



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



INTEGRAÇÃO DA EÓLICA COM A HÍDRICA REVERSÍVEL

PAULO JORGE TOMÉ DA CRUZ
(Bacharel em Energia e Sistemas de Potência)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica – ramo de Energia

Orientador:

Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Júri:

Presidente: Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Vogais:

Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Setembro de 2012

Tese realizada sob orientação de
Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental de
Engenharia de
Sistemas de Potencia e Automação
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Resumo

Este trabalho incide sobre a integração da energia eólica com a energia hídrica reversível num horizonte temporal de 24 horas com períodos horários.

O objectivo deste trabalho é demonstrar as vantagens na utilização de um sistema eólico - hídrico reversível, aproveitando os excessos de energia eólica e/ou baixo custo da energia em horas de baixo consumo para bombear água da albufeira inferior para a superior, turbinando-a mais tarde quando for economicamente vantajoso.

Serão apresentados três cenários com três simulações cada, para demonstrar a viabilidade económica do estudo.

Palavras-chave

*Energia eólica
Sistemas hídricos reversíveis
Custo da energia eléctrica
Reservatório
Bombear
Turbinar*

Abstract

This work focuses on the integration of wind power with hydro-pumped storage systems within time horizon of 24 hours with 1 hour periods.

The purpose of this work is to demonstrate the advantages of using a wind system – hydro pumped storage, by taking advantage of the excess of wind power and / or low-cost energy in low consumption hours to pump water from the lower reservoir to the upper reservoir, powering later when more economically advantageous.

Three scenarios will be presented with three simulations each, in order to show their economic viability.

Keywords

*Wind energy
Hydro-pumped system
Energy price
Reservoir
Pumping power
Hydro power*

AGRADECIMENTOS

Dirijo um especial agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, que foi meu professor em diversas disciplinas no bacharelato e no mestrado e que sempre teve disponibilidade para me ajudar e orientar, tornando possível a realização desta dissertação.

Quero agradecer aos colegas e professores do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa que me ajudaram a concluir este ciclo da minha vida académica.

À Comeca, empresa onde trabalho há vários anos, quero agradecer à Administração, na pessoa do seu Presidente, Senhor Eng.º Carlos Manuel Alcobia, pelas facilidades concedidas e pelo incentivo que me transmitiu ao longo da minha vida profissional e académica.

Agradeço também ao Prof. Rui Pestana, que através da sua actividade profissional na REN, me facultou os registos da velocidade do vento num parque eólico, dados importantes para a realização deste trabalho.

Agradeço ao meu amigo Mestre Rui Laia, por toda a paciência que teve comigo e pela ajuda que me deu ao longo destes últimos anos.

Agradeço também ao meu amigo Doutor Rui Costa Neto do Instituto Superior Técnico – IST/IDMEC e à minha prima Professora Lizete Candeias, pela revisão do texto e pelas sugestões dadas.

Agradeço também à minha família toda a ajuda, compreensão e motivação que sempre me deram e tornaram possível a conclusão deste trabalho.

Índice

Índices de figuras e tabelas.....	ix
Lista de símbolos.....	xv
Lista de siglas.....	xvii
Capítulo 1 Introdução	
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objectivos.....	3
1.3 Apresentação do trabalho.....	3
Capítulo 2 Estado da arte	5
2.1 Enquadramento	5
2.2 História da energia eólica	10
2.3 O recurso eólico e a conversão de energia	12
2.3.1 Potência disponível no vento	12
2.3.2 Análise dos regimes de vento	18
2.3.2.1 Variação da velocidade do vento com a altura	19
2.3.2.2 Variação da velocidade devido à topologia do terreno	21
2.3.2.3 Obstáculos no meio envolvente.....	22
2.3.2.4 Efeito de aceleração	22
2.3.2.5 Efeito de esteira.....	23
2.3.3 Representação estatística dos regimes de vento.....	24
2.3.3.1 Distribuição de Weibull	24
2.3.3.2 Distribuição de Rayleigh.....	25
2.3.4 Determinação da energia produzida	26

2.3.5 Tecnologia dos aerogeradores.....	28
2.3.5.1 Componentes do sistema	28
2.3.5.1.1 O rotor	28
2.3.5.1.2 A cabina	30
2.3.5.1.3 A torre	33
2.3.6 Potência das turbinas eólicas.....	33
2.4 História da energia hídrica	35
2.4.1 A energia hidroelétrica a nível mundial.....	36
2.4.2 A energia hidroelétrica em Portugal	37
2.4.3 As centrais hídricas com turbinas reversíveis	39
2.5 O recurso hídrico e a conversão de energia	40
2.6 Classificação dos aproveitamentos hídricos	42
2.6.1 Em relação à potência instalada	42
2.6.2 Em relação à altura da queda	43
2.7 Tipos de turbinas hidráulicas	43
2.7.1 Turbinas de acção.....	43
2.7.2 Turbinas de reacção.....	44
2.8 Os aproveitamentos eólicos e integração com a hidráulica	44
2.8.1 Coordenação entre aproveitamentos eólicos e hídricos.....	45
Capítulo 3 Formulação do problema – caso de estudo.....	52
3.1 Formulação matemática	52
3.2 Casos de estudo.....	57
3.2.1 Potência proveniente do parque eólico	59
3.2.2 Cenário 1	61

3.2.2.1 Preços da energia no mercado português	62
3.2.2.2 Simulações	62
3.2.3 Cenário 2.....	74
3.2.3.1 Preços da energia.....	74
3.2.3.2 Simulações	75
3.2.4 Cenário 3.....	87
3.2.4.1 Preços da energia.....	88
3.2.4.2 Simulações	88
Capítulo 4 Conclusões	100
Referências.....	101

Índices de figuras e tabelas

Figura 2.1: Consumo de energia nos Estados Unidos, em 2009 por fonte de energia [5].	6
Figura 2.2: Consumo de energia em Portugal, em 2009 por fonte de energia [9].	7
Figura 2.3: Consumo de energia eléctrica a nível mundial, em 2009 por fonte de energia [7].	7
Figura 2.4 Modelo de tubo de fluxo axial [8].....	14
Figura 2.5: Circulação atmosférica [13].....	18
Figura 2.6: Circulação atmosférica [14].....	19
Tabela 2.1: Valores típicos da rugosidade do solo [15].....	20
Figura 2.7: Variação da velocidade do vento em função da altura [8].....	21
Figura 2.8: Turbulência criada por um obstáculo [8].	22
Figura 2.9: Efeito de aceleração sobre um cume [8].....	23
Figura 2.10: Esquema de implantação das torres eólicas [9].	23
Figura 2.11: Distribuição de Weibull para diferentes valores de k.....	25
Figura 2.12: Distribuição de Rayleigh para diferentes valores de velocidade média anual do vento.	26
Figura 2.13: Curva de potência de uma turbina eólica	27
Figura 2.14: Turbina eólica Nordex N80/2500 [26].....	28
Figura 2.15: Configuração em “upwind” e “downwind”	29
Figura 2.16: Pormenor de uma pá com estrutura em fibra de carbono [26].	30

Figura 2.17: Pormenor de um sistema de orientação direccional Nordex [26].	32
Figura 2.18: Torres tubulares em aço e híbridas Nordex [26].	33
Tabela 2.2: Dados de turbinas para sistemas “offshore” – elaborada a partir de dados recolhidos em [32], [33], [34], [35]	34
Figura 2.19: Representação esquemática de uma turbina.	34
Figura 2.20: Potência instalada por região em 2009 [16]	37
Figura 2.21: Potência instalada em Portugal em 2010, por fonte de produção. Elaborado a partir dos dados da REN [17].	38
Figura 2.22: Consumo de energia eléctrica em Portugal, por fonte de energia em 2010. Gráfico elaborado a partir dos dados da REN [17].	39
Figura 2.23: Evolução das turbinas e turbinas reversíveis [38].	40
Figura 3.1: Esquema de princípio do estado de armazenamento da albufeira.	55
Figura 3.2: Esquema de princípio do estado de armazenamento ao longo do tempo.	55
Figura 3.3: Esquema de princípio do sistema hídrico com duas albufeiras a diferentes cotas e turbina reversível.	56
Figura 3.4: Esquema de princípio do sistema eólico-hídrico com parque eólico e duas albufeiras a diferentes cotas com turbina reversível.	58
Figura 3.5: Gráfico com a indicação dos valores da velocidade do vento num parque eólico no dia 23/03/2012 em Portugal Continental. Obtido a partir de dados disponibilizados pela REN.	60
Figura 3.6: Gráfico com a indicação dos valores da potência disponível no parque eólico no dia 23/03/2012.	60
Tabela 3.1: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 1	61
Figura 3.7: Gráfico com a indicação dos preços da energia [37].	62

Tabela 3.2: Dados utilizados para as simulações do cenário 1	63
Tabela 3.3: Dados obtidos na simulação 1	64
Figura 3.8: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	64
Figura 3.9: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.....	65
Figura 3.10: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	65
Figura 3.11: Gráfico com a evolução da receita de energia.	66
Tabela 3.4: Dados obtidos na simulação 2	67
Figura 3.12: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	67
Figura 3.13: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	68
Figura 3.14: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	69
Figura 3.15: Gráfico com a evolução da receita de energia.	69
Tabela 3.5: Dados obtidos na simulação 3	70
Figura 3.16: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	71
Figura 3.17: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	72
Figura 3.18: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	72
Figura 3.19: Gráfico com a evolução da receita de energia.	73

Tabela 3.6: Receitas	73
Tabela 3.7: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 2	74
Tabela 3.8: Dados utilizados para as simulações do cenário 2.....	75
Tabela 3.9: Dados obtidos na simulação 1	76
Figura: 3.20 Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	77
Figura 3.21: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	78
Figura 3.22: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	78
Figura 3.23: Gráfico com a evolução da receita de energia.	79
Tabela 3.10: Dados obtidos na simulação 2	80
Figura 3.24: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	80
Figura 3.25: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	81
Figura 3.26: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	82
Figura 3.27: Gráfico com a evolução da receita de energia.	83
Tabela 3.11: Dados obtidos na simulação 3	84
Figura 3.28: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.....	85
Figura 3.29: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	85

Figura 3.30: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	86
Figura 3.31: Gráfico com a evolução da receita de energia.	86
Tabela 3.12: Receitas	87
Tabela 3.13: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 3	87
Tabela 3.14: Dados utilizados para as simulações do cenário 3.....	89
Tabela 3.15: Dados obtidos na simulação 1	90
Figura 3.32: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.	91
Figura 3.33: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	91
Figura 3.34: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	92
Figura 3.35: Gráfico com a evolução dos proveitos na venda de energia.	92
Tabela 3.16: Dados obtidos na simulação 2	93
Figura 3.36: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.	94
Figura 3.37: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	94
Figura 3.38: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	95
Figura 3.39: Gráfico com a evolução da receita de energia.	95
Tabela 3.17: Dados obtidos na simulação 3	96

Figura 3.40: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.	97
Figura 3.41: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.	97
Figura 3.42: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.	98
Figura 3.43: Gráfico com a evolução da receita de energia.	98
Tabela 3.18: Receitas	99

Lista de símbolos

A_T – Área transversal da turbina

A, A' – Áreas transversais

a – Factor de indução axial

c – Parâmetro de escala

C_p – Coeficiente de potência

C_{pump} – Custo da energia para a bombagem

E – Energia potencial do sistema de armazenamento

E_a – Energia anual

E_c – Energia cinética

E^{max}, E^{min} – Energia potencial máxima e mínima permitida pelo sistema de armazenamento

E_p – Energia potencial

E_{pi} – Energia potencial inicial

$E_1^{inicial}$ – Energia potencial inicial do sistema de armazenamento

E_{pi} – Energia potencial inicial

F – Força de impulso no rotor

$f(u), F(u), \Gamma(u)$ – Funções

g – Aceleração da gravidade

h – Altura bruta da queda de água

h_u – Altura útil da queda de água

k – Parâmetro de forma

m – Massa

p – Pressão atmosférica

P – Potência activa

P_c – Potência activa de ligação contratada com o operador da rede

P_J – Pressão a jusante

P_{demand} - Potência de demanda da rede de distribuição

P_{disp} – Potência disponível

P_{hydro} – Potência activa gerada pela turbina hidráulica

P_{hydro}^{max} , P_{hydro}^{min} – Potência activa máxima e mínima gerada pela turbina

P_M – Pressão a montante

P_{pump} – Potência activa consumida pela bombagem

P_{pump}^{max} , P_{pump}^{min} – Potência activa máxima e mínima consumida pela turbina reversível

P_u – Potência activa útil

P_T – Potência activa desenvolvida pela turbina

P_W – Potência eólica disponível

P_{wmax} – Potência eólica máxima

P_{wmin} – Potência eólica mínima

Q – Caudal de água

r – Massa volúmica de água

S_{pe} - Preço de venda da energia

t – Tempo

u_{ma} – Velocidade média do vento

$u(z)$ – Velocidade do vento na altura desejada

v - Velocidade

V_T, V, V' – Velocidade do vento

Z – Altura desejada

Z_o - Comprimento característico da rugosidade do solo

Z_r - Altura de referência

x - variável binária, [0,1]

ρ_a - massa específica do ar

η - Rendimento

η_{hydro} - Rendimento da turbina e tubagens da rede

η_{pump} - Rendimento da turbina reversível na bombagem e tubagens da rede,

(1,1); (2,2) - Secções transversais

Lista de siglas

A.C. - Antes de Cristo

CO₂ - Dióxido de carbono

D.C. - Depois de Cristo

EUA - Estados Unidos da América

OMIP - Operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)

PRE - Produtor em Regime Especial

REN - Redes Energéticas Nacionais

Capítulo 1 Introdução

1.1 Motivação

O nível de desenvolvimento ocorrido na generalidade dos países no século XX, assentou na produção de equipamentos e bens, cujas fontes de energia foram os combustíveis fósseis, como o carvão e o petróleo. Também a energia nuclear desempenhou um papel importantíssimo, em países, como por exemplo, os Estados Unidos, a ex-União Soviética, a Inglaterra, a França e o Japão, que construíram dezenas de centrais nucleares. O acesso a estas energias, relativamente baratas, permitiu que alguns países tivessem um elevado crescimento tecnológico e proporcionassem elevados crescimentos nos padrões de vida das suas populações; o nível de desenvolvimento das sociedades estava fortemente dependente do acesso às fontes de energia.

A crise petrolífera dos anos 70, na sequência da guerra entre Israel e os países árabes, teve como consequência um crescimento exponencial no preços dos combustíveis, o que fez despertar nalgumas consciências a necessidade de se arranjam alternativas ao petróleo, que até então era e ainda é uma fonte de energia muito importante. Por outro lado, tem-se a consciência que os combustíveis de origem fóssil são finitos, sendo por isso importante arranjar alternativas. Além do mais, é ainda importante reduzir as emissões de dióxido de carbono com origem fóssil, que se pensa contribuir directamente para o efeito de estufa.

Portugal, sendo um país que não dispõe de combustíveis fósseis, continua a satisfazer grande parte das suas necessidades de energia, com base na

importação de carvão, petróleo e gás natural, o que tem tido consequências desastrosas em termos de défice externo, pois os preços destes bens, nomeadamente o petróleo, não param de crescer. O peso dos combustíveis minerais representou no ano de 2011 um saldo negativo na balança comercial portuguesa de 7 202 milhões de euros, segundo dados do Instituto Nacional de Estatística [1].

A década de 50 é a década de ouro da hidroelectricidade em Portugal e representa o arranque na construção das grandes barragens, tendo sido desenvolvido o aproveitamento das bacias dos rios Cávado e Zêzere. Nas décadas seguintes continuou a construção de grandes barragens, tendo em 1981 sido construída a barragem da Aguieira, no rio Mondego, a qual foi equipada com grupos reversíveis [2], possibilitando desta forma o reaproveitamento da água para armazenamento sob a forma de energia potencial.

Em finais do século XX, mais concretamente em 1988, Portugal publica o Decreto-Lei nº. 189/88 de 27 de Maio, sobre a produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado, no que constitui o primeiro passo para o aproveitamento das energias renováveis [3]. Em 2007, é publicado o Decreto-Lei nº. 225/2007, conhecido como decreto das renováveis, em que a produção de energia proveniente de fontes renováveis é bastante subsidiada. Por todo o país assistimos então à instalação de diversos parques eólicos, cuja potência gerada faz reduzir a dependência relativamente aos combustíveis fósseis. Neste contexto de

produção de energia eólica acontece, por vezes, haver vento, quando a demanda de energia é baixa, ou seja, temos vento para produzir, mas não temos necessidade ao nível do consumo. Como a energia eléctrica tem que ser consumida quando é produzida, já que não há maneira eficaz de a armazenar, torna-se necessário aproveitar esse excesso de energia, para utilizar mais tarde. É nesta situação que as barragens equipadas com grupos reversíveis desempenham um papel importante, já que podem absorver esse excedente de energia, bombeando a água para mais tarde turbinar.

1.2 Objectivos

O presente trabalho pretende demonstrar as vantagens na utilização dos parques eólicos aliados a centrais hidroeléctricas reversíveis, no ponto de vista de maximização dos resultados operacionais de comercialização de energia eléctrica.

1.3 Apresentação do trabalho

Este trabalho está dividido em quatro capítulos.

No capítulo - I é feita uma introdução ao tema e são definidos os objectivos.

No Capítulo-II é feita uma análise ao estado da arte, abordando o recurso eólico e os desenvolvimentos ocorridos nas turbinas eólicas, numa perspectiva histórica e tecnológica. Também ao nível das turbinas hidráulicas é apresentado um estudo idêntico. É também feita a análise de alguns artigos

científicos que abordam a questão da integração da energia eólica com os sistemas tradicionais, particularmente com as centrais hidroeléctricas reversíveis.

No Capítulo-III é feita a formulação de um problema com vários cenários, em que se demonstra a viabilidade da utilização dos sistemas híbridos compostos por turbinas eólicas e centrais hídricas reversíveis, com o objectivo de maximização do resultado operacional, atendendo aos preços da energia e às restrições técnicas impostas pelos equipamentos.

No Capítulo-IV são apresentadas as conclusões.

Conclui-se que os sistemas híbridos constituídos por parques eólicos e centrais hídricas reversíveis são uma boa solução do ponto de vista de maximização dos resultados operacionais de comercialização de energia eléctrica e permitem a redução da dependência dos combustíveis fósseis.

Capítulo 2 Estado da arte

2.1 Enquadramento

Até finais do século XVIII, princípios do século XIX, altura em que se dá a primeira revolução industrial, as necessidades de energia eram satisfeitas com base na utilização da madeira, do carvão vegetal e mineral, dos cursos de água e do vento. A madeira e o carvão vegetal serviam para o aquecimento e para cozinhar os alimentos, o carvão mineral era utilizado principalmente na fundição dos metais que permitia a produção de utensílios, ferramentas e armas. Os cursos de água e o vento eram aproveitados para a instalação de moinhos onde se fazia a moagem dos cereais.

A energia do vento permitiu também que os povos, durante séculos, pudessem navegar pelo mundo como foi o caso da epopeia dos descobrimentos portugueses.

A industrialização, sendo o factor de desenvolvimento que está na base das sociedades modernas, vem necessitar de grandes quantidades de energia, que até finais do século XIX assentavam quase exclusivamente na utilização do carvão mineral. Podemos dizer que o carvão mineral alimentou a primeira revolução industrial e serviu de base à industrialização do mundo.

Durante o século XX a utilização de outros combustíveis como o petróleo, gás natural e energia nuclear reduziram a importância do carvão.

As crises petrolíferas de 1973 e 1980, a guerra Irão-Iraque nos anos 80, a guerra do Golfo em 1991, a invasão do Iraque em 2003, com consequências

muito graves ao nível do preço do petróleo, fez aumentar novamente a procura de carvão. Actualmente, o carvão fornece cerca de 30 % da energia primária mundial e é responsável pela produção de 42 % da energia eléctrica [4].

Em 2009, a energia consumida nos Estados Unidos da América, um dos maiores consumidores mundiais, teve a seguinte proveniência por fonte de energia:

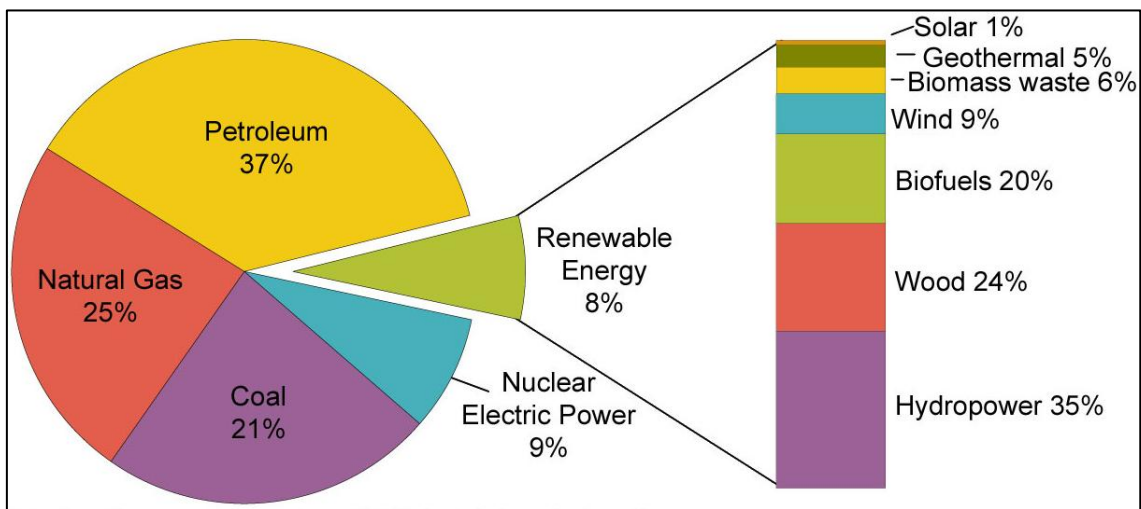


Figura 2.1: Consumo de energia nos Estados Unidos, em 2009 por fonte de energia [5].

Pela análise do gráfico da figura 2.1, verificamos que dos 8% afectos às energias renováveis, a energia eólica representava 9%, ou seja, apenas 0,7% de toda a energia consumida nos Estados Unidos. A energia hídrica tem um peso de 35% na componente renovável e representa 2,8% do total da energia consumida nos Estados Unidos em 2009.

Em Portugal, no ano de 2009, e segundo os dados da Agência Internacional de Energia, o consumo de energia por fonte, foi a seguinte:

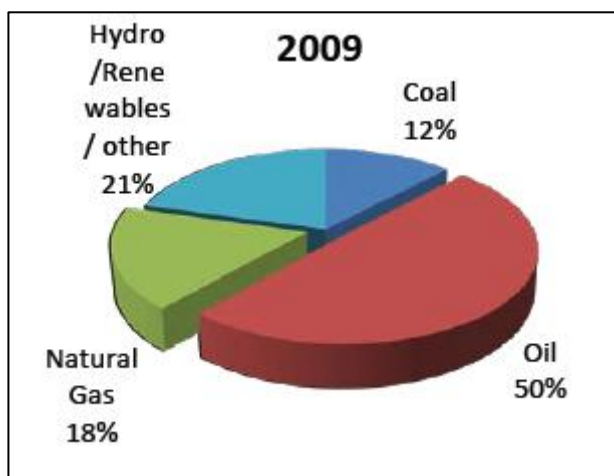


Figura 2.2: Consumo de energia em Portugal, em 2009 por fonte de energia [6].

Pela análise do gráfico anterior, verificamos que a dependência energética de Portugal relativamente aos combustíveis fósseis é de cerca de 80%.

A nível mundial, em 2009, a energia eléctrica consumida teve a seguinte repartição por fonte de energia:

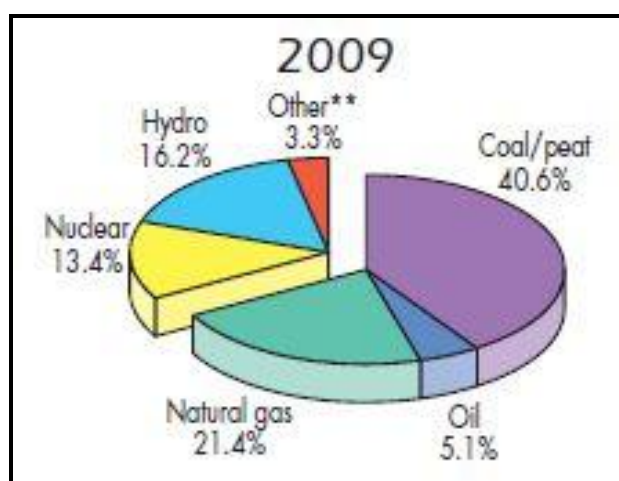


Figura 2.3: Consumo de energia eléctrica a nível mundial em 2009, por fonte de energia. **Outros, incluindo a energia geotérmica, solar, eólica e de resíduos [7].

O peso das energias renováveis, não considerando a hídrica, é inferior a 2,8% a nível mundial.

Em pouco mais de dois séculos, a humanidade consumiu os combustíveis fósseis a um ritmo insustentável, quase esgotando recursos que foram criados ao longo de milhões de anos e que nunca mais existirão no planeta, estimando-se que as reservas de combustíveis fósseis estejam esgotadas dentro de 250 anos, considerando os níveis de consumo actuais [8].

A noção de que estes recursos são finitos, os impactos negativos no meio ambiente devido à emissão de gases com efeito de estufa, as alterações climáticas cujas consequências são difíceis de prever e que estão relacionadas com a excessiva emissão de CO₂ para a atmosfera produzido pela queima dos combustíveis fósseis, os perigos associados à produção da energia nuclear como ficou patente com o acidente de Chernobyl em 1986, a forte dependência energética dos países industrializados relativamente aos combustíveis fósseis, o cumprimento dos protocolos internacionais, que impõem fortes restrições à emissão de gases com efeitos de estufa, a instabilidade constante nas zonas do planeta onde se concentram grande parte destes recursos, fez com que os países despertassem para a necessidade de encontrar alternativas às fontes de energia tradicionais.

A União Europeia obriga que, até 2050, as emissões globais de gases com efeito de estufa devam diminuir pelo menos para 50% relativamente aos valores de 1990. Até à celebração de um acordo global, previsto para o ano de

2012, a Comunidade assume o compromisso independente de obter no mínimo uma redução de 20% até 2020 em comparação com os níveis de 1990 [9].

Portugal, que até ao momento colocou de parte a opção nuclear e não dispondo de reservas de combustíveis fósseis, incentivou a produção de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente os aproveitamentos hídricos e eólicos, tendo em 2010 uma capacidade eólica instalada de 3702 MW, contra 86075 MW instalados em toda a Europa e 194390 MW a nível mundial [10].

O total da potência instalada em Portugal a partir de fontes renováveis era de 9731 MW em Fevereiro de 2011 [11].

A energia eólica sendo obtida a partir de um recurso renovável, tem o problema da sua intermitência, ou seja, pode estar disponível quando a rede não tem necessidade de energia e não existir quando seria necessário. Uma das formas de aproveitamento da energia produzida pelos aerogeradores nas horas de vazio é a sua utilização nos sistemas hidráulicos, em que existem duas albufeiras, uma que armazena a água a ser turbinada para produção de energia e outra colocada a jusante desta, permitindo a retenção da água turbinada e que pode depois ser bombeada para a albufeira a montante, utilizando turbinas reversíveis. Esta água pode ser de novo turbinada quando a rede necessitar. Apesar da energia gasta na bombagem ser superior à que é gerada pela turbinagem, na verdade, há ganhos significativos, uma vez que estamos a utilizar energia eólica que de outra forma não seria aproveitada.

Este é um sistema que já está em utilização em Portugal, nomeadamente na Agueira, Vilarinho das Furnas, Frades II, Torrão e no Alqueva [2].

2.2 História da energia eólica

Não há consenso sobre quem foram os primeiros povos a utilizar a energia do vento. No entanto, o primeiro projecto de moinho de vento documentado é atribuído à Pérsia (actual Irão), onde por volta do ano 200 a.C. terá sido edificado uma estrutura destinada à moagem de cereais. Tratava-se de uma máquina de eixo vertical e as velas eram feitas de feixes de juncos ou de madeira [8].

A utilização da força do vento permitiu a navegação por todo o planeta pois este era praticamente o único recurso disponível para a navegação a grandes distâncias, permitindo cruzar os rios, mares e oceanos. Temos os exemplos dos povos da bacia do Mediterrâneo e também da Europa Ocidental que utilizaram este recurso na sua expansão.

Os moinhos de vento foram abundantes em todo o mundo, particularmente na Europa, onde foram construídos com o eixo horizontal. Foram utilizados não só na moagem de cereais, mas também para a drenagem dos campos holandeses, sendo este povo o responsável pela introdução do moinho na América em finais do séc. XVII. Por volta do ano de 1800, deu-se o desenvolvimento do denominado moinho americano que povoou praticamente toda a América, tendo sido instaladas milhões de unidades por todo o lado, acopladas a bombas

hidráulicas que serviam para bombear a água dos poços, utilizada no consumo humano, na agricultura e na agro-pecuária [8].

A energia eólica, no sentido que hoje lhe atribuímos, ou seja, para a produção da energia eléctrica tem a sua génese na Dinamarca em finais do século XIX, em 1890, onde foram construídos diversos aerogeradores para alimentar as áreas rurais. Também na mesma altura, nos Estados Unidos da América é desenvolvido um aerogerador com uma potência da ordem dos 12 kW. O aperfeiçoamento dos modelos originou que nos primeiros anos do século XX houvesse centenas de aparelhos a funcionar na Dinamarca. Também nos Estados Unidos foram desenvolvidos modelos de duas e três pás com potências até 3 kW, utilizados para o carregamento de baterias [8].

O primeiro aparelho de grande porte surgiu em 1931 na Rússia e tinha uma potência de 100 kW. Em 1941, a firma Putman C. Palmer fabrica um aerogerador com uma potência de 1250 kW e vem provar a viabilidade da produção de energia eléctrica a partir da energia do vento. Este facto só por si não é suficiente para concorrer com a produção da energia eléctrica a partir dos combustíveis fósseis, cujo custo do kWh em 1970 era cerca 10 vezes mais barato do que o produzido a partir da energia eólica e também pelo facto de se acreditar que os projectos de energia nuclear vinham superar as necessidades de energia [8]. Com o início das crises petrolíferas em 1973, houve uma tomada de consciência para a necessidade de criar alternativas aos combustíveis fósseis.

Nas décadas seguintes foram vários os modelos de turbinas construídas, mas de todos eles apenas as turbinas de eixo horizontal tiveram sucesso do ponto de vista comercial, sendo que, a investigação e o desenvolvimento tecnológico nos últimos anos permitiram produzir aerogeradores cujas potências já atingem valores do ordem dos 6 MW [29].

2.3 O recurso eólico e a conversão de energia

Como quase todas as energias disponíveis no planeta, também a energia eólica tem a sua origem no Sol, que ao aquecer de forma diferente a superfície da terra, vai originar o aparecimento de ventos, ou seja de deslocamentos de massas de ar. É a energia cinética destas massas de ar que vai impulsionar as pás das turbinas eólicas, onde se transforma em energia mecânica, que por sua vez ao accionar um gerador se vai transformar em energia eléctrica. É este processo de conversão que será explicado de seguida.

2.3.1 Potência disponível no vento

O limite de Betz representa o valor máximo de energia cinética que é possível extrair do escoamento de ar e que é possível converter em energia mecânica, independentemente da configuração das turbinas. Para a obtenção desse limite são necessárias deduções que se apresentam de seguida [8]:

A energia que se pode extrair de uma massa de ar m que se desloca à velocidade v é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2.1)$$

Como a potência é a energia por unidade de tempo, temos:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 \quad (2.2)$$

O caudal mássico $\frac{dm}{dt}$ de uma massa de ar que passa no rotor de secção A_T é

dado por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho_a A_T V \quad (2.3)$$

Em que ρ_a é a massa volúmica do ar. Substituindo (2.3) em (2.2) obtemos:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 \quad (2.4)$$

Pela análise da equação (2.4) concluímos que a potência disponível no fluxo de ar é proporcional à densidade do ar, à área do rotor e ao cubo da velocidade do vento.

Consideremos uma turbina de área transversal A_T , colocada num fluxo de vento conforme se mostra na figura 2.4. As secções 1-1 e 2-2 tem respectivamente as áreas A e A' , sendo as velocidades do vento nestas secções dadas por V e V' .

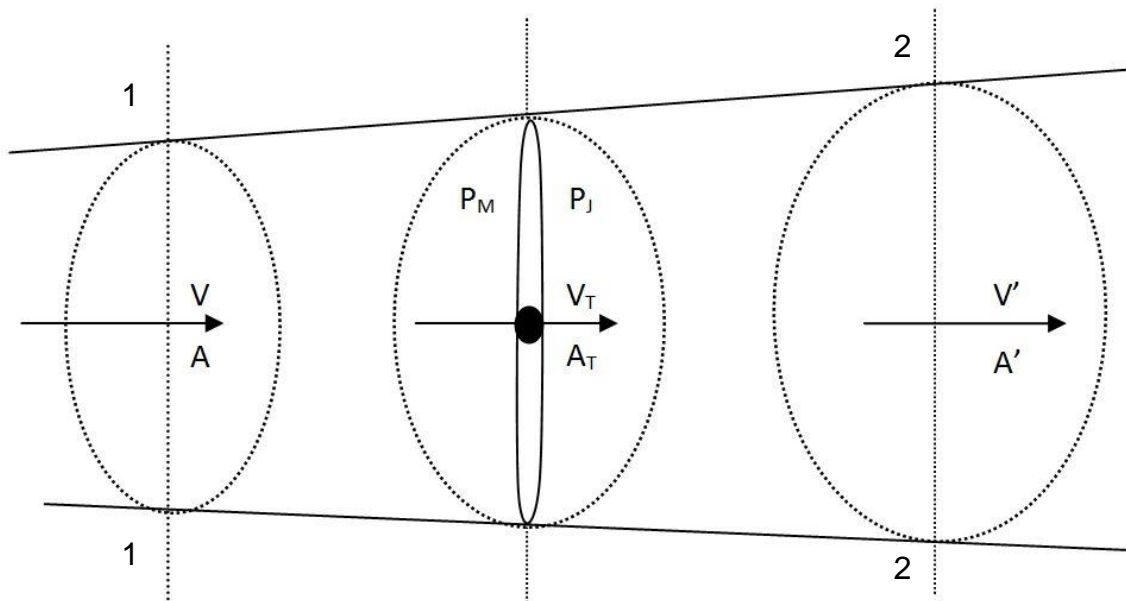


Figura 2.4 Modelo de tubo de fluxo axial [8]

V_T é a velocidade do vento na secção da A_T da turbina. De acordo com a lei de conservação das massas, a massa de ar que passa através das diferentes secções é igual, pelo que:

$$\rho_a A V = \rho_a A_T V_T = \rho_a A' V' \quad (2.5)$$

A força de impulso no rotor é devida à diferença da quantidade de movimento de entrada e de saída, que é dada por:

$$F = \rho_a A V^2 - \rho_a A' V'^2 \quad (2.6)$$

Na equação (2.5) verifica-se que $A V = A_T V_T = A' V'$, pelo que a força pode ser expressa por:

$$F = \rho_a A_T V_T (V - V') \quad (2.7)$$

A força pode também ser determinada pela diferença de pressões entre os dois lados do rotor. Se considerarmos P_M e P_J as pressões a montante e a jusante do rotor, teremos a força representada por:

$$F = (P_M - P_J)A_T \quad (2.8)$$

Pela aplicação da equação de Bernoulli nas secções indicadas na fig. 2.4 e considerando que as pressões estáticas nos pontos 1-1 e 2-2 são iguais à pressão atmosférica, p , obtemos:

$$p + \frac{\rho_a V^2}{2} = P_M + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \quad (2.9)$$

e

$$p + \frac{\rho_a V'^2}{2} = P_J + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \quad (2.10)$$

Se calcularmos $(P_M - P_J)$, temos:

$$(P_M - P_J) = \rho_a \frac{(V^2 - V'^2)}{2} \quad (2.11)$$

Substituindo a expressão anteriormente obtida na eq. (2.8), temos para a expressão da força a seguinte fórmula:

$$F = \rho_a A_T \frac{(V^2 - V'^2)}{2} \quad (2.12)$$

Se compararmos as equações (2.7) e (2.12) e as resolvermos em ordem a V_T , vamos obter:

$$V_T = \frac{(V + V')}{2} \quad (2.13)$$

Temos assim demonstrado que a velocidade do fluxo de vento na secção do rotor é a média das duas velocidades antes e depois do rotor.

Vamos agora introduzir um conceito que é o factor de indução axial que indica o grau com que a velocidade do vento é desacelerada a montante do rotor e que é:

$$a = \frac{(V - V_T)}{V} \quad (2.14)$$

Pelo que:

$$V_T = V(1 - a) \quad (2.15)$$

e

$$V' = V(1 - 2a) \quad (2.16)$$

Como já foi referido anteriormente a potência desenvolvida pela turbina é devida à transferência da energia cinética do ar para o rotor. O fluxo de ar por unidade de tempo através do rotor é dado pela eq. (2.3), pelo que a potência desenvolvida pela turbina é:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_T (V^2 - V'^2) \quad (2.17)$$

Substituindo V_T e V' , das equações (2.15) e (2.16) em (2.17) vamos obter:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 4a(1 - a)^2 \quad (2.18)$$

Vimos que a potência teórica máxima é dada pela equação (2.4). No entanto, a potência associada com a potência captada ao vento tem a ver com a eficiência na transferência da energia do fluxo de ar para o rotor. Essa eficiência é designada por coeficiente de potência, C_p e é dado por:

$$C_p = \frac{2P_T}{\rho_a A_T V^3} = \frac{P_T}{P_{disp}} \quad (2.19)$$

Se compararmos as expressões (2.18) e (2.19) podemos afirmar que:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2.20)$$

O coeficiente de potência será máximo quando:

$$\frac{dC_p}{da} = 0 \quad (2.21)$$

Resolvendo a equação diferencial vamos obter o valor $a = 1/3$. Substituindo agora este valor na equação (2.18) obtemos a expressão final da potência máxima:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 \frac{16}{27} \quad (2.22)$$

em que o valor de $16/27$ é o coeficiente de potência máxima teórica, C_p , para as turbinas de eixo horizontal e é conhecido como limite de Betz.

2.3.2 Análise dos regimes de vento

O aquecimento da superfície da terra de forma desigual entre o equador e os pólos origina diferenças de pressão que provocam o movimento das massas de ar das altas para as baixas pressões, conforme se vê na figura 2.5. Estas deslocções de ar, originadas pelas diferenças de temperatura, são chamadas de ventos globais. Ocorrem a altitudes elevadas, acima dos dois mil metros e não são afectados pela superfície terrestre. Devido ao efeito da componente horizontal da aceleração de Coriolis, o movimento em linha recta da massa de ar da região de alta pressão para o de baixa pressão é desviado resultando no encurvamento das linhas como se vê na figura 2.6. No hemisfério norte tende a curvar no sentido horário e no hemisfério sul no sentido anti-horário. Daqui resulta um padrão de circulação de grande escala ao nível da superfície do planeta [12].

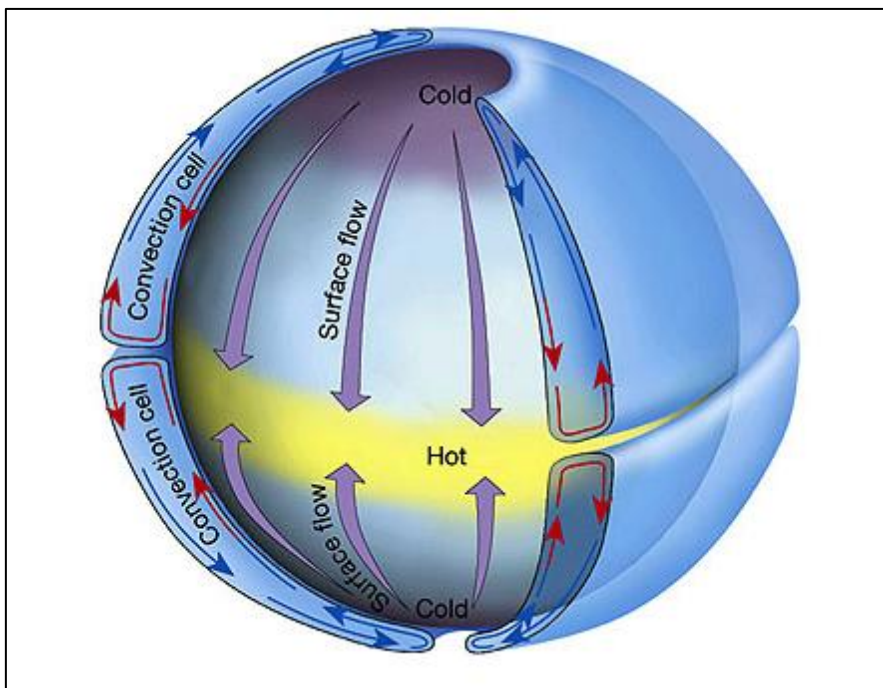


Figura 2.5: Circulação atmosférica [13].

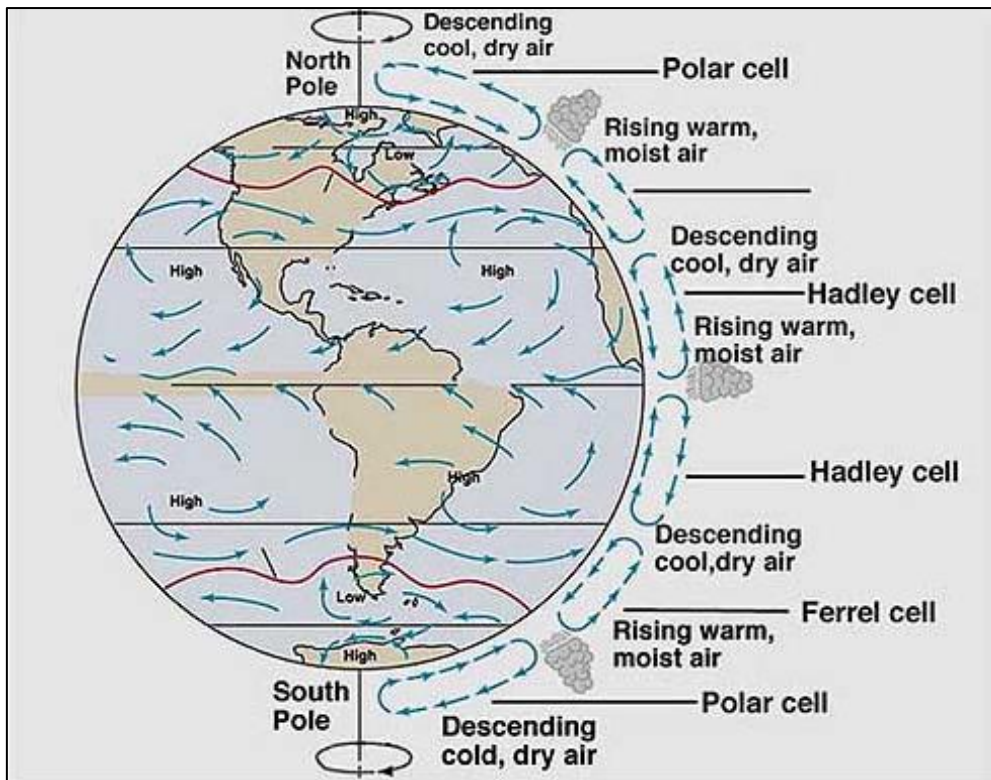


Figura 2.6: Circulação atmosférica [14].

2.3.2.1 Variação da velocidade do vento com a altura

As alterações na velocidade e direcção do vento que ocorrem à superfície, onde naturalmente vão ser instalados os parques eólicos, são importantes no que concerne à conversão de energia, sendo por isso importante a caracterização destes factores.

Os dados relativos às características do vento são obtidos a alturas de referência diferentes da altura a que vão ser instalados os rotores das turbinas, sendo por isso necessário fazer uma extrapolação para a determinação da velocidade do vento à altura do rotor, podendo ser utilizada a equação:

$$\frac{u(z)}{u(z_R)} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_R/z_0)} \quad (2.23)$$

em que:

$u(z)$ - velocidade na altura desejada,

$u(z_R)$ - velocidade na altura de referência,

Z - altura desejada,

Z_R - altura de referência,

Z_0 - comprimento característico da rugosidade do solo,

Tabela 2.1: Valores típicos da rugosidade do solo [15]

Tipo de terreno	Z_0 (m)
Gelo ou lama	0,00001
Mar calmo	0,0002
Mar agitado	0,0005
Neve	0,003
Vegetação rasteira	0,008
Pastagem	0,01
Campo de pousio	0,03
Terrenos de cultivo	0,05
Poucas árvores	0,1
Muitas árvores, sebes, poucos prédios	0,25
Florestas e áreas arborizadas	0,5
Povoados	1,5
Cidades com edifícios altos	3

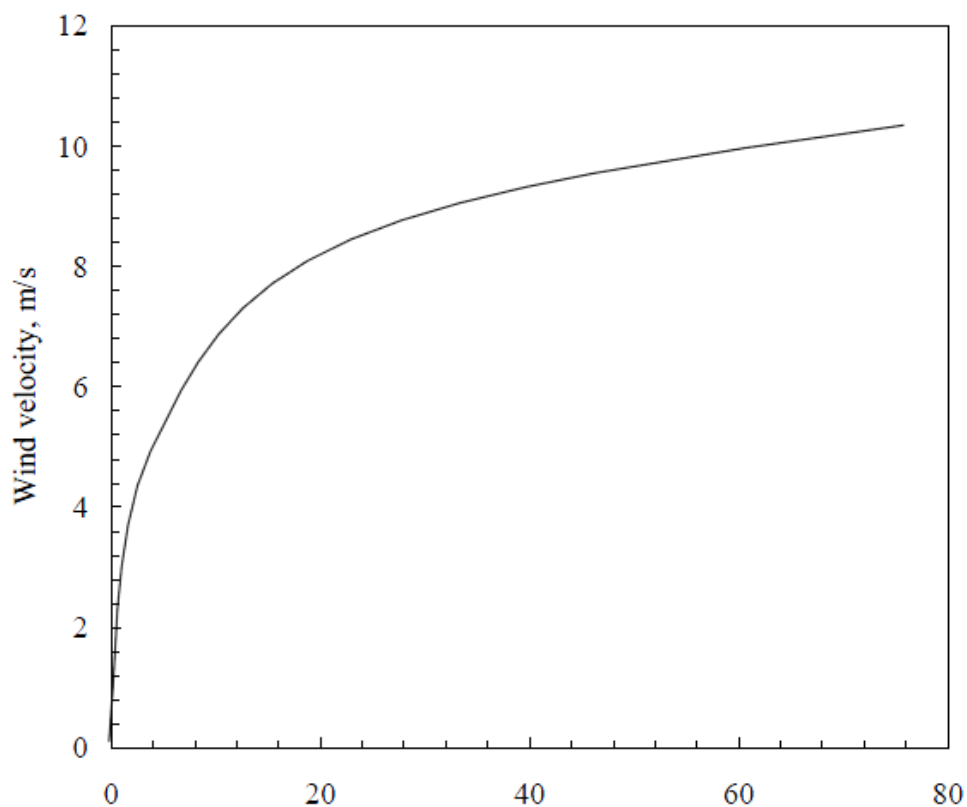


Figura 2.7: Variação da velocidade do vento em função da altura [8].

2.3.2.2 Variação da velocidade devido à topologia do terreno

A presença de montes e montanhas altera a distribuição espacial do vento, estando em geral as zonas mais altas associadas a maiores valores da velocidade do vento. As zonas costeiras são normalmente ventosas, em resultado do aquecimento desigual da superfície do mar e da terra. Quando a temperatura do mar é maior do que a da terra, ocorre uma circulação superficial de ar local da terra para o mar, com ar mais quente a subir sobre o mar e ar mais frio a descer sobre a terra. Como a terra aquece e arrefece mais rapidamente do que o mar, esta circulação atmosférica tende a inverter-se do dia para a noite e a repetir-se diariamente [12].

2.3.2.3 Obstáculos no meio envolvente

Outro dos factores a ter em conta na implementação dos parques eólicos tem a ver com os obstáculos existentes à volta dos locais onde se pretende instalá-los, pois naturalmente esses obstáculos, devido à turbulência, reduzem a velocidade do vento e a sua direcção, com decréscimo significativo na energia do fluxo de ar que se pretende aproveitar. Como exemplo destes obstáculos temos principalmente os prédios, as florestas muito densas e com árvores de grande porte. A fig. 2.8 mostra a influência que um obstáculo tem no fluxo de ar que deveria incidir na turbina [8].

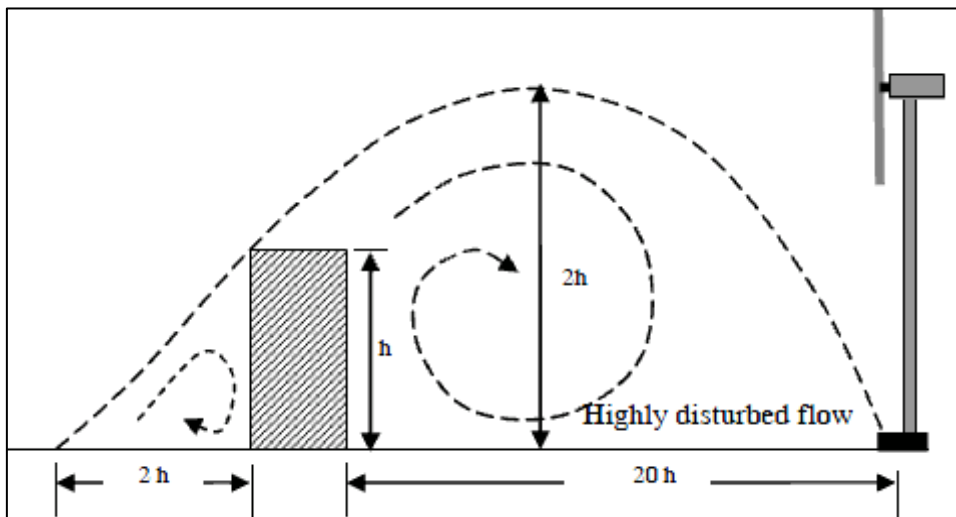


Figura 2.8: Turbulência criada por um obstáculo [8].

2.3.2.4 Efeito de aceleração

A aceleração do fluxo de ar é originada pela compressão das camadas de ar sobre o cume da montanha e será maior se o ar incidir de forma perpendicular à linha do cume, sendo menor se for paralelo. São desejáveis os cumes com um lado côncavo virado para o fluxo de ar, pois têm melhor aproveitamento [5].

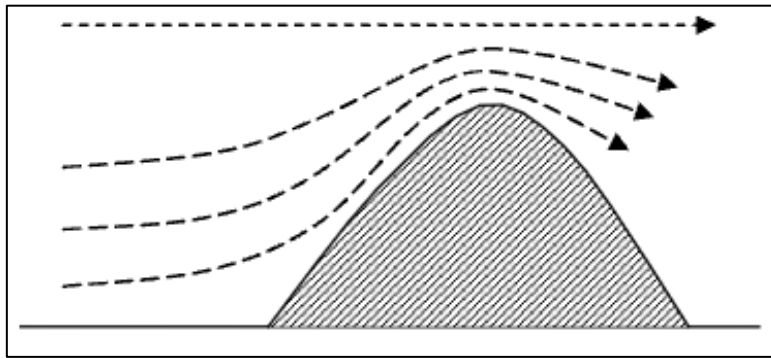


Figura 2.9: Efeito de aceleração sobre um cume [8].

2.3.2.5 Efeito de esteira

O vento que sai da turbina tem um conteúdo energético inferior ao do vento que entrou. Na parte de traz da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento e com velocidade média reduzida relativamente ao vento incidente. É por esta razão que a colocação relativa das turbinas dentro de um parque eólico tem de ser efectuada de modo criterioso, conforme indicado na figura 2.10 [12].

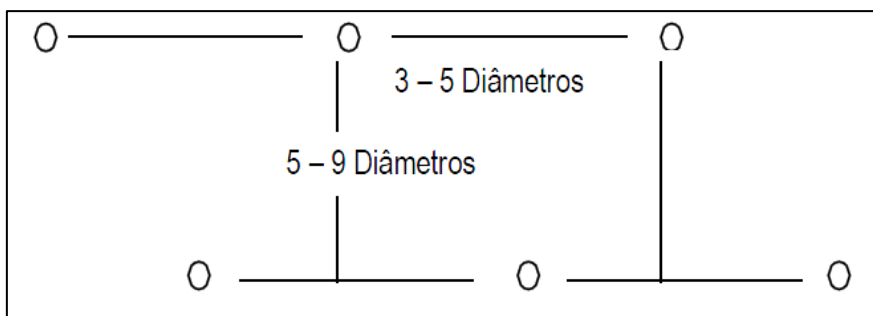


Figura 2.10: Esquema de implantação das torres eólicas [12].

2.3.3 Representação estatística dos regimes de vento

Durante o ano, as condições climatéricas variam de tal forma, que a velocidade do vento, em cada lugar, também é influenciada. Sendo assim difícil de prever a ausência ou ocorrência de vento, bem como a sua velocidade. Para caracterizar os lugares do ponto de vista de potencial eólico, são feitos registos temporais da velocidade do vento. Destes registos, importa saber a velocidade média do vento num determinado intervalo de tempo e também a altura a que foi obtida.

A utilização de métodos estatísticos permitiu chegar à conclusão que a distribuição estatística mais adequada para representar a distribuição da velocidade do vento em determinado lugar é a distribuição de Weibull e de Rayleigh.

2.3.3.1 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é definida pela função de distribuição:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} ; u \geq 0 \quad (2.24)$$

em que a função é caracterizada pelo parâmetro de forma, k , e o parâmetro de escala, c , relacionados com a velocidade média da seguinte forma:

$$u_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.25)$$

em que Γ é a função gama definida por :

$$\Gamma(u) = \int_0^{+\infty} t^{u-1} e^{-t} dt ; u > 0 \quad (2.26)$$

A função de distribuição acumulada é dada por:

$$F(u) = \int_0^u f(u) du = e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}; t \geq 0 \quad (2.27)$$

e representa a probabilidade da velocidade do vento ultrapassar um determinado valor u .

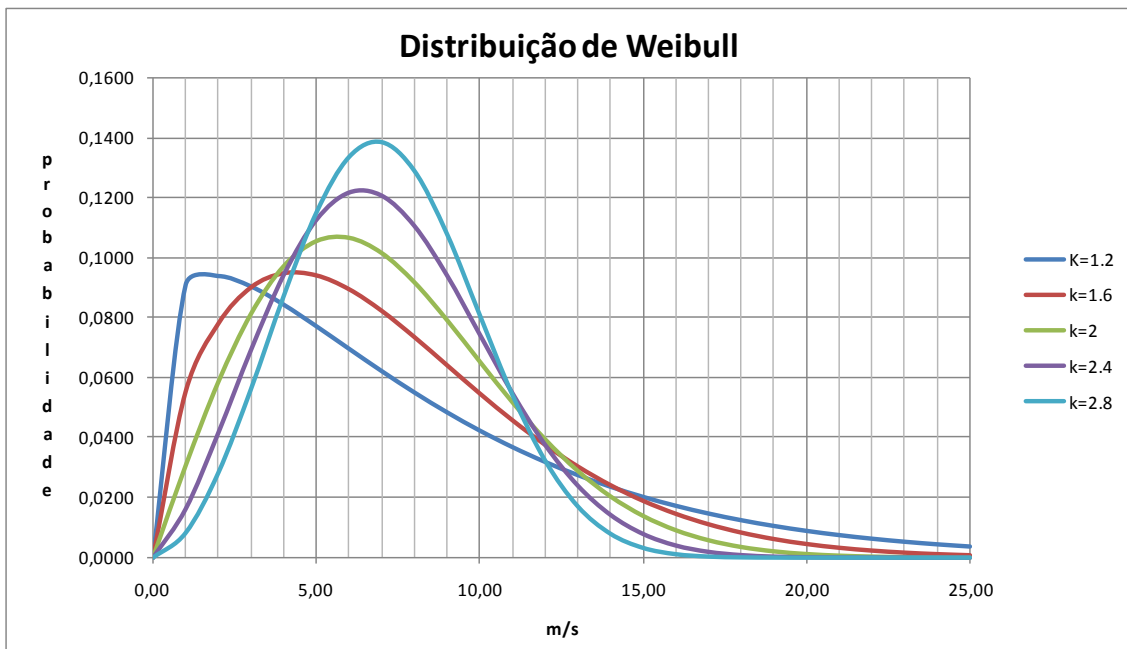


Figura 2.11: Distribuição de Weibull para diferentes valores de k .

2.3.3.2 Distribuição de Rayleigh

Se em determinado local for apenas conhecida a velocidade média anual, o recurso à distribuição de Rayleigh ($k=2$) é favorável para obtermos a distribuição do vento. Substituindo k por 2 na equação 2.24 e 2.25 obtemos respectivamente:

$$f(u) = \frac{2u}{c^2} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^2} \quad u \geq 0 \quad (2.28)$$

e

$$u_{ma} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) \quad (2.29)$$

como $\Gamma(1 + \frac{1}{2}) = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$ então $c = \frac{2u_{ma}}{\sqrt{\pi}}$ substituindo em (2.28) obtemos a

expressão para a distribuição de Rayleigh:

$$f(u) = \frac{\pi}{2} \frac{u}{u_{ma}^2} e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{u_{ma}}\right)^2}; \quad u \geq 0 \quad (2.30)$$

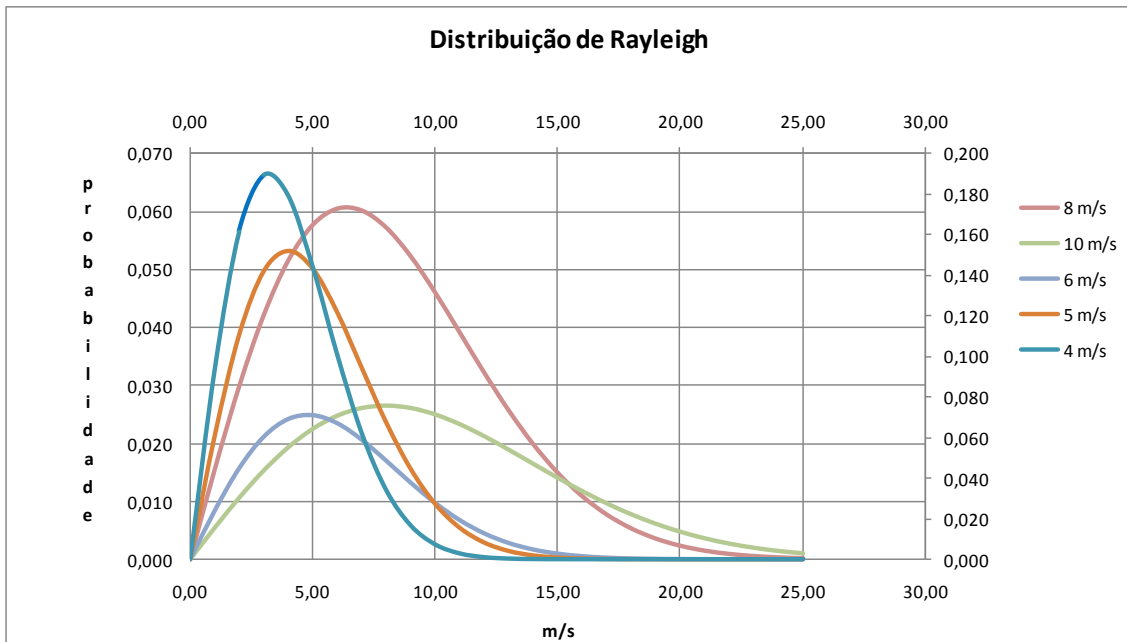


Figura 2.12: Distribuição de Rayleigh para diferentes valores de velocidade média anual do vento.

2.3.4 Determinação da energia produzida

Como se viu anteriormente, a velocidade do vento é relevante para a determinação da energia eólica, já que a potência que conseguimos retirar do vento é proporcional ao cubo da sua velocidade. Contudo, as turbinas eólicas não conseguem ter sempre uma resposta em termos de potência de saída, correspondente à velocidade de entrada do vento, pois são concebidas para produzirem a potência máxima a uma determinada velocidade. Assim, para o cálculo da energia produzida por uma turbina eólica, é necessário conhecer a

sua curva de potência, que nos dá a potência gerada em função da velocidade do vento.

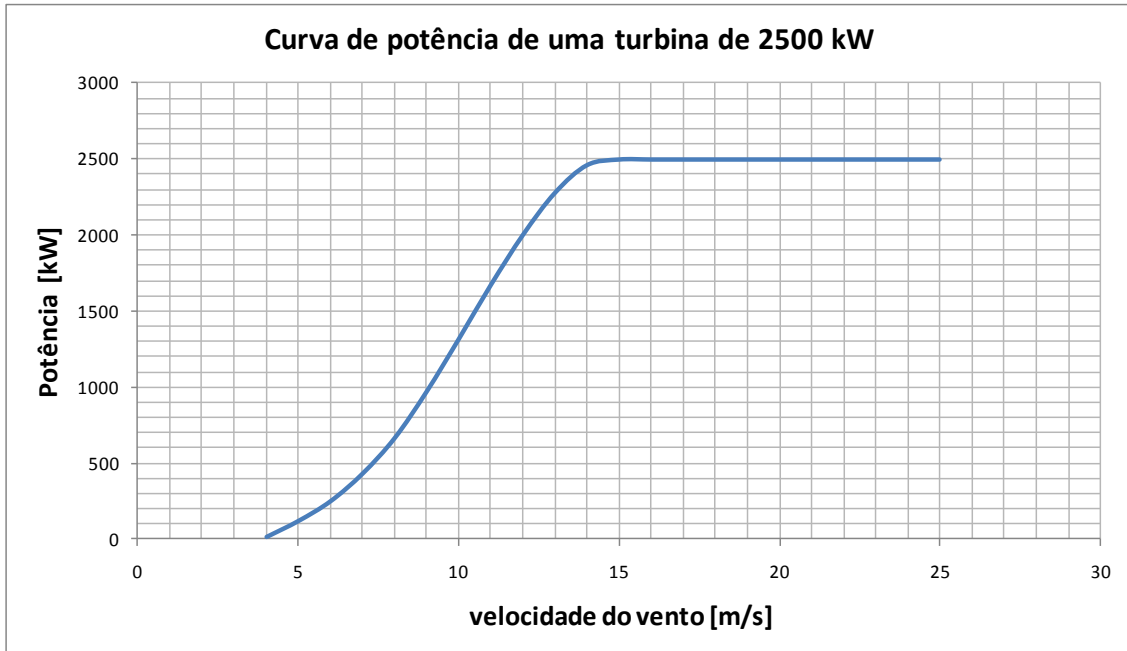


Figura 2.13: Curva de potência de uma turbina eólica

Na fig. 2.15 é observado que para velocidades do vento superiores a 15 m/s a potência gerada pela turbina mantém-se constante.

O valor esperado para a energia anual produzida por uma turbina pode ser calculada utilizando a seguinte expressão:

$$E_a = 8760 \sum P(u) f(u) \quad [Wh] \quad (2.31)$$

em que:

E_a – energia anual produzida,

$P(u)$ – potência eléctrica do sistema de conversão,

$f(u)$ – densidade de probabilidade da velocidade média do vento,

2.3.5 Tecnologia dos aerogeradores

2.3.5.1 Componentes do sistema

Os sistemas de conversão de energia eólica são basicamente constituídos por três elementos principais: o rotor, a cabina e a torre [18]. A figura seguinte apresenta uma turbina Nordex de 2500 kW.



Figura 2.14: Turbina eólica Nordex N80/2500 [29].

2.3.5.1.1 O rotor

O rotor é um dos elementos mais importantes da turbina eólica, pois recebe a energia cinética do vento e transforma-a em energia mecânica [8]. O rotor é constituído pelas pás, o cubo, os rolamentos e o sistema que permite modificar o ângulo das pás.

O número de pás do rotor é habitualmente de três, embora tivessem sido estudadas situações com uma ou duas pás, que não tiveram grande aceitação,

quer pelo ruído, quer pelo desequilíbrio ou até pelo impacto visual. A solução que prevalece é a de 3 pás [8].

As turbinas actuais mais comuns são as de eixo horizontal, ou seja, com o eixo de rotação paralelo ao solo. Os rotores desta turbina de eixo horizontal são habitualmente classificados pela sua orientação em relação à torre [30]. Na opção depois da torre, designada por “downwind”, o vento incide primeiro na torre e depois nas pás. Na opção antes da torre, designada por “upwind”, o fluxo de ar incidente não é perturbado pela torre e por isso tem sido a solução mais adoptada.

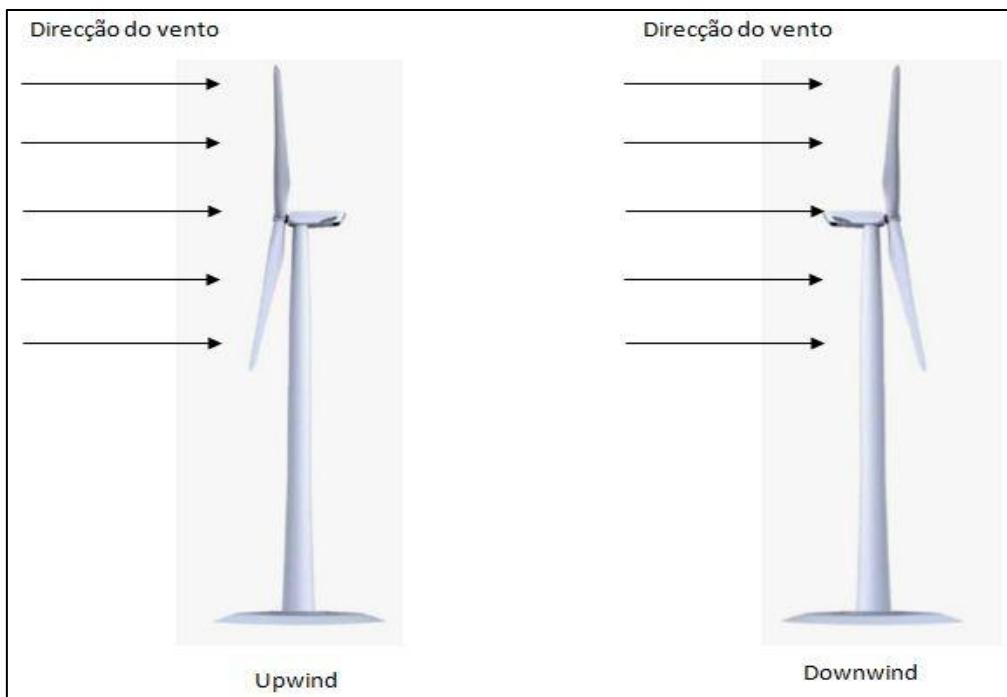


Figura 2.15: Configuração em “upwind” e “downwind”.

As pás podem ser construídas em diversos materiais, como sejam a madeira, materiais compósitos de madeira laminada, plásticos reforçados com fibra de vidro. Estes últimos são mais baratos, são robustos e fáceis de moldar, o que

facilita o processo de fabrico [18]. Foram também desenvolvidas pás híbridas, constituídas por fibra de vidro e carbono, as quais tem uma boa resistência à fadiga. A elevada rigidez do carbono reduz a possibilidade de flexão com ventos fortes, permitindo a sua colocação junto da torre. A adição do carbono permite a redução de peso em cerca de 20 % [8].

Na figura seguinte está representada uma pá desenvolvida pela Nordex, com estrutura em fibra de carbono.

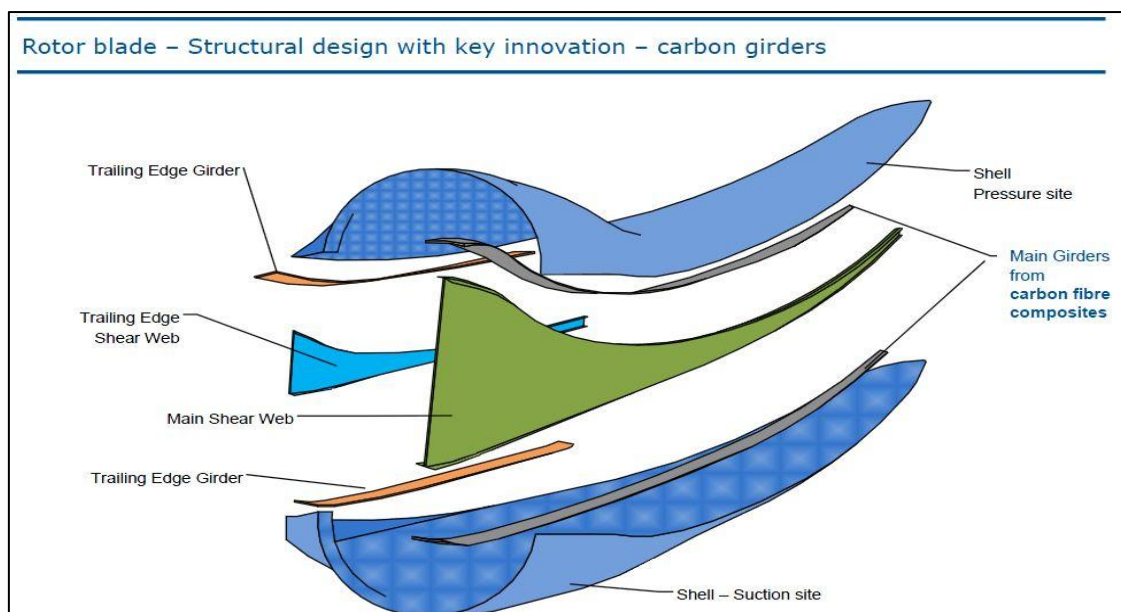


Figura 2.16: Pormenor de uma pá com estrutura em fibra de carbono [29].

2.3.5.1.2 A cabina

A cabina, cuja cobertura é regra geral feita em fibra de vidro reforçada a poliéster, consiste numa estrutura que serve para alojar vários componentes do sistema, como sejam o veio principal, por vezes designado de veio de baixa rotação [30], o travão aerodinâmico, o travão de disco, o gerador, a caixa de velocidades (quando existe) e o sistema de orientação direccional [18].

O veio principal é o elemento rotativo que faz a transferência de binário do rotor para o resto do sistema de transmissão e suporta também o peso do rotor. O veio está, por sua vez, suportado por rolamentos que transferem a carga à estrutura principal da turbina [30].

A caixa de velocidades (quando existe) é necessária para adaptar a frequência do veio da turbina à frequência do gerador [18]. A caixa de velocidades é um dos elementos mais pesados e mais caros de uma turbina eólica e é normalmente projectada e fornecida por um fornecedor que não o da turbina eólica. Uma vez que as condições de funcionamento de uma caixa de velocidades numa turbina eólica são muito diferentes de outras aplicações, é importante que os projectistas de turbinas conheçam as caixas de velocidades e que os projectistas das caixas de velocidades conheçam as turbinas [30]. Como exemplo, uma turbina N80/2500 da Nordex, ou seja, com 80 metros de diâmetro do rotor e 2500 kW de potência, tem um peso de 61 toneladas, incluindo rotor e pás, uma caixa de velocidades com 18,5 toneladas e um gerador com 10 toneladas [29].

Por razões de segurança, dois tipos de travões são habitualmente usados nas turbinas, um aerodinâmico e outro mecânico. Um funciona como travão primário e outro como segurança no caso de falha do primeiro e/ou para operações de manutenção.

O sistema de orientação é de grande importância no funcionamento da turbina, pois possibilita o correcto alinhamento do rotor relativamente à direcção do vento. Existem dois tipos básicos deste sistema que são o activo e o livre. O sistema activo é usado habitualmente nas turbinas do tipo “upwind” e consiste num motor que faz o alinhamento da turbina [30] em função da informação recebida do sensor de vento colocado na cabina [18].



Figura 2.17: Pormenor de um sistema de orientação direccional Nordex [29].

No topo da cabina está instalado o anemómetro e o sensor de direcção de vento. As medidas da velocidade do vento servem de entrada ao sistema de controlo, permitindo o arranque e paragem da turbina. A informação da direcção do vento serve de entrada ao sistema de orientação direccional [18] permitindo o alinhamento da turbina com a direcção do vento.

O gerador é também de grande importância no sistema de conversão de energia. Nos parques eólicos integrados com a rede, são habitualmente usados geradores trifásicos assíncronos, já que são robustos na concepção e tem grande eficiência sob diferentes condições de operação. São relativamente pouco dispendiosos e requerem pouca manutenção [30].

2.3.5.1.3 A torre

As torres servem para elevar a turbina à altura desejada e tem naturalmente que ser bastante robustas, não só para suportarem o peso do rotor e cabina, como também a exposição prolongada às condições climáticas que, consoante os locais de instalação, podem ser bastante adversas. Actualmente, as torres mais utilizadas são construídas em módulos, em aço tubular e no caso das torres mais altas, utiliza-se também o cimento para construir até uma determinada altura do solo. Já estão previstas instalações, cujas torres têm uma altura acima do solo e até ao eixo do rotor na ordem dos 140 m [31].



Figura 2.18: Torres tubulares em aço e híbridas Nordex [31].

2.3.6 Potência das turbinas eólicas

O valor da potência das turbinas eólicas está relacionado com o diâmetro do rotor ou seja com a sua área de varrimento. Quanto maior for essa área,

maior será a potência da turbina. Actualmente (2012), já existem turbinas cujas potências disponíveis para instalação em terra são da ordem dos 2,5 MW e para instalação no mar (*offshore*) na ordem dos 6 MW. A tabela seguinte mostra, a título indicativo, turbinas para instalação em sistemas “offshore”, cujas potências são da ordem dos 6 MW.

Tabela 2.2: Dados de turbinas para sistemas “offshore” – elaborada a partir de dados recolhidos em [32], [33], [34], [35]

Marca	Altura da torre [m]	Diâmetro do rotor [m]	Área do rotor [m ²]	Potência [MW]
Repower	95	126	12469	6,15
Siemens	120	154	18600	6,00
Alstom	100	150	17672	6,00
Nordex	100	150	17672	6,00

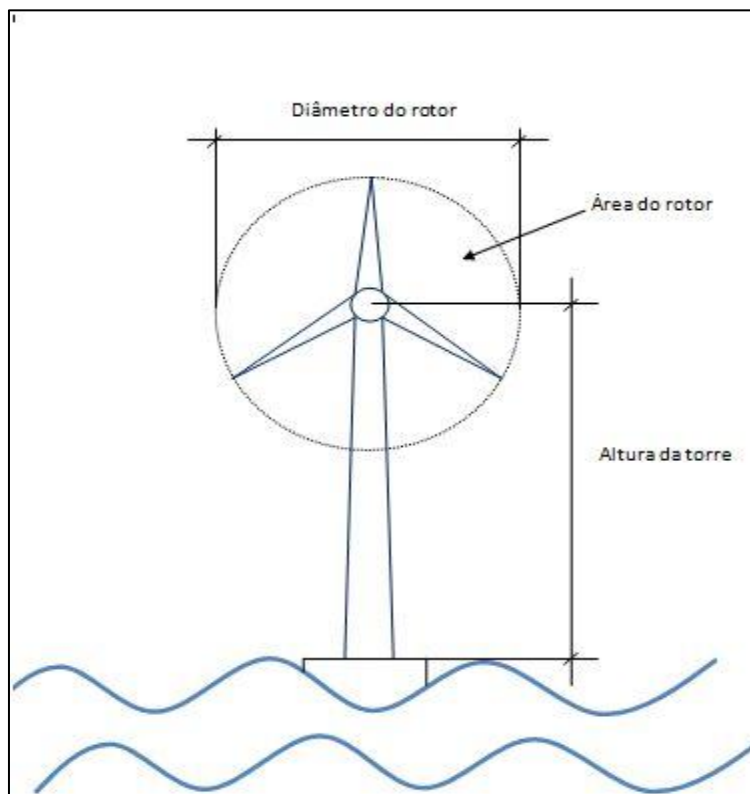


Figura 2.19: Representação esquemática de uma turbina.

A instalação em sistemas “offshore” tem várias vantagens, já que os ventos no mar são mais fortes e estáveis do que em terra. O vento é menos turbulento o que reduz a fadiga das turbinas, aumenta a sua duração e reduz os custos de manutenção. Por outro lado surgem problemas de corrosão adicionais das estruturas metálicas. Em termos ambientais são mais facilmente aceites, já que o impacto visual e o ruído não serão as maiores preocupações em termos de projecto. Também as turbinas poderão funcionar a maiores velocidades e terem tamanhos bastante maiores aumentando a rentabilidade [8].

2.4 História da energia hídrica

O aproveitamento da energia da água remonta às civilizações antigas, tendo sido construídos diversos tipos de engenhos hidráulicos, os quais tinham como elemento fundamental uma roda motriz hidráulica, que podia ser horizontal ou vertical.

Os romanos fizeram grande utilização dos engenhos hidráulicos para a moagem de cereais. De entre as instalações importantes de que se conhecem vestígios arqueológicos, destacam-se a instalação de moagem de Barbegal, próximo de Arles e a de Chemtou, na Tunísia. A primeira, cuja construção se julga do século III d.C., continha dois circuitos hidráulicos que accionavam oito rodas verticais cada um. A instalação de Chemtou, datada do século IV, era dotada de três engenhos de roda horizontal [18].

Em Portugal, são inúmeros os exemplos de utilização destes engenhos, usados na moagem de cereais, esmagamento da azeitona, apisoamento dos

tecidos, serração de madeiras e também na produção do açúcar, cujo primeiro engenho, para este fim, foi instalado no Funchal por volta do ano de 1452, por Diogo de Teive. Habitualmente, em Portugal, os engenhos de roda horizontal eram designados por moinhos e os de roda vertical por azenhas [18]. Em meados da década de 70 do século XVIII, é publicado o livro “ Architectura Hidráulica “ da autoria do engenheiro francês Bernard Forest de Bélidor, que descreveu as máquinas de eixo vertical e horizontal. No final do século XIX, foi desenvolvido o gerador eléctrico que, acoplado à máquina hidráulica, permite a produção de energia eléctrica a partir da água.

A primeira central hidroeléctrica do mundo foi inaugurada em 30 de Setembro de 1882 em Appleton, Wisconsin nos Estados Unidos da América e tinha uma potência instalada de 12,5 kW. Em 1889 nos Estados Unidos, já existiam cerca de 200 centrais hidroeléctricas [19].

A maior central hidroeléctrica da actualidade, a barragem das três gargantas, na China, tem uma potência instalada de 22500 MW [36].

2.4.1 A energia hidroeléctrica a nível mundial

Actualmente a energia hidroeléctrica é produzida em mais de 150 países, que utilizam cerca de 11000 centrais hidroeléctricas com 27000 geradores. A potência global instalada é estimada entre 860 GW a 950 GW. Este valor não inclui a potência associada à bombagem, que se estima ser da ordem dos 120 a 150 GW [16]. A distribuição da potência por região está indicada na figura 2.20.

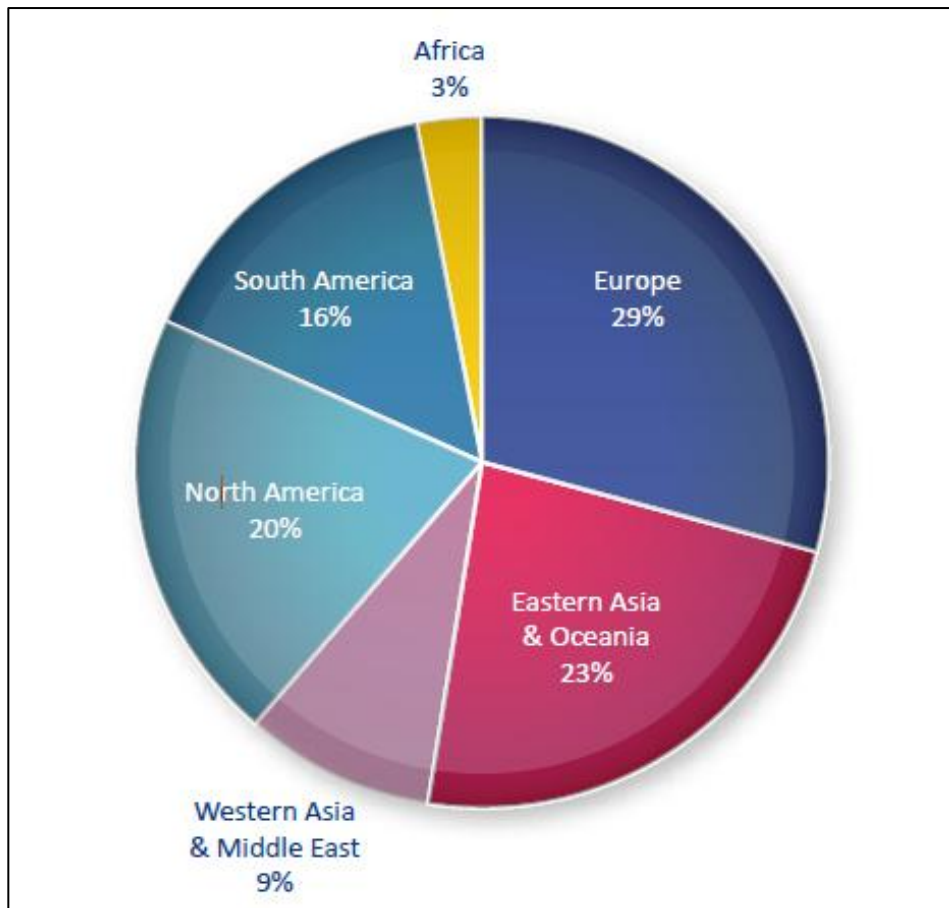


Figura 2.20: Potência instalada por região em 2009 [16].

2.4.2 A energia hidroelétrica em Portugal

Os primeiros grandes aproveitamentos da energia hidroelétrica em Portugal surgiram na década de 50 do século XX, com a construção de diversas barragens, cuja potência instalada totalizava 645 MW. De entre as barragens construídas, destacam-se as de Castelo de Bode com potência de 139 MW e Venda Nova com potência de 144 MW [2].

Durante as décadas seguintes são construídas dezenas de barragens, cuja soma da potência hídrica instalada é de 4837 MW em finais de 2010 [11]. Esta potência corresponde um aproveitamento da capacidade hídrica do país na

ordem dos 46%. Neste contexto, Portugal pode ainda aumentar a sua capacidade hídrica para valores da ordem dos 10000 MW.

A potência total instalada em Portugal, em finais de 2010 era de 18063 MW, sendo a repartição por fonte de energia a seguinte:

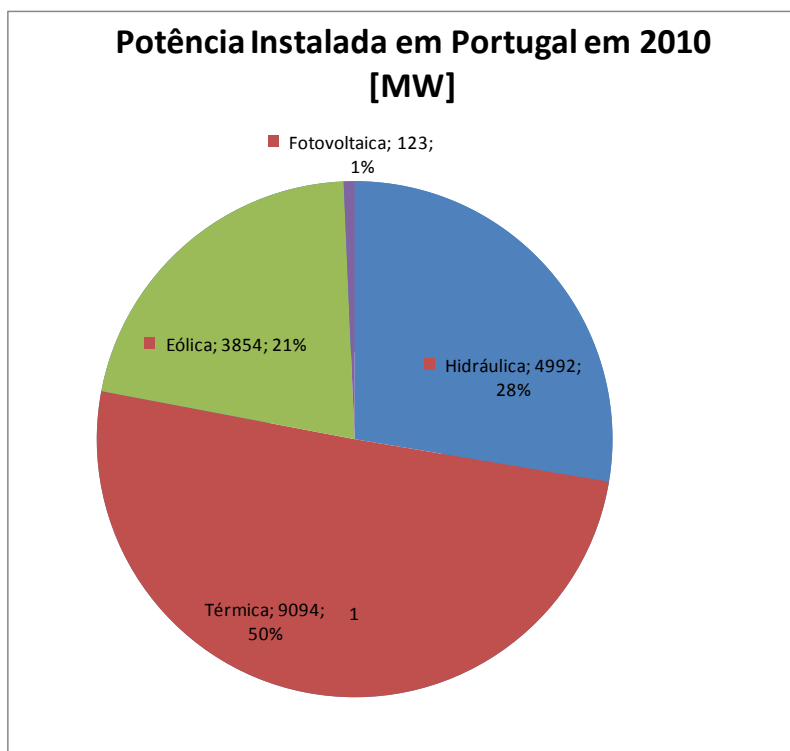


Figura 2.21: Potência instalada em Portugal em 2010, por fonte de produção. Elaborado a partir dos dados da REN [17].

O consumo de energia eléctrica em Portugal, no ano de 2010, totalizou 52,2 TWh, com a seguinte repartição, por fonte de energia:

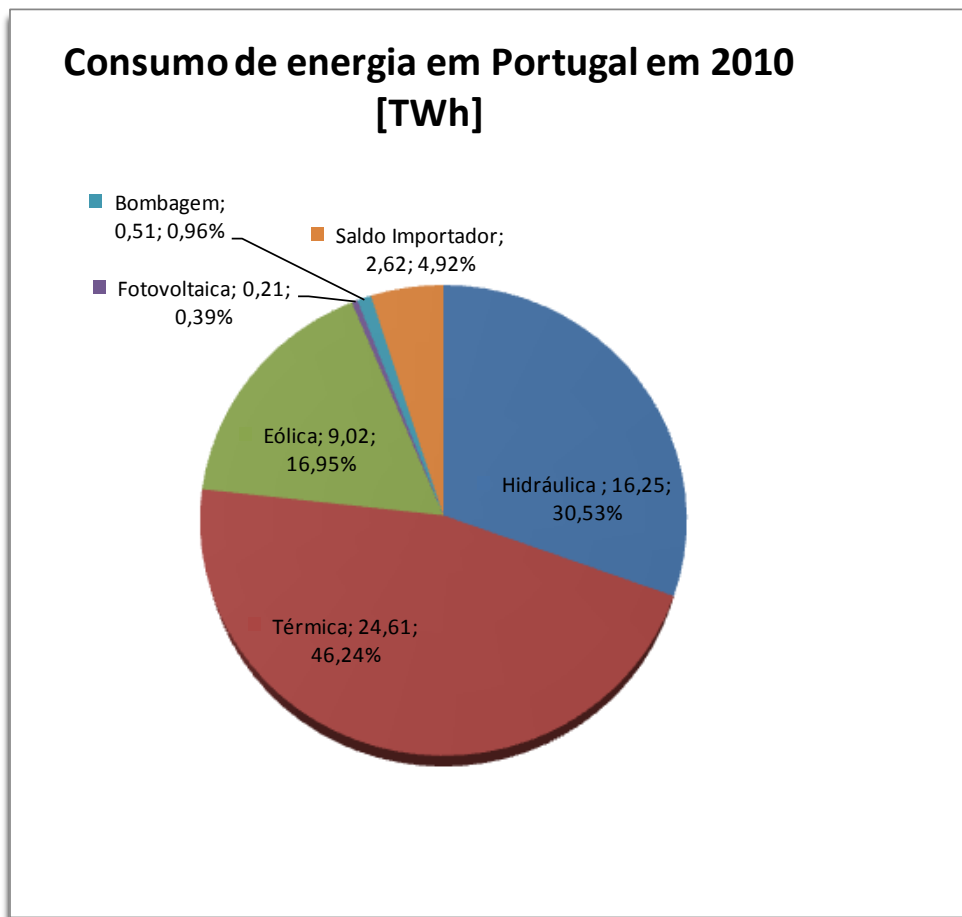


Figura 2.22: Consumo de energia eléctrica em Portugal, por fonte de energia em 2010. Gráfico elaborado a partir dos dados da REN [17].

2.4.3 As centrais hídricas com turbinas reversíveis

Em 1937, a Voith instalou a primeira turbina reversível do mundo em Pereira, no Brasil. Era uma turbina de 5,3 MW, altura de queda de 30 m e 212 rpm [40].

Em 2010, foram instaladas duas turbinas reversíveis em Portugal na central de Frades II, (prevista para arrancar em 2015), com uma potência de 380 MW cada, o que constituirá uma das maiores e mais eficientes da categoria [41].

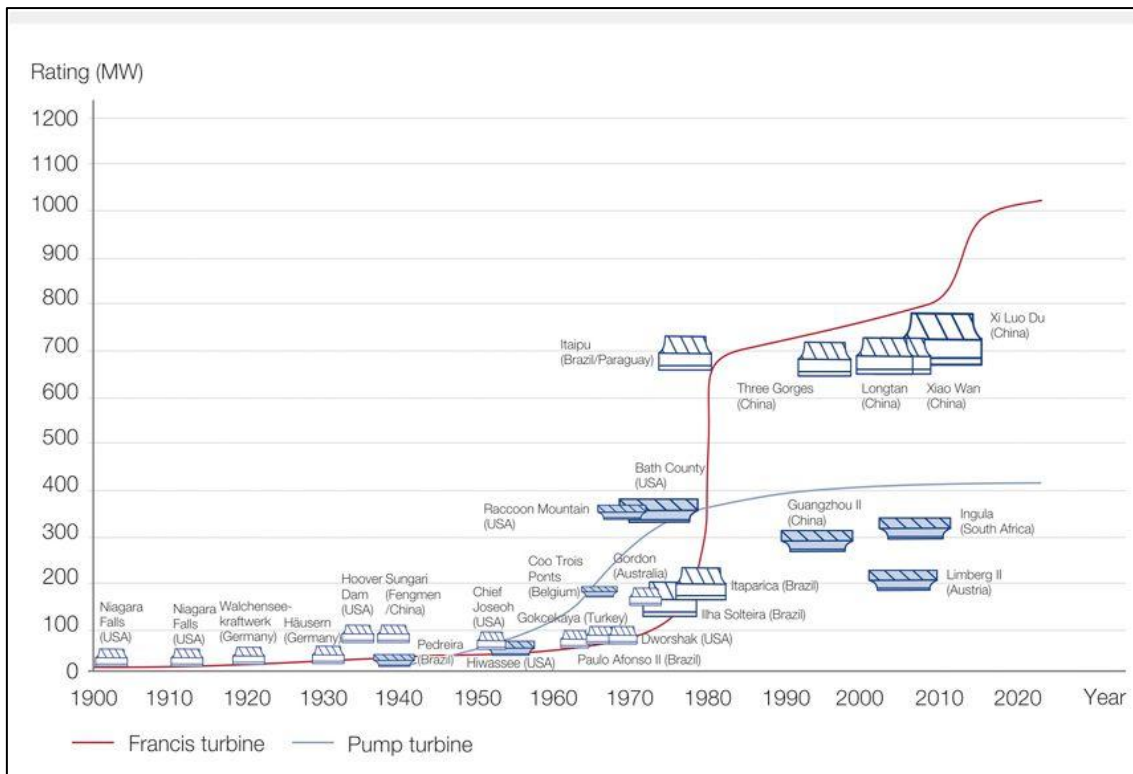


Figura 2.23: Evolução das turbinas e turbinas reversíveis [38].

2.5 O recurso hídrico e a conversão de energia

A energia que podemos aproveitar do recurso hídrico é obtida a partir da energia cinética da massa de água em movimento. Uma das formas de aproveitamento dessa energia consiste na construção de barragens que retêm a água dos rios e onde a energia da água é armazenada sob a forma de energia potencial. Numa cota inferior, são colocadas as turbinas por onde se faz passar a água e daí se retira a sua energia. Quanto maior for a diferença de cotas entre a albufeira e as turbinas, maior será a energia extraída.

Podem também ser construídas barragens, chamadas de fio-de-água, em que não existindo capacidade significativa de armazenamento, o aproveitamento da

energia do caudal instantâneo da água é determinado pela sua energia cinética.

Sabemos que a energia potencial de uma massa de água é dada por:

$$E_p = mgh \quad (2.32)$$

em que,

m = massa de água,

g = aceleração da gravidade ($g = 9,8 \text{ ms}^{-2}$)

h = altura bruta da queda de água,

Como a potência é a energia na unidade de tempo, vem:

$$P = \frac{dE_p}{dt} = \frac{d(mgh)}{dt} \quad (2.33)$$

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dV}{dt} \quad (2.34)$$

em que,

ρ = massa volúmica da água ($\rho = 1000 \text{ kgm}^{-3}$) e

V = volume da água em m^3

$$\frac{dV}{dt} = Q, \quad (2.35)$$

sendo Q o caudal, vamos obter a seguinte expressão para a potência:

$$P = \rho g h Q \quad (2.36)$$

Atendendo a que no percurso da água até às turbinas existem perdas, a potência útil que podemos extrair é determinada por:

$$P_u = \eta \rho g h Q \quad (2.37)$$

As melhores turbinas hidráulicas e de potências mais elevadas apresentam rendimentos que oscilam entre os 80 a 90%. Para as turbinas de potências inferiores a 100 kW, o rendimento oscila entre os 60 a 80%, pelo que, em fase de anteprojecto se pode tomar para rendimento global do sistema os valores de 80% ou 70% conforme se trate de turbinas de potências superiores ou inferiores a 100 kW respectivamente. Assim, se considerarmos que:

η = rendimento do sistema (da ordem dos 80 %) e

h_u = altura útil da queda de água,

$$\eta \rho g \cong 8 \times 10^3 \text{ [kg m}^{-2} \text{ s}^{-2}\text{]}$$

temos:

$$P_u = 8 \times 10^3 h_u Q \quad [\text{W}] \quad (2.38)$$

$$P_u = 8 h_u Q \quad [\text{kW}] \quad (2.39)$$

A equação anterior é uma expressão simplificada em que verificamos que a potência útil é directamente proporcional à altura útil da queda de água e do caudal turbinado.

2.6 Classificação dos aproveitamentos hídricos

2.6.1 Em relação à potência instalada

De acordo com a potência instalada, as centrais hidroeléctricas são classificadas da seguinte forma [42]:

- Grandes hídricas – potências iguais ou superiores a 100 MW
- Médias hídricas – potências compreendidas entre 20 MW e 100 MW

- Pequenas hídricas – potências entre 1 MW e 20 MW
- Mini-hídricas – potências entre 100 kW e 1 MW
- Micro-hídricas – potências entre 5 kW e 100 kW

2.6.2 Em relação à altura da queda

De acordo com a altura da queda útil da água, as centrais hidroeléctricas podem ser classificadas da seguinte forma [39]:

:

- Queda alta – maiores que 50 m
- Queda média – compreendida entre 15 a 50 m
- Queda baixa – menor do que 15 m

2.7 Tipos de turbinas hidráulicas

As turbinas classificam-se em dois grandes grupos, consoante o rotor é actuado pela água à pressão atmosférica (turbinas de acção também designadas de turbinas de impulsão) ou é atravessada pelo escoamento sob pressão (turbinas de reacção) [20].

2.7.1 Turbinas de acção

As turbinas de acção funcionam a céu aberto e são accionadas por um ou vários injectores de água. As principais turbinas de impulsão são as: Pelton, Turgo e Banki-Mitchell [21].

A turbina Pelton, a mais utilizada das turbinas de reacção, foi patenteada em 1880 por Lester Allen Pelton. Esta turbina é adequada para funcionar em quedas altas.

2.7.2 Turbinas de reacção

As turbinas de reacção funcionam com os rotores totalmente imersos em água e colocados dentro de uma caixa protectora em pressão. Os principais tipos destas turbinas são: *Hélice* (e a variante designada por *Kaplan*) e *Francis* [20].

2.8 Os aproveitamentos eólicos e integração com a hidráulica

A bombagem reversível constitui uma boa solução em termos de aproveitamentos energéticos, possibilitando que a energia excedentária da rede seja aproveitada para bombear água para os reservatórios superiores das centrais hídricas, sendo naturalmente turbinada quando haja necessidade de injectar energia na rede. Uma das possibilidades para alimentação das turbinas reversíveis é o recurso à energia proveniente dos parques eólicos, que sendo por vezes produzida em horas de baixo consumo e sendo um excedente, pode ser utilizada por estas.

Nos últimos anos, assistiu-se à construção de parques eólicos, um pouco por todo o lado, cujo objectivo é, não só a produção de energia eléctrica a ser injectada na rede, como também a utilização do excedente em horas de vazio para alimentar as turbinas reversíveis.

2.8.1 Coordenação entre aproveitamentos eólicos e hídricos

Um dos casos existentes na Europa, mais concretamente na ilha grega de Ikaria, refere-se ao sistema híbrido que segundo o referenciado em [22] é um dos primeiros aproveitamentos hidro-eólicos no mundo. Esta ilha e outras existentes no Mar Egeu podem, segundo os autores deste estudo, ter uma penetração de cerca de 15% da energia eólica, já que são caracterizados por um favorável potencial eólico, atraindo por isso o interesse dos investidores. Estes sistemas podem constituir uma boa alternativa a ser implementada em locais onde as limitações técnicas são impostas pelas unidades geradoras convencionais. A estação híbrida de Ikaria é projectada para explorar o potencial hidroeléctrico da água existente nos reservatórios de cota superior, juntamente com a energia produzida por um parque eólico, que é utilizada para a bombagem e armazenamento da água. A particularidade do sistema de Ikaria é que o diferencia dos sistemas usuais é a sua configuração, em que combina duas formas de energia renovável (vento para armazenamento da água por bombagem e hidroeléctrica através do excesso de água do reservatório superior). Isto exige uma política operacional que permitirá a exploração eficiente das duas energias, sem perturbar o sistema de produção convencional existente na ilha.

A limitação do impacto devido à intermitência do vento pode ser efectuada utilizando uma central hídrica com capacidade de armazenamento, combinada com um parque eólico, ou seja um aproveitamento hidro-eólico [23]. O objectivo principal é limitar as variações de potência activa provenientes da energia eólica, tendo em conta as necessidades da rede e a energia disponível

armazenada. O problema é formulado como um problema de optimização com restrições utilizando a programação linear. Com base na informação da previsão da energia eólica, a necessidade de energia da rede e os custos de produção, é proposta uma estratégia de funcionamento para ajudar o sistema hidro-eólico para uma melhor utilização da energia eólica e gestão do armazenamento. Conforme mencionado em [23] os autores apresentam um caso de estudo. É feita uma comparação com a abordagem clássica de ganho económico para ilustrar o método proposto. A produção de energia eólica tem aumentado muito nos últimos anos, especialmente nos países europeus, em que a política comum tem sido voltada para a promoção das energias renováveis, a fim de diminuir as emissões de gases com efeito de estufa. Ao longo dos últimos anos, os investigadores têm procurado novas técnicas e tecnologias para melhorar a controlabilidade dos parques eólicos e facilitar a sua interacção com a rede e/ou para optimizar a sua produção. Muitos estudos mostram que o armazenamento é necessário para lidar com a intermitência e incerteza do vento. Comparações interessantes são feitas entre dois sistemas: hidro-eólico e apenas o eólico. É proposta a utilização de dois reservatórios com uma micro hidroelétrica e uma estação de bombagem para armazenar a energia eólica nos períodos de baixa demanda de energia. Os autores concluem que a utilização do armazenamento hidráulico permite aumentar o valor da energia eólica e é proposto um plano de optimização para melhorar a integração com a rede eléctrica.

Conforme referenciado em [24], é feita uma abordagem ao acoplamento de sistemas hidro-eólicos com bombagem, com vista ao fornecimento de energia

eléctrica sem flutuações, como se se tratasse apenas de um parque eólico. A central hidroeléctrica funciona como armazenamento e o parque eólico alimenta essa central. O objectivo é satisfazer uma determinada quantidade de energia, mais particularmente uma percentagem do pico de carga, podendo assim otimizar a potência do parque eólico com a potência da central hidroeléctrica. O trabalho descreve a metodologia para compreender o dimensionamento e optimização de custo de um parque eólico com a hidro-bombagem usando o vento e perfis de carga. Este é um primeiro passo importante antes que os sistemas dinâmicos possam ser estudados para desenvolver sistemas específicos. A aproximação é considerada geral e pode ser usada em vários casos. Por exemplo, se um sítio for escolhido de tal forma que já existe hidro-bombagem de armazenamento disponível, então os custos do sistema advém principalmente do custo do parque eólico.

Também em [25] é descrita a optimização combinada entre um parque eólico e o armazenamento de bombagem, do ponto de vista de uma empresa produtora no ambiente de mercado. O modelo de optimização é formulado como um problema de programação estocástico a dois estados com dois parâmetros aleatórios: preços de mercado e geração eólica. Uma configuração conjunta é modelada e comparada com uma operação descoordenada. Um caso realístico é apresentado em que são desenvolvidos e testados modelos com resultados satisfatórios.

Os autores [25] concluem que o nível de penetração da energia eólica em sistemas de energia torna necessário a integração desta energia renovável com outras tecnologias existentes. Demonstram que uma operação de curto

prazo num parque eólico e de uma central de bombagem pode ser resolvido por um modelo de optimização. A abordagem em duas fases de programação estocástica provou ser uma maneira eficaz para a tomada de decisão real que os operadores de parques eólicos enfrentam para o mercado local, em condições de incerteza.

Conforme referenciado em [26], também na Argentina existe um interesse cada vez maior na utilização das energias renováveis, nomeadamente para a utilização no abastecimento de água em regiões remotas. Os autores apresentam uma configuração para dois sistemas autónomos de conversão de energia eólica orientada para a bombagem de água. O primeiro é composto por um gerador eólico, com acoplamento directo entre o gerador síncrono e o motor assíncrono que acciona a bomba centrífuga. O segundo é idêntico ao primeiro, mas com um variador de frequência entre o gerador e o motor. A primeira configuração com o acoplamento directo entre os estatores do gerador e motor mantém uma relação de velocidade constante. A segunda configuração, com os conversores electrónicos permite dissociar a velocidade da turbina da velocidade da bomba. O estudo descreve um sistema autónomo de conversão de energia eólica, para bombagem de água, baseado em máquinas eléctricas de baixo custo. A configuração proposta, com acoplamento directo, reduz o custo do sistema. A estratégia de controlo de binário, por variação da frequência do rotor, permite que a turbina opere a velocidades variáveis com transferência máxima de energia eólica para a bombagem.

De acordo com o referido em [27], é feita uma análise de um sistema eólico – bombagem de água, que consiste numa turbina eólica com um gerador de íman permanente, electricamente acoplado a um motor de indução que acciona uma bomba de água. Seguindo a análise do sistema de estado estacionário, discute-se como o sucesso do processo de arranque depende da dinâmica do sistema relacionado com as características da bomba de água. Estudou-se a dependência do processo de arranque da bomba na energia cinética armazenada no rotor da turbina eólica. Foi também discutido o processo de cut-in e cut-out no sistema turbina eólica e bombagem. A análise é suportada pelos resultados da simulação. O trabalho descrito concentra-se na conversão de energia e no domínio do tempo análise/dinâmica do sistema de bombagem de água a partir de perspectivas de aplicação e de engenharia. As análises são suportadas pelos resultados obtidos na simulação do sistema de bombagem, que consiste numa turbina eólica e uma bomba de água, accionada por um motor de indução. Na configuração do sistema, a turbina eólica está acoplada electricamente ao conjunto, motor de indução/bomba de água. O gerador síncrono opera a frequência variável, que é directamente proporcional à velocidade do rotor da turbina eólica. Devido ao diferente número de pólos do gerador síncrono e do motor de indução, existe uma “caixa eléctrica” envolvida. Portanto, a velocidade do conjunto motor de indução/bomba de água, depende do rácio frequência de saída do gerador síncrono e do deslizamento do motor de indução. A bomba de água tem um binário proporcional ao quadrado da velocidade do rotor. Em termos ideais, a turbina eólica deveria funcionar sempre no coeficiente de potência máxima C_p , que corresponderia aos valores de binário máximo, para determinadas velocidades do vento, entre 4 e 7m/s. O

artigo aborda a operação de cut-in e cut-out de um sistema de turbina eólica e bombagem de água. Num caso ideal a primeira coisa a considerar é a correspondência entre a turbina eólica e a bomba de água. A turbina eólica irá operar no coeficiente de potência máximo na maior parte do tempo. Os autores concluem que a incompatibilidade, entre as características das turbinas eólicas e as bombas de água, resulta na degradação da eficiência geral e também na redução da gama de velocidades operável no rotor. Se a bomba de água for pequena relativamente à turbina eólica, a eficiência global será baixa. Se a bomba de água for muito grande face à turbina eólica, o cut-out de frequência pode ocorrer cedo demais. A escolha de cut-in da velocidade e a dimensão do momento de inércia determina o sucesso ou a falha da operação de arranque. A operação de cut-out em altas velocidades do vento também é apresentada, sendo que, a corrente do estator do gerador e do motor de indução, durante uma condição de sobrecarga com um escorregamento elevado, limitam o funcionamento das turbinas eólicas.

A flutuação de potência, proveniente dos parques eólicos, originou a necessidade de conhecer o seu impacto na concepção e operação dos sistemas de energia. Conforme descrito em [28], a autora aborda a variabilidade do vento e o efeito de suavização espacial, em terrenos montanhosos complexos. A dimensão das regiões, o tipo de agrupamento eléctrico de um grande número de turbinas eólicas e os efeitos meteorológicos locais são abordados e as conclusões retiradas, em determinados casos de estudo experimentais. A flutuação de potência fornecida por um parque eólico é uma característica deste tipo de energia renovável e, embora possa ser uma

preocupação no que diz respeito ao cumprimento de normas de qualidade de energia, as flutuações rápidas não estão na sua maioria correlacionadas e tendem a não ser notadas pelos operadores das redes de transporte. No entanto, a crescente penetração da energia eólica em certos países europeus e áreas de controlo, torna da maior pertinência caracterizar as flutuações lentas (minutos a horas), no domínio do tempo e da frequência, bem como as forças motrizes do chamado “efeito de flutuação de alisamento”. Na verdade, mesmo que as flutuações muito rápidas de energia numa região inteira estejam na sua maioria não correlacionadas e se cancelem, há pouco conhecimento sobre a razão pela qual, países como Portugal ou EUA, experimentam valores de flutuação de energia eólica ligeiramente mais elevados do que os ocorridos nos países nórdicos. Apesar das flutuações locais / regionais poderem não afectar a gestão da rede de energia, podem também apresentar oscilações perigosas em determinadas partes da rede e precisam ser cuidadosamente avaliadas, especialmente desde que os métodos de agregação muito simples, assumindo que não há efeitos de agregação do vento estão sendo utilizados por gestores das redes de transporte.

Capítulo 3 Formulação do problema – caso de estudo

A formulação do problema é feita com base no artigo mencionado em [23], no qual os autores demonstram o funcionamento de um sistema eólico-hídrico, composto por um parque eólico, um sistema de armazenamento com duas albufeiras situadas a diferentes cotas, uma turbina, uma bomba e um sistema de tubagem. No caso em estudo será considerada uma turbina reversível, em vez de turbina e bomba.

3.1 Formulação matemática

O objectivo deste sistema é vender energia ao operador de rede, maximizando o lucro, tirando partido do recurso eólico e da energia que se consiga armazenar na albufeira, situada a cota superior, para turbinar nas horas em que tal seja economicamente vantajoso, atendendo às flutuações do preço da energia ao longo do dia. Trata-se de um problema de optimização do resultado operacional, com as restrições impostas pelos limites técnicos dos equipamentos. Utilizar-se-ão aplicações informáticas para determinar a solução óptima do problema. As seguintes notações são utilizadas:

t : o intervalo de tempo, [horas]

P_e : a potência activa injectada na rede, [MW]

P_c : a potência activa de ligação contratada com o operador da rede, [MW]

P_{hydro} : a potência activa gerada pela turbina hidráulica, [MW]

P_{pump} : a potência activa consumida pela bombagem (turbina reversível), [MW]

E : a energia potencial do sistema de armazenamento, [MWh]

$E_1^{inicial}$: a energia potencial inicial do sistema de armazenamento, [MWh]

E^{max} , E^{min} : os níveis máximo e mínimo de energia potencial permitidos pelo sistema de armazenamento, [MWh]

P_{hydro}^{max} , P_{hydro}^{min} : a potência activa máxima e mínima gerada pela turbina, [MW]

P_{pump}^{max} , P_{pump}^{min} : a potência activa máxima e mínima consumida pela turbina reversível, [MW]

η_{pump} : o rendimento da turbina reversível na bombagem e tubagens da rede,

η_{hydro} : o rendimento da turbina e tubagens da rede,

P_W : potência eólica disponível, [MW]

P_{demand} : a demanda de potência da rede de distribuição, [MW]

SP_e : o preço de venda da energia, [€ / MWh]

C_{pump} : o custo da energia para a bombagem, [€ / MWh]

X : variável binária, [0,1]

3.1.1 Função objectivo

Sendo o objectivo a maximização dos lucros, a função objectivo é expressa como:

$$F.obj = p - c$$

$$\sum_{t=1}^T SP_e(t) P_e(t) = p \quad (3.1)$$

$$\sum_{t=1}^T C_{pump}(t) P_{pump}(t) = c \quad (3.2)$$

em que

p - corresponde à venda de energia injectada na rede e

c - corresponde ao custo da bombagem

$$F.obj = \sum_{t=1}^T SP_e(t) P_e(t) - \sum_{t=1}^T C_{pump}(t) P_{pump}(t) \quad (3.3)$$

3.1.2 - Restrições

A potência a injectar na rede é determinada pela produção da eólica e da hídrica, menos a potência consumida na bombagem.

$$P_W(t) + P_{hydro}(t) - P_{pump}(t) = P_e(t) \quad (3.4)$$

A potência eólica está limitada pela sua capacidade mínima e máxima de produção:

$$P_W^{\min} \leq P_W(t) \leq P_W^{\max} \quad (3.5)$$

A potência injectada na rede está limitada pela capacidade da eólica e da hidroelétrica:

$$P_W^{\min} + P_{hydro}^{\min} \leq P_e(t) \leq P_W^{\max} + P_{hydro}^{\max} \quad (3.6)$$

Ainda, a potência injectada na rede está sujeita à restrição:

$$P_e(t) \geq 0 \quad (3.7)$$

A evolução temporal disponível do estado do armazenamento é calculada considerando a energia que flui para dentro e para fora dos reservatórios:

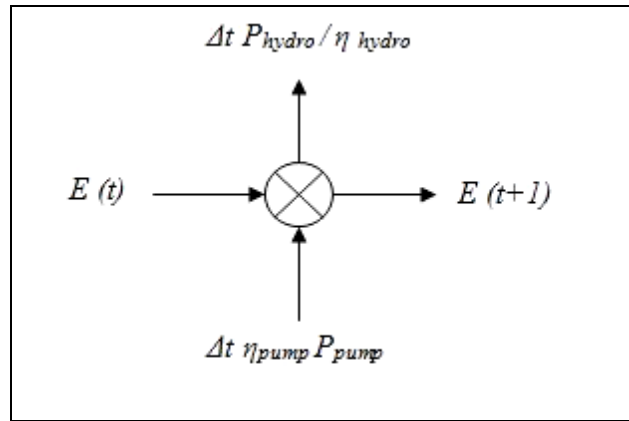


Figura 3.1: Esquema de princípio do estado de armazenamento da albufeira.

$$E(t+1) = E(t) - \frac{\Delta t}{\eta_{hydro}} P_{hydro}(t) + \Delta t \eta_{pump} P_{pump}(t) \quad (3.8)$$

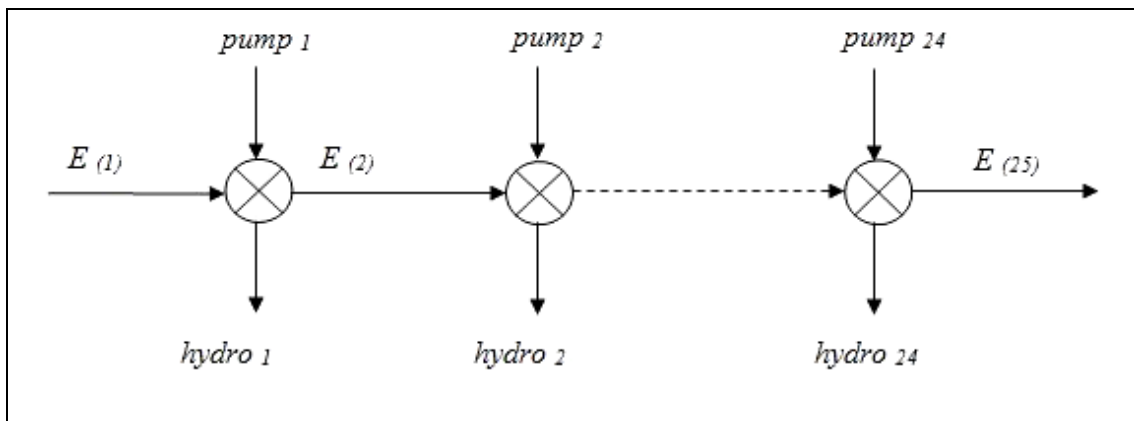


Figura 3.2: Esquema de princípio do estado de armazenamento ao longo do tempo.

O nível inicial do sistema de armazenamento é:

$$E(1) = E_1^{inicial} \quad (3.9)$$

Os limites de armazenamento são considerados como:

$$E(t) - \frac{\Delta t}{\eta_{hydro}} P_{hydro}(t) \geq E^{\min} \quad (3.10)$$

$$E(t) + \Delta t \eta_{pump} P_{pump}(t) \leq E^{\max} \quad (3.11)$$

$$E^{\min} \leq E(t) \leq E^{\max} \quad (3.12)$$

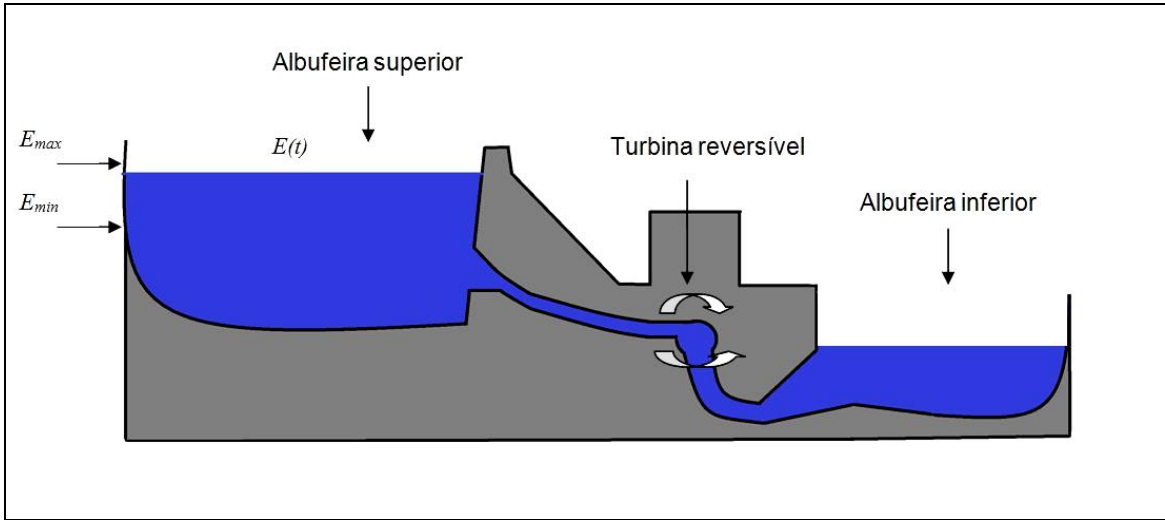


Figura 3.3: Esquema de princípio do sistema hídrico com duas albufeiras a diferentes cotas e turbina reversível.

A potência hidráulica é limitada pelo gerador e pela energia disponível no reservatório:

$$P_{hydro}(t) \geq P_{hydro}^{\min} \quad (3.13)$$

$$P_{hydro}(t) \leq \min \left\{ \left(\frac{E(t) - E_{\min}}{\Delta t} + \eta_{pump} P_{pump}(t) \right) \eta_{hydro}, P_{hydro}^{\max} \right\} \quad (3.14)$$

A potência consumida pela bombagem é limitada pelo motor e pela energia disponível no reservatório:

$$P_{pump}(t) \geq P_{pump}^{\min} \quad (3.15)$$

$$P_{pump}(t) \leq \min \left\{ \left(\frac{E_{\max} - E(t)}{\Delta t} - \frac{P_{hydro}(t)}{\eta_{hydro}} \right) \frac{1}{\eta_{hydro}}, P_{pump}^{\max} \right\} \quad (3.16)$$

Atendendo a que o sistema hídrico está equipado com uma turbina reversível, é necessário introduzir (em termos de simulação) uma variável binária, designada por, x , que impossibilite o funcionamento simultâneo da turbina versus bomba. Assim, são adicionadas as seguintes restrições:

$$0 \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{max}(1-x) \quad (3.17)$$

$$0 \leq P_{pump}(t) \leq P_{pump}^{max} x \quad (3.18)$$

$$x \in \{0,1\}$$

3.2 Casos de estudo

São estudados três cenários diferentes e em cada um deles são feitas três simulações, variando o nível de água na albufeira superior, ou seja, a quantidade de energia potencial acumulada. A configuração do sistema eólico-hídrico é a seguinte:

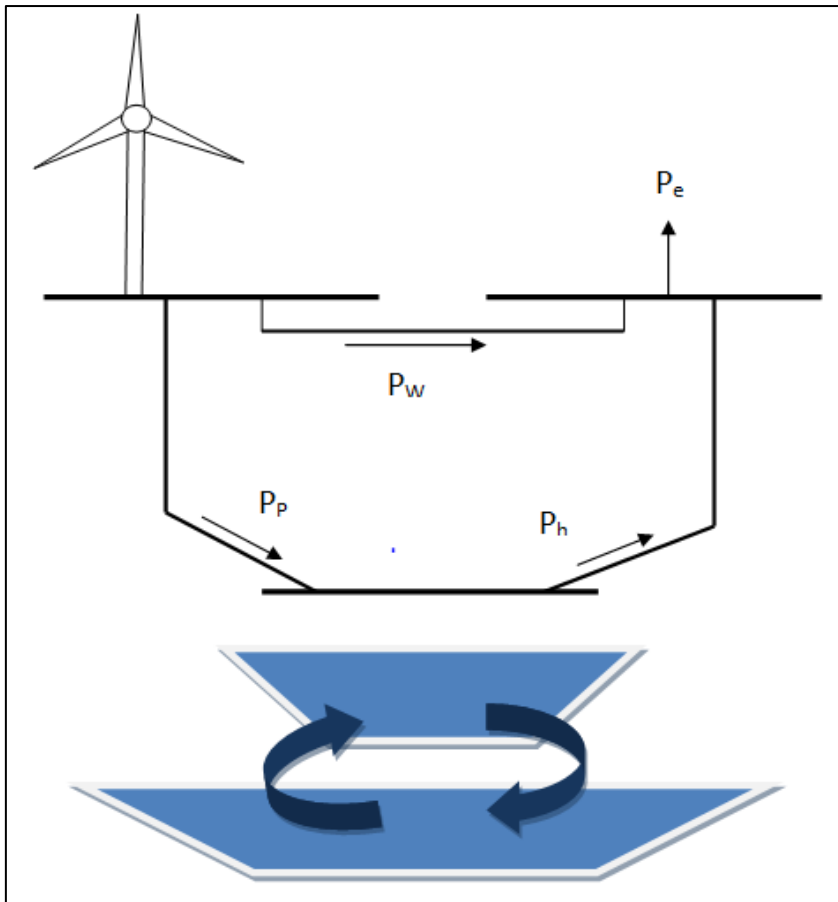


Figura 3.4: Esquema de princípio do sistema eólico-hídrico com parque eólico e duas albufeiras a diferentes cotas com turbina reversível.

O parque eólico é constituído por oito torres, cada uma equipada com um gerador de 2,5 MW totalizando uma potência máxima de 20 MW.

O sistema hídrico, conforme mostrado na fig.3.3 é constituído por duas albufeiras, situadas a cotas diferentes, permitindo a instalação de um grupo reversível, cuja potência é de 10 MW. A energia potencial armazenada na albufeira superior varia entre os valores E_{min} e E_{max} , cujos valores são respectivamente de 10 e 300 MWh.

A albufeira inferior tem capacidade suficiente para armazenar toda a água turbinada para permitir a bombagem e gerar o E_{max} definido.

3.2.1 Potência proveniente do parque eólico

O cálculo da potência proveniente do parque eólico é feito com base na previsão das velocidades do vento no local. São utilizados os valores registados num parque eólico, localizado no norte do país, no mês de Março de 2012 e gentilmente facultados pela REN. Como os valores da velocidade do vento foram obtidos a 30 m de altura, é feita a conversão para a altura do rotor das turbinas colocados a 100 m do chão. Para isso, é utilizada a equação 2.23, que a seguir se indica:

$$\frac{u(z)}{u(z_R)} = \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_R / z_0)}$$

em que:

$u(z)$ - velocidade na altura desejada,

$u(z_R)$ - velocidade na altura de referência,

Z - altura desejada,

Z_R - altura de referência,

Z_0 - comprimento característico da rugosidade do solo,

Os valores da velocidade do vento são os indicados no seguinte gráfico:

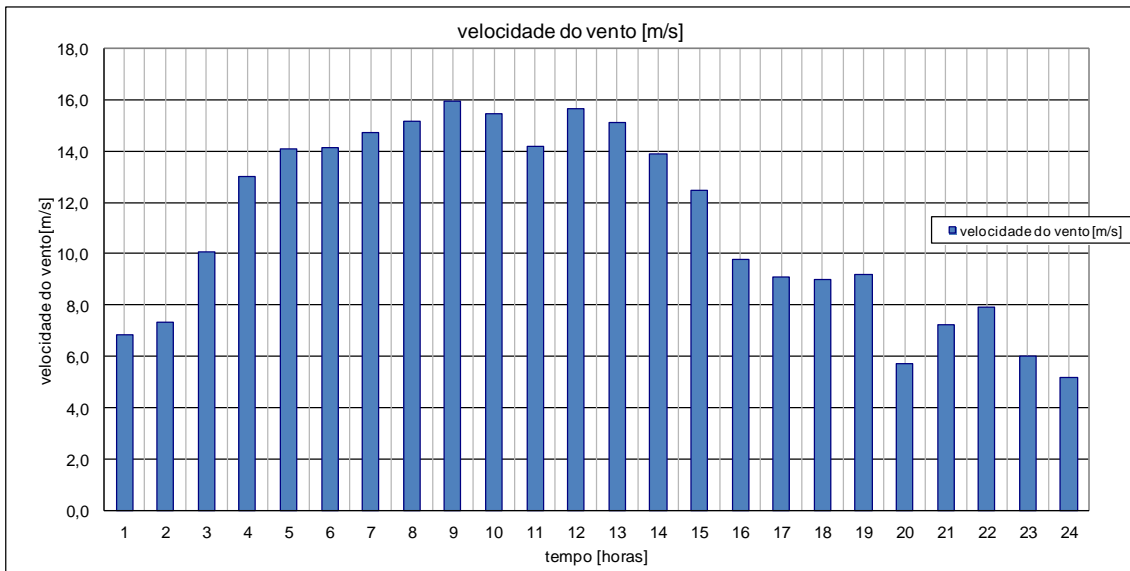


Figura 3.5: Gráfico com a indicação dos valores da velocidade do vento num parque eólico no dia 23/03/2012 em Portugal Continental. Obtido a partir de dados disponibilizados pela REN.

A partir das velocidades do vento indicadas anteriormente na fig.3.5, o parque eólico, constituído pelos 8 aerogeradores, tem a potência indicada na figura seguinte:

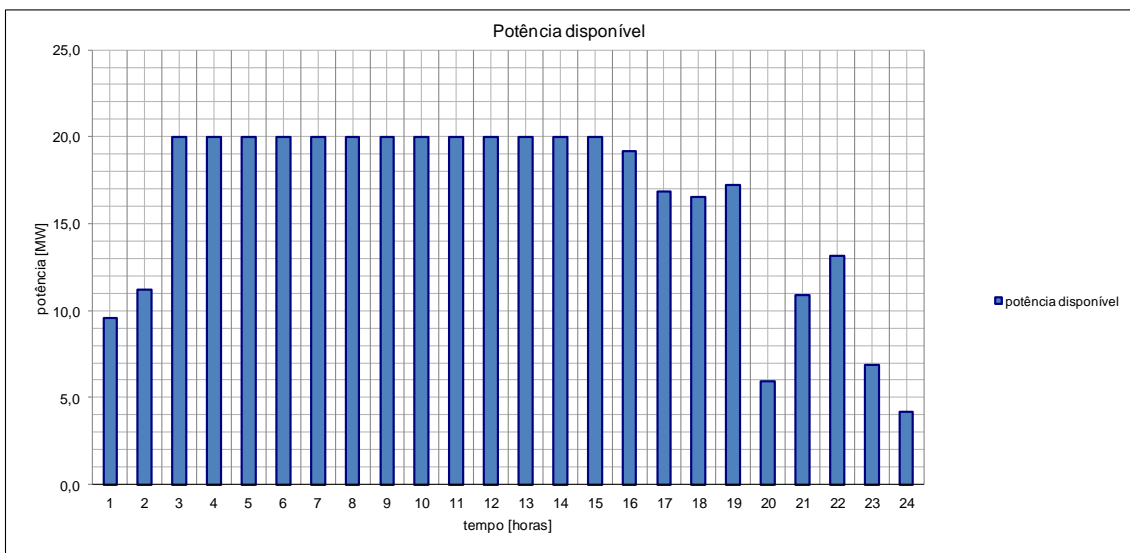


Figura 3.6: Gráfico com a indicação dos valores da potência disponível no parque eólico no dia 23/03/2012.

Pela análise do gráfico, verifica-se que o parque está a produzir durante as 24 horas e que durante 13 horas está à potência máxima.

3.2.2 Cenário 1

Vai ser considerado um produtor que detém um sistema eólico-hídrico, o qual pretende maximizar os seus lucros, injectando na rede a energia produzida pelo seu sistema, não estando sujeito a um diagrama de carga imposto pelo operador de mercado, ou seja, vai vender toda a energia que produzir, sem restrições de demanda.

Neste cenário, vão ser feitas três simulações em que varia o nível de água, e por conseguinte a quantidade de energia potencial inicial, E_{pi} , armazenada na albufeira superior.

Tabela 3.1: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 1

	Cenário 1										
	PW _{max} [MW]	PW _{min} [MW]	Ph _{max} [MW]	Ph _{min} [MW]	η_{hydro}	η_{pump}	Pp _{max} [MW]	Pp _{min} [MW]	Ep _{max} [MWh]	Ep _{min} [MWh]	E _{pi} [MWh]
Simulação 1	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	50
Simulação 2	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	150
Simulação 3	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	250

3.2.2.1 Preços da energia no mercado português

Os preços da energia foram retirados do site da OMIP [37] e são os seguintes:

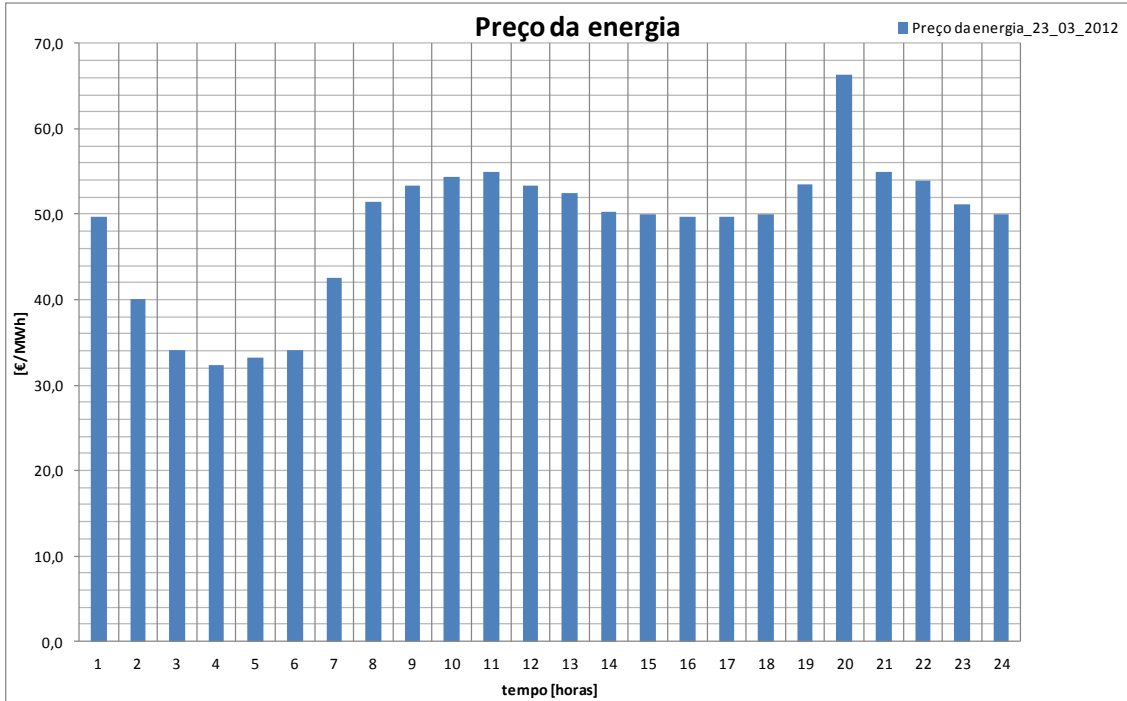


Figura 3.7: Gráfico com a indicação dos preços da energia [37].

3.2.2.2 Simulações

Com base nas características do sistema descrito na tabela 3.1 (potência eólica e energia armazenada), e dos preços da energia, é apresentada a tabela 3.2, cujos dados vão ser utilizados para o cálculo do valor da função objectivo, em que se pretende maximizar o lucro.

Tabela 3.2: Dados utilizados para as simulações do cenário 1

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Epmax [MWh]	Epmin [MWh]
1	49,72	9,6	300,00	10,00
2	40,00	11,2	300,00	10,00
3	34,07	20,0	300,00	10,00
4	32,32	20,0	300,00	10,00
5	33,15	20,0	300,00	10,00
6	34,07	20,0	300,00	10,00
7	42,53	20,0	300,00	10,00
8	51,50	20,0	300,00	10,00
9	53,37	20,0	300,00	10,00
10	54,42	20,0	300,00	10,00
11	55,00	20,0	300,00	10,00
12	53,36	20,0	300,00	10,00
13	52,50	20,0	300,00	10,00
14	50,32	20,0	300,00	10,00
15	50,05	20,0	300,00	10,00
16	49,72	19,1	300,00	10,00
17	49,72	16,9	300,00	10,00
18	50,05	16,6	300,00	10,00
19	53,54	17,2	300,00	10,00
20	66,29	5,9	300,00	10,00
21	55,00	10,9	300,00	10,00
22	54,00	13,1	300,00	10,00
23	51,14	6,9	300,00	10,00
24	49,99	4,2	300,00	10,00

A simulação para a determinação do valor máximo da função objectivo (maximização do lucro) é feita recorrendo à aplicação informática *Solver Premium Platform*. É ainda considerado que os custos internos de bombagem têm valor nulo, pois a energia consumida é proveniente do parque eólico. Os resultados da simulação estão apresentados no quadro seguinte:

Tabela 3.3: Dados obtidos na simulação 1

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1	49,72	9,58	0,00	0,00	9,58	50,00	476,36
2	40,00	11,20	0,00	0,00	11,20	50,00	448,09
3	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	58,50	340,70
4	32,32	20,00	0,00	10,00	10,00	67,00	323,20
5	33,15	20,00	0,00	10,00	10,00	75,50	331,50
6	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	84,00	340,70
7	42,53	20,00	0,00	0,00	20,00	84,00	850,60
8	51,50	20,00	0,00	0,00	20,00	84,00	1030,00
9	53,37	20,00	4,01	0,00	24,01	79,36	1281,41
10	54,42	20,00	10,00	0,00	30,00	67,80	1632,60
11	55,00	20,00	10,00	0,00	30,00	56,24	1650,00
12	53,36	20,00	0,00	0,00	20,00	56,24	1067,20
13	52,50	20,00	0,00	0,00	20,00	56,24	1050,00
14	50,32	20,00	0,00	0,00	20,00	56,24	1006,40
15	50,05	20,00	0,00	0,00	20,00	56,24	1001,00
16	49,72	19,15	0,00	0,00	19,15	56,24	952,00
17	49,72	16,88	0,00	0,00	16,88	56,24	839,13
18	50,05	16,55	0,00	0,00	16,55	56,24	828,47
19	53,54	17,20	10,00	0,00	27,20	44,68	1456,37
20	66,29	5,93	10,00	0,00	15,93	33,12	1056,18
21	55,00	10,88	10,00	0,00	20,88	21,56	1148,29
22	54,00	13,15	10,00	0,00	23,15	10,00	1249,99
23	51,14	6,91	0,00	0,00	6,91	10,00	353,15
24	49,99	4,20	0,00	0,00	4,20	10,00	210,12

Os gráficos obtidos na simulação 1, são:

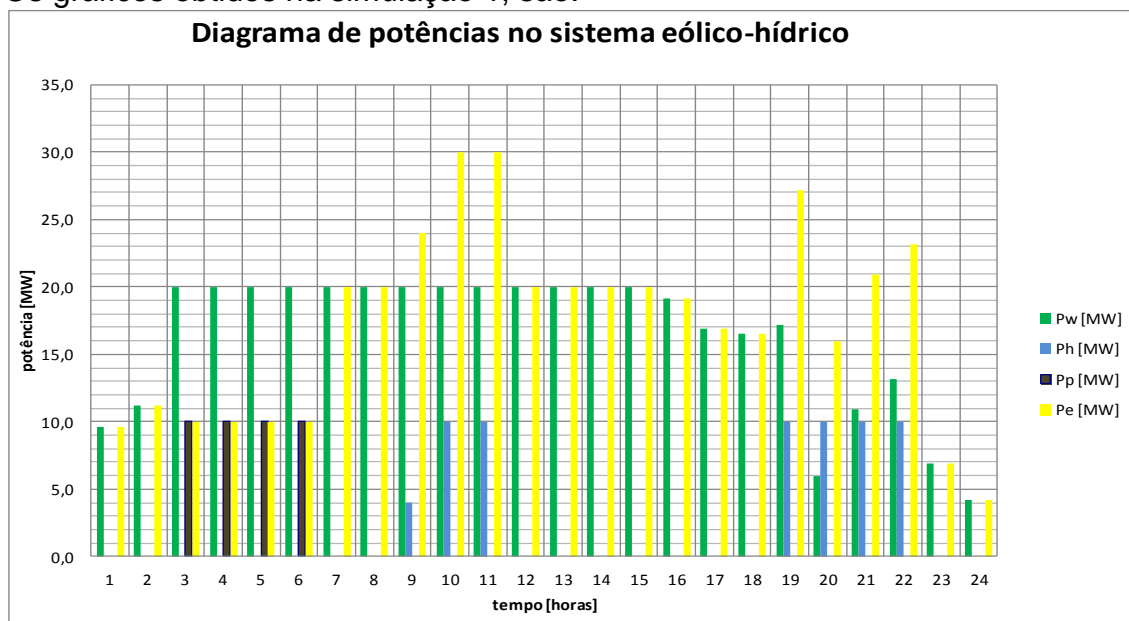


Figura 3.8: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

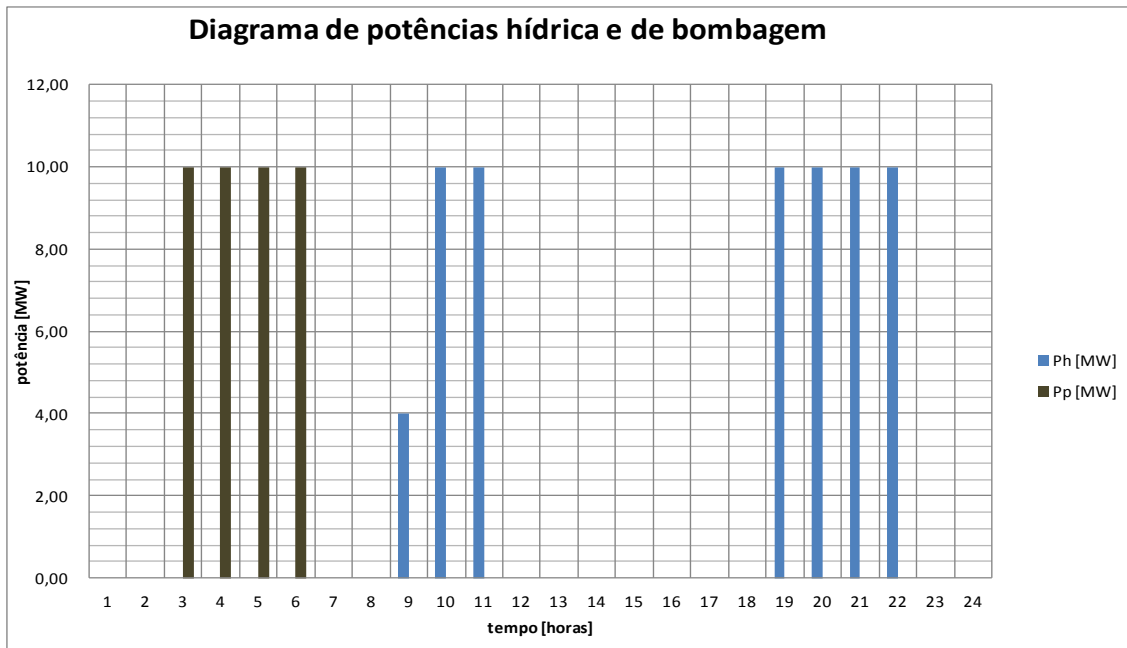


Figura 3.9: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

O gráfico representado na figura 3.9 mostra o funcionamento da bombagem no período das 3 às 6 horas, quando o preço da energia é mais baixo. Das 9 às 11 e das 19 às 22 horas faz turbinagem, quando o preço da energia é mais alto.

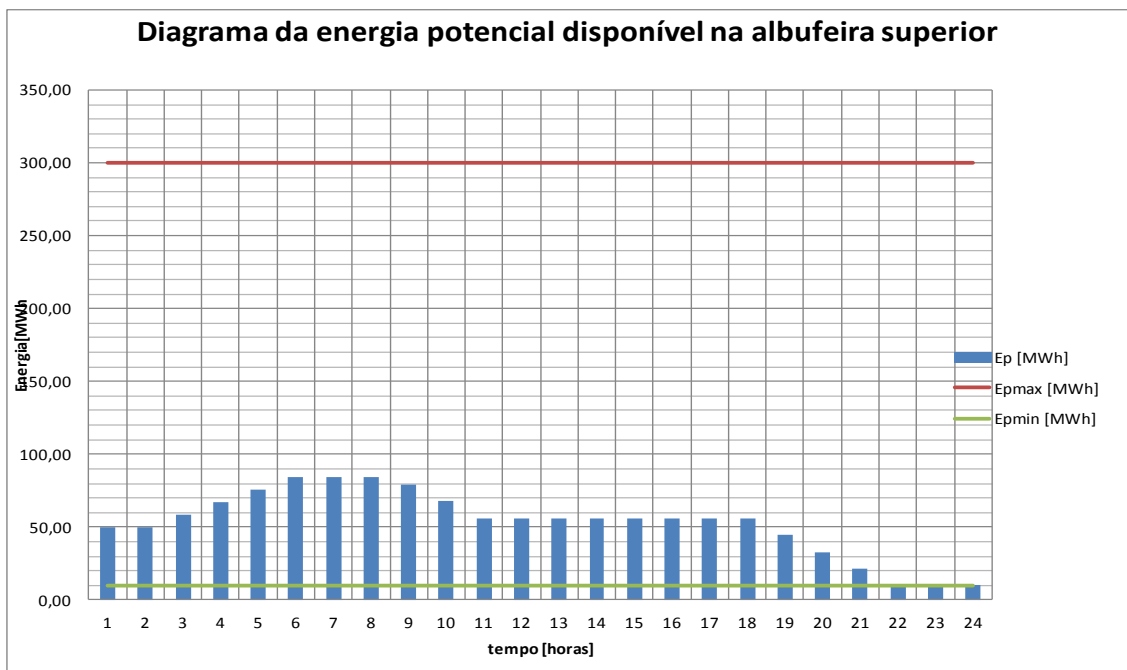


Figura 3.10: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

O gráfico da figura 3.10 mostra a evolução da energia potencial disponível armazenada ao longo do dia na albufeira superior.



Figura 3.11: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Pela análise dos resultados obtidos na simulação 1, verifica-se que, apesar de existir energia inicial suficiente para turbinar, o sistema vai fazer bombagem nos períodos em que a energia é mais barata, ou seja, entre as 3 e as 6 horas, para turbinar entre as 9 e as 11 horas e entre as 19 e as 22 horas, maximizando o resultado operacional.

Tabela 3.4: Dados obtidos na simulação 2

Tempo [h]	Spe (€/MWh)	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1	49,72	9,58	0,51	0,00	10,09	149,41	501,72
2	40,00	11,20	0,00	0,00	11,20	149,41	448,09
3	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	157,91	340,70
4	32,32	20,00	0,00	10,00	10,00	166,41	323,20
5	33,15	20,00	0,00	10,00	10,00	174,91	331,50
6	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	183,41	340,70
7	42,53	20,00	0,00	0,00	20,00	183,41	850,60
8	51,50	20,00	10,00	0,00	30,00	171,85	1545,00
9	53,37	20,00	10,00	0,00	30,00	160,29	1601,10
10	54,42	20,00	10,00	0,00	30,00	148,73	1632,60
11	55,00	20,00	10,00	0,00	30,00	137,17	1650,00
12	53,36	20,00	10,00	0,00	30,00	125,61	1600,80
13	52,50	20,00	10,00	0,00	30,00	114,05	1575,00
14	50,32	20,00	10,00	0,00	30,00	102,49	1509,60
15	50,05	20,00	10,00	0,00	30,00	90,92	1501,50
16	49,72	19,15	0,00	0,00	19,15	90,92	952,00
17	49,72	16,88	0,00	0,00	16,88	90,92	839,13
18	50,05	16,55	10,00	0,00	26,55	79,36	1328,97
19	53,54	17,20	10,00	0,00	27,20	67,80	1456,37
20	66,29	5,93	10,00	0,00	15,93	56,24	1056,18
21	55,00	10,88	10,00	0,00	20,88	44,68	1148,29
22	54,00	13,15	10,00	0,00	23,15	33,12	1249,99
23	51,14	6,91	10,00	0,00	16,91	21,56	864,55
24	49,99	4,20	10,00	0,00	14,20	10,00	710,02

Nesta simulação, foi alterado apenas o estado de armazenamento inicial da albufeira, por comparação com a simulação 1.

Os gráficos obtidos na simulação 2, são:

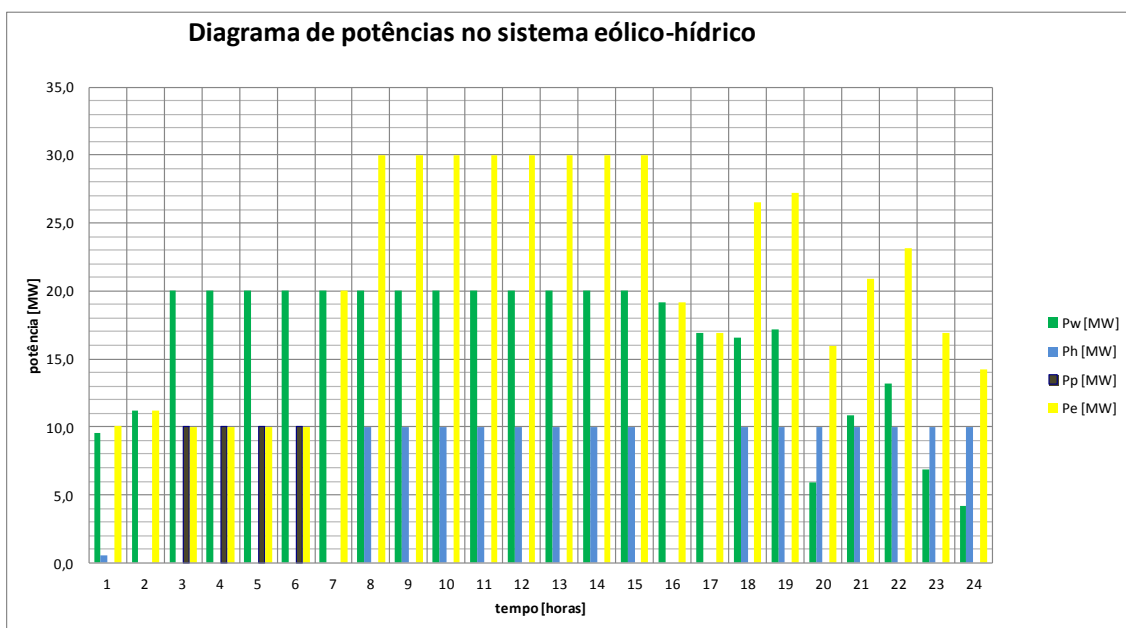


Figura 3.12: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

No gráfico anterior, constata-se que no período das duas às 6 da manhã, a potência proveniente do parque eólico é repartida entre a bombagem e a rede. No resto do dia, o sistema injecta na rede a potência do parque eólico e da turbinagem.

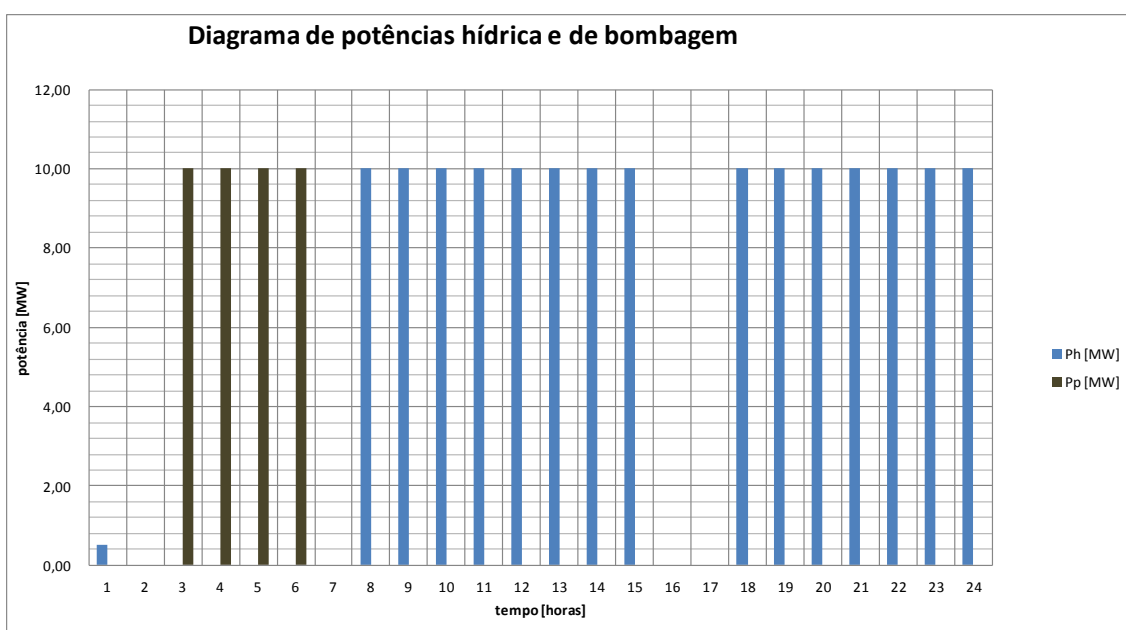


Figura 3.13: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

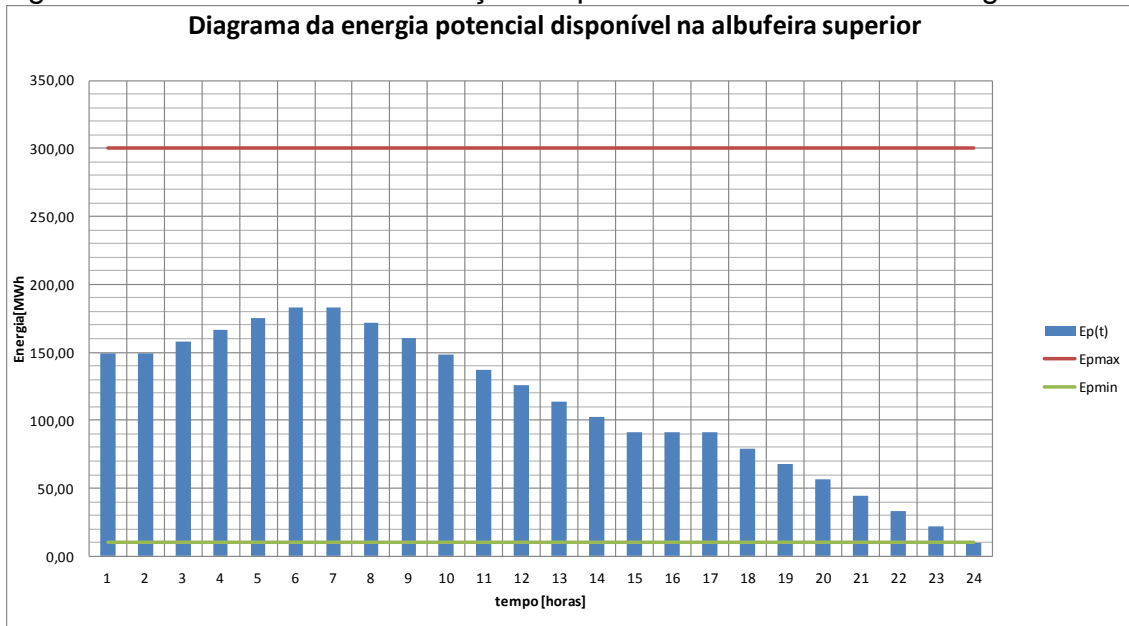


Figura 3.14: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

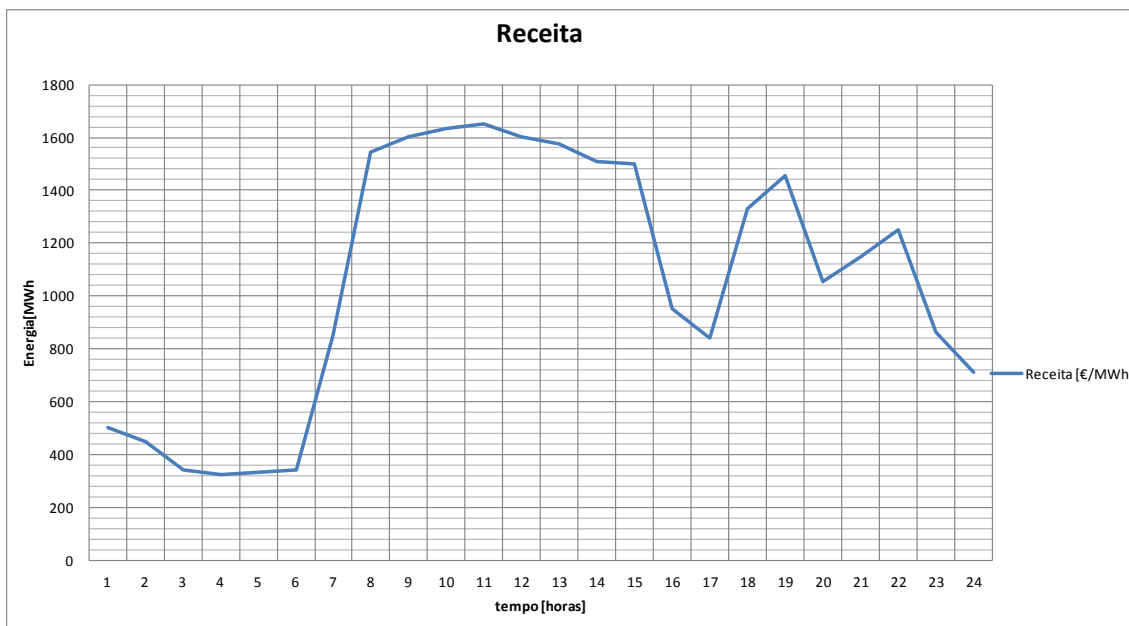


Figura 3.15: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Pela análise dos resultados obtidos na simulação 2, verifica-se também que, apesar de existir energia inicial suficiente para turbinar, o sistema vai fazer

bombagem nos períodos em que o preço da energia é mais baixo, ou seja, das 2 às 6 horas da manhã, para turbinar quando o preço da energia é mais alto, maximizando o resultado operacional.

Tabela 3.5: Dados obtidos na simulação 3

Tempo [h]	Spe (€/MWh)	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1,00	49,72	9,58	10,00	0,00	19,58	238,44	973,56
2,00	40,00	11,20	10,00	0,00	21,20	226,88	848,09
3,00	34,07	20,00	0,00	0,00	20,00	226,88	681,40
4,00	32,32	20,00	0,00	0,00	20,00	226,88	646,40
5,00	33,15	20,00	0,00	0,00	20,00	226,88	663,00
6,00	34,07	20,00	7,60	0,00	27,60	218,09	940,33
7,00	42,53	20,00	10,00	0,00	30,00	206,53	1275,90
8,00	51,50	20,00	10,00	0,00	30,00	194,97	1545,00
9,00	53,37	20,00	10,00	0,00	30,00	183,41	1601,10
10,00	54,42	20,00	10,00	0,00	30,00	171,85	1632,60
11,00	55,00	20,00	10,00	0,00	30,00	160,29	1650,00
12,00	53,36	20,00	10,00	0,00	30,00	148,73	1600,80
13,00	52,50	20,00	10,00	0,00	30,00	137,17	1575,00
14,00	50,32	20,00	10,00	0,00	30,00	125,61	1509,60
15,00	50,05	20,00	10,00	0,00	30,00	114,05	1501,50
16,00	49,72	19,15	10,00	0,00	29,15	102,49	1449,20
17,00	49,72	16,88	10,00	0,00	26,88	90,92	1336,33
18,00	50,05	16,55	10,00	0,00	26,55	79,36	1328,97
19,00	53,54	17,20	10,00	0,00	27,20	67,80	1456,37
20,00	66,29	5,93	10,00	0,00	15,93	56,24	1056,18
21,00	55,00	10,88	10,00	0,00	20,88	44,68	1148,29
22,00	54,00	13,15	10,00	0,00	23,15	33,12	1249,99
23,00	51,14	6,91	10,00	0,00	16,91	21,56	864,55
24,00	49,99	4,20	10,00	0,00	14,20	10,00	710,02

Também nesta simulação, foi alterado apenas o estado de armazenamento inicial da albufeira, por comparação com a simulação 1.

Os gráficos obtidos na simulação 3, são:

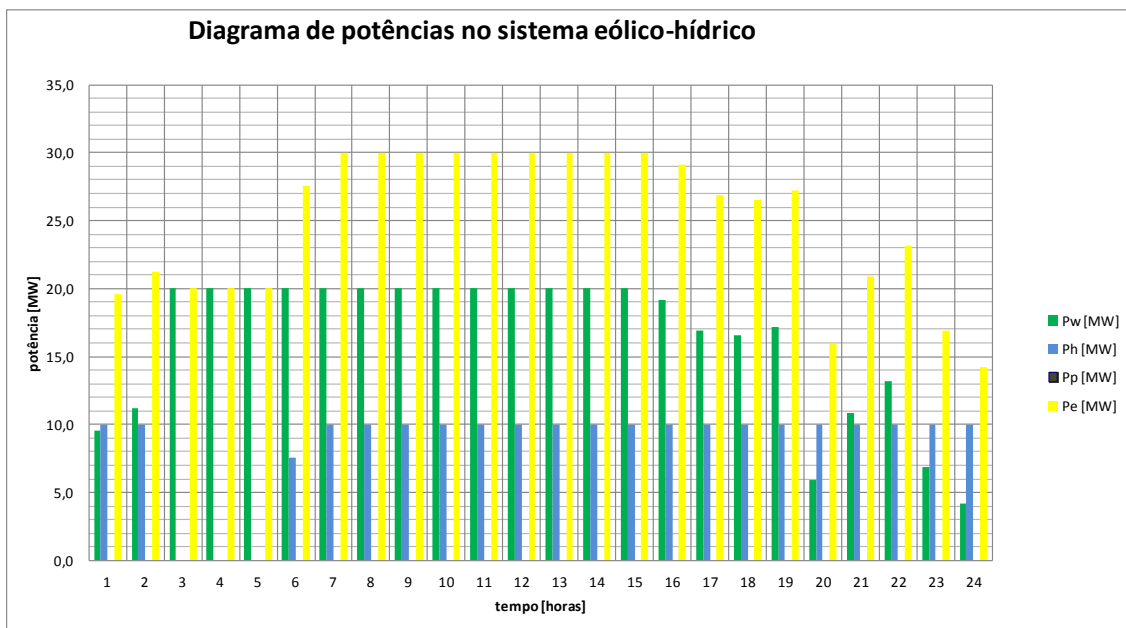


Figura 3.16: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

Pela análise do gráfico anterior, verifica-se que toda a potência proveniente do parque eólico e da turbinagem é injectada na rede.

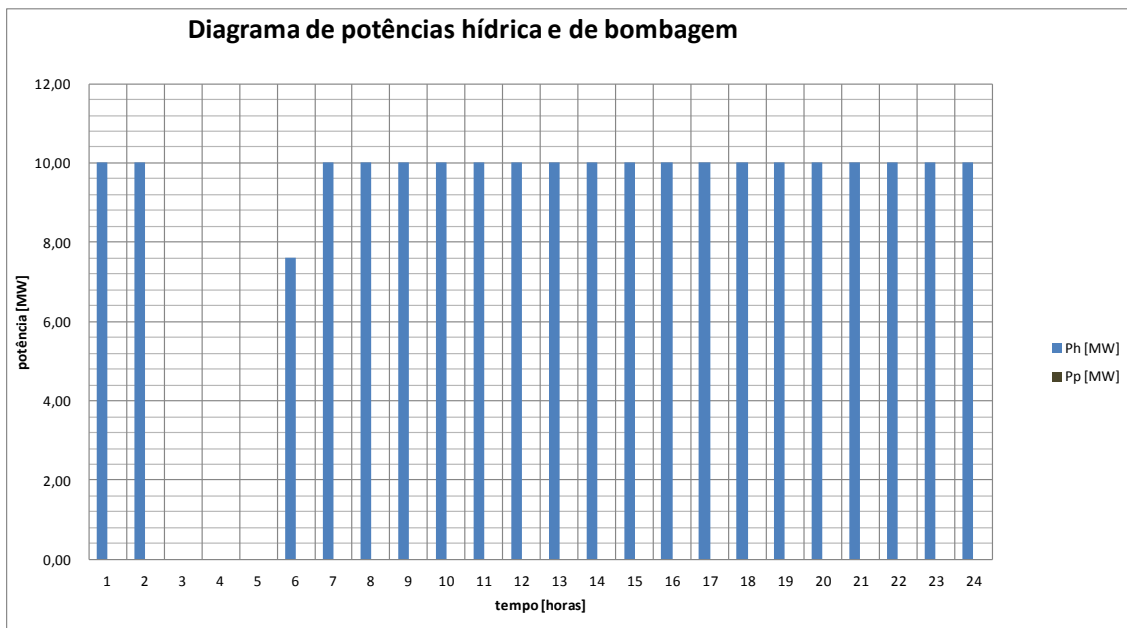


Figura 3.17: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

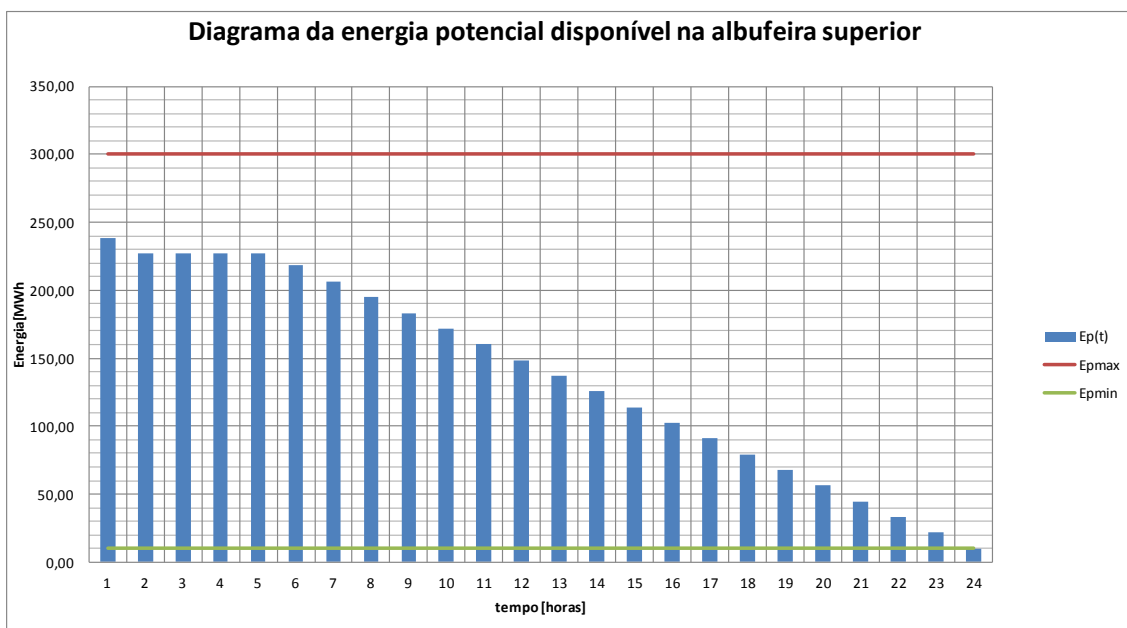


Figura 3.18: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

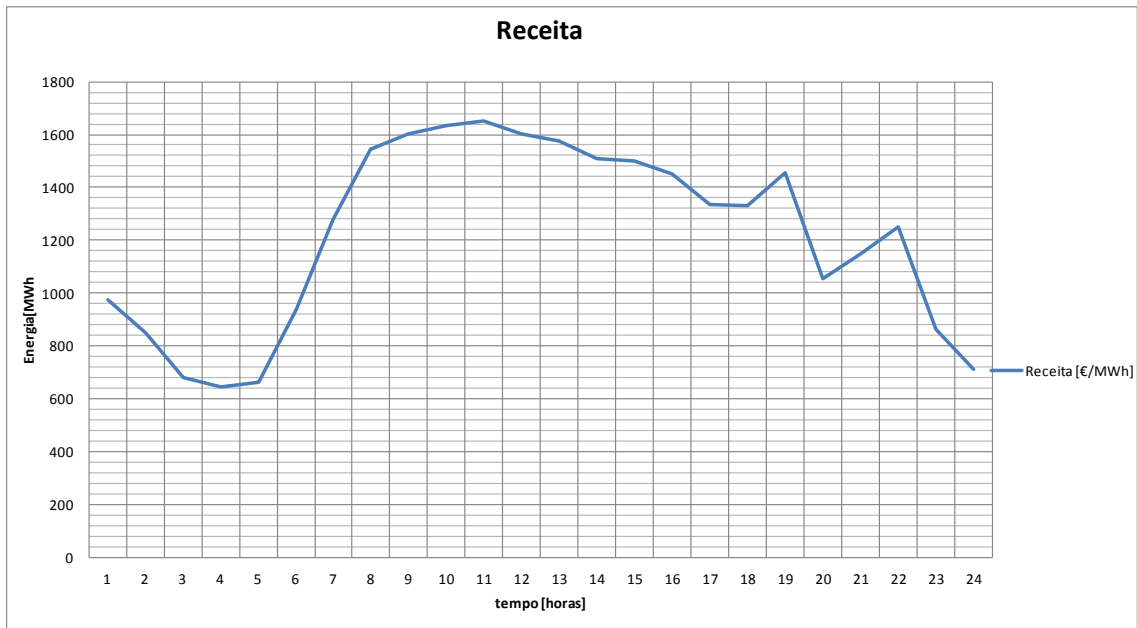


Figura 3.19: Gráfico com a evolução da receita na venda de energia.

O gráfico anterior mostra a a evolução da receita ao longo do dia.

Na simulação 3, como a albufeira superior está com um nível de energia inicial que correspondente a 75 % da capacidade máxima, a maximização do resultado é obtido à custa da turbinagem e da eólica

As receitas das 3 simulações feitas nas condições do cenário 1 estão indicadas na tabela seguinte:

Tabela 3.6: Receitas

Cenário 1	
Simulações	Receita [€/dia]
1	20923,48
2	25327,63
3	29244,20

Pela análise do cenário 1, verifica-se que a simulação 3 é a que apresenta melhor resultado, uma vez que é aquela em que a albufeira dispõe de mais energia acumulada, podendo por isso fazer turbinagem durante mais tempo, do que o verificado nas simulações 1 e 2.

3.2.3 Cenário 2

Vai ser considerado um produtor em regime especial (PRE) detentor de um sistema eólico-hídrico, cuja configuração está indicada na figura 3.4. O objectivo é maximizar o lucro, injectando na rede a energia produzida pelo seu sistema, estando no entanto, sujeito ao fornecimento de uma potência de ligação cujo valor contratado é de 10 [MW].

Tabela 3.7: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 2

	Cenário 2											
	P _{Wmax} [MW]	P _{Wmin} [MW]	P _{Hmax} [MW]	P _{Hmin} [MW]	P _c [MW]	η_{hydro}	η_{pump}	P _{pmax} [MW]	P _{pmin} [MW]	E _{pmax} [MWh]	E _{pmin} [MWh]	E _{pi} [MWh]
Simulação 1	20	0	10	0	10	0,88	0,85	10	0	300	10	10
Simulação 2	20	0	10	0	10	0,88	0,85	10	0	300	10	100
Simulação 3	20	0	10	0	10	0,88	0,85	10	0	300	10	250

3.2.3.1 Preços da energia

No caso de um produtor em regime especial, o preço da energia é calculado com base no decreto-lei nº. 225/2007, sendo o valor para início de produção de 77 [€/MWh].

3.2.3.2 Simulações

Com base nas características do sistema, descrito na tabela 3.7, dos dados referentes à potência do parque eólico, da energia armazenada na albufeira, do preço da energia e com base no valor da potência de ligação contratada, P_c , é apresentada uma tabela, cujos dados vão ser utilizados para o cálculo do valor da função objectivo, em que se pretende, uma vez mais, maximizar o lucro

Tabela 3.8: Dados utilizados para as simulações do cenário 2

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Pc [MW]	Epmax [MWh]	Epmin [MWh]
1,00	77,00	9,58	10,00	300,00	10,00
2,00	77,00	11,20	10,00	300,00	10,00
3,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
4,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
5,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
6,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
7,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
8,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
9,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
10,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
11,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
12,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
13,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
14,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
15,00	77,00	20,00	10,00	300,00	10,00
16,00	77,00	19,15	10,00	300,00	10,00
17,00	77,00	16,88	10,00	300,00	10,00
18,00	77,00	16,55	10,00	300,00	10,00
19,00	77,00	17,20	10,00	300,00	10,00
20,00	77,00	5,93	10,00	300,00	10,00
21,00	77,00	10,88	10,00	300,00	10,00
22,00	77,00	13,15	10,00	300,00	10,00
23,00	77,00	6,91	10,00	300,00	10,00
24,00	77,00	4,20	10,00	300,00	10,00

Tal como no cenário 1, a simulação para a determinação do valor máximo da função objectivo (maximização do lucro) é feita recorrendo à aplicação informática *Solver Premium Platform*. É ainda considerado que os custos internos de bombagem têm valor nulo, pois a energia consumida é proveniente do parque eólico. A bombagem funciona como back-up da eólica. Os resultados obtidos na simulação estão apresentados no quadro seguinte:

Tabela 3.9: Dados obtidos na simulação 1

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Pc [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1,00	77,00	9,58	0,00	0,00	9,58	10,00	10,00	737,73
2,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	10,00	770,00
3,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	18,50	770,00
4,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	27,00	770,00
5,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	35,50	770,00
6,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	44,00	770,00
7,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	52,50	770,00
8,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	61,00	770,00
9,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	69,50	770,00
10,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	78,00	770,00
11,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	86,50	770,00
12,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	95,00	770,00
13,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	103,50	770,00
14,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	112,00	770,00
15,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	120,50	770,00
16,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	120,50	770,00
17,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	120,50	770,00
18,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	120,50	770,00
19,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	120,50	770,00
20,00	77,00	5,93	4,07	0,00	10,00	10,00	115,80	770,00
21,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	115,80	770,00
22,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	115,80	770,00
23,00	77,00	6,91	3,09	0,00	10,00	10,00	112,22	770,00
24,00	77,00	4,20	5,80	0,00	10,00	10,00	105,52	770,00

Pela análise da tabela, verificamos que, estando a albufeira inicialmente no seu nível mínimo de armazenamento, a potência gerada pelo parque eólico é repartida pela bombagem e pela injeção na rede.

Os gráficos obtidos na simulação 1, são:

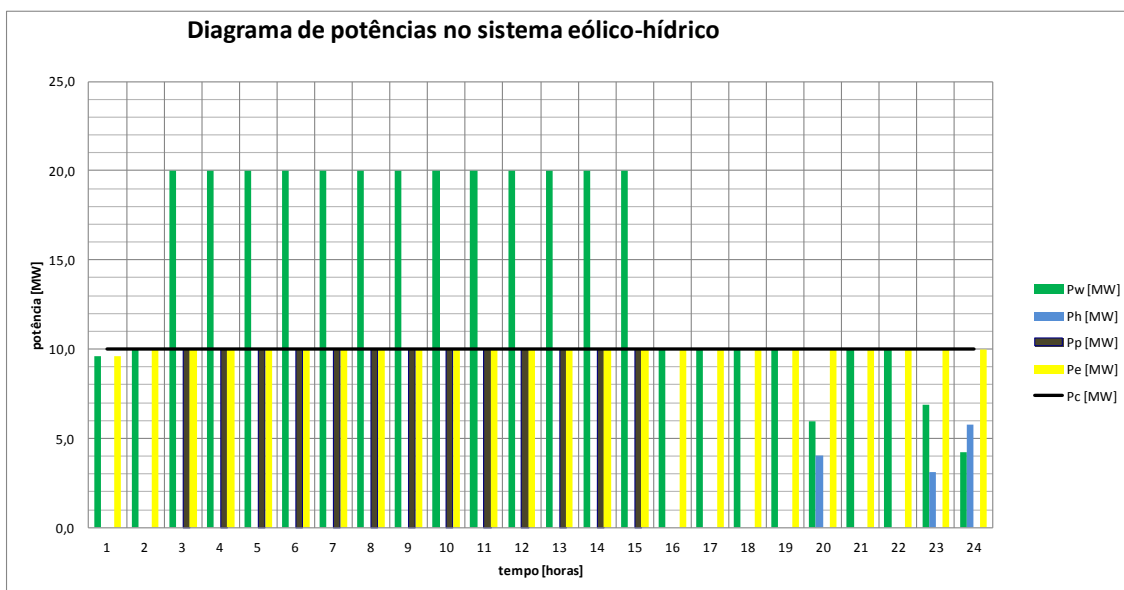


Figura: 3.20 Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

A análise do gráfico da figura 3.20 mostra a repartição da potência eólica pela bombagem e pela injeção na rede, respeitando a potência de ligação contratada.

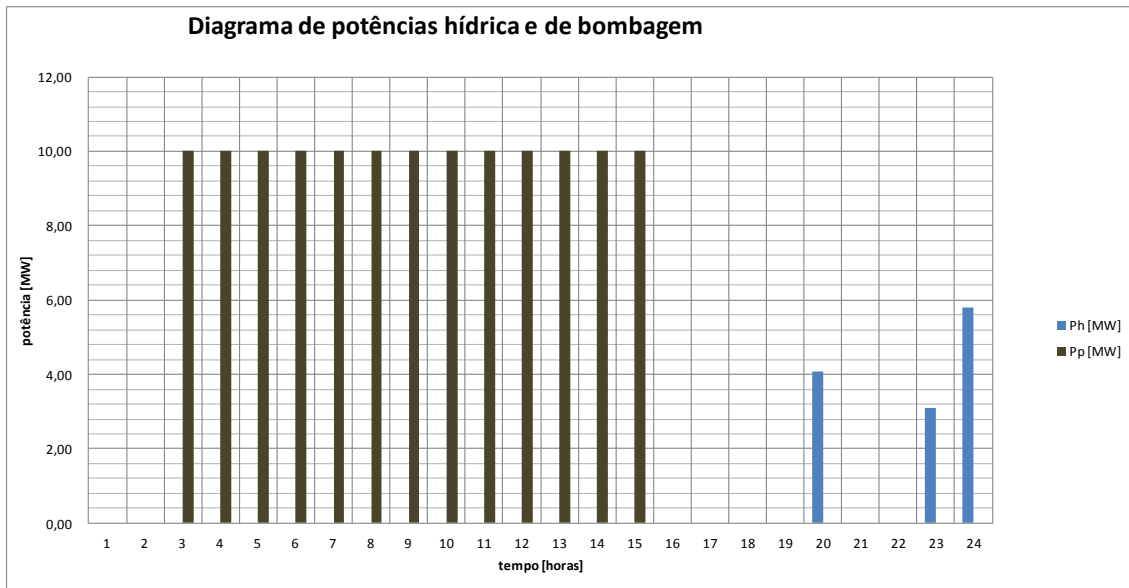


Figura 3.21: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

O gráfico anterior mostra o funcionamento da bombagem durante 13 horas consecutivas, havendo depois um período em que há turbinagem às 20 horas e das 23 às 24 horas, período em que a potência de origem eólica não é suficiente para satisfazer a potência contratada.

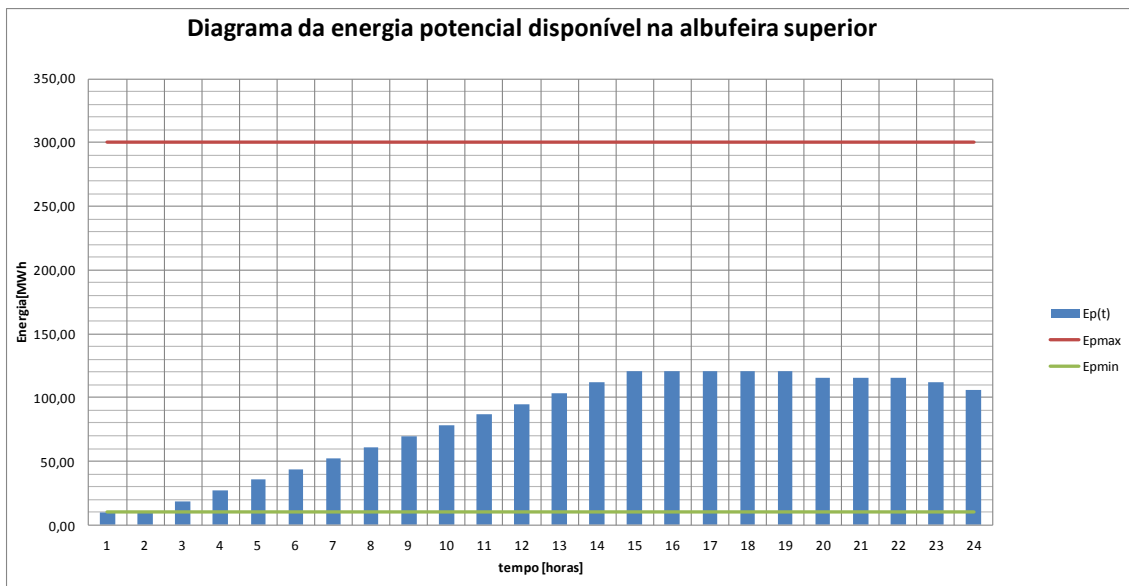


Figura 3.22: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

O gráfico da figura 3.22 mostra a evolução do nível de energia armazenada na albufeira ao longo das 24 horas, verificando-se o enchimento da mesma, no período das 3 às 15 horas.

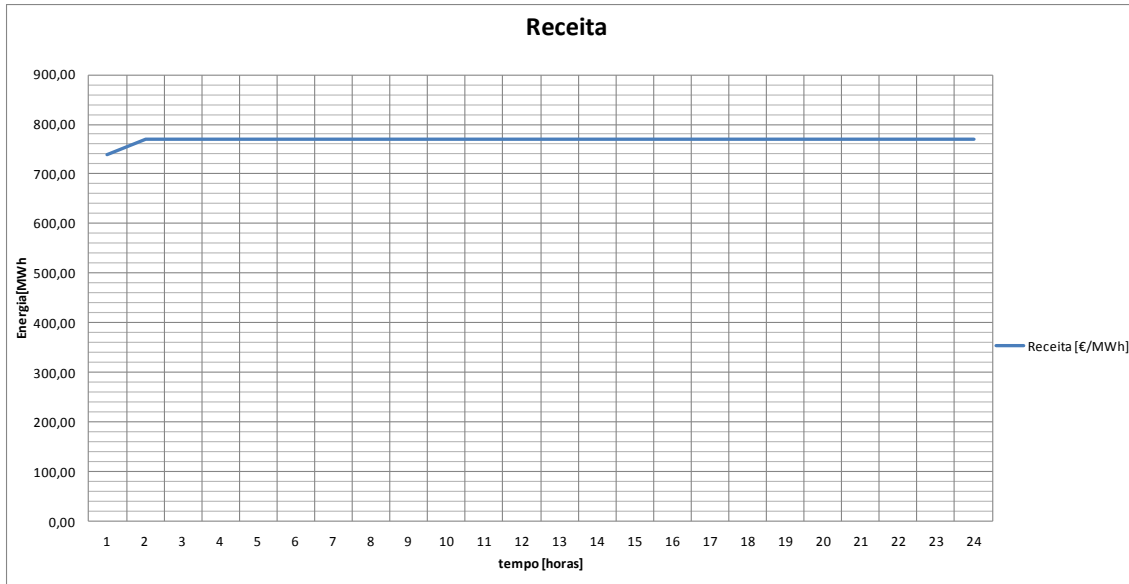


Figura 3.23: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Nesta simulação, em que o produtor em regime especial está sujeito a um preço fixo e existe uma potência de ligação com um valor estipulado, o sistema faz a satisfação do consumo, por via da potência de origem eólica e aproveita o excedente para bombear, uma vez que o estado inicial da albufeira está no mínimo. Quando o valor da potência eólica está abaixo da potência mínima de ligação, ou seja às 20, 23 e 24 horas, a satisfação do consumo é feita à recorrendo também à turbinagem.

Tabela 3.10: Dados obtidos na simulação 2

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Pc [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1,00	77,00	9,58	0,42	0,00	10,00	10,00	99,52	770,00
2,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	99,52	770,00
3,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	108,02	770,00
4,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	116,52	770,00
5,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	125,02	770,00
6,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	133,52	770,00
7,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	142,02	770,00
8,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	150,52	770,00
9,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	159,02	770,00
10,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	167,52	770,00
11,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	176,02	770,00
12,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	184,52	770,00
13,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	193,02	770,00
14,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	201,52	770,00
15,00	77,00	20,00	0,00	10,00	10,00	10,00	210,02	770,00
16,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	210,02	770,00
17,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	210,02	770,00
18,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	210,02	770,00
19,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	210,02	770,00
20,00	77,00	5,93	4,07	0,00	10,00	10,00	205,31	770,00
21,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	205,31	770,00
22,00	77,00	10,00	0,00	0,00	10,00	10,00	205,31	770,00
23,00	77,00	6,91	3,09	0,00	10,00	10,00	201,74	770,00
24,00	77,00	4,20	5,80	0,00	10,00	10,00	195,03	770,00

Pela análise da tabela, verificamos que, estando a albufeira com cerca de um terço da sua capacidade máxima de armazenamento e existindo potência eólica disponível, parte desta potência é injectada na rede e a restante é utilizada para efectuar bombagem, aumentando a reserva de energia na albufeira.

Os gráficos obtidos na simulação 2, são:

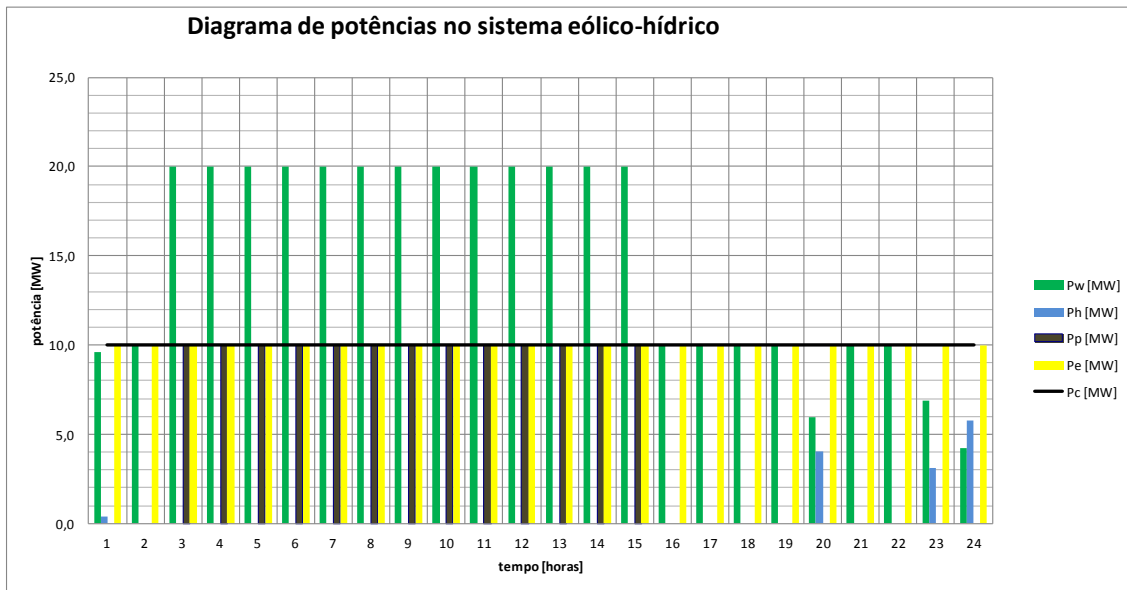


Figura 3.24: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

A análise do gráfico da figura 3.24 mostra a repartição da potência eólica pela bombagem e pela injeção na rede, respeitando a potência de ligação contratada.

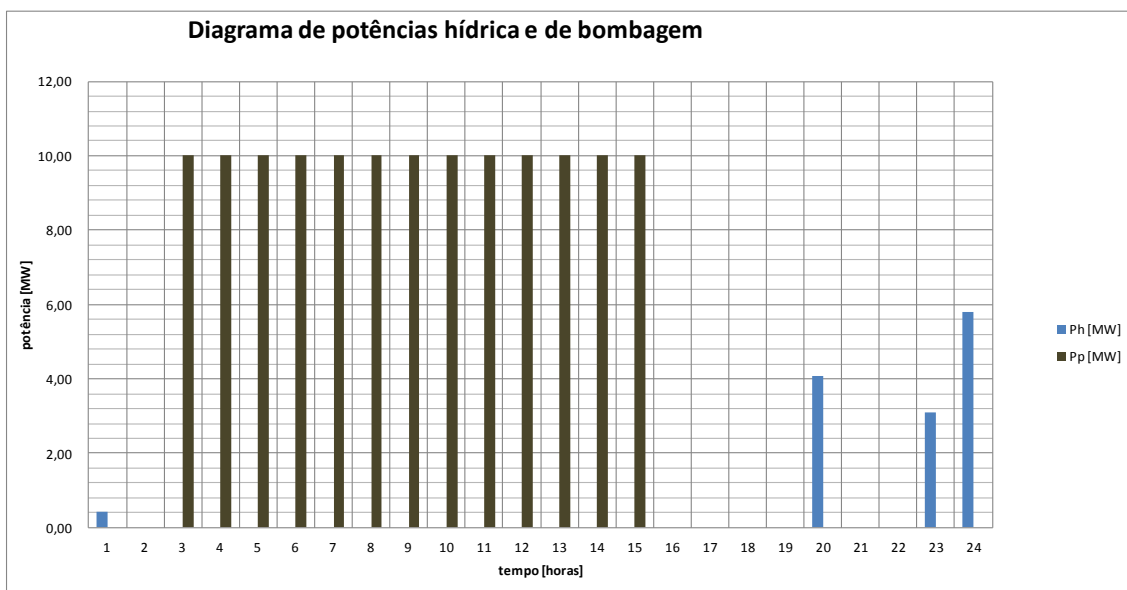


Figura 3.25: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

O gráfico da figura 3.25 mostra o funcionamento da bombagem durante 13 horas consecutivas. Às 20, 23 e 24 horas, a satisfação da potência de ligação é feita à custa da eólica e da turbinagem.

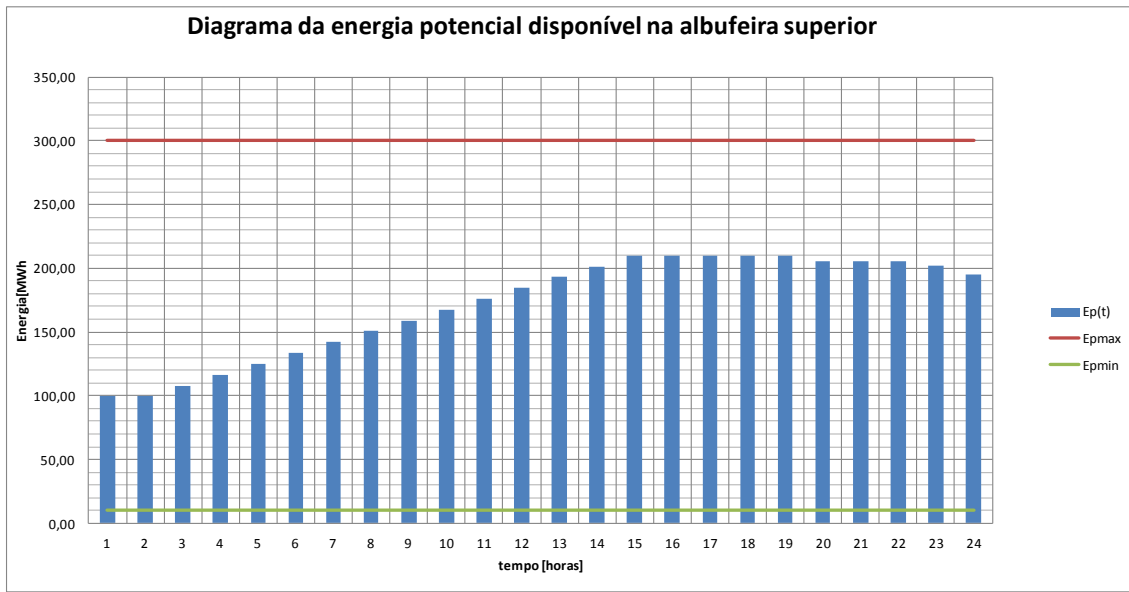


Figura 3.26: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $Ep(t)$, acumulada ao longo do dia.

O gráfico da figura 3.26 mostra a evolução do nível de energia armazenada na albufeira ao longo das 24 horas, verificando-se o enchimento da mesma, no período das 2 às 15 horas, tal como ocorreu na simulação 1.

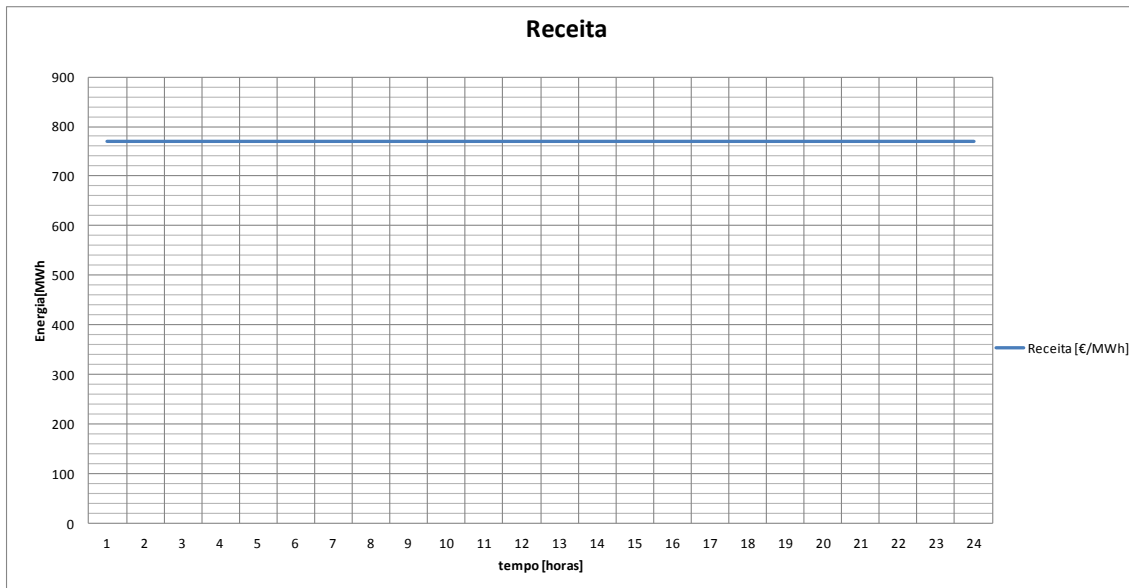


Figura 3.27: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Nesta simulação, em que o produtor em regime especial também está sujeito a um preço fixo e existe uma potência de ligação com um valor estipulado, o sistema faz a satisfação do consumo por via da potência de origem eólica e aproveita o excedente para bombear, uma vez que o estado inicial da albufeira está a 30% da sua capacidade máxima. Quando o valor da potência eólica está abaixo da potência mínima de ligação, a satisfação do consumo é feita também recorrendo à turbinagem.

Tabela 3.11: Dados obtidos na simulação 3

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]
1,0	77,0	0,00	10,0	0,0	10,0	238,44	770,00
2,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
3,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
4,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
5,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
6,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
7,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
8,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
9,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
10,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
11,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
12,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
13,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
14,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
15,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
16,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
17,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
18,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
19,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	238,44	770,00
20,0	77,0	0,00	10,0	0,0	10,0	226,88	770,00
21,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	226,88	770,00
22,0	77,0	10,00	0,0	0,0	10,0	226,88	770,00
23,0	77,0	0,00	10,0	0,0	10,0	215,32	770,00
24,0	77,0	0,00	10,0	0,0	10,0	203,76	770,00

Pela análise da tabela, verificamos que, estando a albufeira com um nível de armazenamento na ordem dos 80 % da sua capacidade máxima, a satisfação da potência de ligação é feita recorrendo à turbinagem em determinados períodos e à utilização da potência gerada no parque eólico noutros períodos.

Os gráficos obtidos na simulação 3, são:

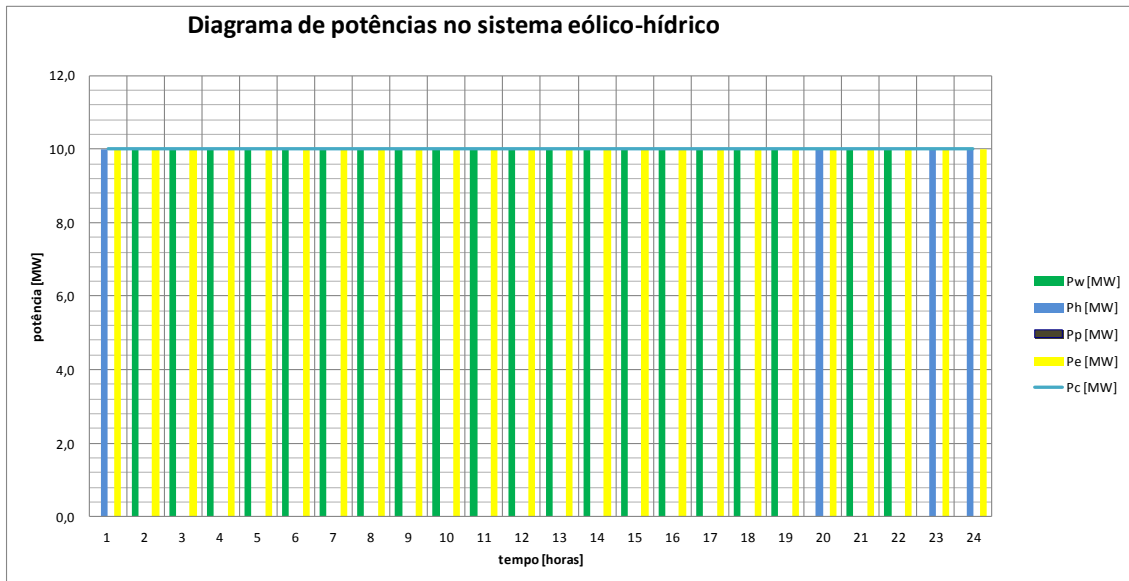


Figura 3.28: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

Pela análise do gráfico da figura 3.28, constata-se a satisfação da potência de ligação, recorrendo à turbinagem e à potência proveniente do parque eólico.

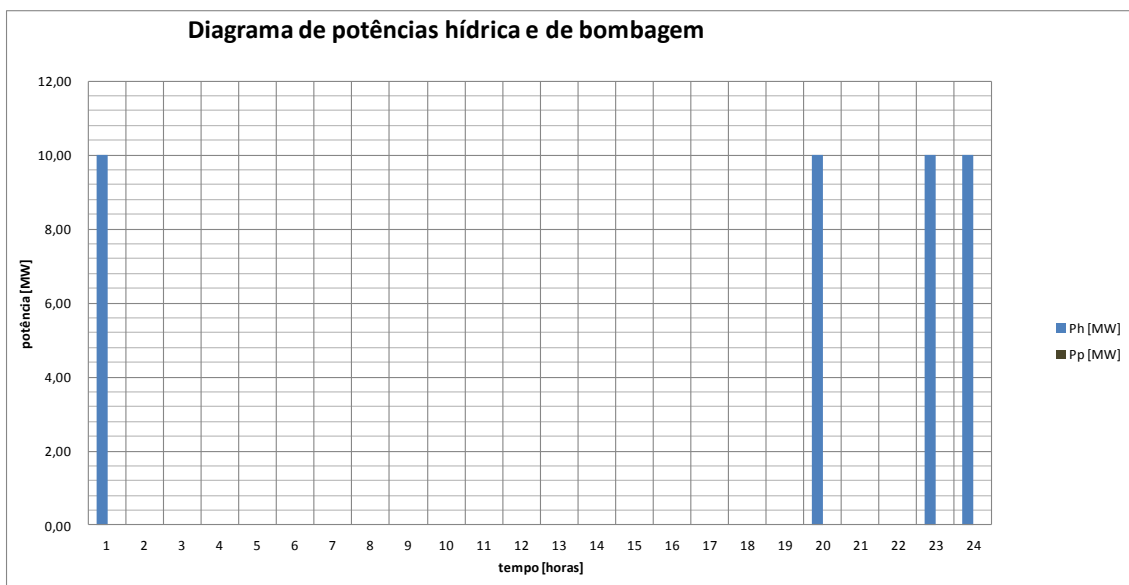


Figura 3.29: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

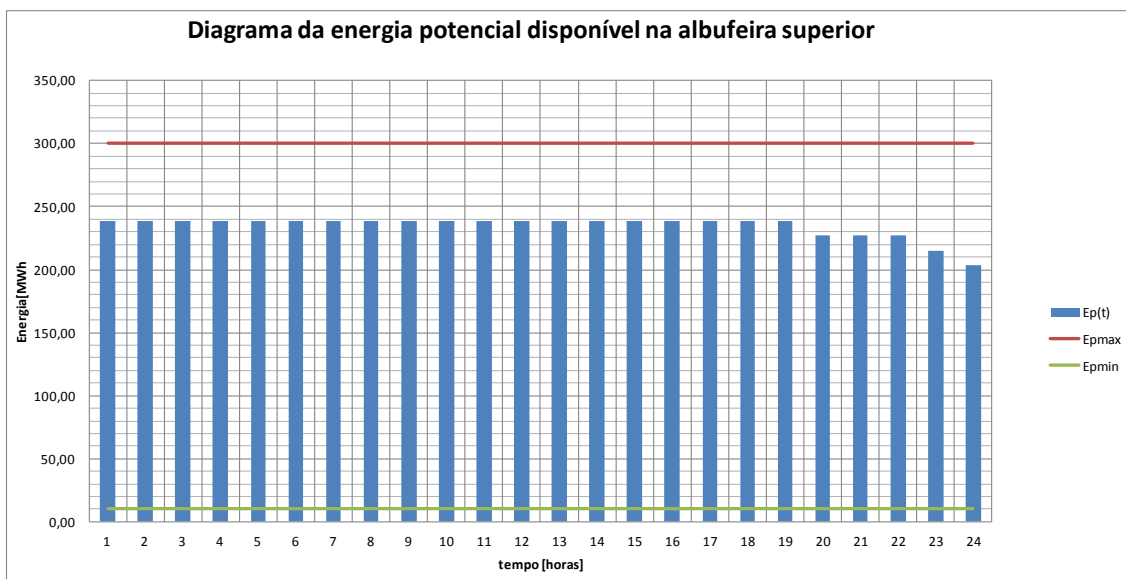


Figura 3.30: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $Ep(t)$, acumulada ao longo do dia.

A figura anterior mostra a evolução do estado de armazenamento da albufeira ao longo das 24 horas.

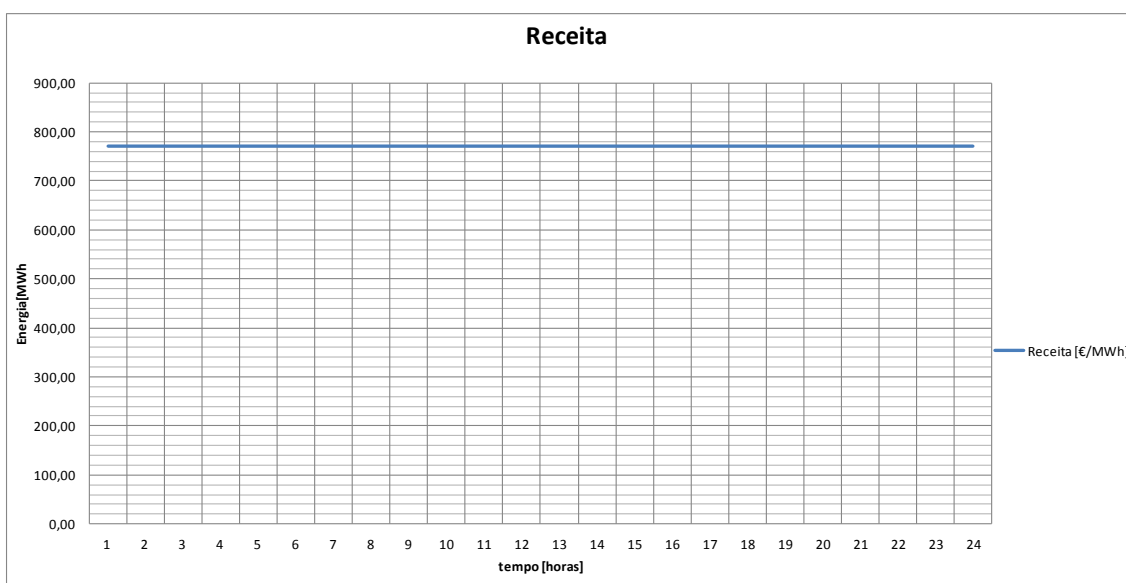


Figura 3.31: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Nesta simulação, como a albufeira está praticamente cheia, a satisfação da potência de ligação é feita recorrendo à turbinagem e à potência de origem eólica.

As receitas das 3 simulações feitas nas condições do cenário 2 são:

Tabela 3.12: Receitas

Cenário 2	
Simulações	Receita [€/dia]
1	18447,73
2	18480,00
3	18480,00

Pela análise do cenário 2, verifica-se que as três simulações apresentam resultados idênticos, pois a satisfação da potência de ligação é feita através da eólica.

3.2.4 Cenário 3

Vai ser considerado um produtor que é detentor de um sistema eólico-hídrico, cuja configuração está indicada na figura 3.4. O objectivo é maximizar o lucro, injectando na rede a energia produzida pelo seu sistema, sendo que, neste caso, poderá comprar energia à rede para fazer bombagem, sempre que seja economicamente vantajoso.

Tabela 3.13: Características do sistema eólico-hídrico para o cenário 3

	Cenário 3										
	P _{wmax} [MW]	P _{wmin} [MW]	P _{hmax} [MW]	P _{hmin} [MW]	η_{hydro}	η_{pump}	P _{pmax} [MW]	P _{pmin} [MW]	E _{pmax} [MWh]	E _{pmin} [MWh]	E _{pi} [MWh]
Simulação 1	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	150
Simulação 2	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	300
Simulação 3	20	0	10	0	0,88	0,85	10	0	300	10	10

3.2.4.1 Preços da energia

Os preços da energia foram retirados do site da OMIP [37] e são os constantes na figura 3.7.

3.2.4.2 Simulações

Com base nas características do sistema, descrito na tabela 3.13, dos dados referentes à potência do parque eólico e da energia armazenada na albufeira, é apresentada uma tabela, cujos dados vão ser utilizados para o cálculo do valor da função objectivo, em que se pretende, uma vez mais, maximizar o lucro.

Tabela 3.14: Dados utilizados para as simulações do cenário 3

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Epmax [MWh]	Epmin [MWh]
		Pw [MW]	Pw [MW]	Pw [MW]		
1	49,72	9,58	0,00	0,00	300,00	10,00
2	40,00	11,20	0,00	0,00	300,00	10,00
3	34,07	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
4	32,32	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
5	33,15	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
6	34,07	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
7	42,53	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
8	51,50	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
9	53,37	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
10	54,42	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
11	55,00	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
12	53,36	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
13	52,50	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
14	50,32	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
15	50,05	20,00	0,00	0,00	300,00	10,00
16	49,72	19,15	0,00	0,00	300,00	10,00
17	49,72	16,88	0,00	0,00	300,00	10,00
18	50,05	16,55	0,00	0,00	300,00	10,00
19	53,54	17,20	0,00	0,00	300,00	10,00
20	66,29	5,93	0,00	0,00	300,00	10,00
21	55,00	10,88	0,00	0,00	300,00	10,00
22	54,00	13,15	0,00	0,00	300,00	10,00
23	51,14	6,91	0,00	0,00	300,00	10,00
24	49,99	4,20	0,00	0,00	300,00	10,00

Tal como no cenário 1, a simulação para a determinação do valor máximo da função objectivo (maximização do lucro) é feita recorrendo à aplicação informática *Solver Premium Platform*. É ainda considerado que os custos internos de bombagem têm um valor igual ao da venda de energia, ou seja, corresponderá à energia não facturada. A bombagem funciona como back-up da eólica. Os resultados obtidos na simulação estão apresentados no quadro seguinte:

Tabela 3.15: Dados obtidos na simulação 1

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]	Custo [€]	Lucro [€]
1	49,72	9,58	0,51	0,00	10,09	149,41	501,67	0,00	501,67
2	40,00	11,20	0,00	0,00	11,20	149,41	448,09	0,00	448,09
3	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	157,91	681,40	340,70	340,70
4	32,32	20,00	0,00	10,00	10,00	166,41	646,40	323,20	323,20
5	33,15	20,00	0,00	10,00	10,00	174,91	663,00	331,50	331,50
6	34,07	20,00	0,00	10,00	10,00	183,41	681,40	340,70	340,70
7	42,53	20,00	0,00	0,00	20,00	183,41	850,60	0,00	850,60
8	51,50	20,00	10,00	0,00	30,00	171,85	1545,00	0,00	1545,00
9	53,37	20,00	10,00	0,00	30,00	160,29	1601,10	0,00	1601,10
10	54,42	20,00	10,00	0,00	30,00	148,73	1632,60	0,00	1632,60
11	55,00	20,00	10,00	0,00	30,00	137,17	1650,00	0,00	1650,00
12	53,36	20,00	10,00	0,00	30,00	125,61	1600,80	0,00	1600,80
13	52,50	20,00	10,00	0,00	30,00	114,05	1575,00	0,00	1575,00
14	50,32	20,00	10,00	0,00	30,00	102,49	1509,60	0,00	1509,60
15	50,05	20,00	10,00	0,00	30,00	90,92	1501,50	0,00	1501,50
16	49,72	19,15	0,00	0,00	19,15	90,92	952,00	0,00	952,00
17	49,72	16,88	0,00	0,00	16,88	90,92	839,13	0,00	839,13
18	50,05	16,55	10,00	0,00	26,55	79,36	1328,97	0,00	1328,97
19	53,54	17,20	10,00	0,00	27,20	67,80	1456,37	0,00	1456,37
20	66,29	5,93	10,00	0,00	15,93	56,24	1056,18	0,00	1056,18
21	55,00	10,88	10,00	0,00	20,88	44,68	1148,29	0,00	1148,29
22	54,00	13,15	10,00	0,00	23,15	33,12	1249,99	0,00	1249,99
23	51,14	6,91	10,00	0,00	16,91	21,56	864,55	0,00	864,55
24	49,99	4,20	10,00	0,00	14,20	10,00	710,02	0,00	710,02

Os gráficos obtidos na simulação 1, são:

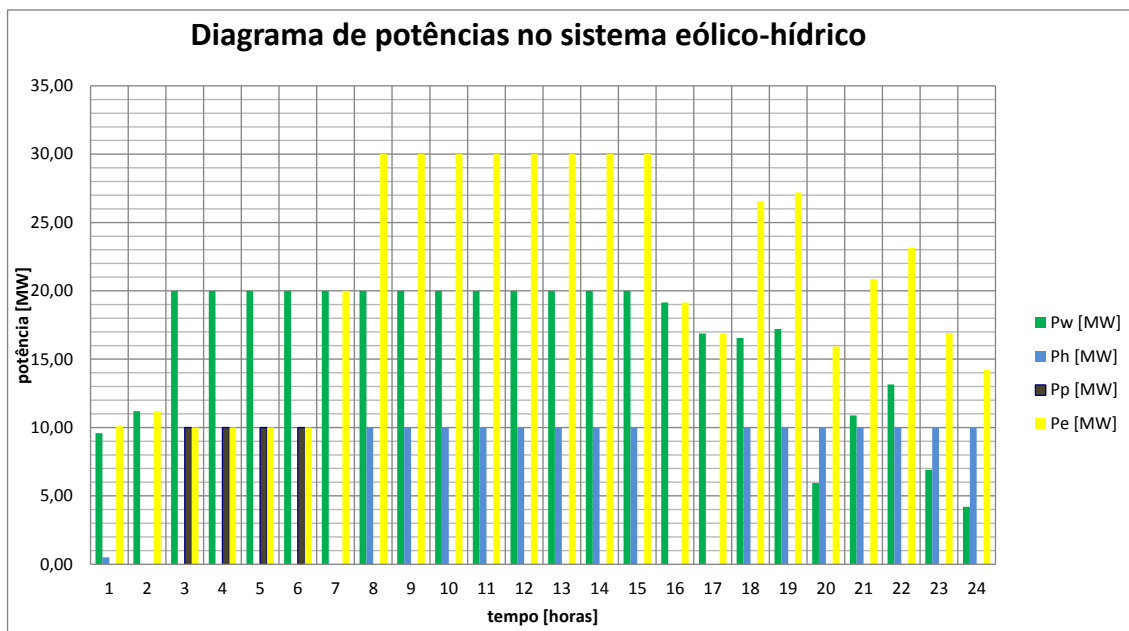


Figura 3.32: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

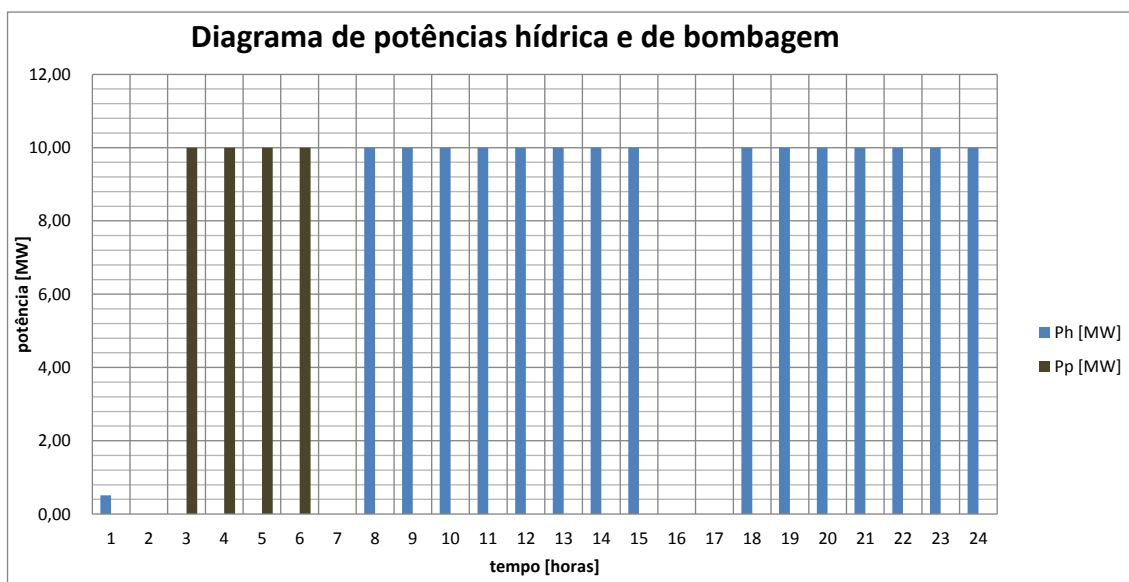


Figura 3.33: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

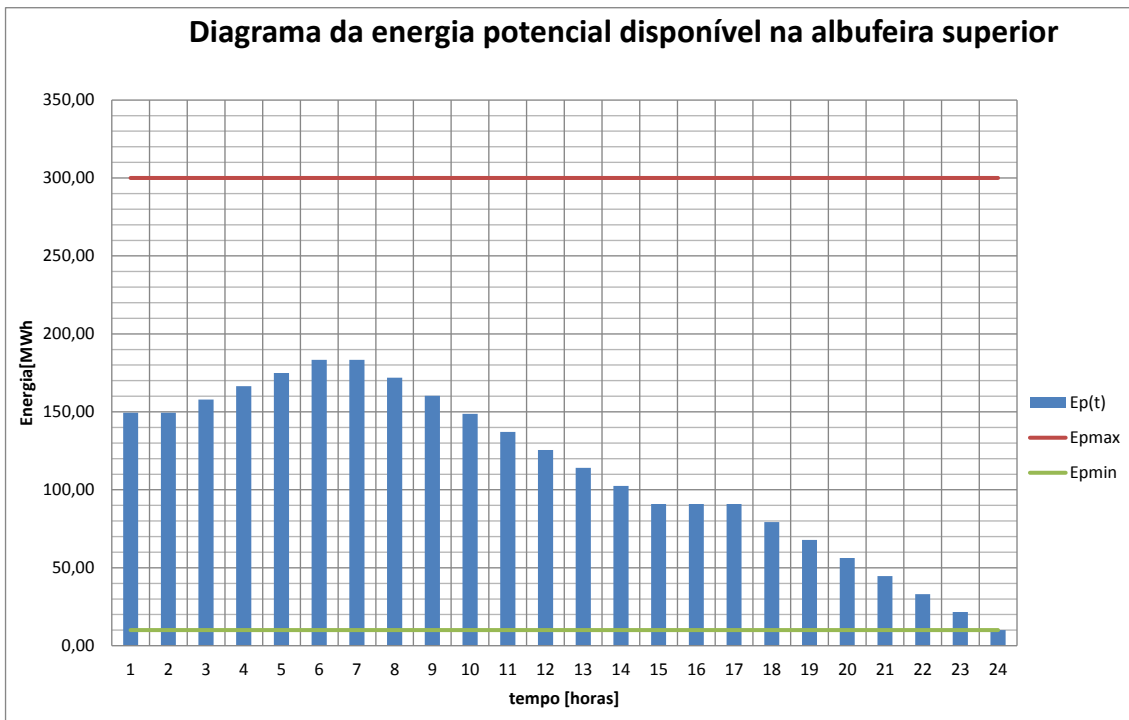


Figura 3.34: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

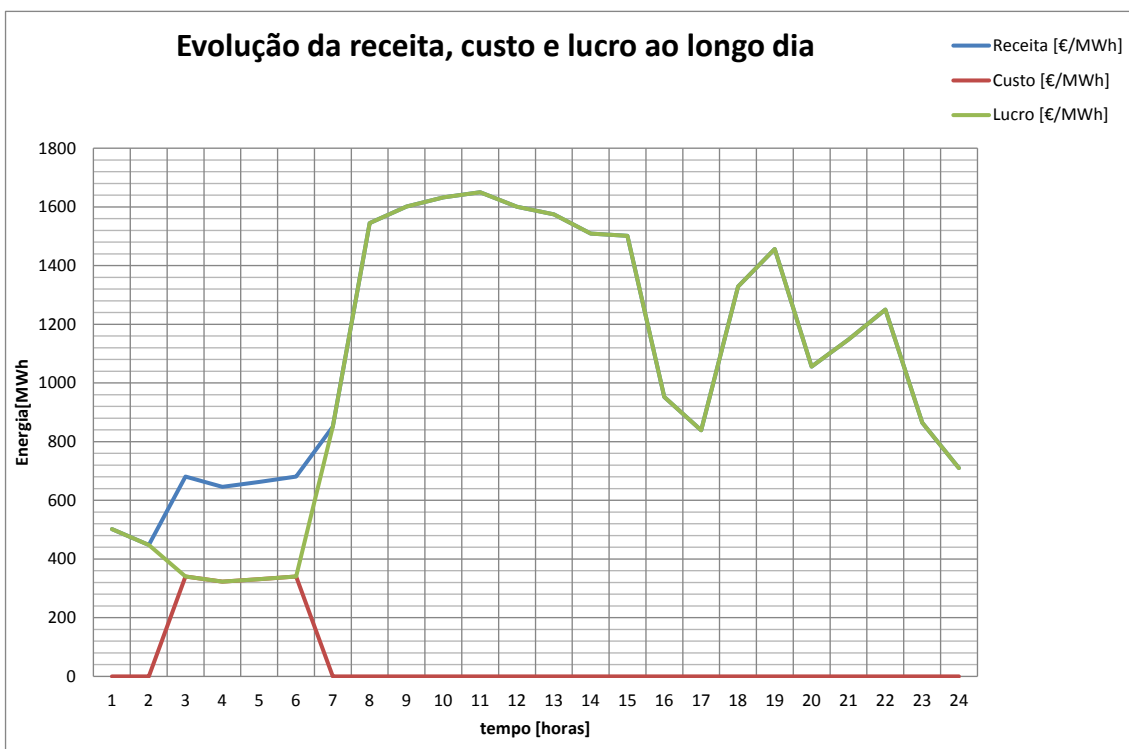


Figura 3.35: Gráfico com a evolução dos proveitos na venda de energia.

Nesta simulação, o sistema aproveita o preço baixo da energia entre as 3 e as 6 horas para fazer bombagem, apesar do nível da albufeira estar a 50% da sua capacidade máxima, para depois injectar na rede tudo o que consegue produzir a partir da eólica e da hídrica, maximizando o resultado operacional.

Tabela 3.16: Dados obtidos na simulação 2

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]	Custo [€]	Lucro [€]
1	49,72	0,00	10,00	0,00	10,00	288,44	497,20	0,00	497,20
2	40,00	0,00	10,00	0,00	10,00	276,88	400,00	0,00	400,00
3	34,07	0,00	10,00	0,00	10,00	265,32	340,70	0,00	340,70
4	32,32	0,00	10,00	0,00	10,00	253,76	323,20	0,00	323,20
5	33,15	0,00	10,00	0,00	10,00	242,20	331,50	0,00	331,50
6	34,07	0,00	10,00	0,00	10,00	230,64	340,70	0,00	340,70
7	42,53	0,00	10,00	0,00	10,00	219,08	425,30	0,00	425,30
8	51,50	0,00	10,00	0,00	10,00	207,51	515,00	0,00	515,00
9	53,37	0,00	10,00	0,00	10,00	195,95	533,70	0,00	533,70
10	54,42	0,00	10,00	0,00	10,00	184,39	544,20	0,00	544,20
11	55,00	0,00	10,00	0,00	10,00	172,83	550,00	0,00	550,00
12	53,36	0,00	10,00	0,00	10,00	161,27	533,60	0,00	533,60
13	52,50	0,00	10,00	0,00	10,00	149,71	525,00	0,00	525,00
14	50,32	0,00	10,00	0,00	10,00	138,15	503,20	0,00	503,20
15	50,05	0,00	10,00	0,00	10,00	126,59	500,50	0,00	500,50
16	49,72	0,00	10,00	0,00	10,00	115,03	497,20	0,00	497,20
17	49,72	0,00	10,00	0,00	10,00	103,47	497,20	0,00	497,20
18	50,05	0,00	10,00	0,00	10,00	91,91	500,50	0,00	500,50
19	53,54	0,00	10,00	0,00	10,00	80,35	535,40	0,00	535,40
20	66,29	0,00	10,00	0,00	10,00	68,79	662,90	0,00	662,90
21	55,00	0,00	10,00	0,00	10,00	57,23	550,00	0,00	550,00
22	54,00	0,00	10,00	0,00	10,00	45,66	540,00	0,00	540,00
23	51,14	0,00	10,00	0,00	10,00	34,10	511,40	0,00	511,40
24	49,99	0,00	10,00	0,00	10,00	22,54	499,90	0,00	499,90

Os gráficos obtidos na simulação 2, são:

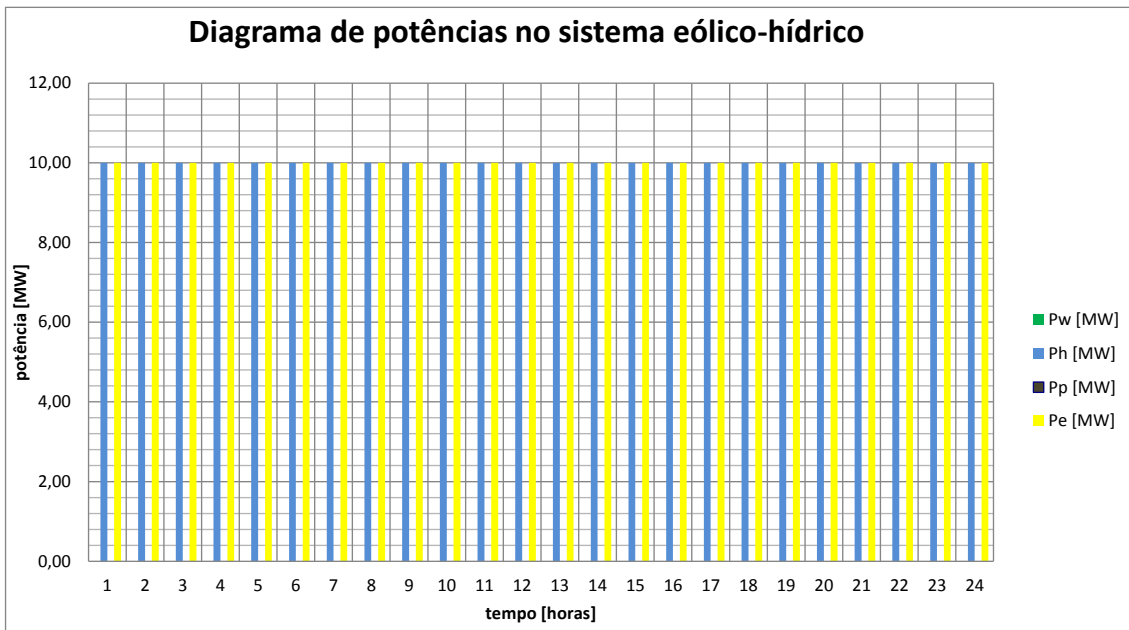


Figura 3.36: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

No gráfico anterior, verifica-se que o fornecimento de energia à rede é feito exclusivamente à custa da turbinagem, pois não há vento e a albufeira está cheia.

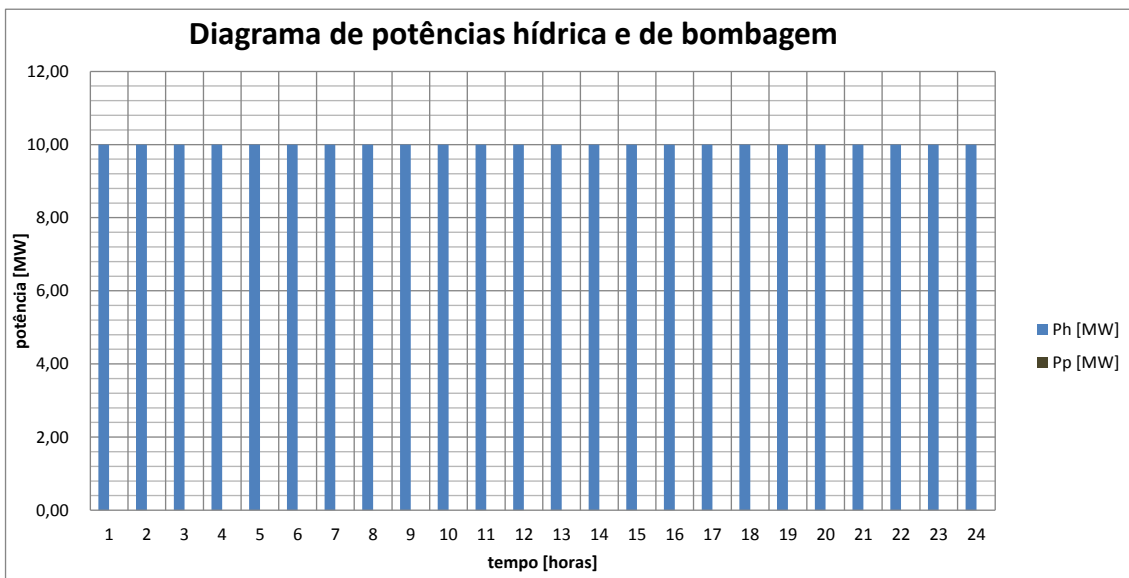


Figura 3.37: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

Neste gráfico, verifica-se que a turbina está a funcionar durante as 24 horas fornecendo energia à rede.

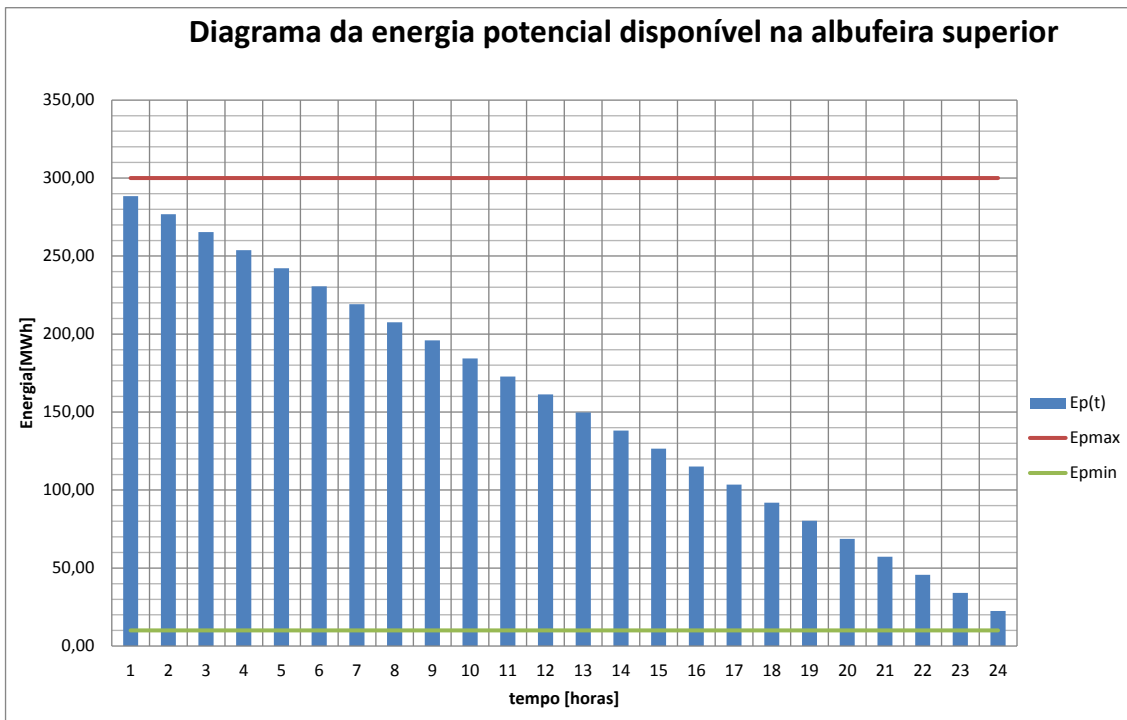


Figura 3.38: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

O gráfico da figura 3.38 mostra o decréscimo da energia acumulada na albufeira ao longo das 24 horas em que está a decorrer a turbinagem.

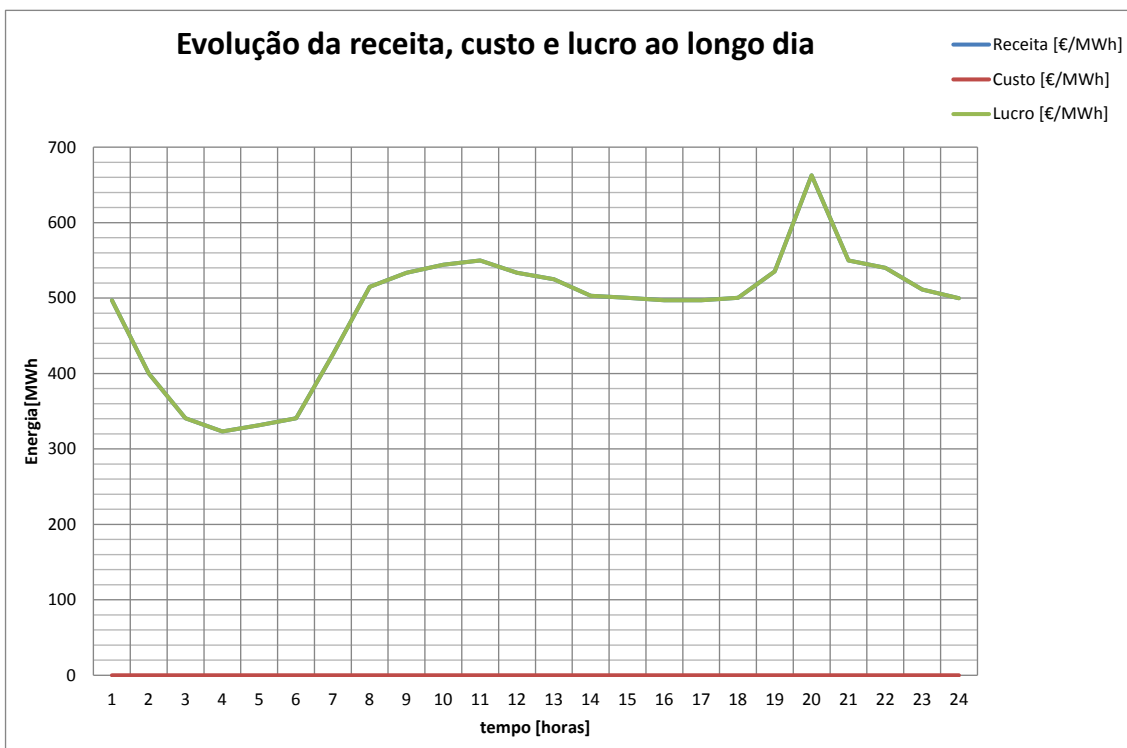


Figura 3.39: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Como nesta simulação não há vento e a albufeira está na sua capacidade máxima de armazenamento, o sistema vai injectar na rede toda a potência máxima de turbinagem durante as 24 horas, gerando a receita indicada no gráfico anterior.

Tabela 3.17: Dados obtidos na simulação 3

Tempo [h]	Spe [€/MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pe [MW]	Ep [MWh]	Receita [€]	Custo [€]	Lucro [€]
1	49,72	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00
2	40,00	0,00	0,00	10,00	10,00	18,50	0,00	400,00	-400,00
3	34,07	0,00	0,00	10,00	10,00	27,00	0,00	340,70	-340,70
4	32,32	0,00	0,00	10,00	10,00	35,50	0,00	323,20	-323,20
5	33,15	0,00	0,00	10,00	10,00	44,00	0,00	331,50	-331,50
6	34,07	0,00	0,00	10,00	10,00	52,50	0,00	340,70	-340,70
7	42,53	0,00	0,00	0,00	0,00	52,50	0,00	0,00	0,00
8	51,50	0,00	0,00	0,00	0,00	52,50	0,00	0,00	0,00
9	53,37	0,00	0,00	0,00	0,00	52,50	0,00	0,00	0,00
10	54,42	0,00	6,76	0,00	6,76	44,68	368,02	0,00	368,02
11	55,00	0,00	10,00	0,00	10,00	33,12	550,00	0,00	550,00
12	53,36	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
13	52,50	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
14	50,32	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
15	50,05	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
16	49,72	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
17	49,72	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
18	50,05	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
19	53,54	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	0,00	0,00
20	66,29	0,00	10,00	0,00	10,00	21,56	662,90	0,00	662,90
21	55,00	0,00	10,00	0,00	10,00	10,00	550,00	0,00	550,00
22	54,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00
23	51,14	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00
24	49,99	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00	0,00	0,00

Na tabela anterior, verifica-se que, como não há vento nem energia acumulada na albufeira, há necessidade de comprar energia à rede entre as 2 e as 6 horas da manhã.

Os gráficos obtidos na simulação 3, são:

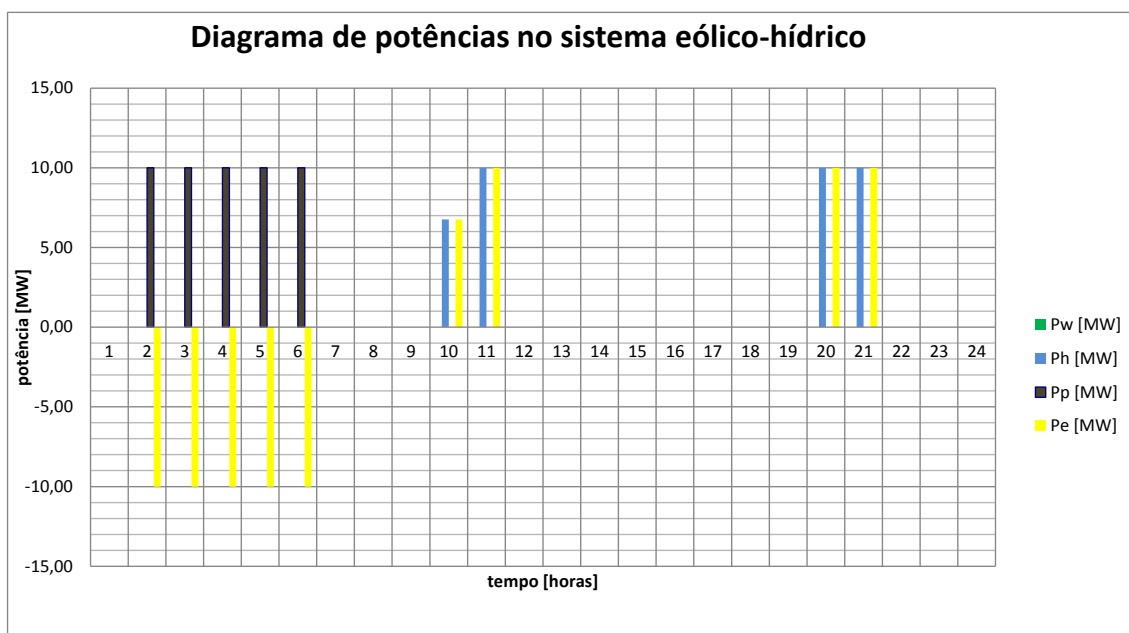


Figura 3.40: Gráfico com a indicação das potências eólica, hídrica, de bombagem e injectada na rede.

O gráfico da figura 3.40 mostra a aquisição de energia numa primeira fase e injeção na rede em duas fases distintas.

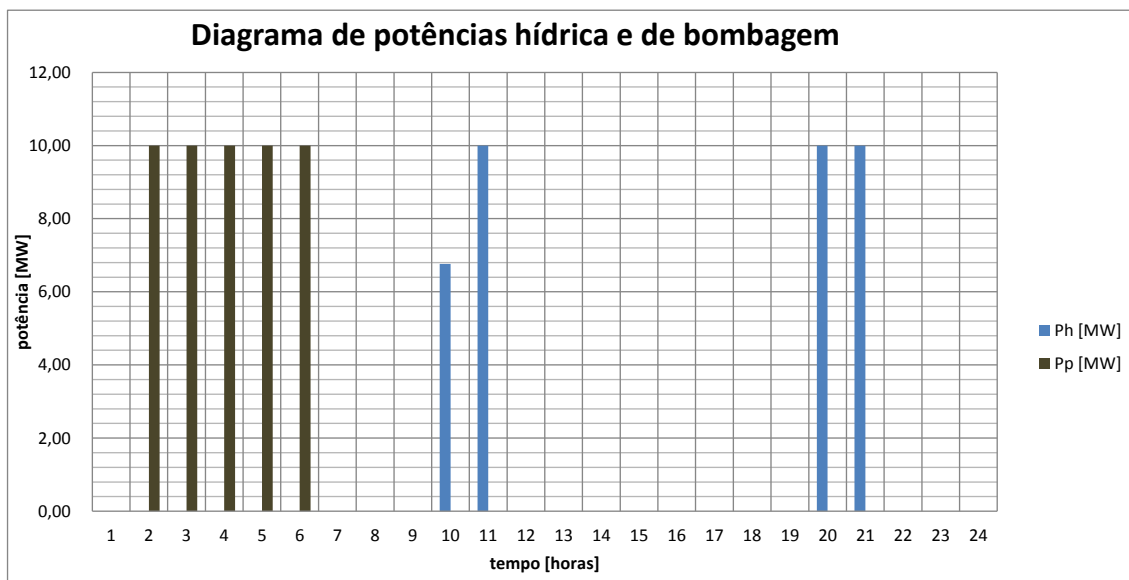


Figura 3.41: Gráfico com a indicação da potência hídrica e de bombagem.

Neste gráfico, podemos verificar que a bombagem ocorre entre as 2 e as 6 da manhã e a turbinagem das 10 às 11 e das 20 às 21 horas.

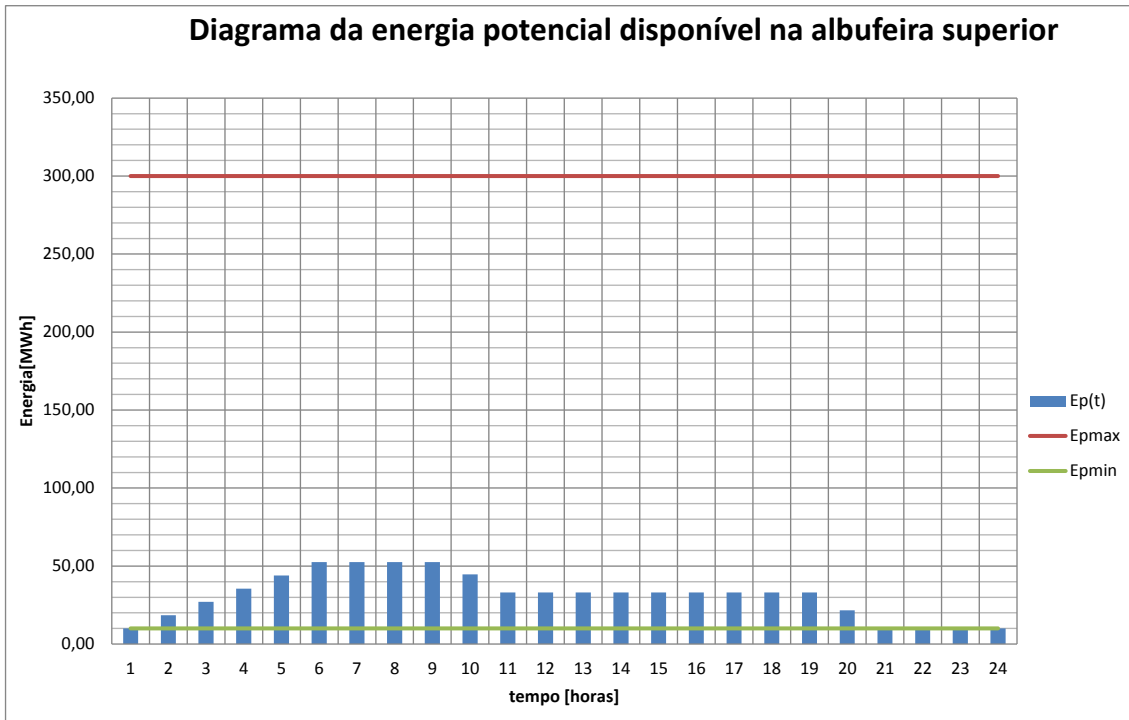


Figura 3.42: Gráfico com a indicação da capacidade de energia potencial máxima/mínima da albufeira e energia potencial $E_p(t)$, acumulada ao longo do dia.

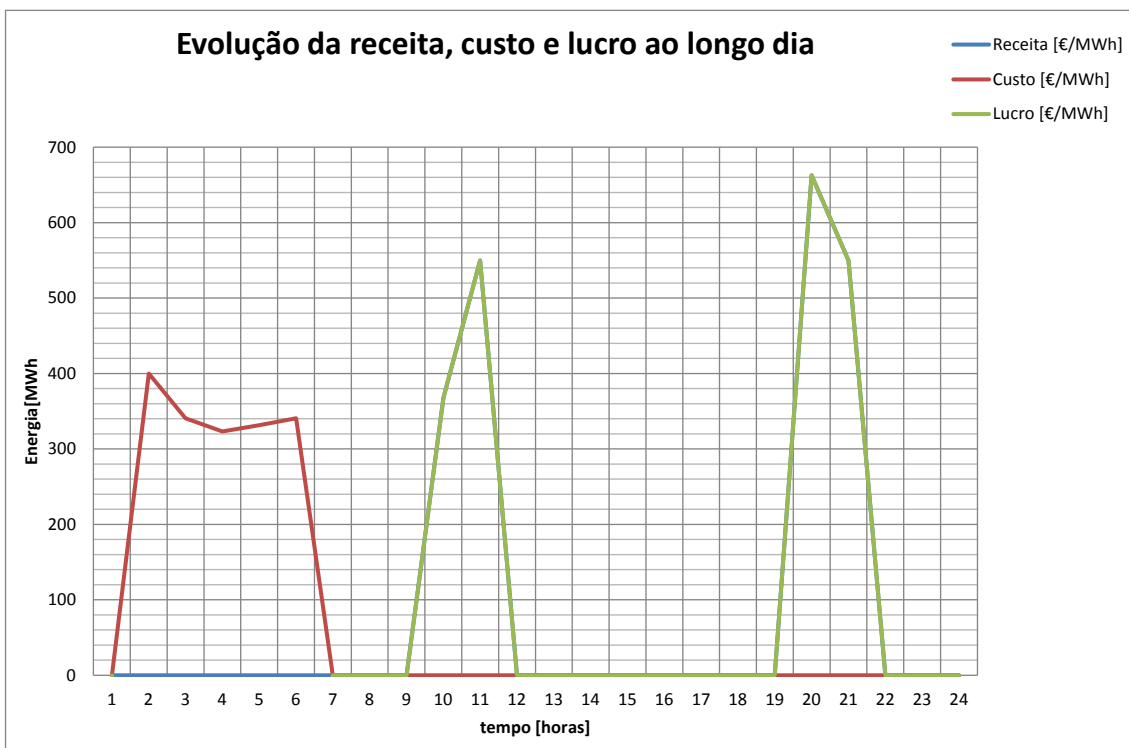


Figura 3.43: Gráfico com a evolução da receita de energia.

Neste caso também não há vento e a albufeira está com o nível de armazenamento no mínimo, pelo que o sistema faz a compra de energia para bombear no período das 2 às 6 horas, em que a energia é mais barata e só faz a turbinagem quando o preço atinge o seu máximo, ou seja das 10 às 11 horas e das 20 às 21 horas.

As receitas das 3 simulações feitas nas condições do cenário 3 são:

Tabela 3.18: Receitas

	Cenário 3		
	Receita [€/dia]	Custo [€/dia]	Lucro [€/dia]
Simulação 1	26693,68	1336,10	23357,58
Simulação 2	11658,30	0,00	11658,30
Simulação 3	2131,92	1736,10	394,82

A tabela 3.18 tem a indicação das receitas com as premissas das simulações 1, 2 e 3, sendo que, a maior receita corresponde à simulação 1, pois é aquela em que se consegue injectar a energia proveniente do parque eólico e da turbinagem. A simulação 3 apresenta uma receita muito baixa, porque não existindo potência eólica e estando a albufeira vazia, naturalmente não consegue vender energia à rede.

Capítulo 4

4. Conclusões

Após a análise detalhada das simulações efectuadas no Capítulo 3, concluo que os sistemas híbridos, neste caso a integração do sistema eólico com a hídrica reversível, constituem uma boa solução em termos de maximização dos resultados operacionais, do ponto de vista do produtor de energia, que estando num mercado liberalizado, pretende rentabilizar o seu investimento. Neste trabalho não foram tidos em conta os custos económicos do investimento, nem os custos de operação e manutenção, pelo que foi feita a análise apenas do ponto de vista da venda de energia, aproveitando os recursos renováveis, como sejam o vento e a água.

Naturalmente, também do ponto de vista sócio-económico, apesar dos preços relativamente elevados que os consumidores estão a pagar pela energia, devido às rendas pagas aos produtores, acredito que, no futuro, uma vez pago o investimento, temos condições para que a energia de que tanto necessitamos tenha preços mais acessíveis, além de diminuir a importação e a dependência dos combustíveis fósseis, com a consequente redução da factura que o país paga pela importação dos mesmos.

Também do ponto de vista ambiental e, pese embora alguns impactos mais negativos que possam ser considerados, como o caso do ruído, do impacto visual das torres eólicas, da perturbação que as hídricas causam na actividade humana e nos ecossistemas, na ocupação de lugares com interesse histórico ou turístico, creio que os benefícios serão superiores, pois afinal dispomos de recursos que a Natureza nos concede gratuitamente.

Referências

- [1] Estatísticas do Comércio Internacional Janeiro de 2012 [Consultado em 26- 09-2012] Disponível na www: <URL: http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_destaques&DESTAQUESdest_boui=130170440&DESTAQUESmodo=2
- [2] Hidroelectricidade em Portugal – memória e desafio, REN, Novembro de 2002.
- [3] Portal das Energias Renováveis [Consultado em 26-09-2012] Disponível na www: <URL:http://www.energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID_BBconteudos=32&ID_area=21&ID_BBarea=3
- [4] http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/26_11_2011_12h30m.
- [5] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review 2009, Table 1.3.
- [6] OIL & GAS Security Emergency Response of IEA Countries, Portugal, 2011.
- [7] Key World Energy Statistics, International Energy Agency, 2011.
- [8] Sathyajith Mathew, Wind Energy Fundamentals, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [9] Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009.
- [10] GWEC, Global Wind Report 2010.
- [11] DGEG (relatório nº. 71/72), 2011.
- [12] Cristina Inês Camus, Apontamentos de energias renováveis, ISEL – DEEA - 2008.
- [13] http://rst.gsfc.nasa.gov/Sect14/FIG07_005.jpg
- [14] http://rst.gsfc.nasa.gov/Sect14/atmospheric_circulation.jpg
- [15] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi, Energy Handbook, John Wiley & Sons, Ltd. 2001.
- [16] http://en.wikipedia.org/wiki/Hydroelectricity#cite_note-norway-30_ultimo_acesso_05_07_2011_20H10m

- [17] Caracterização da RNT para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2010.
- [18] Cardoso, João Luís, Trabalhos de Hidráulica Antiga, em homenagem a António de Carvalho Quintela, Epal, 2009.
- [19] International Hydropower Association, Activity Report 2010.pdf [Consultado em 14-09-2012]; Disponível na www: <URL: http://www.hydropower.org/downloads/ActivityReports/IHA_Activity_Report_2010.pdf.
- [20] Quintela, A. C. Hidráulica, Fundação Gulbenkian, Lisboa (2007).
- [21] Castro, Rui M.G., Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Introdução à Energia Mini-Hídrica, Março de 2008 (edição 3.1).
- [22] S. Papaefthimiou, E. Karamanou, S. Papathanassiou, and M. Papadopoulos, A Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Ikaria, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 1, no. 3, October 2010.
- [23] P. D.N. Ngoc, T. T.H. Pham, S. B. D. Roye, Optimal operation for a wind-hydro power plant to participate to ancillary services, Industrial Technology, 2009. ICIT 2009. IEEE International, 10-13 Feb. 2009.
- [24] C. Cristofari, G. Notton, P. Poggi, M. Muselli, N. Heraud, Coupling hydro and wind electricity production by water - pumping storage, Renewable Energy Team - SPE Laboratory University of Corsica - UMR CNRS 6134, 2006 IEEE.
- [25] J. G. González, *Member, IEEE*, R. Moraga R. de la Muela, L. M. Santos, and A. M. González, Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, May 2008.
- [26] P. Camocardi, P. Battaiotto, R. Mantz, Autonomous water pumping system based on wind generation. Control by rotor frequency, Industrial Technology (ICIT), 2010 IEEE International Conference on, 14-17 March 2010.
- [27] J. T. Bialasiewicz, E. Muljadi, Power Transfer and Time-Domain Analysis of a Wind-Turbine Water-Pumping System, Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE, 2-6 Nov. 2003.
- [28] Ana I. Estanqueiro, Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power, 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power Systems and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, 26-27 May 2008.

- [29] Nordex SE Capital Markets Day Products & Sales [Consultado em 08-09-2012]; Disponível na [www:<URL:http://www.nordex-online.com/fileadmin/user](http://www.nordex-online.com/fileadmin/user).
- [30] J.F. Manwell, J.G.Mc Gowan and A.L.Rogers, Wind Energy Explained, John Wiley & Sons, Ltd. 2002.
- [31] Generation Gama The 2.5 MW Efficiency Class [Consultado em 15-09-2012]; Disponível na [www: <URL:http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_Gamma_en.pdf](http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_Gamma_en.pdf).
- [32] Nordex_WPU_33_en_6MW [Consultado em 15-09-2012]; Disponível na [www: <URL:http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_Gamma_en.pdf](http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_Gamma_en.pdf).
- [33] Re_6M_repower.pdf 6MGeneration [Consultado em 15-09-2012]; Disponível na [www: <URL:http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte](http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte).
- [34] Offshore Wind Turbine [Consultado em 15-09-2012]; Disponível na [www: <URL: http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/wind-power-solutions.pdf](http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/wind-power-solutions.pdf).
- [35] Siemens 6.0 MW Offshore Wind Turbine [Consultado em 16-09-2012]; Disponível na [www: <URL: http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power](http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power).
- [36] Three_Gorges_Dam [Consultado em 16-09-2012] Disponível na [www: <URL:http://en.wikipedia.org/wiki/Three_Gorges_Dam](http://en.wikipedia.org/wiki/Three_Gorges_Dam).
- [37] Preços de energia [Consultado em 21-08-2012] Disponível na [www: <URL: http://www.omip.pt/Downloads/tabid/104/language/pt-PT/Default.aspx](http://www.omip.pt/Downloads/tabid/104/language/pt-PT/Default.aspx).
- [38] Turbines [Consultado em 22-09-2012] Disponível na [www: <URL: http://www.voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines-559.html](http://www.voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines-559.html).
- [39] Hydropower [Consultado em 26-09-2012] Disponível na [www: <URL: https://energypedia.info/images/c/cf/Hydropower_engineering.pdf](https://energypedia.info/images/c/cf/Hydropower_engineering.pdf).
- [40] Pumped storage machines [Consultado em 16-09-2012] Disponível na [www: <URL: http://voith.com/en/Voith_Pumped_storage_plants.pdf](http://voith.com/en/Voith_Pumped_storage_plants.pdf)

[41] Voit hydro [Consultado em 16-09-2012] Disponível na www: <URL:
http://voith.com/en/markets-industries/industries/hydro-power/pumped-storage-plants/frades_main-10953-10953.html#

[42] Hydropower [Consultado em 16-09-2012] Disponível na www: <URL:
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf