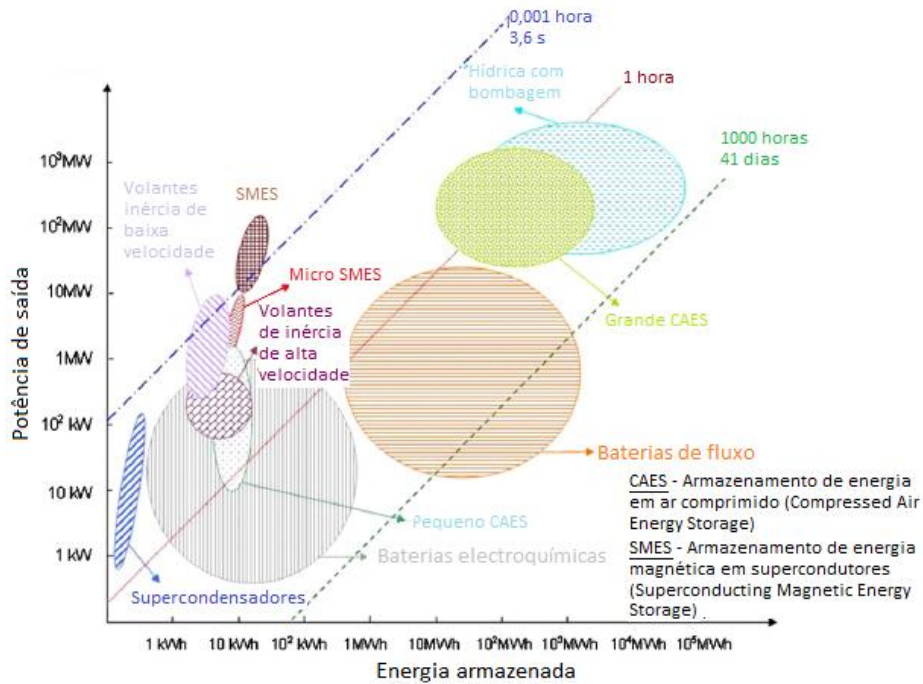


Fig. 10 – Campos de aplicação de diferentes tecnologias de armazenamento de acordo com a energia armazenada e potência de saída. Adaptada de Ibrahim, Ilinca e Perron (2008).

As baterias electroquímicas são sistemas com elevada instabilidade no que diz respeito ao seu desempenho, tornando complexa a sua modelação. O seu desempenho é alterado com relativa facilidade quando se altera o estado de energia, a taxa de carga/descarga, a profundidade de descarga ou mesmo o aumento do número de ciclos já efectuados pela bateria. Na Fig. 11 visualiza-se um desses efeitos, i.e. a diminuição da capacidade de armazenamento com a utilização da bateria (número de ciclos já efectuados). A utilização provoca o aumento da resistência interna da bateria o que leva ao aumento da auto-descarga e, conseqüentemente, à diminuição da capacidade de armazenamento da bateria.

Não obstante as características descritas anteriormente, os parâmetros modelados neste trabalho foram: a capacidade de armazenamento de energia; a taxa de carga/descarga; a profundidade de descarga; e a eficiência de carga/descarga.

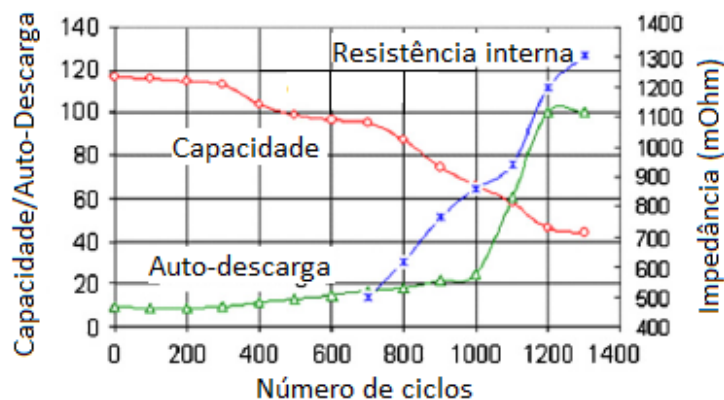


Fig. 11 – Evolução da capacidade de armazenamento com o aumento do número de ciclos efectuados numa bateria electroquímica (Ibrahim, Ilinca e Perron, 2008).

A capacidade de armazenamento da bateria é a quantidade máxima de energia que as baterias podem armazenar e é comumente caracterizada em ampere-hora (Ah) ou em quilowatt-hora (kWh). A taxa de carga/descarga define a derivada da energia (i.e., a potência) de carga/descarga da bateria, sendo considerado no presente trabalho que as mesmas são semelhantes. A profundidade de descarga é o

indicador da quantidade de energia que podemos retirar da bateria em cada ciclo, sem afectar em demasia as características da mesma. Geralmente, a profundidade de descarga é inferior a 80%, ou seja o estado de energia mínimo das baterias é 20%. A eficiência na carga/descarga das baterias está dependente do tipo de bateria, sendo em geral a eficiência de descarga superior à de carga.

Diversas abordagens que representam o desempenho e o estado de carga das baterias são apresentados na literatura. Em Zhou, et al. (2010) são descritos, sumariamente, as principais abordagens. A abordagem ampere-hora (Ah) é a mais comum, recorrendo ao cálculo da corrente que flui em cada momento de/ou para a bateria e o estabelecimento da tensão do barramento onde as baterias se encontram ligadas (Koutroulis, et al., 2006). Outra abordagem para o cálculo do desempenho das baterias consiste na análise da energia (kWh) que flui de/ou para a bateria e a consequente determinação do estado de carga (em kWh) em cada hora (Diaf, Notton, et al., 2008b). Esta última abordagem constitui o modelo que se aplica no presente trabalho.

No presente trabalho considerou-se o valor de 100% para a eficiência para o carregamento das baterias e de 80% para o descarregamento (Koutroulis, et al., 2006).

A energia armazenada em cada hora nas baterias, $E_{bat}(t)$ em kWh, vem descrita pela seguinte equação:

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) + E_{bin}(t) \times (\eta_{BC} \times \eta_{AD}) - \frac{E_{bout}(t)}{\eta_{BD} \times \eta_{DA}} \quad \forall t \quad (21)$$

onde, $E_{bat}(t-1)$ é a capacidade das baterias que transita para a hora em análise (na condição inicial, $t=0$, as baterias encontram-se por definição em 100%, ou seja, completamente carregadas). $E_{bin}(t)$ é a energia que flui para as baterias para ser armazenada na hora t e η_{BC} é a eficiência da bateria no carregamento. $E_{bout}(t)$ é a energia necessária retirar das baterias de modo a garantir o balanço de energia do sistema na hora t e η_{BD} é a eficiência da bateria no descarregamento. η_{AD} e η_{DA} são a eficiência do rectificador CA-CC e inversor CC-CA, respectivamente.

A modelação do desempenho das baterias implica ainda que não ocorra armazenamento e descarga de energia das baterias no mesmo período de tempo. Deste modo, verificam-se menos perdas de energia nos processos de conversão e menor desgaste das baterias com a menor utilização de ciclos das baterias.

A definição da taxa de carga/descarga ocorre, em cada hora, pela introdução de um coeficiente de fluxo, representado na seguinte equação:

$$E_{bin}(t) \times (\eta_{BC} \times \eta_{AD}) + \frac{E_{bout}(t)}{\eta_{BD} \times \eta_{DA}} \leq C_{bat} \times F_{max} \quad \forall t \quad (22)$$

onde, F_{max} é o coeficiente fluxo máximo permitido por cada hora e varia entre 0 e 0,8. No caso de definição de $F_{max} = 0,08$ (e para profundidade de descarga de 80%) permite o descarregamento das baterias durante um período mínimo consecutivo de 10 h. Deste modo, a potência das baterias, P_{bat} (kW), é dada por:

$$P_{bat} = \frac{C_{bat} \times F_{max}}{\Delta t} \quad (23)$$

o que corresponde também à potência dimensionada para os equipamentos de conversão identificados previamente, para efeitos de determinação dos custos de investimento.

Relativamente aos custos associados ao sistema de armazenamento, em Sandia National Laboratories (2013) é considerado um custo de manutenção por unidade de potência instalada e um custo variável da operação por unidade de energia de carga/descarga das baterias.

É considerado no presente trabalho que as baterias serão integralmente substituídas uma vez, a meio do tempo de vida útil do projecto, estando os custos de reposição distribuídos uniformemente pelo tempo total, como se de um custo de manutenção se tratasse (Short, Packey e Holt, 1995).

O investimento total actualizado para o ciclo de vida do subsistema de baterias vem então dado por:

$$TLCC_{bat} = C_{bat} \times I_{bat} + \frac{O_{bat} \times E_{trans} + M_{bat} \times P_{bat} + CR_{bat} \times C_{bat}}{CRF} + I_{SCP} \times P_{bat} \quad (24)$$

onde, I_{bat} é o custo (€/kWh) de aquisição das baterias, O_{bat} é o custo (€/kWh) de operação, M_{bat} a manutenção (€/kW), CR_{bat} o custo de reposição (€/kWh) e I_{SCP} é o custo (€/kW) dos equipamentos de condicionamento e controlo. E_{trans} é a energia (kWh) total efectivamente transferida de e para as baterias ao longo de um ano, $E_{boute}(t)$ e $E_{bine}(t)$.

$$E_{trans} = \sum_{t=1}^T (E_{boute}(t) + E_{bine}(t)) \quad (25)$$

O modelo utiliza como dados de entrada o custo de aquisição das baterias, I_{bat} , o custo de operação O_{bat} , manutenção M_{bat} , e o custo de reposição das mesmas, CR_{bat} .

3.3 Modelo de sistema integrado

A simulação do modelo é efectuada através da análise dos dados horários de um ano, do consumo, irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente. Em cada hora é necessário que se verifique o balanço de energia entre a produção/descarregamento baterias e o consumo/carregamento baterias. A equação de balanço de energia vem descrita por:

$$E_{consumo}(t) + E_{bin}(t) = E_{Eou}(t) + E_{PVu}(t) + E_{gd_p}(t) + E_{bout}(t) \quad \forall t \quad (26)$$

Deste balanço de energia é excluída a energia produzida em excesso pelo subsistema eólico e fotovoltaico, a qual é contabilizada nas respectivas equações (Eq. (10) e (15)). De um modo integrado, caso a produção de uma das fontes renováveis exceda o consumo, uma das fontes pode satisfazer o consumo e a outra ser dissipada. Isto ocorre porque o modelo desenvolvido não diferencia qual a fonte que se encontra a suprir a carga, pois do ponto de vista económico é indiferente a origem da energia renovável a partir do momento em que a mesma é produzida.

A optimização é efectuada com base no que se definiu como objectivo a atingir. Tal como evidenciado na secção 3.1, numa perspectiva económica, o LCOE é o primeiro critério no que diz respeito à implementação de um sistema electroprodutor isolado. Para tal o modelo desenvolvido determina o dimensionamento óptimo minimizando o investimento total actualizado do projecto ao longo do seu tempo de vida útil, o TLCC. Para isso, são considerados os investimentos totais de cada um dos quatro subsistemas e é incorporado um factor de benefício no estado de carga das baterias, para que as mesmas carreguem imediatamente quando existe energia disponível para o efeito.

$$TLCC = TLCC_{Eo} + TLCC_{PV} + TLCC_{gd} + TLCC_{bat} - 10^{-4} \times \sum_{t=1}^T E_{bat}(t) \quad (27)$$

O LCOE é alvo de análise posterior, em conjunto com os resultados da simulação, transferindo os mesmos para a ferramenta *ExcelTM*. No tratamento de dados é incorporado o valor relativo ao benefício de carregamento das baterias, determinando-se assim o custo real do dimensionamento alcançado.

$$LCOE = \frac{TLCC + 10^{-4} \sum_{t=1}^T E_{bat}(t)}{\sum_{t=1}^T E_{consumo}(t)} \times CRF \quad (28)$$

4. Optimização de sistemas híbridos isolados

4.1 Formulação do problema de optimização

Nesta secção são descritas as equações que constituem o modelo de optimização. Através delas é possível determinar as variáveis pretendidas para o dimensionamento, bem como todas as variáveis intermédias necessárias para alcançar esse objectivo. Note-se, contudo, que os cálculos inerentes às equações (5), (7), (8), (12) e (13) são determinadas numa etapa de pré-processamento à optimização do modelo, fazendo parte deste como parâmetros já conhecidos do problema.

O horizonte temporal definido é de 1 ano, com o passo de tempo de 1 h. Na definição da condição inicial em determinadas equações (e.g. estado de carga inicial das baterias) é dada a indicação $t=0$.

Neste trabalho é admitido que todo o consumo energético será satisfeito pelo sistema híbrido, ocorrendo assim o dimensionamento para uma fiabilidade de 100%.

De modo a clarificar a formulação do problema, nomeadamente, a identificar-se facilmente os parâmetros e as variáveis a obter, determinou-se a seguinte notação nesta secção:

\hat{X} – Representa as variáveis cujo cálculo se pretende para a caracterização do dimensionamento;

\dot{X} – Representa os escalares/parâmetros que se conhecem/calculam previamente ao algoritmo;

X – Representa as variáveis intermédias inerentes aos cálculos.

De seguida são apresentadas todas as equações utilizadas para optimização do problema.

Definição da função objectivo: a soma do custo total de cada subsistema define o custo total do sistema híbrido. O objectivo pretendido é a minimização deste custo:

$$\widehat{TLCC} = TLCC_{Eo} + TLCC_{PV} + TLCC_{gd} + TLCC_{bat} - 10^{-4} \times \sum_{t=1}^T E_{bat}(t) \quad (29)$$

O custo total do subsistema **AEROGERADORES** é definido pelo investimento inicial dos aerogeradores e o custo de operação e manutenção no seu tempo de vida útil:

$$TLCC_{Eo} = \hat{n}_{Eo} \times \dot{P}_{Eo_{nom}} \times \dot{I}_{Eo} \times \left(1 + \frac{O\&M_{Eo}}{CRF} \right) \quad (30)$$

O custo total do subsistema **PAINÉIS FOTOVOLTAICOS** é definido pelo investimento inicial nos módulos fotovoltaicos e o custo de operação e manutenção no seu tempo de vida útil:

$$TLCC_{PV} = \hat{n}_{PV} \times \dot{P}_{REF} \times \dot{I}_{PV} \times \left(1 + \frac{O\&M_{PV}}{CRF} \right) \quad (31)$$

O custo total do subsistema **GERADORES DIESEL** é definido pelo investimento inicial nos geradores, pelo custo de manutenção devido ao número de horas de funcionamento e pelo custo de operação:

$$TLCC_{gd} = \hat{n}_{gd_t} \times \dot{P}_{gd} \times \dot{I}_{gd} + \frac{n_{gd_h} \times \dot{M}_{gd} + cTd \times \dot{O}_{gd}}{CRF} \quad (32)$$

O custo total do subsistema **BATERIAS** é definido pelo investimento inicial nas baterias, o custo de reposição das mesmas, custo de operação devido à carga e descarga de energia e pelo custo de manutenção:

$$\begin{aligned}
 TLCC_{bat} = \hat{C}_{bat} \times \dot{I}_{bat} + \frac{\dot{O}_{bat} \times \sum_{t=1}^T (E_{bout_e}(t) + E_{bin_e}(t))}{C\dot{R}F} \\
 + \frac{M_{bat} \times \dot{F}_{max} \times \hat{C}_{bat} + \hat{C}_{R_{bat}} \times \hat{C}_{bat}}{C\dot{R}F} + \dot{I}_{SCP} \times \dot{F}_{max} \times \hat{C}_{bat}
 \end{aligned} \quad (33)$$

O balanço de energia do sistema é efectuado para cada hora do ano e analisa o equilíbrio entre consumo, produção e armazenamento de energia:

$$\dot{E}_{consumo}(t) + E_{bin}(t) = E_{Eo_u}(t) + E_{PV_u}(t) + E_{gd_p}(t) + E_{bout}(t) \quad \forall t \quad (34)$$

A energia produzida pelo subsistema Aerogeradores é separada em energia útil e excedentária:

$$\hat{n}_{Eo} \times \dot{P}_{Eo}(t) \times \dot{P}_{Eo_{nom}} = E_{Eo_u}(t) + E_{Eo_p}(t) \quad \forall t \quad (35)$$

A energia produzida pelo subsistema Painéis Fotovoltaicos é separada em energia útil e excedentária:

$$\hat{n}_{PV} \times \dot{P}_{PV}(t) \times \dot{\eta}_{DA} = E_{PV_u}(t) + E_{PV_p}(t) \quad \forall t \quad (36)$$

O consumo anual de diesel é definido pelo consumo em cada hora:

$$cTd = \sum_{t=1}^T C_{diesel}(t) \quad (37)$$

O consumo de diesel na hora t é relativo ao desempenho do gerador, à energia que entrega e ao número de arranques que se efectuam:

$$C_{diesel}(t) = \dot{d}_1 \times E_{gd_e}(t) + \dot{d}_2 \times \dot{P}_{gd} \times n_{gd}(t) \times \dot{d}t + nA(t) \times pA \quad \forall t \quad (38)$$

O desempenho dos geradores é definida em dois estados de energia, quantidade mínima necessária para efectuar o balanço do sistema na hora t :

$$E_{gd_p}(t) = potgen1(t) + potgen2(t) \quad \forall t \quad (39)$$

No 1º estado, o limite inferior do intervalo de energia necessária é:

$$potgen1(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (40)$$

No 1º estado o limite superior do intervalo de energia necessária é inferior ao funcionamento mínimo definido pelos fabricantes:

$$potgen1(t) < opgd_{min} \times \omega(t) \quad \forall t \quad (41)$$

No 2º estado o limite inferior do intervalo de energia necessária é igual ou superior ao funcionamento mínimo:

$$potgen2(t) \geq opgdmin \times \delta(t) \quad \forall t \quad (42)$$

No 2º estado o limite superior é definido um limite máximo equivalente a 100 geradores:

$$potgen2(t) < 100 \times \dot{P}_{gd} \times \delta(t) \quad \forall t \quad (43)$$

O gerador apenas pode operar num dos estados, controlados pelas variáveis binárias:

$$\delta(t) + \omega(t) \leq 1 \quad \forall t \quad (44)$$

A energia efectivamente produzida pelos geradores na hora t vem então:

$$E_{gd_e}(t) = opgdmin \times \omega(t) + potgen2(t) \quad \forall t \quad (45)$$

O número de geradores diesel em operação no início do processo vem:

$$n_{gd}(t) = 0, \quad t = 0 \quad (46)$$

O número de geradores diesel em operação em cada hora t vem:

$$n_{gd}(t) \geq \frac{E_{gd_e}(t)}{\dot{P}_{gd}} \quad \forall t \quad (47)$$

Vindo o número total de geradores diesel a instalar definido pela hora em que se encontra maior número de geradores em funcionamento:

$$\hat{n}_{gd_t} \geq n_{gd}(t) \quad \forall t \quad (48)$$

O total de horas de funcionamento dos geradores a diesel é equivalente ao somatório de todas as horas onde se encontrem geradores em funcionamento:

$$n_{gd_h} = \sum_{t=1}^T n_{gd}(t) \quad (49)$$

A contabilização de arranques/paragens na hora t é:

$$n_{ap}(t) = n_{gd}(t) - n_{gd}(t-1) \quad \forall t \quad (50)$$

Sendo o número de arranques na hora t apenas os valores positivos de n_{ap} :

$$nA(t) \geq n_{ap}(t) \quad \forall t \quad (51)$$

Estabelecimento do estado de carga inicial das baterias no início do processo:

$$E_{bat}(t) = e_{bat_{ini}} \times \hat{C}_{bat}, \quad t = 0 \quad (52)$$

A evolução do estado de carga das baterias na hora t é determinada pelo estado de carga na hora precedente e pelo fluxo de energia na hora em análise:

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1) + E_{bin_e}(t) - E_{bout_e}(t) \quad \forall t \quad (53)$$

A energia que efectivamente é acumulada nas baterias devido às perdas nos equipamentos e à eficiência da bateria no carregamento:

$$E_{bin_e}(t) = E_{bin}(t) \times \eta_{AD} \times \eta_{BC} \quad \forall t \quad (54)$$

A energia que efectivamente é transferida das baterias devido às perdas nos equipamentos e eficiência da bateria na descarga:

$$E_{bout_e}(t) = E_{bout}(t) / (\eta_{DA} \times \eta_{BD}) \quad \forall t \quad (55)$$

A determinação da capacidade a instalar de baterias é estabelecida pela hora em que ocorre maior necessidade de armazenamento:

$$\hat{C}_{bat} \geq E_{bat}(t) \quad (56)$$

O estado de carga mínimo em cada hora não poderá ser inferior ao valor pré-definido:

$$E_{bat}(t) \geq cb_{min} \times \hat{C}_{bat} \quad \forall t \quad (57)$$

As próximas 4 equações determinam o fluxo máximo de energia em cada hora de e para as baterias, bem como a limitação a apenas um dos sentidos do fluxo. Definição do limite máximo de energia para carregamento e descarregamento das baterias:

$$E_{bin_e}(t) + E_{bout_e}(t) \leq \dot{F}_{max} \times \hat{C}_{bat} \quad \forall t \quad (58)$$

Verifica se há energia a sair das baterias na hora t :

$$E_{bout}(t) \leq \hat{C}_{bat} \times \psi(t) \quad \forall t \quad (59)$$

Verifica se há energia a entrar nas baterias na hora t :

$$E_{bin}(t) \leq \hat{C}_{bat} \times \varphi(t) \quad \forall t \quad (60)$$

Definição de uma das seguintes situações através da soma das variáveis binárias: carregamento, descarregamento ou sem fluxo de energia nas baterias:

$$\psi(t) + \varphi(t) \leq 1 \quad \forall t \quad (61)$$

4.2 Metodologia de modelação e optimização

Por vezes, a determinação da solução óptima não é fácil de determinar manualmente ou via simulação, visto que podem não ser óbvias todas as relações de compromisso envolvidas entre vários processos. Deste modo, as metodologias de optimização surgiram como ferramentas de apoio à tomada de decisão, envolvendo a resolução deste tipo de problemas complexos.

Os sistemas de modelação algébrica surgiram como ferramentas para implementação de metodologias de optimização onde é necessário resolver essas relações entre diversos processos (Lima e Grossmann, 2014). O modelo desenvolvido na secção 4.1 foi implementado num desses sistemas, General Algebraic Modeling System (GAMS) (GAMS Development Corporation, 2013). O GAMS foi desenvolvido em 1970 pelo Banco Mundial para a optimização e planeamento de problemas económicos. Hoje em dia é uma ferramenta usada para modelação e optimização em diversas áreas. (Gabriel, et al., 2013).

Ferramentas como o MARKAL/TIMES e o WILMAR - usadas no planeamento de políticas energéticas a longo prazo e para a optimização de sistemas de energia - utilizam o GAMS como apoio à optimização (Connolly, et al., 2010).

Do ponto de vista da estrutura matemática, a formulação apresentada na secção 4.1 pode ser classificada de acordo com o tipo de variáveis e equações definidas. Neste caso, são aplicadas variáveis contínuas e inteiras (por exemplo para definição da capacidade das baterias e do número de turbinas, respectivamente) e ainda variáveis binárias que permitem a definição de relações lógicas entre processos (por exemplo, verificação do fluxo de energia das baterias e limitação a um dos sentidos do fluxo). Mais ainda, as equações definidas são lineares, o que permite classificar o problema de optimização como um problema de programação linear inteira mista (MILP, Mixed Integer Linear Programming).

A metodologia desenvolvida e implementada no sistema de modelação GAMS envolve a resolução de um problema MILP, para o qual é utilizado o software de optimização CPLEX 12.5.1, num computador Intel DualCore 2.4GHz, 64 bits CPU e 3.37Gb de RAM. Todos os casos considerados foram resolvidos com recurso a 2 núcleos para optimização determinística em paralelo.

Neste trabalho, os critérios de interrupção do processo de optimização são o tempo máximo do CPU de 10 800 s, e um *optimality gap*¹³ de 5%.

No Anexo B incluem-se detalhes adicionais sobre o algoritmo de optimização utilizado neste trabalho.

4.3 Interface e transferência de dados

O GAMS não disponibiliza qualquer interface gráfica para visualização de resultados, permitindo ao utilizador a sua gravação em ficheiros em modo ASCII. Procedeu-se à gravação para um ficheiro de texto (.txt) e a posterior importação dos mesmos para a ferramenta de trabalho *Excel*TM. O tratamento dos resultados da optimização foram alvo de análise nessa mesma ferramenta.

Na Fig. 12 encontra-se um fluxograma representativo da ligação entre algumas ferramentas utilizadas, assim como o trabalho efectuado, desde a modelação até à análise de resultados.

¹³ O *optimality gap* é definido como o intervalo entre a melhor solução inteira e a solução do problema relaxado.

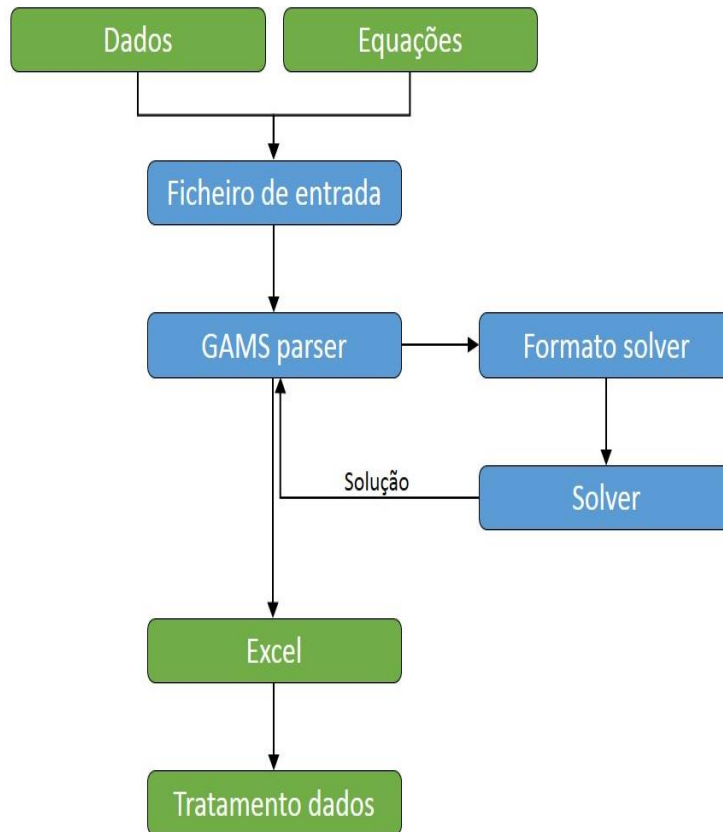


Fig. 12 – Fluxograma do dimensionamento do sistema híbrido. A verde a parte correspondente ao desenvolvimento do modelo e ao tratamento de dados, e a azul o processo de optimização do GAMS.

5. Caracterização do caso de estudo

5.1 Caracterização do consumo

No presente trabalho é assumido um consumo diário constante para um ano. O perfil de consumo pretende ser representativo de uma unidade industrial com início de laboração às 8 h e fecho às 19 h. É ainda considerado que é efectuado consumo de energia todos os dias sem descanso semanal, i.e. o consumo é caracterizado por um perfil diário com as características apresentadas na Fig. 13.

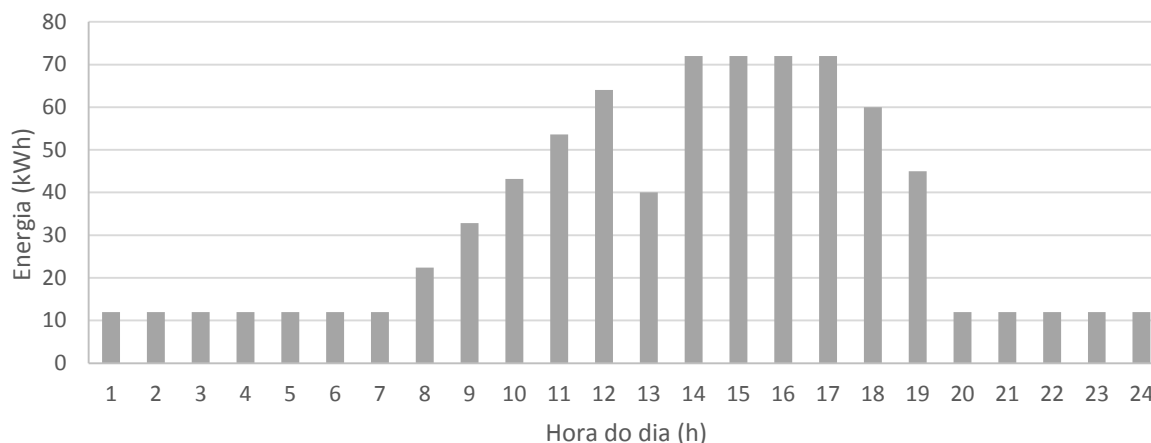


Fig. 13 – Diagrama de consumo de energia representativo de 24h.

A potência instalada é de 80 kW e a energia horária máxima consumida de 72 kWh. A potência média diária é de 33 kW. O consumo diário é 793 kWh e o consumo anual 289 445 kWh.

5.2 Local e meteorologia

No que diz respeito à série anual de vento, esta é uma série sintética representativa dos regimes de vento observados em Portugal. A velocidade média é de 5,93 m/s a 40 m de altura.

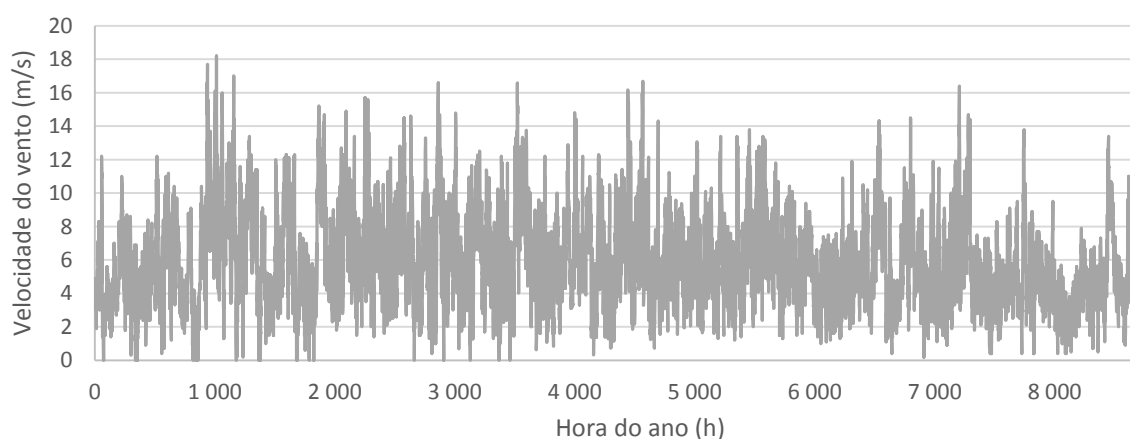


Fig. 14 – Série horária de velocidade do vento durante um ano. Velocidade média de 5,93 m/s para 40 m de altura.

Face a estes dados da série de vento e à altura a que dizem respeito, não é necessário conhecer as características do terreno, pois a maioria dos aerogeradores analisados podem ser aplicados a esta altura.

As séries anuais de irradiância e de temperatura ambiente dizem respeito à região de Lisboa e foram obtidos recorrendo ao programa *SolTerm* (LNEG, 2013). A série de irradiância é observada para uma inclinação de 35° (latitude de Lisboa) e azimute de 0° (Sul) e o total anual é de 1 872 kWh/m². A temperatura média anual é 16,3 °C.

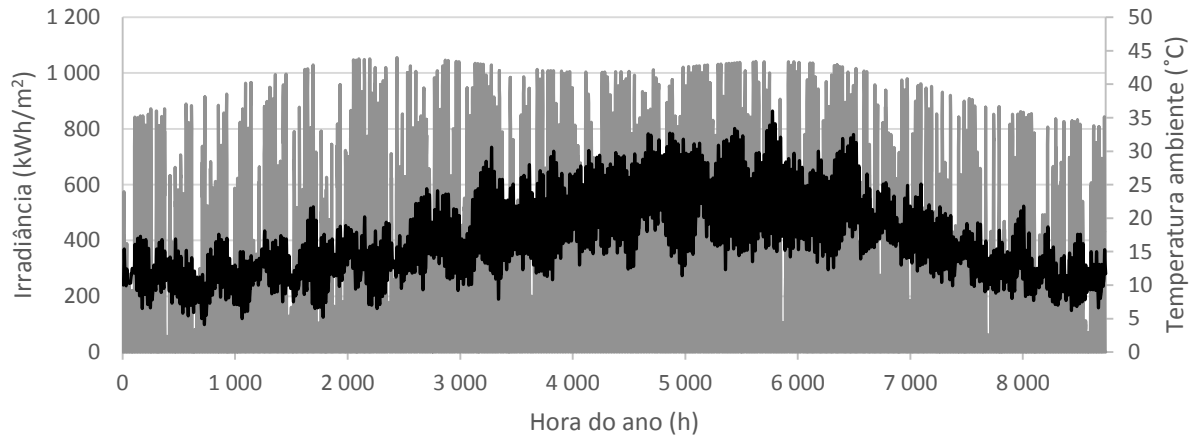


Fig. 15 – Séries horárias de irradiância e temperatura ambiente durante um ano.

6. Aplicação da Metodologia. Resultados e Discussão

Os resultados aqui apresentados pretendem demonstrar três aplicações da metodologia desenvolvida. A Tabela 3 resume os cenários efectuados para as aplicações pretendidas e as características diferenciadoras dos mesmos.

Em primeiro lugar, aplicar-se-á o modelo desenvolvido para determinar o dimensionamento óptimo de um sistema híbrido para um caso de estudo e nas condições económicas pré-definidas, sendo efectuados consequente análise e tratamento de resultados. Esta configuração do sistema híbrido constituirá o cenário de referência para este trabalho.

Em segundo lugar, pretendeu-se analisar a sensibilidade do dimensionamento do sistema híbrido a alguns parâmetros económicos que afectam o investimento total do sistema. Esta será a secção da análise de sensibilidade económica e divide-se no cenário diesel e cenário tecnologia.

Em terceiro lugar, pretendeu-se provar a adequação do modelo de dimensionamento optimizado de sistemas híbridos desenvolvido a outras localizações geográficas caracterizadas por diferentes potenciais eólicos e solar disponíveis permitindo, assim concluir sobre a aplicabilidade do modelo a outras regiões. Esta será a secção da análise climática e são analisados três cenários: cenário climático 1, 2 e 3.

Tabela 3 – Cenários analisados neste trabalho.

Aplicações do Modelo	Cenários	Observações
Caso de estudo	Cenário de Referência	Recurso eólico característico de Portugal continental e recurso solar de Lisboa.
Análise económica	Cenário Diesel	Variação preço do diesel face ao cenário referência.
	Cenário Tecnologia	Variação custo das tecnologias eólica, fotovoltaica e baterias face ao cenário de referência.
Análise climática	Cenário Climático 1	Excelente recurso eólico e recurso solar reduzido.
	Cenário Climático 2	Bom recurso eólico e recurso solar médio.
	Cenário Climático 3	Reduzido recurso eólico e recurso solar excelente.

6.1 Cenário de referência

O cenário de referência definido consiste na aplicação do modelo desenvolvido ao caso de estudo descrito anteriormente. Nesta secção são considerados dados económicos e técnicos actuais. Os dados de entrada para este cenário encontram-se descritos no Anexo C.

Na Tabela 4 encontra-se descrito, sumariamente, o dimensionamento obtido para o sistema híbrido em número de equipamentos¹⁴, capacidade instalada, o custo total de cada subsistema e o LCOE.

Tabela 4 – Dimensionamento para o cenário de referência.

	Eólico	Fotovoltaico	Diesel	Baterias
Nº Equipamentos	2	675	2	-
Potência (kW)	40	168,75	35,2	-
Capacidade (kWh)	-	-	-	648,2
TLCC (€)	95 915	285 920	151 103	213 702
LCOE (€/kWh)	0,2255			

¹⁴ Em número de turbinas para o subsistema eólico e número de módulos para o subsistema fotovoltaico.

A capacidade de geração instalada é 243,95 kW, mais de 3 vezes superior à potência máxima de consumo. O custo total do sistema híbrido é a soma do TLCC de cada subsistema e é 746 640 €. A capacidade instalada das baterias é de 648,2 kWh, o que permite, considerando a profundidade de descarga, uma autonomia de 15,7 h à potência média de consumo (33 kW).

Verifica-se pela Tabela 4 que, na ausência de recurso renovável o subsistema diesel (35,2 kW) e baterias (débito máximo à potência de 8% da capacidade de armazenamento, ou seja, 51,9 kW) são capazes de suprir o pico de carga (72 kW) se operarem em simultâneo.

Os resultados obtidos permitem construir o escalonamento horário da produção e da carga, para um ano, encontrando-se representado com excertos semanais da Fig. 16 à Fig. 19. A cada figura corresponde a última semana dos meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro, respectivamente. É ainda representada a evolução do estado de carga das baterias para a respectiva semana.

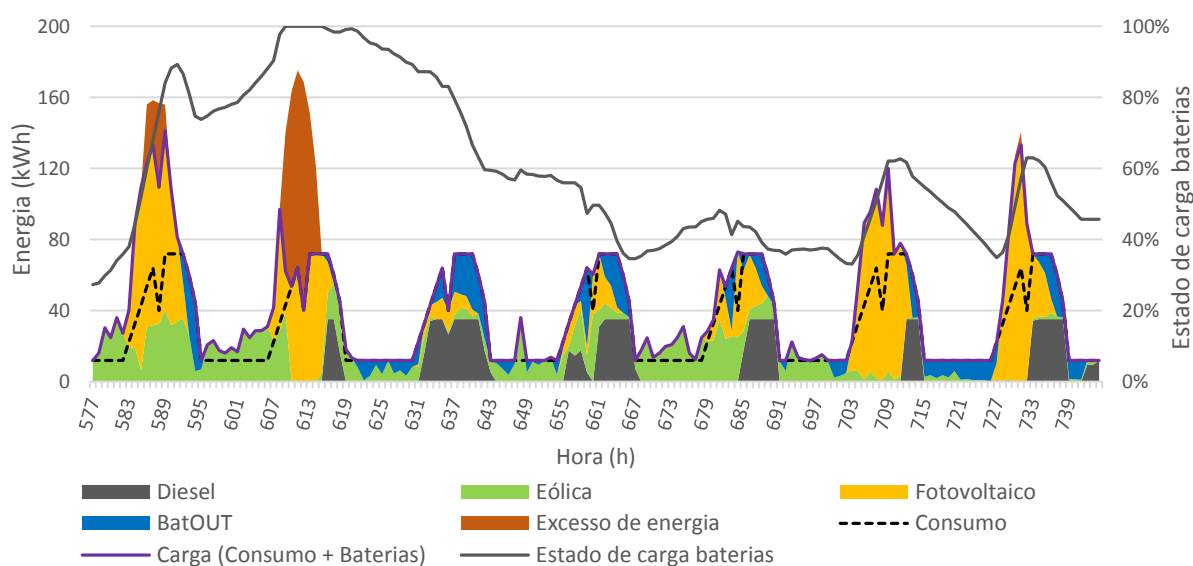


Fig. 16 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Janeiro.

As áreas correspondentes ao subsistema GERADORES DIESEL (cinzento), AEROGERADORES (verde) e PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (amarelo) representam a energia que é suprida directamente por estes subsistemas para a carga. A azul está representada a energia que sai das baterias após processo de conversão (BatOUT) e a cor de laranja é a energia (em excesso) dissipada nas resistências, proveniente do conjunto de subsistemas AEROGERADORES e PAINÉIS FOTOVOLTAICOS. A linha tracejada a preto representa o consumo e a linha roxa a carga total de energia (consumo mais armazenamento das baterias), significando o espaço entre as duas linhas a energia que segue para armazenamento. A linha cinzenta é a evolução do estado de carga nas baterias, representada no eixo das ordenadas do lado direito.

A Fig. 16 representa a última semana de Janeiro, estação de Inverno, é caracterizada pela variabilidade do recurso eólico e do recurso solar. Estas condições reflectem-se na utilização dos geradores diesel durante o dia (para mais detalhes ver Anexo D), assim como no baixo estado de carga das baterias. A predominância de utilização das baterias ocorre nas horas de pico de consumo, em conjunto com os geradores a diesel e em períodos nocturnos quando a energia eólica é insuficiente. O excesso de energia que ocorre nos dois primeiros dias deve-se a duas situações distintas. No primeiro dia desta semana as baterias encontram-se a carregar à carga máxima (as linhas que representam a carga e o consumo são paralelas quando há excesso de energia), pelo que o remanescente tem de ser dissipado. No segundo dia, as baterias completam o seu carregamento, atingindo o pleno estado de carga.

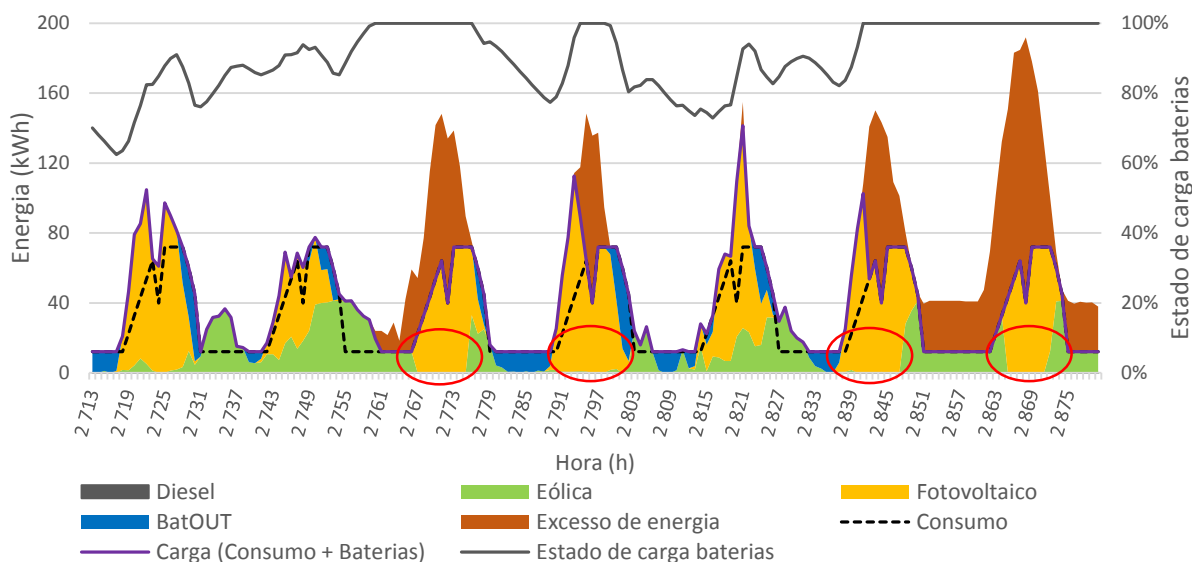


Fig. 17 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Abril.

Na Fig. 17, última semana de Abril, estação de Primavera, caracteriza-se por maior disponibilidade do recurso solar relativamente à semana de Janeiro (Fig. 16), confirmando-se este facto na Fig. 20. Não se verifica a utilização dos geradores a diesel nesta semana. O estado de carga das baterias também vem influenciado pelo recurso, não descendo abaixo dos 60% e a predominância de utilização das baterias é agora em períodos de final de tarde quando o recurso solar é inferior e em períodos nocturnos. O excesso de energia é crescente face à última semana de Janeiro.

Na Fig. 17 evidencia-se ainda, em 4 dias durante as horas de início de manhã até meio da tarde (círculos a vermelho), a não (ou reduzida) utilização da energia eólica (área a verde) para suprir a carga. Note-se que são os únicos dias desta semana onde se verifica excesso considerável de energia. Este aspecto pode ser explicado de 2 maneiras. Em primeiro lugar, o facto de não ocorrer recurso suficiente para produção eólica, o que dada a produção nas horas precedentes a esse período, seria plausível no 2º e 3º círculo assinalado. Em segundo lugar, e no 1º e 4º círculo, e tal como evidenciado na secção 3.3, quando a produção pelas duas fontes renováveis é superior à carga, o modelo não diferencia qual a fonte a que recorre para suprir a mesma (do ponto de vista económico, para a metodologia desenvolvida, é indiferente qual a fonte a utilizar para suprir a carga).

Note-se, contudo, que a situação inversa, ou seja, utilização da produção total eólica e dissipação nas resistências da solar também pode acontecer.

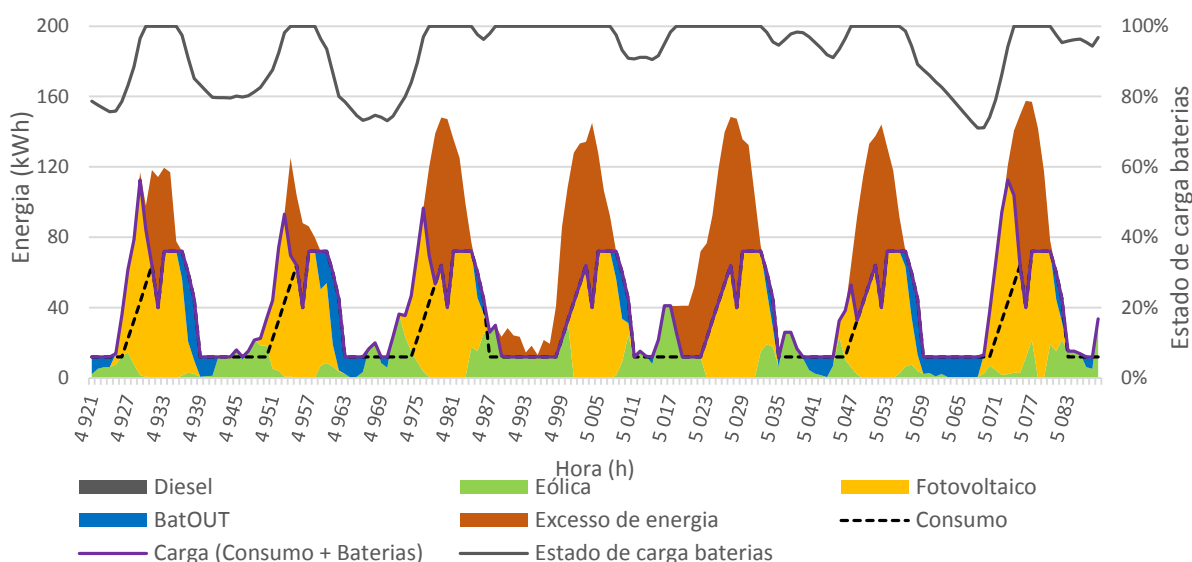


Fig. 18 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Julho.

Relativamente à última semana de Julho, Fig. 18, estação de Verão, ocorre elevado excesso de energia sobretudo na hora de pico solar. Este facto deve-se à elevada produção proveniente do sistema fotovoltaico, consequência da elevada percentagem de potência fotovoltaica instalada (69,2% da potência total, Tabela 4) e à maior disponibilidade do recurso nesta semana e em concreto nesta estação (Fig. 20). Novamente, não se verifica a utilização dos geradores a diesel e o estado de carga das baterias encontra-se sempre acima de 70%.

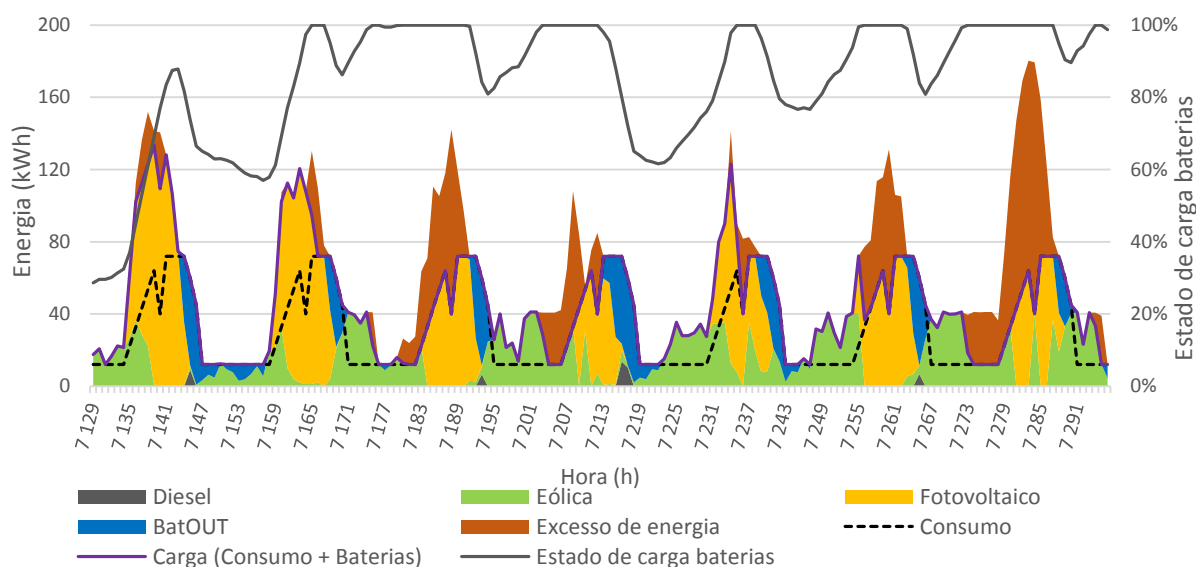


Fig. 19 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias para última semana de Outubro.

Por fim, na última semana de Outubro, Fig. 19, estação de Outono, verifica-se maior disponibilidade da energia eólica conforme se confirma na Fig. 20. No entanto, há uma diminuição do recurso solar, o excesso de energia é menor, consequência também da necessidade de carregamento das baterias nos 2 primeiros dias da semana. A utilização das baterias dá-se nos períodos de final de tarde, com introdução por vezes do diesel de modo a suprir a energia necessária (embora as baterias tenham energia suficiente nesses períodos, visível no estado de carga, estão limitadas a um máximo em cada hora).

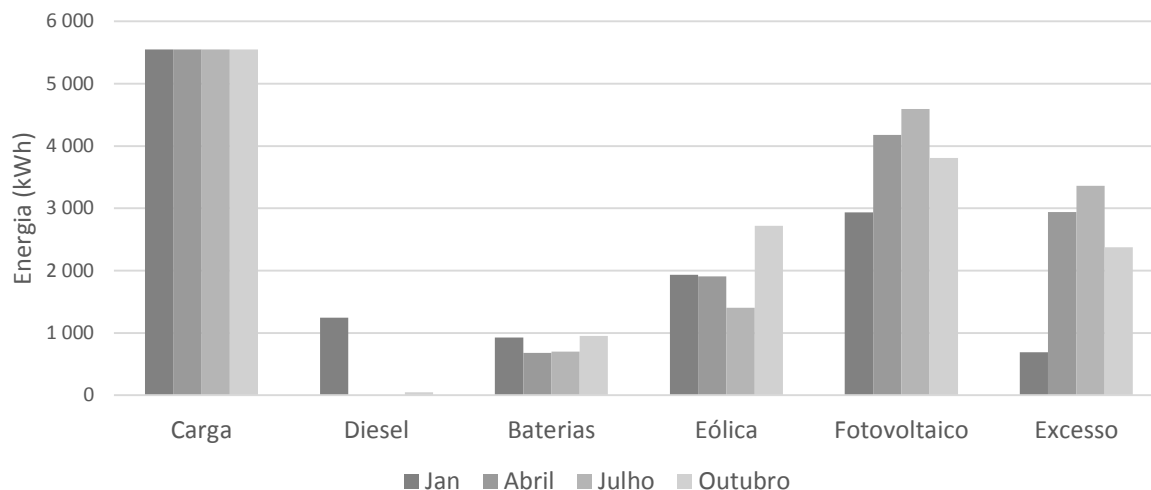


Fig. 20 – Origem da energia consumida na última semana de cada mês exemplificada nas Fig. 16 a Fig. 19.

Na Fig. 21 encontra-se detalhada a produção mensal de energia através de cada um dos subsistemas considerados. É notória a evolução da produção do subsistema fotovoltaico coincidente com os meses de maior recurso solar (Fig. 15). No que diz respeito à energia produzida pelo subsistema eólico não é possível demarcar nenhuma estação específica, no entanto a mesma é inferior nos meses de Novembro e Dezembro.

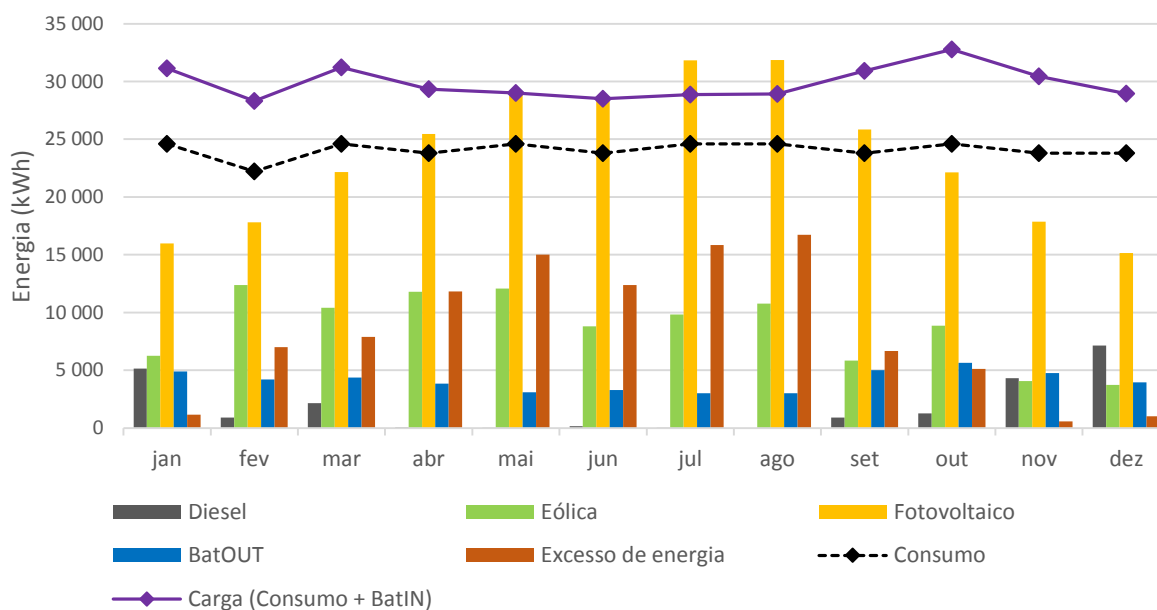


Fig. 21 – Produção mensal de cada subsistema para um ano do cenário de referência.

A produção total anual do subsistema eólico é de 104 767 kWh, 283 563 kWh do fotovoltaico e 22 085 kWh do subsistema a diesel. O consumo anual em litros de combustível para os geradores a diesel é de 7 512 L. A produção total anual e a utilização final de energia estão representadas na Fig. 22 a) e b), complementando a figura anterior.



Fig. 22- a) Produção total anual de energia por subsistema (esquerda). b) Utilização final de energia produzida (direita).

O subsistema fotovoltaico é responsável pela maioria da energia produzida (Fig. 22 a)), sendo também o sistema com maior potência instalada (Tabela 4).

É possível constatar que, caso não ocorressem perdas nos condicionadores de potência e nas baterias e fosse possível armazenar toda a energia produzida, o subsistema fotovoltaico seria suficiente para satisfazer as necessidades de consumo, uma vez que a produção total deste subsistema (69,1%) praticamente iguala a quantidade de energia que efectivamente é utilizada para suprir a carga (70,2%). As perdas referidas contabilizam as perdas nas transferências de energia de e para as baterias, bem como a eficiência da bateria no processo de carregamento e descarregamento.

Na Fig. 23 a) e b) é reportada a fracção renovável no consumo final, assim como a contribuição directa de cada subsistema para suprir esse mesmo consumo.

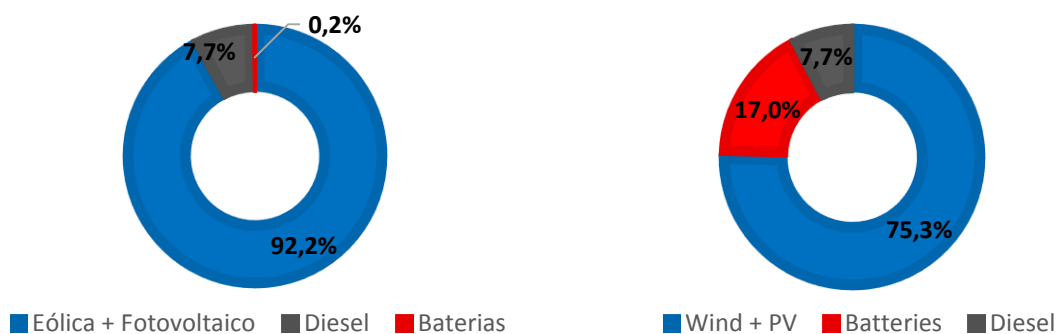


Fig. 23 – a) Fracção renovável do sistema híbrido (esquerda). b) Contribuição directa de cada subsistema para o consumo (direita).

A fracção renovável é 92,2% do consumo total de energia, o que representa um elevado peso de renováveis no sistema. As baterias são incluídas nesta observação uma vez que terminam o ano com o estado de carga inferior ao início, conforme descrito a seguir na Fig. 24. Deste modo, a energia que as baterias já continham (estavam a plena carga) foi usada para suprir o consumo, sem que no final do tempo considerado ocorresse reposição da mesma. Poder-se-ia colocar uma restrição de modo às baterias ficarem carregadas no final do ano, mas dado o tempo total em questão e a capacidade de armazenamento das baterias, tal não se justifica.

A Fig. 23 b) denota a importância de cada um dos subsistemas para suprir a carga. Embora as fontes renováveis sejam responsáveis pela maioria da energia produzida, as baterias assumem um papel decisivo (17%) no que diz respeito à gestão dessa energia, pois são responsáveis pelo armazenamento e distribuição de energia quando necessárias. A mesma figura, denota que a energia produzida pelos geradores a diesel é usada praticamente na sua totalidade para suprir directamente o consumo (a fracção de diesel e a contribuição directa do diesel são iguais - 7,7%). Efectivamente verificam-se cerca que 49 kWh provenientes do diesel para carregar as baterias, o que representa um valor desprezível face ao consumo total verificado.

A evolução do estado de carga das baterias para um ano completo encontra-se representada na Fig. 24. Tal como especificado nos parâmetros iniciais (Anexo C), nunca se verifica um valor inferior a 20% da capacidade de armazenamento. Do mesmo modo o débito e o armazenamento de energia em cada hora nunca são superiores a 8% (para um descarregamento contínuo das baterias a 10 h) da capacidade de armazenamento.

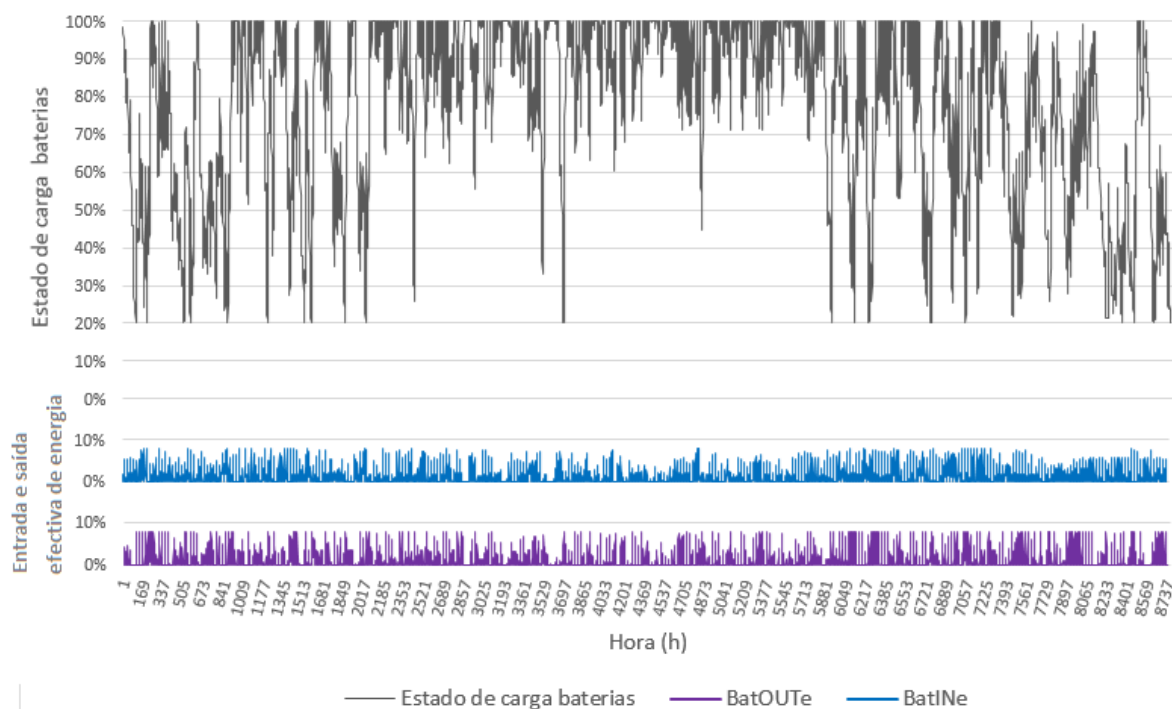


Fig. 24 – Evolução anual do estado de carga da bateria, da energia que efectivamente entra e sai das baterias, BatINe e BatOUTe, respectivamente.

Na estação de Inverno e início de Primavera a carga das baterias atinge por diversas ocasiões o estado mínimo de energia permitido, o mesmo acontecendo no Outono e Inverno, novamente. Verifica-se no entanto, uma predominância no aumento gradual no estado de carga médio das baterias na transição para o Verão. Este facto justifica-se com a menor utilização das baterias no período de Verão (Fig. 21), devido ao maior período diário de irradiância solar que permite suprir os picos de consumo de final de tarde (Fig. 17 e Fig. 18), ao invés do que ocorre no Inverno onde são as baterias ou o diesel a suprir esse mesmos picos (Fig. 16 e Fig. 19). Este facto deve-se, também, à maior potência instalada do subsistema fotovoltaico, o que permite o carregamento mais frequente das baterias nesta estação. O número de ciclos equivalentes completos das baterias durante o ano é de 101, o que significa que, caso as baterias aguentem um mínimo de 1 000 ciclos é necessário a substituição das mesmas ao final de 10 anos.

A análise de custos efectuada aos resultados indica o custo de cada subsistema no total do ciclo de vida útil do sistema híbrido (Fig. 25), bem como a separação entre os custos de Investimento Inicial (IO) e os custos de operação e manutenção (O&M) - Fig. 26). Tal como descrito anteriormente, o TLCC do projecto é 746 640 €.

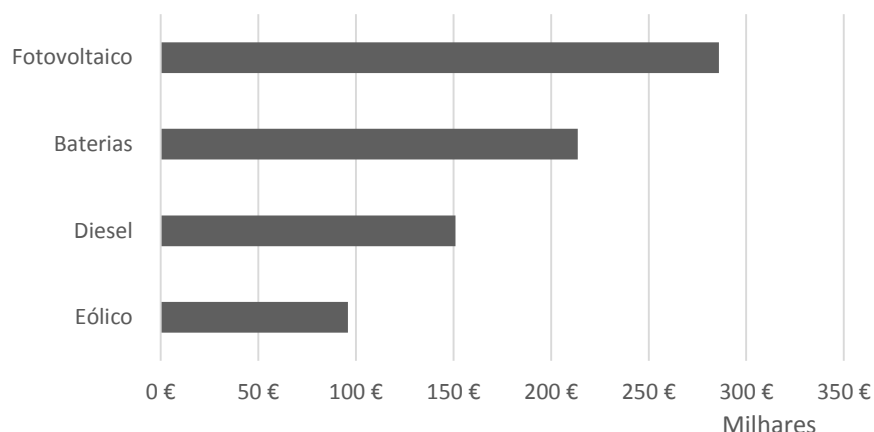


Fig. 25 – Desagregação dos custos de investimento para cada subsistema no ciclo de vida útil.

O investimento inicial dos subsistemas renováveis assume a maior parcela do investimento total no sistema híbrido (Fig. 26). As baterias assumem o segundo maior custo (Fig. 25) devido ao elevado custo de aquisição (investimento inicial – IO, Fig. 26) e em parte devido aos custos de reposição, incluídos na O&M das mesmas (Fig. 26). Os custos relativos ao subsistema diesel (Fig. 25), são justificados na sua maioria devido ao custo de O&M dos geradores e o custo de aquisição dos equipamentos geradores a diesel assume a menor parcela do sistema híbrido (Fig. 26).

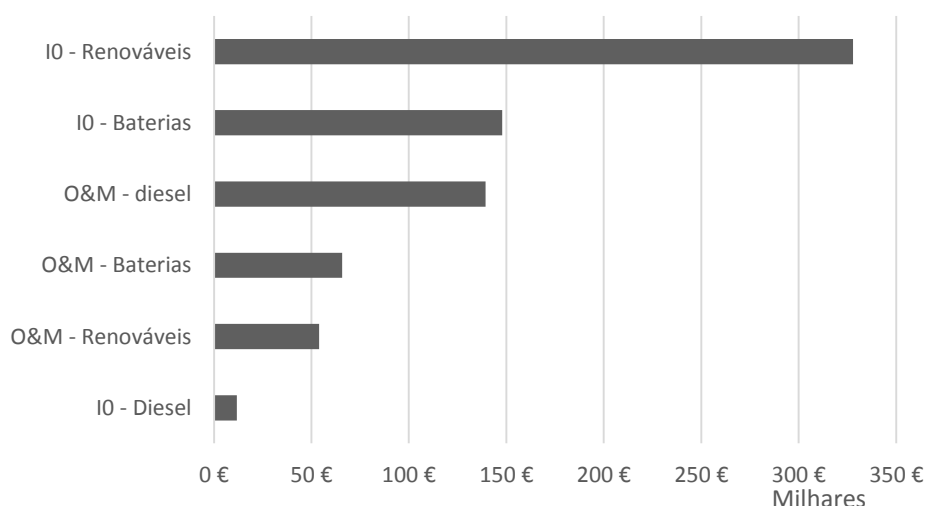


Fig. 26 – Desagregação dos custos em Investimento Inicial (IO) e O&M no ciclo de vida útil.

6.1.1 Outras tipologias de sistemas híbridos

A comparação do sistema híbrido descrito no cenário de referência, com outras tipologias de sistemas híbridos e em particular com um sistema 100% diesel (que por definição não é um sistema híbrido) encontra-se descrito na Fig. 27. Deste modo, é possível uma visão global sobre o investimento total (no final dos 20 anos) de diferentes tipologias, concluindo sobre as vantagens de uns face a outros, para as condições locais descritos na secção 5 e parâmetros do cenário de referência (Anexo C).

Estes resultados são obtidos, fixando no modelo de optimização descrito na secção 4.1 as variáveis representadas por \hat{X} , e.g. para o sistema Eólico/Diesel/Baterias fixa-se o número de módulos (\hat{n}_{PV}) com o valor de zero.

A Fig. 27, a seguir apresentada, permite comparar as diferenças de investimento ao longo tempo de vida útil, bem como o investimento total actualizado (TLCC) de cada sistema analisado. De seguida, na Tabela 5 são resumidas as principais características dos sistemas da Fig. 27, tais como dimensionamento óptimo e o LCOE de cada sistema.

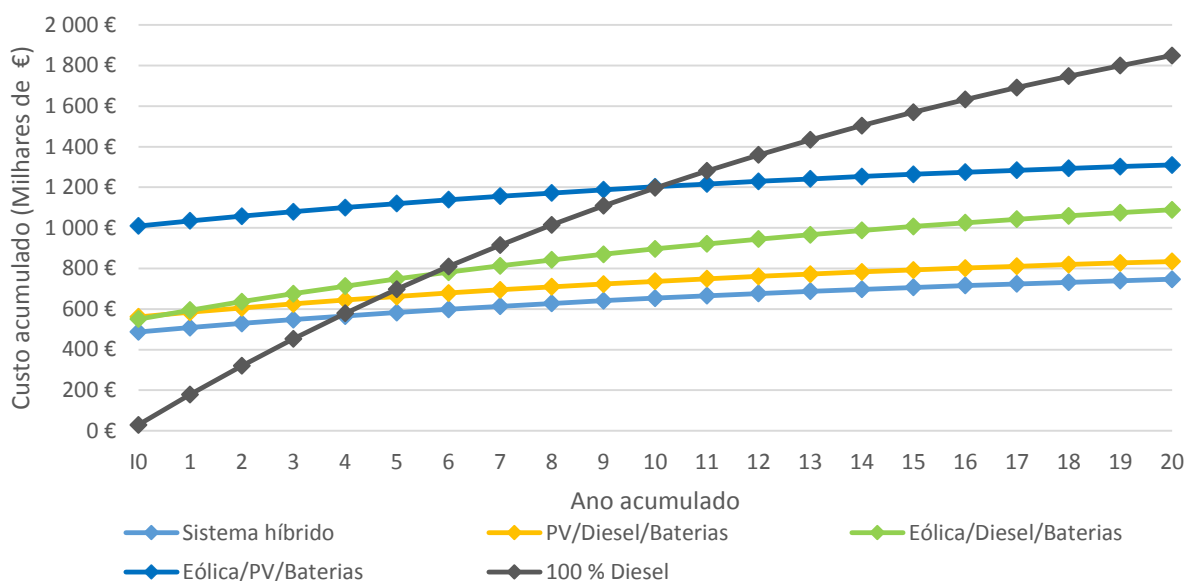


Fig. 27 – Evolução anual dos custos para diferentes tipologias de sistemas híbridos e sistema 100% Diesel. O ponto inicial no eixo das abcissas representa o investimento inicial (I0).

Todas as tipologias descritas com subsistemas de produção de energia de origem renovável conduzem a um investimento inicial (I0) muito superior ao sistema 100% Diesel. Este facto deve-se à potência total instalada e ao elevado custo de investimento das tecnologias renováveis e baterias, comparativamente ao baixo investimento por kW dos geradores a diesel (Anexo C). Os sistemas com produção por fonte renovável são os únicos que possuem sistema de armazenamento, o que contribui para um investimento inicial mais avultado. Verifica-se, no entanto, que os custos acumulados no final da vida útil das tipologias com fontes de produção renovável são substancialmente inferiores ao sistema de 100% Diesel. Isto deve-se ao baixo custo de O&M das tecnologias renováveis e ao reduzido consumo de diesel nos sistemas com tecnologias de produção renovável (Tabela 5) que pesa na O&M dos geradores a diesel.

Verifica-se que o investimento inicial (I0) de um sistema com diesel como emergência (linhas azul claro, verde e amarela) comparativamente ao mesmo sistema sem diesel - Eólico/Fotovoltaico/Baterias (linha azul escuro) - o custo é sensivelmente metade. Este aspecto deve-se, na sua maioria, à necessidade de aumento da capacidade de armazenamento das baterias (de 927,3 kWh no sistema imediatamente inferior para 2 026,3 kWh) e da capacidade de geração instalada (de 265,95 kW no sistema imediatamente inferior para 346,25 kW) do sistema Eólico/Fotovoltaico/Baterias (Tabela 5).

Entre os 3 sistemas com investimento inicial semelhante (linha azulclaro, verde e amarela), note-se que o sistema Eólico/Diesel/Baterias (linha verde) é o que observa maior custo acumulado devido aos custos de O&M do subsistema diesel com o elevado consumo de combustível (Tabela 5).

Tabela 5 - Síntese de indicadores dos dimensionamentos para outras tipologias de sistemas híbridos e para sistema 100% diesel.

Sistema	Capacidade instalada				Diesel (L)	LCOE (€/kWh)	Período de recuperação investimento (anos)
	Eólico (kW)	Fotovoltaico (kW)	Diesel (kW)	Baterias (kWh)			
Sistema híbrido	40	168,75	35,2	648,2	150 246	0,2255	3,9
Fotovoltaico/Diesel/Baterias	-	230,75	35,2	873,8	154 962	0,2520	4,6
Eólico/Diesel/Baterias	180	-	52,8	927,3	362 606	0,3291	5,6
Eólico/Fotovoltaico/Baterias	80	266,25	-	2 026,3	-	0,3956	10,1
100% Diesel	-	-	88	-	1 941 338	0,5585	-

Na Tabela 5 encontra-se resumida a constituição física dos sistemas analisados, o consumo de diesel para o ciclo de vida útil, assim como o valor de LCOE alcançado e o período de recuperação do investimento.

Tal como evidenciado anteriormente, o sistema 100% Diesel, embora apresente o investimento inicial mais reduzido, devido ao elevado custo de O&M com combustível, é o que apresenta o LCOE mais elevado, 2,5 vezes superior ao LCOE do sistema híbrido do cenário de referência. Como resultado, o tempo de recuperação do investimento é de 3,9 anos, o que significa que após este período o investimento inicial adicional já se encontra saldado.

De referir o elevado LCOE do sistema Eólico/Fotovoltaico/Baterias, 0,3956 €/kWh, sistema esse com 100% de fontes renováveis, comparativamente ao mesmo sistema com diesel (cenário de referência), 0,2255 €/kWh. Isso resulta da necessidade do elevado investimento inicial para reforço da potência instalada e da capacidade reforçada das baterias, comparativamente com o sistema híbrido. Neste sistema, as baterias possuem uma autonomia de aproximadamente 2 dias e a potência máxima de saída é de 162,1 kW, duplicando deste modo o pico de consumo. Devido ao elevado investimento inicial, o período de recuperação de investimento é de 10,1 anos, sensivelmente metade do tempo de vida útil assumido para o projecto.

A diferença do LCOE entre os sistemas Eólico/Diesel/Baterias e Fotovoltaico/Diesel/Baterias reside sobretudo na qualidade do recurso renovável inerente a cada sistema. Desse facto resulta o aumento de consumo de combustível no sistema Eólico/Diesel/Baterias, o qual é superior ao dobro do consumo do sistema Fotovoltaico/Diesel/Baterias.

6.2 Análise de sensibilidade económica

A análise de sensibilidade aqui apresentada pretende explorar os parâmetros económicos que poderão influenciar de forma determinante o investimento total e o dimensionamento de um sistema híbrido. Deste modo, é possível inferir sobre a sensibilidade do sistema às alterações de carácter económico que se possam verificar.

A análise efectuada é apresentada, separadamente, em 2 cenários: variação do custo do diesel, visto representar um custo de operação com elevado impacto no desempenho económico do projecto, sendo designado Cenário Diesel; e a variação do custo de aquisição e instalação da tecnologia de armazenamento, fotovoltaica e eólica, as quais representam grande parte do investimento inicial, sendo designado Cenário Tecnologia.

Nesta análise é alcançado um novo dimensionamento optimizado e escalonamento para a variação de cada parâmetro individualmente (logo mantendo todos os outros inalterados) em -50%, -25%, +25%, +50%. Os parâmetros analisados são o preço do diesel (€/L), o custo de investimento das baterias (€/kWh), custo da tecnologia eólica (€/kW) e custo do fotovoltaico (€/kW). O total de novos dimensionamentos optimizados é de 16 (Tabela 6 e Tabela 7).

Esta análise pesa na decisão efectuada antes da instalação do sistema híbrido, não considerando por isso as variações do custo do diesel que possam ocorrer durante o tempo de vida útil do projecto.

Os resultados obtidos são comparados com o sistema híbrido do Cenário de Referência.

6.2.1 Cenário diesel

Na Fig. 28 encontra-se representado o LCOE para cada variação do parâmetro custo do diesel, bem como o correspondente resultado na fracção renovável.

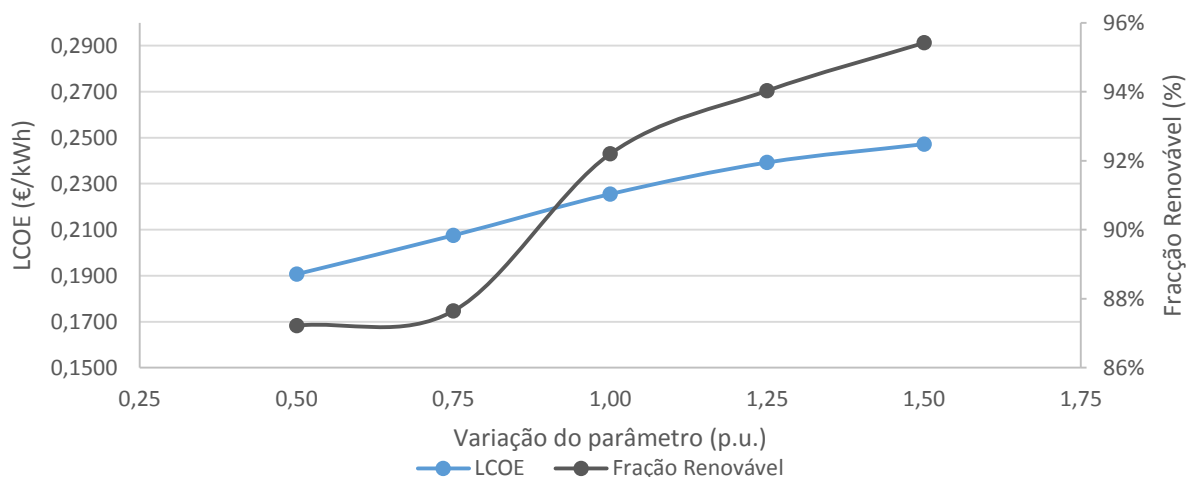


Fig. 28 – Impacto da variação do custo do diesel no LCOE e na Fração Renovável. Variação p.u. correspondente a 0,711 €/L (-50% do custo base, 0.5 p.u.), 1,066, 1,421, 1,776 e 2,132 €/L. A 1 p.u. corresponde os resultados do cenário de referência.

Tabela 6 – Dimensionamentos obtidos para sensibilidade ao parâmetro custo de combustível.

Variação Parâmetro	Custo Diesel (€/L)	Capacidade instalada				Diesel (L)	LCOE (€/kWh)
		Eólico (kW)	Fotovoltaico (kW)	Diesel (kW)	Baterias (kWh)		
Sistema híbrido	1,421	40	168,75	35,2	648,2	150 246	0,2255
Diesel -50%	0,711	60	121,00	52,8	419,0	247 951	0,1907
Diesel -25%	1,066	40	136,50	52,8	514,1	239 960	0,2076
Diesel +25%	1,776	40	183,75	35,2	741,9	113 445	0,2392
Diesel +50%	2,132	60	181,75	35,2	728,7	86 143	0,2472

A variação do LCOE é praticamente linear com a variação do custo do combustível, embora se verifique uma tendência de estabilização do LCOE com o aumento do custo do diesel. Para este aspecto contribui o redimensionamento do sistema face ao custo do diesel, de modo a fazer menor uso do combustível quando este sofre variações positivas, ou seja, se torna mais dispendioso. A utilização de menos combustível para suprir a carga, leva a maior necessidade de uso das renováveis, implicando também maior necessidade de capacidade de armazenamento das baterias (Tabela 6).

A fracção renovável não segue a mesma linearidade do LCOE, embora se verifique um aumento da fracção renovável à medida que o custo do combustível aumenta. A não linearidade é justificada, em parte, pelo redimensionamento do sistema, uma vez que número de aerogeradores, número de painéis fotovoltaicos e geradores a diesel são variáveis discretas, ao contrário das baterias que é uma variável contínua. Deste modo, a instalação de 3 geradores a diesel (52,8 kW), nas situações -50% e -25% (custo reduzido de operação dos geradores a diesel), praticamente estagna o peso das renováveis nos 88%, verificando-se o consumo de diesel de 247 951 L e 239 960 L, largamente superior às restantes situações em que se verifica apenas 2 geradores a diesel.

6.2.2 Cenário tecnologia

A Fig. 29 descreve os resultados para o LCOE e a fracção renovável alcançados para a análise de sensibilidade ao parâmetro custo de tecnologia das baterias (Bat), do fotovoltaico (PV) e da eólica (Eo). A variação da fracção renovável também é apresentada para as mesmas análises.

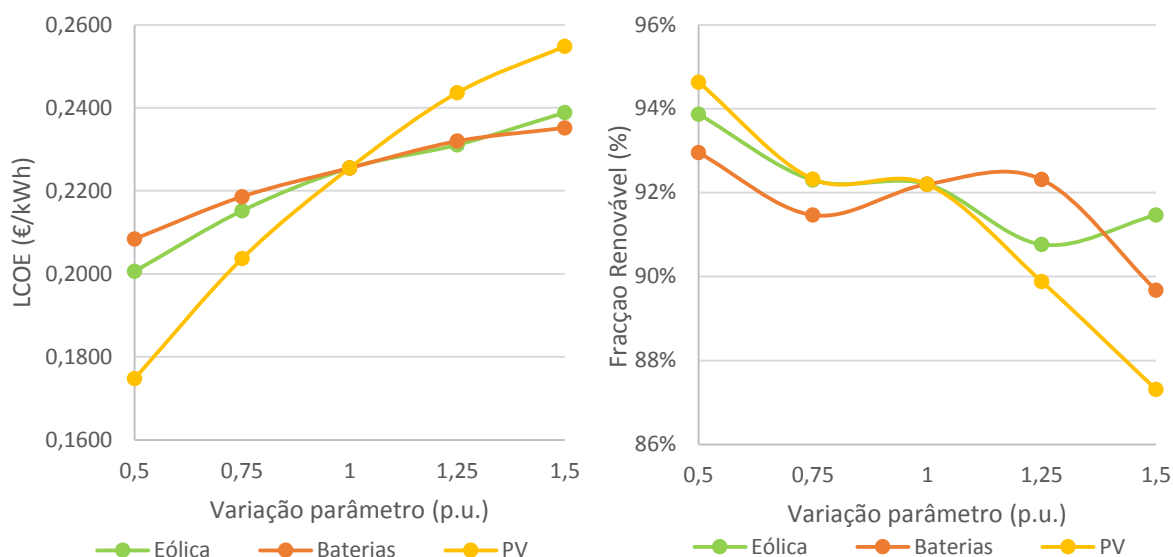


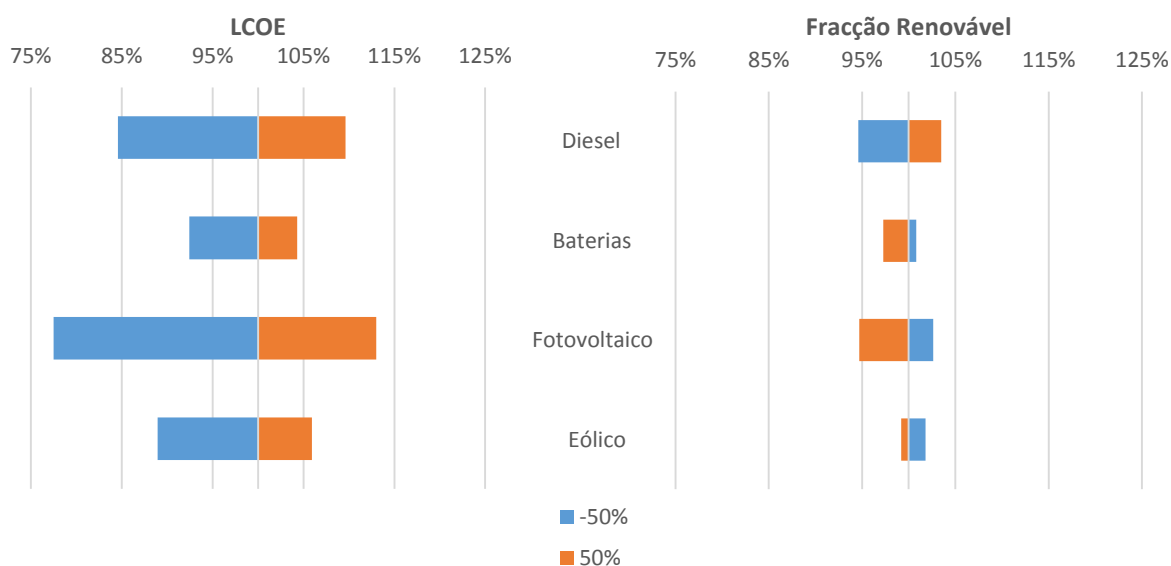
Fig. 29 - Impacto da variação do custo das diferentes tecnologias no LCOE (esquerda) e na Fracção Renovável (direita). Variação p.u. de 0,5 corresponde a -50% do custo da respectiva tecnologia, variação de 1,5 p.u. corresponde a +50% do custo base e 1 p.u. corresponde os resultados do cenário de referência.

O LCOE segue, para os 3 parâmetros aqui descritos, e tal como na Fig. 28 uma tendência crescente (embora com diferentes gamas de variação). Verifica-se no entanto uma tendência maior para estabilização do LCOE quando o custo das referentes tecnologias aumenta. O parâmetro que leva a maior variação do LCOE é o custo do subsistema fotovoltaico (linha azul escuro), uma vez que também é o subsistema que possui maior potência instalada em todas as situações (Tabela 7), tendo um peso elevado no custo total. No sentido inverso, a fracção renovável relativa à variação do custo do fotovoltaico (linha amarela), seguem uma tendência descendente, uma vez que, e sendo este o subsistema de maior potência instalada, à medida que o custo aumenta a capacidade instalada diminui, resultando num aumento global do consumo de diesel (Tabela 7).

Na Fig. 30 encontra-se representado o impacto relativo da variação em $\pm 50\%$ de cada um dos parâmetros analisados. Tal como referido anteriormente, a diminuição do custo em qualquer um dos parâmetros leva à descida generalizada do LCOE. O subsistema com maior impacto relativo no LCOE é o fotovoltaico, sendo que uma descida de 50% do custo da tecnologia levaria à descida de 24% do LCOE, em relação ao sistema híbrido do cenário de referência. Este impacto deve-se à potência instalada deste subsistema, que assume um peso importante no custo total do sistema em qualquer uma das análises efectuadas (Tabela 6 e Tabela 7). No que diz respeito ao aumento de custos de cada parâmetro, estes levam também a um aumento generalizado do LCOE. No entanto, o impacto do aumento de custos torna-se mais reduzido que o impacto de diminuição de custos. A título de exemplo, o aumento dos custos do fotovoltaico que volta a ter o maior peso relativo no LCOE, mas que para um aumento do custo de +50%, o aumento do LCOE é de 14%, inferior aos 24% de redução na diminuição do mesmo.

Tabela 7 – Dimensionamentos obtidos para as análises de sensibilidade ao custo das baterias (€/kWh), custo da eólica (€/kW) e do fotovoltaico (€/kW).

Variação Parâmetro	Custo considerado (€/kWh ou €/kW)	Capacidade instalada				Diesel (L)	LCOE (€/kWh)
		Eólico (kW)	Fotovoltaico (kW)	Diesel (kW)	Baterias (kWh)		
Sistema híbrido	-	40	168,75	35,2	648,2	150 246	0,2255
Bat -50%	106,5	40	173,25	52,8	709,0	134 866	0,2084
Bat -25%	159,8	60	141,25	35,2	627,4	166 404	0,2186
Bat +25%	266,3	40	175,25	35,2	593,4	147 326	0,2320
Bat +50%	319,5	40	158,00	52,8	485,5	200 609	0,2352
PV -50%	760,0	20	233,25	35,2	688,9	101 563	0,1747
PV -25%	1 140,0	20	202,00	35,2	665,4	148 651	0,2037
PV +25%	1 900,0	40	148,00	35,2	620,3	194 903	0,2436
PV +50%	2 280,0	60	114,00	52,8	496,8	246 964	0,2548
Eo -50%	892,0	100	136,75	35,2	580,2	118 061	0,2006
Eo -25%	1 338,0	60	151,25	35,2	603,3	148 030	0,2152
Eo +25%	2 230,0	20	183,75	35,2	653,4	178 881	0,2311
Eo +50%	2 676,0	20	188,00	35,2	706,6	165 630	0,2388


 Fig. 30 – Resumo do impacto no LCOE e Fração Renovável da variação de $\pm 50\%$ cada um dos quatro parâmetros analisados.

Relativamente à fracção renovável verifica-se que, como esperado, a diminuição do custo do combustível leva à diminuição da fracção renovável, uma vez que ocorre maior produção de energia por esta fonte e consequentemente maior consumo de diesel (Tabela 6). Tal como esperado também, o aumento do custo das tecnologias de baterias, fotovoltaico e eólica leva à diminuição da fracção renovável, pois novamente o sistema recorre mais ao consumo de combustível (Tabela 6 e Tabela 7) para fazer face ao consumo. Neste ponto, tanto a diminuição em 50% do custo do diesel como o aumento do fotovoltaico provocam uma descida da fracção renovável em cerca de 5%. O aumento máximo verificado para a fracção renovável é de 4%, quando o custo do diesel aumenta em 50% (menor uso do diesel).

Realce para as baterias, que sendo o subsistema com o segundo maior custo (Fig. 25), são as que têm menor influência no LCOE (Fig. 30).

6.3 Análise Climática

Nesta secção são apresentados os resultados de 3 casos de estudo com diferentes condições climáticas do cenário de referência, respeitando as mesmas condições técnicas e económicas (Anexo C). Pretende-se nesta análise concluir sobre a validação do modelo para casos de estudo com diferentes condições climáticas.

São considerados 3 cenários diferentes, a saber, Cenário Climático 1, 2 e 3. Para isso alteraram-se as séries de recurso solar e eólico de modo a caracterizar recursos elevados, médios e reduzidos, conforme Fig. 1 e Fig. 3. Estas séries não pretendem ser representativas de nenhum local específico. A série de temperatura ambiente foi comum a todas as análises.

Note-se contudo que o dimensionamento obtido para o sistema 100% diesel é válido na comparação com os cenários climáticos, uma vez que o sistema 100% diesel é independente das condições climáticas às quais está sujeito.

6.3.1 Cenário climático 1

Este cenário pretende caracterizar um cenário com elevado recurso eólico, mas reduzido recurso solar. Em cada hora da série de vento incrementou-se o valor de +2,4 m/s, resultando numa série com velocidade média de 8,33 m/s. Em relação à série solar, foi multiplicada por um coeficiente (0,5342) em cada hora, de modo a atingir um valor total anual de 1 000 kWh/m².

As características do dimensionamento alcançado para estas condições climáticas encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8 – Dimensionamento para o cenário climático 1. Velocidade média de vento de 8,33 m/s e 1 000 kWh/m² de irradiância anual.

	Eólico	Fotovoltaico	Diesel	Baterias
Nº Equipamentos	5	55	2	-
Potência (kW)	100	13,75	35,2	-
Capacidade (kWh)	-	-	-	696,8
TLCC (€)	239 787	23 297	92 385	229 740
LCOE (€/kWh)	0,1767			

Deste dimensionamento resulta que a potência total instalada é de 148,95 kW, um pouco acima do dobro do consumo máximo verificado. A tecnologia dominante é a eólica (100 kW de potência instalada), resultado do elevado recurso eólico e reduzido recurso solar, verificando-se apenas 13,75 kW de potência instalada para o subsistema fotovoltaico. Disto resulta a diferença de investimento total (TLCC) entre subsistemas, com predominância do eólico e das baterias. A potência combinada das baterias (55,7 kW) e geradores a diesel é suficiente para suprir o consumo máximo verificado (Fig. 13).

O consumo total de diesel é de 87 089 L para os 20 anos e o investimento total do projecto de 585 510 €. O resultado final para o LCOE, em relação ao cenário de referência, é uma redução em aproximadamente 0,05 €/kWh, ou seja menos 21,6%.

Na Fig. 31 encontra-se o resumo mensal da produção de cada subsistema, bem como a carga e a utilização das baterias.

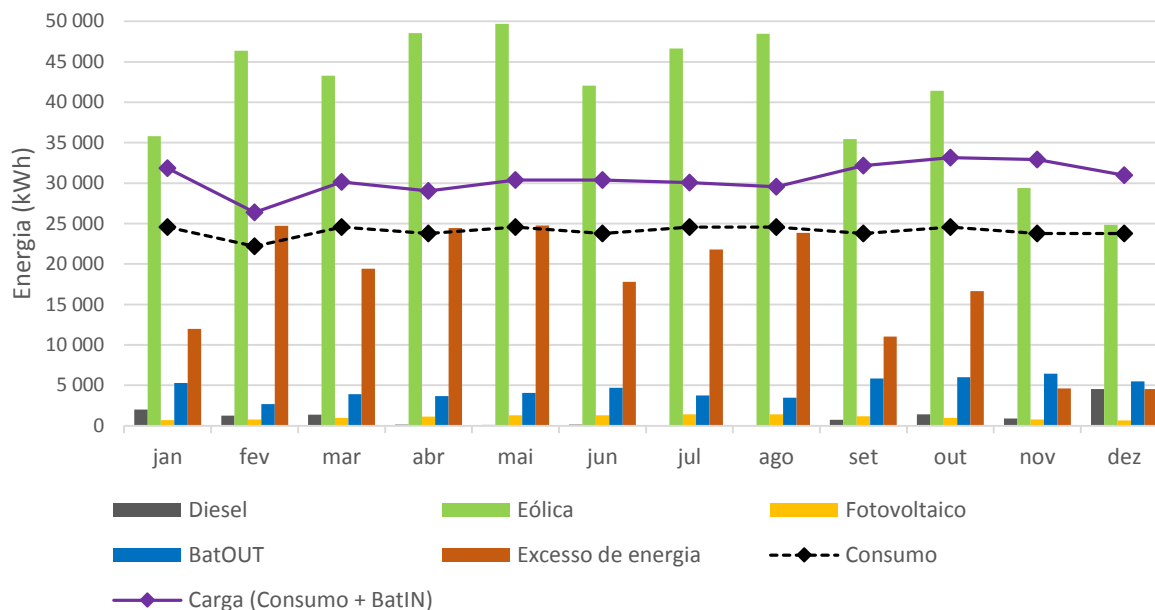


Fig. 31 – Produção mensal de cada subsistema para um ano para o cenário climático 1.

Verifica-se na Fig. 31 que a produção mensal de energia eólica que é usada para suprir a carga (barras verdes) ultrapassa o consumo em todos meses. Verifica-se ainda maior quantidade de energia para carregamento das baterias (diferença entre linha roxa e linha preta) nos meses de Setembro a Janeiro, o que está de acordo com o maior consumo que é suprido pelas baterias nestes meses (barras azuis). Este aspecto indicia a diminuição do recurso eólico nesses meses, comprovando-se pela diminuição da produção eólica e pela diminuição do excesso de energia nos mesmos meses (sendo a produção de energia eólica maioritária neste sistema, a variabilidade mensal do recurso é facilmente perceptível). O excesso de energia é cerca de 40% da produção total de energia.

6.3.2 Cenário climático 2

No cenário climático 2, o incremento em cada hora na série de vento foi de 1,1 m/s, perfazendo uma velocidade média anual de 7,03 m/s. Na série solar o coeficiente aplicado foi 0,7479, resultando num total anual de 1 400 kWh/m².

Tabela 9 – Dimensionamento para o cenário climático 2. Velocidade média de vento de 7,03 m/s e 1 400 kWh/m² de irradiância anual.

	Eólico	Fotovoltaico	Diesel	Baterias
Nº Equipamentos	4	459	3	-
Potência (kW)	80	114,75	52,8	-
Capacidade (kWh)	-	-	-	559,2
TLCC (€)	191 830	194 426	145 547	184 310
LCOE (€/kWh)		0,2163		

A potência total instalada é de 247,55 kW, mais do que triplicando a potência máxima de consumo. Comparativamente ao cenário climático 1, a potência instalada eólica diminui em 20 kW, mas a potência fotovoltaica aumentou em 101 kW. A capacidade de armazenamento das baterias também diminuiu para 559,2 kWh. Destes factos resulta um maior equilíbrio entre o TLCC de cada subsistema. O consumo total de diesel é 138 832 L e o investimento total do sistema híbrido é de 716 112 €.

Comparativamente ao cenário de referência, a capacidade de armazenamento das baterias diminuiu, o que leva também à diminuição da potência das baterias. Isto significa que em determinadas horas em

que não ocorra produção suficiente pelo subsistema eólico ou fotovoltaico, é necessário mais produção diesel para que se verifique o balanço produção/consumo (nos resultados deste cenário o número de geradores a diesel aumenta para 3). Esta situação é especialmente importante quando o estado de carga das baterias se encontra próximo do limite mínimo, como se verifica na figura seguinte.

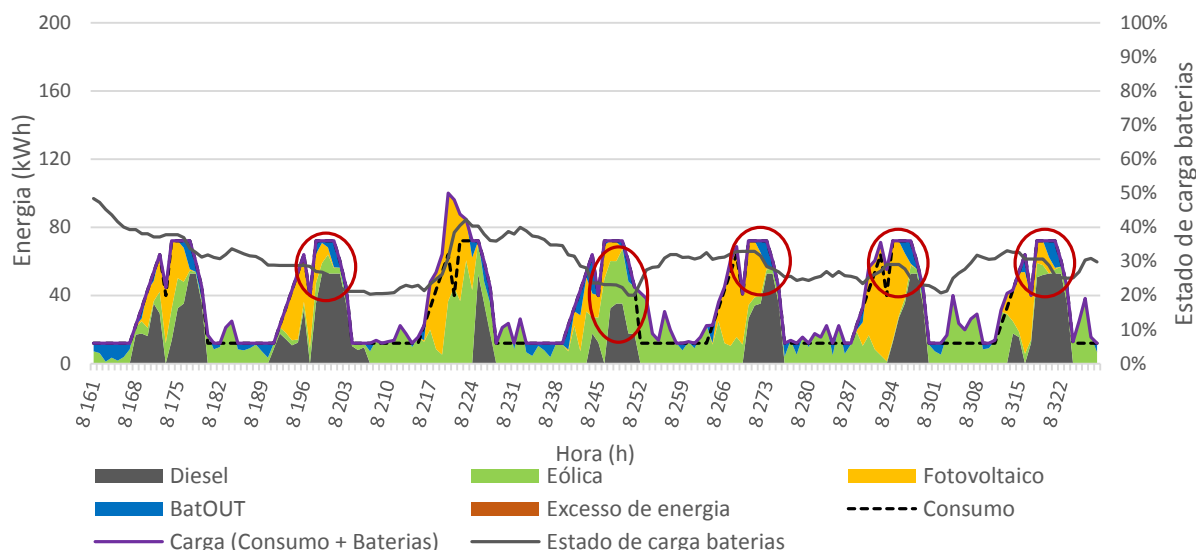


Fig. 32 – Perfis de carga, consumo, geração de energia e estado de carga das baterias na segunda semana de Dezembro do cenário climático 2.

Na Fig. 32 verifica-se a utilização conjunta, durante as horas de maior consumo, dos geradores a diesel e das baterias, em todos os 7 dias da semana. Em 5 desses dias, durante o mesmo período de consumo (círculos a vermelho), o estado de carga das baterias encontra-se próximo ou mesmo no mínimo, 20%. Devido à elevada variabilidade dos recursos renováveis e à não existência de garantia de potência, este sistema apresenta elevados riscos de não fornecimento de energia às cargas.

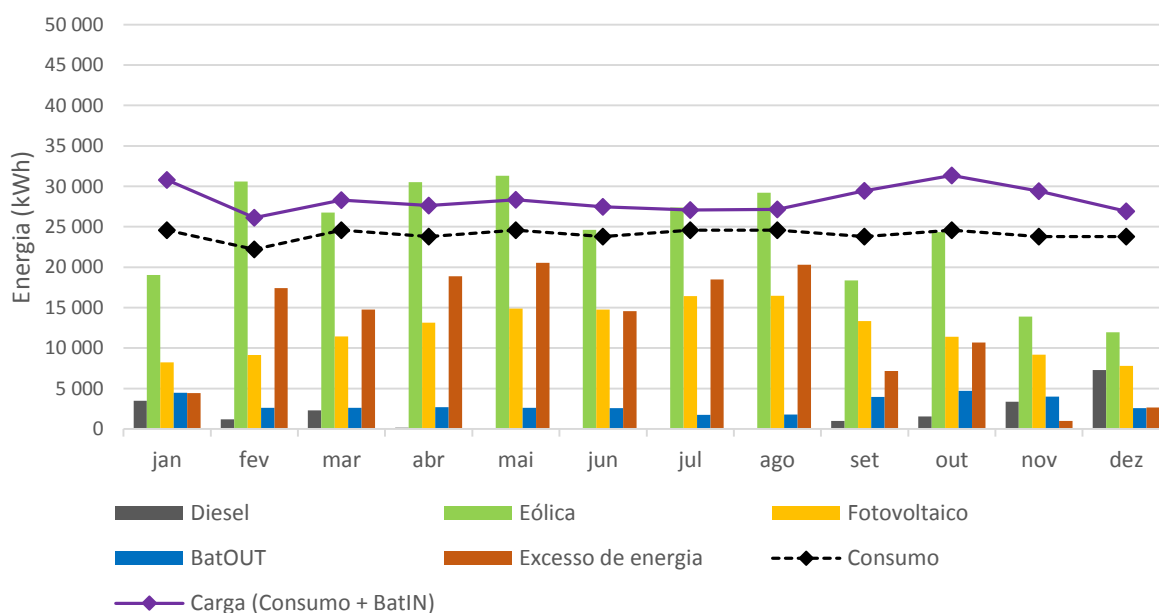


Fig. 33 – Produção mensal de cada subsistema para um ano no cenário climático 2.

A produção total de energia continua a ser dominada pelo subsistema eólico, notando-se contudo um forte contributo do fotovoltaico (Fig. 33). Nos meses de Setembro a Janeiro a diminuição da produção

eólica é colmatada pelo fotovoltaico, mas também ao maior recurso aos geradores a diesel. Comparativamente com o cenário climático 1, o excesso de energia diminuiu para 33% da produção total.

6.3.3 Cenário climático 3

No cenário climático 3, aplicou-se um coeficiente de 0,9322 a cada valor horário da série de vento, perfazendo uma velocidade média anual de 5,53 m/s. Na série solar o coeficiente aplicado foi 1,1752, resultando num total anual de 2 200 kWh/m².

Tabela 10 – Dimensionamento para o cenário climático 3. Velocidade média de vento de 5,53 m/s e 2 200 kWh/m² de irradiância anual.

	Eólico	Fotovoltaico	Diesel	Baterias
Nº Equipamentos	2	647	2	-
Potência (kW)	40	161,75	35,2	-
Capacidade (kWh)	-	-	-	626,8
TLCC (€)	95 915	274 060	146 568	206 703
LCOE (€/kWh)	0,2184			

Neste cenário, a potência total instalada é de 236,95 kW. Os resultados deste dimensionamento são semelhantes ao cenário de referência, com reduzidas diferenças na diminuição da potência instalada do sistema fotovoltaico, capacidade das baterias e consumo de diesel. Resulta que o LCOE é inferior em 0,0071 €/kWh. Comparativamente ao cenário climático 2, embora o LCOE seja muito semelhante, as características do dimensionamento obtido são bastante diferentes, resultado das condições climáticas consideradas. O consumo de diesel também é semelhante ao cenário climático 2, com 143 990 L. O investimento total é de 723 245 €.

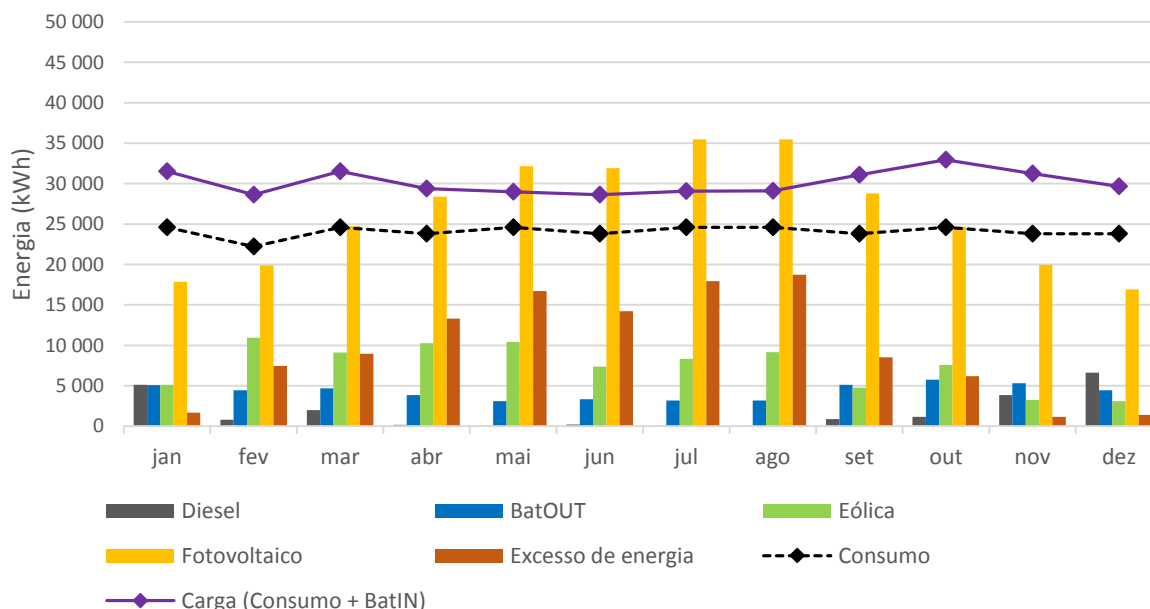


Fig. 34 – Produção mensal de cada subsistema para um ano no cenário climático 3.

A principal fonte de energia é o fotovoltaico, seguida da energia eólica. A utilização dos geradores a diesel ocorre, sobretudo, nos meses de Novembro a Janeiro, quando a energia proveniente do fotovoltaico é menor e a eólica não tem capacidade suficiente (ocorre que nestes meses o excesso de energia é muito reduzido). O excesso de energia é de 27,3% da produção total.

6.4 Limitações do modelo

Do ponto de vista da análise económica, o modelo não considera custos inerentes à construção da rede interna nem do sistema de dissipação do excesso de energia, o que elevará o custo final do projecto.

A não consideração de possibilidade de falha no abastecimento de energia, avaliação comum em sistemas isolados, pode levar a que o sistema seja sobredimensionado para as horas em que os recursos são escassos ou para as horas de elevado consumo.

A solução óptima admitida é alcançada para um intervalo máximo até 5%, o que significa que poderá haver espaço para encontrar uma solução melhor. No entanto, para obtenção de um resultado com uma diferença menor, o tempo de optimização cresce, pelo que deve haver uma ponderação entre o tempo de optimização para obtenção de uma solução e o intervalo aceitável.

O modelo das baterias não considera diversos efeitos que afectam a capacidade de armazenamento de energia. Um desses factores é a diminuição da capacidade útil de armazenamento à medida que efectua mais ciclos.

Em geral, os modelos que caracterizam o desempenho dos equipamentos são globais, o que poderá levar a diferenças no dimensionamento e na operação quando se utilizam equipamentos com desempenhos específicos.

A metodologia utilizada é determinística, não considerando então a incerteza da variabilidade dos recursos nem do consumo de energia. Deste modo, num caso real, não é possível saber se o sistema híbrido é capaz de suprir todo o consumo, uma vez que a conjugação de factores como a falha prolongada de recurso renovável e as baterias descarregadas levará à falha de abastecimento.

7. Conclusões e Trabalho Futuro

Foi desenvolvida uma metodologia de optimização do dimensionamento de sistemas electroprodutores híbridos isolados. Esta metodologia permite auxiliar os decisores do projecto na especificação da capacidade a instalar, nomeadamente do número de turbinas, módulos fotovoltaicos, capacidade de armazenamento e geradores de emergência a diesel. Permite ainda ter conhecimento do LCOE e disponibiliza informação sobre a operação do sistema. Para o efeito foram considerados modelos que caracterizam cada subsistema individualmente e o sistema como um todo, recorrendo a modelos simples mas robustos.

Para o caso de estudo analisado no cenário de referência, potência máxima diária de 72 kW, velocidade média do vento de 5,93 m/s e irradiância anual de 1 872 kWh/m², o LCOE é de 0,2255 €/kWh. O subsistema fotovoltaico é o principal componente com 168,75 kW, num total de 243,95 kW de potência instalada. O peso das renováveis no consumo final é de 92,2%. Do ponto de vista económico, o investimento inicial das renováveis assume a maior parcela, seguida do investimento inicial nas baterias e de muito perto a O&M dos geradores a diesel devido aos custos com combustível.

Foi comparado o sistema híbrido do cenário de referência com 3 possíveis configurações híbridas e um sistema 100% diesel, sendo o de referência aquele que obtém o menor LCOE. Em relação ao sistema 100% diesel, que possui o menor investimento inicial, o LCOE do cenário de referência é menos de metade e ao fim de 3,9 anos o investimento inicial adicional já se encontra saldado. Caso o projecto a desenvolver no local tenha uma duração prevista inferior a 3,9 anos e não se considerando a reinstalação do sistema híbrido noutra local, conclui-se, que é economicamente mais vantajoso a implementação de um sistema a diesel.

Da análise de sensibilidade económica ao custo do diesel resulta que, a variação em $\pm 50\%$ do custo do diesel leva a variações inferiores a 15% do LCOE, resultado da baixa utilização de geradores a diesel. No que concerne à fracção renovável, a variação é inferior a 5%.

A variação individual em 50% dos parâmetros de custo de investimento leva, no caso do fotovoltaico, a uma diminuição até 24% do LCOE aquando da diminuição do custo de investimento, consequência da elevada potência instalada deste subsistema. Por outro lado, o aumento dos custos levam a um menor efeito na subida do LCOE, até 14% e novamente com o aumento do custo de investimento fotovoltaico. Novamente o impacto na fracção renovável é diminuto com variações inferiores a 5%.

Em resultado da análise climática, conclui-se que a metodologia é aplicável a outros locais onde se verifiquem diferentes condições climáticas, sendo por isso um modelo independente dos dados utilizados. O cenário climático 1 é o que verifica o menor LCOE e menor potência instalada dentro de todos os sistemas híbridos obtidos, resultado do elevado recurso eólico assumido, característico de regiões com ventos fortes.

Foi alcançado o objectivo inicial de desenvolvimento de uma metodologia simples de optimização do dimensionamento de sistemas híbridos isolados. A utilização é flexível e aberta, permitindo alterações ao modelo em qualquer parte da sua estrutura.

Como trabalho futuro poderá ser desenvolvida metodologia de optimização da inclinação dos módulos fotovoltaicos. Poder-se-á considerar a introdução de diversos modelos de aerogeradores, de modo a se determinar qual o melhor aerogerador em termos de investimento, potência, curva de potência e altura do rotor. Poderão, igualmente, ser tidas em conta outras fontes de produção de energia renováveis como centrais mini-hídrica, e novas tecnologias de armazenamento de energia como hidrogénio. O aproveitamento do excesso de energia, ao invés da sua dissipação, poderá originar mais-valias económicas com o aquecimento de águas sanitárias ou produção de hidrogénio.

Ao nível do modelo de optimização é possível torná-lo computacionalmente mais eficiente. Um desenvolvimento possível à abordagem desenvolvida passa pela inclusão das incertezas associadas aos recursos renováveis e ao consumo através de modelos estocásticos. Poderá ainda ser efectuada uma análise económica à variação do custo do diesel durante o tempo de vida útil do projecto.

8. Bibliografia

- Aeolos. Novembro de 2013. <http://www.windturbinestar.com/>.
- Aksa. *Aksa Power Generation*. Maio de 2013. <http://www.aksa.com.tr/en/products/diesel-generators-hz-type/3-1>.
- ARE. "Alliance for Rural Electrification: Energy storage position paper." 2013a.
- ARE. "Best Practises of the Alliance for Rural Electrification: What renewable energies can achieve in developing and emerging markets." 2013b.
- ARE. "Hybrid power systems based on renewable energies: a suitable and cost-competitive solution for rural electrification." 2013c.
- Bajpai, Prabodh, e Vaishalee Dash. "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012: 2926-2939.
- Beyer, H., T. G. Degner, e H. Gabler. "Operational Behaviour of wind diesel systems incorporating short-term storage: an analysis via simulation calculations." *Solar Energy*, 1995: 429-439.
- Branker, K., M. J.M. Pathak, e J. M. Pearce. "A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011: 4470-4482.
- C&F Green Energy. Novembro de 2013. <http://www.cfgreenenergy.com/>.
- Connolly, D., H. Lund, B. Mathiesen, e M. Leahy. "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems." *Applied Energy*, 2010: 1059–1082.
- Dalton, G., D. Lockington, e T. Baldock. "Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel." *Renewable Energy*, 2008: 1475-1490.
- De Soto, W., S. A. Klein, e W. A. Beckam. "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance." *Solar Energy*, 2006: 78-88.
- DGEG. "Combustíveis Fósseis: Estatísticas rápidas - nº 93." 2013.
- Diaf, S., G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, e A. Louche. "Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions." *Applied Energy*, 2008b: 968-987.
- Diaf, S., M. Belhamel, M. Haddadi, e A. Louche. "Technical and economical assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island." *Energy Policy*, 2008a: 743-754.
- Dufo-López, Rodolfo, e José L. Bernal-Agustín. "Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems." *Renewable Energy*, 2008: 2559-2572.
- Dyvia, K., e Jacob Ostegaard. "Battery energy storage technology for power systems - An overview." *Electric Power Systems Research*, 2009: 511-520.
- EC. *The EU Emissions Trading System*. 8 de 10 de 2013. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/linking/index_en.htm.

- Estanqueiro, Ana, e Teresa Simões. "Apontamentos Energia Eólica. Avaliação Potencial Eólico: Rugosidade e Obstáculos." 2011.
- Évora, Diogo, e Ricardo Morais. *Centrais Eléctricas*. Dezembro de 2013. <http://rd9centralelectrica.webnode.pt/desenvolvimento/centrais-fotovoltaicas/como-funciona-uma-central-fotovoltaica-/>.
- FEREXCEL. Novembro de 2013. <http://www.gerador.com.pt/catalogo/geradores-industriais>.
- Ferreira, Gonçalo, Mário Silva, e Tiago Henriques. "Inversores para aplicações Fotovoltaicas." 2012. *FG Wilson*. Maio de 2013. <http://www.fgwilson.com/>.
- Free Breeze UK*. 27 de Março de 2013. http://www.freebreezeuk.com/files/Free_Breeze_UK_V27-225kW_Catalogue.pdf.
- Gabriel, Steven, António Conejo, David Fuller, Benjamin Hobbs, e Carlos Ruiz. *Complementarity Modeling in Energy Markets*. Springer, 2013.
- GAMS Development Corporation. *Welcome to the GAMS Home Page!* 2013. <http://www.gams.com/>.
- Hansebube Forum*. Janeiro de 2014. <http://www.hansebubeforum.de/showtopic.php?threadid=13739>.
- Harjunkoski, Iiro, et al. "Scope for industrial applications of producing scheduling models and solution methods." *Computers and Chemical Engineering*, 2013.
- Hoogwijk, Monique. "On the global and regional potential of renewable energy sources." 2004.
- Houssamo, Issam, Fabrice Locment, e Manuela Sechilariu. "Maximum power tracking for photovoltaic power system: Development and experimental comparison of two algorithms." *Renewable Energy*, October de 2010: 2381-2387.
- Hunter, Ray, e George Elliot. *Wind-Diesel Systems*. Cambridge University Press, 1994.
- Ibrahim, H., A. Ilinca, e J. Perron. "Energy storage systems - Characteristics and comparisons." *Renewable and Sustainable energy Reviews*, 2008: 1221-1250.
- IEA. "Technology Roadmap: Wind energy." 2013.
- IEA. "World Energy Outlook 2010." 2010.
- IEA. "World Energy Outlook 2012 - Renewable Energy Outlook." 2012.
- IEA&NEA. "Projected costs of generating electricity 2010." 2010.
- IEC. *International Electrotechnical Commission*. 9 de 2013. <http://www.iec.ch/>.
- Jensen, Bo. "Wind Turbine System Design." *Siemens Wind Turbine Summer School*. Videbaek, Jutland, 5 de Agosto de 2013.
- Komiyama, Ryoichi, Saeko Shibata, Yosuke Nakamura, e Yasumasa Fujii. "Analysis of Possible Introduction of PV systems considering output power fluctuations and battery technology, employing an optimal power generation mix model." *Electrical Engineering in Japan*, 2013.

- Koutroulis, Eftichios, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, e Kostas Kalaitzakis. "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms." *Solar Energy*, 2006: 1072-88.
- Lima, Ricardo, e Ignacio E. Grossmann. "Algebraic modeling and optimization." Em *An introduction to computer software for Chemical Engineers (To be published)*. 2014 .
- Liou, K. *An Introduction to atmospheric radiation*. Academic Press, 2002.
- LNEG. *Análise de desempenho térmico, económico e ambiental de Sistemas Solares - SolTerm5*. 2013. <http://www.lneg.pt/iedt/projectos/370/resumo>.
- Lorenzo, Eduardo. "Energy collected and delivered by PV modules." Em *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, de Antonio, Hegedus, Steven Luque, 984-1042. John Wiley & Sons, 2011.
- Lundsager, Per, e E. Ian Baring-Gould. "Isolated Systems with Wind Power." Em *Wind Power in Power Systems*, de Thomas Ackerman, 299-329. John Wiley & Sons, 2005.
- Luque, Antonio, e Steven Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, 2011.
- Navigant Research. *Smart Energy*. Setembro de 2013. <http://www.navigantresearch.com/research/smart-energy>.
- Nayar, C. V., S. J. Phillips, W. L. James, T. L. Pryor, e D. Remmer. "Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System." *Solar Energy*, 1993: 65-78.
- Nema, Pragma, W. K. Nema, e Saroj Rangnekar. "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009: 2096-2103.
- Olympian. Maio de 2013. <http://www.olympianpower.com/olympian-diesel-gensets/50hz>.
- ONU. *United Nations Development Programme*. Dezembro de 2013. http://www.undp.org/content/undp/en/home/ourwork/environmentandenergy/focus_areas/sustainable-energy/universal-access/.
- ONU. "WPP Wallchart." *World Population Prospects: The 2012 Revision*. 2012.
- Paiva, José Pedro Sucena. *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistemática*. IST Press, 2007.
- Photon International. *Photon International - September 2013*, 2013.
- Polaris. Novembro de 2013. <http://www.polarisamerica.com/>.
- PV Magazine. *PV Magazine Global*. Novembro de 2013. <http://www.pv-magazine.com/investors/pv-system-prices/#axzz2kcMepkgR>.
- Rehman, Shafiqur, Md. Mahbub Alam, J. P. Meyer, e Luai M. Al-Hadhrami. "Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village." *Renewable Energy*, 2012: 258-268.
- Rolls. "Recommended charging, equalization and preventive maintenance procedure for Rolls Batteries." *Battery User Manual*. s.d.
- Sandia National Laboratories. "Electricity Storage Handbook." 2013.

- Seeling-Hochmuth, G. C. "A combined optimisation concept for the design and operation of Hybrid-PV Energy systems." *Solar energy*, 1997: 77-87.
- Short, Walter, Daniel J Packey, e Thomas Holt. "A manual for economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies." 1995.
- Slootweg, J. G., S. W. H. de Haan, H. Polinder, e W. L. Kling. "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations." *IEEE Transactions on Power systems*, February de 2003: 144-151.
- SMA. "Off-grid Inverter: Sunny Island 8.0H/6.0H." *Installation Manual - version 1.1*. 2012.
- SUNPOWER. "X-Series Solar Panels." *Supplementary Technical Specifications*. 2013.
- UNDP, UNDESA & WEC. "World Energy Assessment: energy and the challenge of sustainability." 2000.
- Vergnet Wind Turbines*. 16 de Abril de 2013. <http://www.vergnet.com/pdf/gev-mpc-en.pdf>.
- Viana, Susana. "Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada." 2010.
- Wikipédia. Dezembro de 2013. http://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar_em_Portugal.
- Zhou, W., C. Lou, Z. Li, L. Lu, e H. Yang. "Current status of research on optimus sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems." *Applied Energy*, 2010: 380-389.

Anexo A – Coeficientes do modelo do aerogerador

Tabela 11 - Coeficientes obtidos para modelo de turbina eólica

coeficiente	valor
a1	0,9729
b1	25,27
c1	8,299
a2	0,7818
b2	11,9
c2	4,428
a3	0,4365
b3	17,57
c3	4,418

Anexo B – Problemas MILP em plataforma GAMS

Os modelos MILP podem ser resolvidos por programação linear assente em algoritmos de solução *branch&bound*. Estes algoritmos baseiam-se na solução de uma relaxação linear, onde as variáveis binárias são tratadas como contínuas. Os algoritmos fornecem limites rigorosos da solução do problema, descartando todas as hipóteses fora destes limites. A solução do problema é atingida a partir da redução sucessiva dos limites, encontrando-se a solução quando a diferença para a solução relaxada for inferior ao *optimality gap* definido pelo utilizador. (Harjunkoski, et al. 2013)

O modelo MILP tem a seguinte formulação genérica:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar:} \quad & z = cx + dy \\ \text{Sujeito a:} \quad & Ax + By \geq b \\ & x \in \mathbb{R}^n \\ & y \in \{0,1\}^p \\ & A \in \mathbb{R}^{m \times n}, B \in \mathbb{R}^{m \times k}, c \in \mathbb{R}^n, d \in \mathbb{R}^k, b \in \mathbb{R}^m \end{aligned}$$

onde, c^T , d^T e b são vectores de constantes, A e B são matrizes de constantes, x e y são as variáveis de decisão, com y a representar as variáveis binárias.

O CPLEX usa um algoritmo com base no *branch & bound*, designado *branch & cut*. Este algoritmo permite reduzir o tamanho do problema e melhora a formulação do mesmo.



Fig. 35 – Fluxograma do algoritmo *branch&cut* aplicado pelo CPLEX a problemas MILP. (<http://www-01.ibm.com/support/docview.wss?uid=swg21400064>)

Anexo C – Parâmetros do Cenário de referência

As tabelas a seguir apresentadas descrevem as constantes utilizadas neste trabalho, agrupadas em diferentes categorias.

Tabela 12 – Parâmetros financeiros.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
taxa de actualização nominal	6	%	(Short, Packey e Holt, 1995)
tempo de vida útil do projecto	20	anos	(Koutroulis, et al., 2006)

Tabela 13 – Parâmetros do subsistema Aerogerador.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Potência aerogerador	20	kW	(Aeolos, 2013) (C&F Green Energy, 2013) (Polaris, 2013)
Velocidade de arranque	2,5	m/s	(Aeolos, 2013) (C&F Green Energy, 2013) (Polaris, 2013)
Velocidade de paragem	25	m/s	(Aeolos, 2013) (C&F Green Energy, 2013) (Polaris, 2013)
Altura rotor	40	m	(Aeolos, 2013) (C&F Green Energy, 2013) (Polaris, 2013)
Coefficiente de rugosidade local			-
Investimento inicial	1 784	€/kW	(Aeolos, 2013)
Custo de O&M	3,00	% Inv ini/ano	(Diaf, Notton, et al., 2008b)

Tabela 14– Parâmetros do subsistema Fotovoltaico.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
PMP módulo PV	0,25	kW	(SUNPOWER, 2013)
Coefficiente variação PMP	-0,3	%/°C	(SUNPOWER, 2013)
NOCT	41,5	°C	(SUNPOWER, 2013)
Temperatura referência células	25	°C	-
Investimento inicial	1 520	€/kW	(PV Magazine, 2013)
Custo O&M	1	% Inv ini/ano	(Diaf, Notton, et al., 2008b)

Tabela 15– Parâmetros do subsistema Gerador Diesel.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Potência gerador diesel	17,6	kW	(FEREXCEL, 2013)
Carga mínima por gerador	30	%	(Hunter e Elliot, 1994)
Investimento inicial	333	€/kW	(FEREXCEL, 2013)
Custo operação	1,42	€/L	(DGEG, 2013)
Custo manutenção	1	€/h	(Dufo-López e Bernal-Agustín, 2008)
Penalização de arranque	0,7	L	-

Tabela 16– Parâmetros do subsistema Baterias.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
DOD	80	%	(ARE, 2013a)
Tempo mínimo de descarga	10	h	-
η baterias carregamento	80	%	(Koutroulis, et al., 2006)
η baterias descarregamento	100	%	(Koutroulis, et al., 2006)
Investimento inicial	213	€/kWh	(Sandia National Laboratories, 2013)
Custo O&M	9,80	€/kW-ano	(Sandia National Laboratories, 2013)

Tabela 17– Parâmetros característicos dos equipamentos de condicionamento de potência.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Eficiência conversão CA-CC	93,4	%	(SMA, 2012)
Eficiência conversão CC-CA	93,4	%	(SMA, 2012)
Investimento inicial	190	€/kW	(Photon International, 2013)

Anexo D – Escalonamento do subsistema geradores diesel

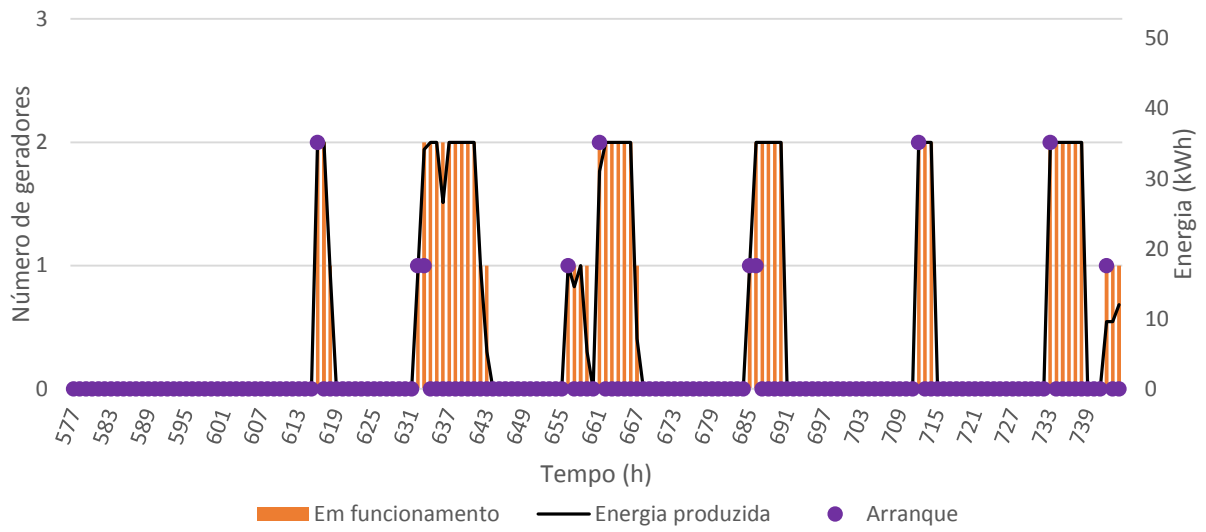


Fig. 36 – Utilização dos geradores diesel para última semana de Janeiro. O total anual é de 319 arranques.

Anexo E – Tempos de optimização

Tabela 18 – Tempos totais de optimização e das soluções relaxadas.

	Cenário	Tempo (s)		gap %
		relaxação	total	
0	sistema híbrido	125	5 362	4,51
2	Eo+PV+Bat	21	31	1,18
3	Eo+Diesel+Bat	112	3 634	3,31
4	PV+Diesel+Bat	74	2 860	4,55
5	100 % Diesel	53	96	4,42
6	Diesel -50 %	172	10 802	7,78
7	Diesel -25 %	140	5 144	4,76
8	Diesel +25 %	102	3 721	4,93
9	Diesel +50 %	91	2 965	4,03
10	Bat -50 %	112	4 354	3,76
11	Bat -25 %	120	4 986	4,77
12	Bat +25 %	121	10 804	5,01
13	Bat +50 %	134	7 665	4,43
14	PV -50 %	114	6 402	3,66
15	PV -25 %	120	3 667	4,53
16	PV +25 %	125	6 532	4,60
17	PV +50 %	128	5 408	2,93
18	Eo -50 %	108	4 426	4,90
19	Eo -25 %	114	7 110	4,60
20	Eo +25 %	134	4 945	3,88
21	Eo +50 %	140	4 205	4,97
22	Climático 1	62	2 827	4,51
23	Climático 2	103	3 997	4,73
24	Climático 3	120	4 507	3,95
Total			116 462 s	
			32,4 h	