



VILARINHO DAS FURNAS

Avaliação de tecnologia inovadora pela perspetiva das opções reais

Por

Tiago Miguel Rodrigues de Sá

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Economia e Gestão da Inovação,
pela Faculdade de Economia do Porto

Orientado por:
Paulo Jorge Marques de Oliveira Ribeiro Pereira

Setembro, 2017

Nota Biográfica

Tiago Miguel Rodrigues de Sá nasceu na cidade do Porto, a 7 de novembro de 1994.

Em 2009, teve pela primeira vez contacto com a área económica, frequentando o curso de ciências socioeconómicas na Escola Secundária Clara de Resende, o qual terminou em 2012 com média de 16 valores.

Nesse mesmo ano, iniciou a Licenciatura em Gestão na Faculdade de Economia da Universidade do Porto, a qual terminou em 2015, com média final de 16 valores.

Em setembro do mesmo ano, ingressou no Mestrado de Economia e Gestão da Inovação, igualmente na Faculdade de Economia da Universidade do Porto, tendo concluído a parte curricular com média de 17 valores, em janeiro de 2017.

Entre maio de 2016 e janeiro de 2017, estagiou na EDP, SA, na área da Universidade EDP.

É, desde 2011, árbitro de futebol da Associação de Futebol do Porto, tendo em junho de 2017 ascendido à categoria nacional.

Atualmente, encontra-se a desempenhar funções de apoio à formação na Universidade EDP.

Agradecimentos

Quero começar por agradecer a todos aqueles que ao longo destes últimos meses de intenso trabalho se cruzaram no meu caminho e que me ajudaram a concluir mais uma etapa da minha vida.

Deixo um forte elogio ao meu orientador, demonstrou ser a pessoa mais indicada para me guiar ao longo destes últimos meses. Sempre esteve disponível para me ouvir e sempre com grande espírito de apoio e compreensão.

A toda a equipa da EDP Produção, estou eternamente agradecido pela forma como colocaram todos os recursos humanos e físicos à disposição da minha dissertação:

À Eng^a Ana Cristina Nunes e ao Eng.^o Virgílio Mendes, por toda a disponibilidade demonstrada, permitindo que eu pudesse contribuir para uma nova forma de avaliar projetos hidroelétricos de velocidade variável. Ao Eng.^o José Carlos, pelas explicações mais técnicas relativas ao funcionamento do mercado. Ao Eng.^o Alexandre Ferreira Silva, pela apresentação desta novidade tecnológica e de todas as características técnicas, que me permitiram avaliar esta inovação. Por último, à Doutora Elisabete Pereira e ao Mestre David Novo, um enorme agradecimento, pelas inúmeras contribuições fornecidas e por todas as horas “perdidas” em torno desta Dissertação.

Um agradecimento profundo à Eng^a Inês Lacerda que me deu total liberdade para desenvolver esta Dissertação, bem como a ajuda do Eng.^o José Pedro Gomes.

Um reconhecimento gigantesco ao Eng.^o Nuno Osório. Foi ele o impulsionador desta dissertação. Todos os seus conhecimentos transmitidos na área da engenharia, a ajuda constante, a disponibilidade imediata, contribuíram para a constante continuidade e fortalecimento desta dissertação.

Por fim, quero transmitir um sentimento de profunda gratidão aos meus pais e ao meu irmão, pela união e coesão familiar que demonstraram, tendo sempre estado ao meu lado nos meus piores momentos. Termino, agradecendo à minha fantástica namorada, pelo seu carinho, compreensão, por toda a sua disponibilidade, pelo seu companheirismo, que foram fundamentais para que eu terminasse este trabalho.

Resumo

A dependência energética nacional, aliada ao novo panorama mundial em matéria ambiental (Protocolo de Quioto e Acordo de Paris), tem provocado uma intensificação da penetração das energias renováveis (intermitentes). Associado a esta conjuntura, assiste-se a uma retração dos novos investimentos e ao fim da construção de novos aproveitamentos hidroelétricos, essencialmente devido à estagnação do consumo nacional. Esta nova conjuntura tem provocado uma reorientação da estratégia de investimentos das *utilities*, orientadas agora para a valorização dos ativos existentes, não só com o objetivo de aumentar a eficiência daqueles, mas também, para responder aos desafios que a produção intermitente coloca na gestão da rede elétrica. Assim, a aposta em tecnologias flexíveis, em que a hídrica se destaca, torna-se o foco da estratégia das companhias elétricas.

Os avanços tecnológicos permitem, atualmente, uma flexibilidade considerável através da tecnologia de velocidade variável. A congruência das idiossincrasias desta tecnologia com os mercados elétricos, permitiu observar a existência de uma opção de flexibilidade, inerente à tecnologia que permite a atuação da central de Vilarinho das Furnas no mercado de serviços de sistema ou no mercado *spot*, de acordo com as receitas dos respetivos mercados.

O objetivo deste trabalho é, deste modo, o de avaliar duas diferentes tecnologias flexíveis que permitem atuar em dois mercados de energia. Pretende-se assim contribuir para uma nova forma de avaliar projetos hidroelétricos flexíveis. Neste quadro, foi utilizado o modelo binomial, para avaliar esta opção de troca.

A flexibilidade de atuar em dois mercados, proporcionada pela incorporação da tecnologia, torna o projeto mais valioso do que se apenas fosse possível operar num único mercado. Dando evidência a esta afirmação, constatou-se que o valor do projeto aumenta significativamente com a incorporação na avaliação, da opção de troca. Concluiu-se que uma tecnologia flexível é mais valiosa que a outra.

Código JEL: G31; O13; O33

Palavras Chave: opções reais, opção de troca, tecnologia de velocidade variável, mercados de energia elétrica, árvore binomial.

Abstract

The national energy dependency, coupled with the new environmental global panorama (Kyoto Protocol and Paris Agreement), has led to an intensification of the penetration of renewable energies. Associated with this conjuncture, there is a retraction of the new investment in addition to the termination of the construction of new hydroelectric plants – mainly to the stagnation of the national consumption. This new conjuncture has led to a reorientation of the investment strategy of utilities, currently allied towards the valuation of existing assets, not only with the aim of increasing their efficiency, but also to respond to challenges that intermittent production poses in the management of the electric power lines. Therefore, the focus on flexible technologies where the hydropower stands out becomes the focus of the strategy of electric companies.

Nowadays, the technological advances allow a considerable flexibility through variable speed pumping systems. The congruence of the idiosyncrasies along this technology with the electric markets allowed to observe the existence of a flexible option, inherent to the technology that concede the plant Vilarinho das Furnas an opportunity to operate in the services markets or spot market, according to the revenues of the respective markets.

The aim of this work is, therefore, to assess two different flexible technologies that allow to operate in two different energy markets in order to contribute to a new way of evaluating flexible hydroelectric projects. In this thesis, the binomial model was used to assess this switching option.

The flexibility of operating in two markets, provided by the integration of this technology, makes the project more valuable than if it were to operate in a single market. To support this statement, it was verified that the value of the project increases significantly with this integration in the evaluation of the switching option. It has been concluded that flexible technology is more valuable than the other.

JEL code: G31; O13; O33

Keywords: real options, switching option, variable speed technology, electric power markets, binomial tree

Índice

1. Introdução	1
2. Revisão de Literatura	5
2.1. Opções Reais.....	5
3. Enquadramento Energético Nacional.....	23
4. Setor Elétrico em Portugal	25
4.1. A Organização atual do sector elétrico nacional	25
4.2. Mercados de Energia Elétrica	26
5. Tecnologias de Produção de Hidroeletricidade	36
5.1. Hídrica	39
5.1.1. Tecnologia Reversível	41
5.1.2. Tecnologia de Velocidade Variável	43
5.1.3. Seleção da Tecnologia	45
5.1.4. Variáveis Críticas na Indústria da Hidroeletricidade	48
6. Metodologia.....	52
6.1. Modelo Binomial.....	52
6.2. Modelo de avaliação do valor da tecnologia flexível.....	60
7. Caso de Estudo	64
7.1. Apresentação/Caracterização de Vilarinho das Furnas	64
7.2. A Inovação no Grupo II de Vilarinho das Furnas.....	65
7.3. Pressupostos assumidos e factos reais	70
7.4. A Valorização da Inovação	80
7.4.1. Adequação do modelo de avaliação	82
7.4.2. Resultados.....	87
7.4.3. Análise de Sensibilidade	94
8. Conclusão.....	96
Referências Bibliográficas	98
Anexos	104

Índice de Figuras

Figura 1 - Relevância dos novos investimentos incrementais	2
Figura 2 - Os 3 Pilares na avaliação através das Opções Reais.....	17
Figura 3 - Evolução do Consumo (sem bombagem) em Portugal Continental 1930-2016 (TWh)	23
Figura 4 - Evolução da produção (sem bombagem) em Portugal Continental 2000-2016 (TWh)	24
Figura 5 – Atividades que compõe o setor elétrico português	25
Figura 6 - Os mercados que compõe o setor elétrico em Portugal	29
Figura 7 - Funcionamento do modelo de mercado Pool simétrico.....	30
Figura 8 - Impacto do aumento procura no preço do mercado spot	31
Figura 9 - Impacto do aumento da penetração das renováveis no preço do mercado spot	31
Figura 10 - Impacto do aumento dos preços dos combustíveis fósseis no preço do mercado spot.....	32
Figura 11 - A regra de banda: 2/3 a subir, 1/3 a descer	33
Figura 12 - A composição do Mercado de Serviços Complementares.....	35
Figura 13 - As oportunidades dos Aproveitamentos Hidroelétricos reversíveis	38
Figura 14 - Ilustração da constituição de um Aproveitamento Hidroelétrico	40
Figura 15 - Parafuso de Arquimedes	41
Figura 16 - A Flexibilidade da Bombagem	41
Figura 17 - Velocidade Variável no mundo: máquinas assíncronas	43
Figura 18 - Ajustamento das máquinas de velocidade variável ao diagrama de carga ..	44
Figura 19 - Tipos de turbinas em função da queda (H) e do caudal (Q)	45
Figura 20 - Exemplos de realizações de turbinas-bomba Francis de um único estágio .	46
Figura 21 - Limites de quedas máximas de Bombagem.....	46
Figura 22 - Evolução do IPH e da produção hidroelétrica no período 2007 - 2016.....	48
Figura 23 - Mapa da precipitação diária 1971-2000 – Portugal Continental	50
Figura 24 - Distribuição espacial das Centrais Hidroelétricas e Termoelétricas em Portugal.....	50
Figura 25 - Diagrama representativo do valor do ativo subjacente.....	56
Figura 26 - Diagrama representativo do valor da opção de compra.....	57

Figura 27 - Diagrama representativo da evolução do valor do ativo subjacente para n períodos	58
Figura 28 - Árvore Binomial com evolução do valor do ativo real.....	59
Figura 29 - Representação da evolução do valor dos cash flows do mercado spot e SS 60	
Figura 30 - Árvore representativa dos cash flows incrementais do mercado 2 face ao M1	61
Figura 31 - Bacia do Cávado	64
Figura 32 - Corte atual do Grupo II do Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas com adaptação de solução de dois andares reguláveis	66
Figura 33 – Inovação Incremental – Corte transversal do grupo reversível de dois andares de Yang Yang, Coreia do Sul.....	66
Figura 34 - Gama de funcionamento em modo bomba	68
Figura 35 - instalação de um conversor total em modo bomba,.....	69
Figura 36 - Representação dos estados de operação.....	69
Figura 37 - Tempos de transição entre estados de operação	69
Figura 38 - Relação mensal entre IPB e Preços de Banda.....	70
Figura 39- Evolução anual dos preços no Mercado Spot de energia elétrica em Portugal	73
Figura 40 – Evolução anual dos preços no Mercado de Serviços Sistema de energia elétrica em Espanha	74
Figura 41 - Relação entre o IPB e a energia bombada de Vilarinho das Furnas	78
Figura 42 - Demonstração da atuação da tecnologia flexível nos dois mercados (Cenário mais disruptivo – Tecnologia B)	81
Figura 43 – Representação da construção da árvore com os cash flows do mercado Spot e Serviços Sistema.....	84
Figura 44 - Representação da construção da árvore com os cash flows do mercado Spot, Serviços Sistema e árvore de switching	85
Figura 45 - Árvore Binomial do Mercado Spot da tecnologia A (valores em €)	88
Figura 46 - Árvore Binomial de Switching da tecnologia A (valores em €).....	89
Figura 47 - Árvore Binomial do Mercado Spot da tecnologia B (valores em €)	92
Figura 48 - Árvore Binomial de Switching da tecnologia B (valores em €)	93

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens dos principais métodos de avaliação de investimentos	8
Tabela 2 - Comparação entre opção de compra financeira e a opção real	11
Tabela 3 - Tipos mais comuns de opções	16
Tabela 4 - Operadores físicos e económicos	26
Tabela 5 - Maiores mercados Spot de Energia Elétrica na Europa	27
Tabela 6 - Sessões do mercado Intradiário	31
Tabela 7 - Outros fatores que podem influenciar o valor do preço de energia elétrica..	32
Tabela 8 – Vantagens e Desvantagens das diferentes tecnologias de produção através de fontes renováveis	36
Tabela 9 - Aproveitamentos Hidroelétricos Reversíveis em Portugal	42
Tabela 10 - Índice de Produtibilidade Hidroelétrica por ano civil: 1995 - junho 2017..	49
Tabela 11 - Soluções a avaliar	65
Tabela 12 - Variáveis do modelo.....	71
Tabela 13 - Taxa de inflação para Portugal 2017 - 2052.....	77
Tabela 14 - Montante de Investimento: Solução A e B.....	79
Tabela 15 - Cash flows estimados da tecnologia A relativos ao mercado Spot (2017 – 2052).....	87
Tabela 16 - Cash flow estimado da tecnologia A para o ano de 2017, relativo ao mercado de Banda Secundária.....	88
Tabela 17 - Cash flows estimados da tecnologia B relativos ao mercado Spot (2017 – 2052).....	90
Tabela 18 - Cash flow estimado da tecnologia B para o ano de 2017, relativo ao mercado de Banda Secundária.....	91
Tabela 19 - Análise de Sensibilidade do projeto A	94
Tabela 20 - Análise de Sensibilidade do projeto B	95

Índice de Abreviaturas

A

AH - Aproveitamento Hidroelétrico

APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis

ARH - Administrações das Regiões Hidrográficas

C

CNE - Companhia Nacional de Eletricidade

CPE - Companhia Portuguesa de Eletricidade

CRGE - Companhias Reunidas de Gás e Eletricidade

D

DCF - Discounted Cash Flow

E

EDP, S.A. - Energias de Portugal

EEX - European Energy Exchange

EMCAS - Electricity Market Complex Adaptative Systems

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

G

GPL - Gás de Petróleo Liquefeito

GWh - Gigawatt-hora

I

IPB - Índice de Ponta Base

IPH - Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

I&D - Investigação & Desenvolvimento

K

kVA - Quilovoltampere

kW - Quilowatt

kWh - Quilowatt-hora

M

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

MWh - Megawatt-hora

O

OR - Opções Reais

O&M - Operação & Manutenção

P

PNBEPH - Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

PRE - Produção em Regime Especial

PRO - Produção em Regime Ordinário

Q

QS - Quality of Service

R

REE - Rede Elétrica de Espanha

REN - Redes Energéticas Nacionais

RNT - Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica

S

SEI - Sistema Elétrico Independente

SEN - Sistema Elétrico Nacional

SENV - Sistema Elétrico Não Vinculado

SEP - Sistema Elétrico de Serviço Público

SLA - Service Level Agreement

SS - Serviços Sistema

T

TEPCO - Tokyo Electric Power Company

TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

TWh - Terawatt-hora

V

VACF - Valor Atual dos Cash Flows (Futuros)

VAL - Valor Atual Líquido

1. Introdução

A eletricidade tem um valor incalculável no desenvolvimento económico e social da humanidade, sendo por isso, uma das invenções mais importantes e determinantes no desenvolvimento do mundo hodierno.

Portugal constitui um exemplo de país energeticamente dependente, “*price taker*”, no que respeita aos recursos fósseis, embora apresente um potencial apreciável de recursos renováveis, nomeadamente em termos das componentes hídrica, eólica e solar (Baptista, 2013).

Apesar de Portugal ser um país com elevados recursos endógenos e renováveis, até ao final do século XX/início do século XXI, não os utilizou convenientemente, tendo optado pela importação de recursos fósseis. Em 1999, apenas 2% do consumo de eletricidade, provinha de fontes renováveis (excetuando energia hídrica) (Costa, 2013).

Dada a forte dependência energética nacional face ao exterior, tornando a economia portuguesa vulnerável à volatilidade dos mercados energéticos externos (Amaral, 2006), o setor da energia começou a apostar num novo paradigma: o das energias renováveis. Neste seguimento, em 2012, o valor do consumo de eletricidade proveniente de fontes renováveis já se situava em 37%, do total do consumo português, sendo que 20% provinham de energia eólica (REN, 2012). Em 2014, a produção renovável abasteceu 62% do consumo, a quota mais elevada desde 1979, repartida pelas hídricas com 31%, eólicas 24%, biomassa 6% e fotovoltaicas 1% (REN, 2014).

A 9 de março de 2007, foram definidos, pelo Conselho da União Europeia, os objetivos a serem atingidos até 2020, que se resumem nas metas 20-20-20: consistem numa redução em 30% da emissão de gases com efeito de estufa em relação a 1990, assumindo deste modo um compromisso firme na redução de pelo menos 20%; produção de 20% de energia a partir de fontes renováveis, face ao consumo total de energia na União Europeia, e um incremento de igual percentagem de eficiência energética.

A dependência energética nacional, aliada à imposição de metas europeias em matéria ambiental, formaram assim os dois grandes indutores da intensificação dos investimentos em energias de fontes renováveis (hídrica, solar, eólica, entre outras).

Em Portugal, assim como noutros países, o crescimento significativo do peso da produção de eletricidade a partir da energia eólica – fonte de energia renovável e não despachável, – aumentou os desafios na manutenção da estabilidade da rede de transporte e distribuição.

Pelo contrário, a produção de base hídrica, tem vindo a apresentar uma reconhecida flexibilidade operacional, contribuindo eficazmente para a estabilidade dos sistemas elétricos.

No que se refere às instalações de armazenamento, são necessários avanços na conceção de turbinas, de forma a aumentar o desempenho e a flexibilidade da instalação, assim como desenvolver novas estratégias para otimizar a capacidade de armazenamento, de forma a maximizar a rentabilidade da central no mercado de energia desregulamentado (Ardizzon *et al.*, 2014).

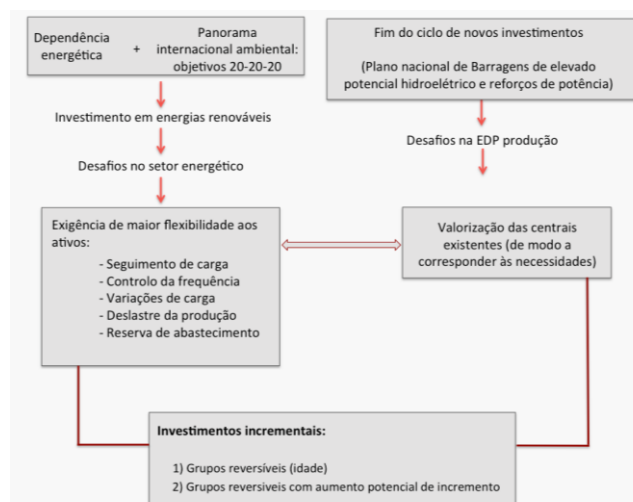


Figura 1 - Relevância dos novos investimentos incrementais

Neste sentido, o mercado de energia continua a procurar formas adicionais de flexibilidade, o que tem contribuído para a implementação de melhorias nos Aproveitamentos Hidroelétricos (AH).

A EDP Produção, focada desde 2008 na execução do plano nacional de barragens de elevado potencial e

nos investimentos em reforços de potência (Decreto-lei nº226-A/2007) , terminará este ciclo de investimentos num futuro próximo. Aliando este fim de ciclo à estagnação do

consumo e excesso de potência instalada, a EDP Produção encontra-se a apostar num novo paradigma de investimento, focado na valorização dos ativos existentes, de forma a responder às necessidades que as fontes renováveis colocam.

Assim, verifica-se o início de um novo ciclo de investimentos na EDP Produção, com a realização de investimentos incrementais, que serão feitos essencialmente em AH, dotados de tecnologia reversível, e que apresentem, com a introdução da nova tecnologia, um elevado incremento de rendimento e flexibilidade.

É neste panorama que surge o AH Vilarinho das Furnas, constituído por grupos diferentes, um deles instalado em 1972 e o outro em 1987. O primeiro é do tipo turbina, enquanto que o segundo é do tipo reversível síncrono.

O presente trabalho foca-se na avaliação económica do incremento da flexibilidade do AH Vilarinho das Furnas Grupo II, constituído atualmente por um grupo gerador reversível de 3 andares, e portanto, não regulável, adotando uma solução inovadora que consiste na substituição do grupo gerador atual, por um grupo gerador reversível de 2 andares.

Este investimento incremental, irá resultar num aumento da ordem de mérito (grau de preferência face a outros aproveitamentos), através do aumento do rendimento do ciclo turbinamento-bombagem e na oferta de banda regulação em modo bomba.

A questão da solução inovadora prende-se com dois fatores: (i) converter um grupo de 3 andares, num de 2 andares reguláveis, numa instalação já existente (apenas existem duas realizações com grupos de 2 andares reguláveis e ambas partiram de uma solução de raiz, ou seja, a obra de construção civil foi desenvolvida, atendendo às características da máquina referida); (ii) conversão elétrica total, utilizando o espaço disponível. A conjugação destes dois fatores torna o projeto num *technology-specific challenge*.

Esta inovação permitirá uma flexibilidade de operação em mais do que um dos mercados que compõe o mercado energético, sendo esta a principal atração desta avaliação, cuja permite avaliar o investimento num aproveitamento hidroelétrico, através da análise do valor desta opção operacional.

Na avaliação económica efetuada, utilizou-se a metodologia das opções reais. Para o efeito, foi aplicado o modelo binomial de Cox *et al.* (1979), como método de avaliação da opção de troca.

Existem vários modelos de simulação da gestão hídrica dos AH utilizados pela EDP Produção, que poderiam suportar a avaliação deste investimento e fornecer *inputs* ao modelo de Opções Reais, tais como o modelo VALORAGUA, o EMCAS ou *HydroSym*. Para o efeito, optou-se por utilizar o modelo VALORAGUA por se considerar o método mais adequado para este estudo. Foi ainda utilizado o software *Oracle Crystal Ball*, para encontrar as distribuições que melhor representassem as variáveis críticas do modelo, bem como para nos fornecer, através de simulações, a volatilidade das receitas do mercado *spot*.

No capítulo 2, é exposta a revisão de literatura sobre a aplicação das opções reais aos diversos domínios, realçando-se o seu contributo no domínio energético, terminando o capítulo com a apresentação de autores que avaliaram opções de *Switching*.

No capítulo 3, é realizado um enquadramento energético, descrevendo a evolução do seu consumo a nível nacional.

O quarto, é um capítulo imprescindível na compreensão do trabalho. Sendo essencialmente teórico, expõe a evolução do setor e a constituição atual do mercado energético nacional.

Dando destaque às tecnologias de produção de eletricidade no domínio hídrico, o capítulo 5 explicita as diferentes tecnologias hídricas existentes e a sua flexibilidade. Este capítulo termina com a apresentação das variáveis críticas na indústria da hidroeletricidade.

No capítulo 6 são apresentados o modelo Binomial e a metodologia de avaliação da opção de troca, subjacente às duas tecnologias hídricas.

No capítulo 7, é caracterizada e valorizada a Inovação no Grupo II do AH de Vilarinho das Furnas.

No oitavo e último capítulo, são expostas as principais conclusões do trabalho, e referidas propostas de investigação para trabalhos futuros.

2. Revisão de Literatura

2.1. Opções Reais

A riqueza dos agentes económicos pode ser aplicada no consumo ou no investimento. Esta opção depende do perfil do agente. Existem agentes que preferem consumir mais e outros investir mais, recebendo estes últimos um prémio por prescindir de satisfazer as suas necessidades no presente.

São estas duas grandezas que são o motor de crescimento de empresas e nações: O consumo, dando ordens de produção às indústrias, e o investimento em novos projetos, como motor para satisfazer essas necessidades de forma cada vez mais eficaz e eficiente.

O valor de uma empresa varia em função dos resultados gerados pelo seu portefólio de projetos de investimento. Na medida em que a gestão investe em novos projetos, dinheiro certo do acionista, projetos esses que geram *cash flows* incertos (Silva, E. S. & Queirós, 2013), as empresas têm como principal objetivo a maximização da riqueza para o acionista. Assim, os gestores devem trocar recursos atuais por recursos futuros se o valor atual destes for superior aos atuais (Soares *et al.*, 2015).

Existem vários métodos que permitem avaliar a viabilidade de projetos de investimento. Os métodos, como o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade, (TIR), são frequentemente utilizados. Estes métodos apresentam simplicidade na sua aplicação, mas nem sempre são os métodos mais adequados, uma vez que ignoram certas características dos projetos que podem influenciar a sua avaliação, tais como a irreversibilidade, incerteza e flexibilidade (Santos *et al.*, 2014; Pereira *et al.*, 2015).

O VAL é o método mais utilizado na avaliação de projetos de investimento. Segundo este método, o valor do projeto corresponde ao valor atual de todos os *cash flows* futuros gerados pelo projeto, subtraídos pelo investimento necessário. Deste modo, o gestor decide investir, caso o valor atual dos *cash flows* gerados pelo projeto seja superior ao custo do investimento ($VAL > 0$), caso contrário não investe ($VAL < 0$).

Embora sejam métodos consistentes com a maximização de riqueza do acionista (Shapiro, 2005), e apesar da sua simplicidade e consistência, os métodos tradicionais demonstram fraquezas em lidar com a incerteza, complexidade e acima de tudo com a flexibilidade (Madhani, 2009).

Ainda que sejam métodos de aplicação geral, estes assumem um cenário esperado dos *cash flows* (Trigeorgis, 1993, 1996), não considerando a flexibilidade que a gestão tem para alterar a decisão de um investimento, em resposta às condições de mercado, ou seja, assumem uma atitude passiva da gestão (Trigeorgis, 1996; Copeland, T. E. & Keenan, 1998; Shapiro, 2005).

No entanto, no mundo real, se os eventos esperados não forem realizados, a gestão pode rever ativamente as decisões de investimento, de modo a captar desenvolvimentos melhores do que o esperado ou recuar para limitar perdas, se existirem ambientes adversos (Smit & Trigeorgis, 2007).

Brealey & Myers (1991, p. 513) apresentam a justificação do pressuposto assumido pelos métodos tradicionais quanto à atitude passiva da gestão:

“O VAL foi desenvolvido inicialmente para avaliar obrigações e ações, e os investidores nesses títulos são necessariamente passivos, com raras exceções, não há nada que possam fazer para melhorar a taxa de juro que pagam ou dividendos que recebem.”

Estes métodos assumem que os projetos são do tipo “agora ou nunca” e consideram que os investimentos são reversíveis, ou seja, que podem ser desfeitos e as despesas recuperadas (Fernandes *et al.*, 2011).

Segundo Pindyck (1991), os métodos tradicionais ignoram duas características importantes da maioria das despesas de investimento: os gastos são em grande parte irreversíveis (afundados) e os investimentos podem ser atrasados, dando à empresa uma oportunidade de esperar por nova informação.

Já Madhani (2009), acrescenta o facto destes métodos ignorarem o valor de se criarem opções, uma vez que muitas vezes, os investimentos abrem a possibilidade de oportunidades de investimento futuro, o que implica que eles têm incorporadas opções na sua própria avaliação (Ross, 1995; Shapiro, 2005). A abordagem das opções reais incorpora o valor destas opções, transformando um projeto que parece inviável, num projeto com valor económico positivo (Guedes & Santos, 2016).

Num mercado caracterizado por mudanças, incertezas e interações competitivas, provavelmente os *cash flows* irão diferir do previsto (Trigeorgis, 1996). Com o surgimento de novas informações, a gestão pode usar da valiosa flexibilidade para alterar a sua estratégia operacional (Trigeorgis, 1993; Soares *et al.*, 2015). É esta capacidade de mudar e de se ajustar à envolvente, que cria as chamadas opções reais (Shapiro, 2005). As opções reais valorizam essa flexibilidade (Soares *et al.*, 2015), flexibilidade operacional que é subavaliada pelos métodos de avaliação tradicionais (Kulatilaka & Marcus, 1992).

Para a maioria dos investimentos, a utilidade da regra do VAL é muito limitada. (Ross, 1995), como resposta, em modelos dinâmicos os projetos podem ser ativamente geridos em resposta à resolução da incerteza exógena (Chevalier-Roignant *et al.*, 2011).

A abordagem das opções reais é mais dinâmica do que os métodos tradicionais, uma vez que incorpora não só o valor da flexibilidade e de oportunidades de crescimento, mas também de estratégias competitivas num ambiente incerto (Smit & Trigeorgis, 2006). A Tabela 1, revela as vantagens e desvantagens dos principais métodos de avaliação de investimentos. Apesar do VAL incorporar o valor do dinheiro no tempo, e considerar que os *cash flows* gerados pelo projeto são reinvestidos à taxa de atualização, este não captura a flexibilidade operacional.

	Baseado nos cash flows	Risco ajustado	Período múltiplo	Captura da Flexibilidade
OR	✓	✓	✓	✓
VAL	✓	✓	✓	✗

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens dos principais métodos de avaliação de investimentos

Fonte: adaptado de Copeland, T. E. & Keenan (1998)

Devido a essas limitações, as técnicas tradicionais não ganharam tanta aceitação no planeamento estratégico, onde a vantagem competitiva, a liderança do mercado e a estrutura da indústria, aparecem como conceitos dominantes (Trigeorgis, 1996).

Por volta dos anos 80, o insucesso dos métodos tradicionais de avaliação de investimentos começava a tornar-se cada vez mais aparente (Trigeorgis, 1996).

Neste contexto, surgiu a abordagem das opções reais, que urgiu num ambiente de extrema volatilidade dos mercados e que veio impor aos gestores, uma decisão mais refletida, tendo em conta o momento ótimo da sua implementação e centrando-se na gestão estratégica dos investimentos.

Segundo Copeland, T. E. & Keenan (1998); Copeland, T. & Antikarov (2003) a abordagem das opções reais é o método mais adequado, quando o projeto envolve grande incerteza e os gestores possuem flexibilidade, uma vez que este método capta o valor da flexibilidade de uma forma que os métodos tradicionais não captam.

O conceito de opções reais surgiu das opções financeiras. As suas fundações residem no trabalho de Black, Merton e Scholes (Black & Scholes, 1973; Merton, 1973) na área da avaliação de opções financeiras (Fernandes *et al.*, 2011).

Black & Scholes (1973) e Merton (1973), desenvolveram um modelo em tempo contínuo no âmbito dos mercados financeiros, baseado na avaliação do valor de opções Europeias, com exclusão de dividendos. Admite o modelo que, o preço da ação, segue um movimento Browniano Geométrico.

Mais tarde, Geske (1979), mostrando a pertinência de avaliar oportunidades com carácter sequencial, desenvolve um modelo que permite avaliar opções de compra compostas (ou seja, opção de adquirir outra opção). Neste artigo, o autor explicita que o modelo Black & Scholes (1973) é um caso especial do modelo de opção composta.

Cox *et al.* (1979), desenvolveram um modelo simples de tempo discreto para avaliar opções financeiras, conhecido pelo modelo binomial. Este modelo Cox *et al.* (1979), apresenta como caso limite, o modelo Black & Scholes (1973).

Dada a crescente incerteza dos mercados, começou-se a adotar este método para avaliar ativos reais. De acordo com Pindyck (1991) e Dixit, A. (1989), uma oportunidade de investimento irreversível, pode ser encarada como uma opção de compra financeira.

O conceito de Opções Reais, foi usado pela primeira vez por Myers (1977). Neste trabalho o autor referiu que as oportunidades de crescimento de ativos empresariais, poderiam ser vistos como opções de compra.

É importante introduzir os conceitos de opções financeiras e opções reais.

Segundo Black & Scholes (1973), uma opção é “uma garantia que dá o direito de comprar ou vender um ativo, sujeito a certas condições durante um determinado período de tempo.” Acresce ainda a existência de um prémio da opção, a ser pago pelos compradores aos vendedores, uma vez que é esta a compensação que permite que existam pessoas dispostas a ter apenas obrigações no contrato (vendedores). O ativo subjacente pode ser uma ação, obrigação ou outro produto financeiro.

Existem dois tipos de opções: as opções de compra, denominadas “*call options*”, que conferem ao seu titular o direito, mas não a obrigação, de comprar um determinado número de ativos subjacentes, a um preço especificado (preço de exercício), durante um período de tempo (até à maturidade) e as opções de venda, que conferem ao seu titular, o direito mas não a obrigação de vender um determinado ativo subjacente, por

um preço estipulado (preço de exercício), durante um certo período de tempo (até à maturidade) designadas por “*put options*” (Brandão, 2014).

As opções podem ainda ser classificadas como Americanas ou Europeias, dependendo do momento em que podem ser exercidas. De acordo com Black & Scholes (1973), a opção americana pode ser exercida em qualquer momento até à data em que a opção expira (data da maturidade). Já uma opção europeia, apenas pode ser exercida numa data futura especificada (data da maturidade)

Copeland, T. & Antikarov (2003, p. 5), definiram Opção Real, como o “*direito, mas não a obrigação, de tomar uma ação (por exemplo, diferir, expandir, contrair ou abandonar), a um custo predeterminado, denominado preço de exercício, por um período de tempo preestabelecido - a vida útil da opção*”

Esta opção de investir é valiosa: assim, se o valor do ativo subir, o retorno do investimento aumenta. Se ele cair, a empresa não precisa de investir e só perde o que dispendeu para obter essa oportunidade de investimento (Pindyck, 1991).

De acordo com Trigeorgis (1993) e Shapiro (2005), o valor de um projeto de investimento pode ser definido pelo seu VAL ampliado:

$$\text{VAL ampliado} = \text{VAL tradicional (estático)} + \text{Valor das opções reais (call ou put)}$$

As opções reais têm as suas raízes nos modelos de opções financeiras; deste modo, tal como nas opções financeiras, o valor das opções reais depende de cinco variáveis (Copeland, T. & Antikarov, 2003): valor do ativo subjacente sujeito a risco, preço de exercício, tempo até à maturidade, desvio padrão do valor do ativo subjacente sujeito a risco e da taxa de juro isenta de risco.

A Tabela 2 mostra a analogia entre as opções financeiras e as opções reais.

Tabela 2 - Comparação entre opção de compra financeira e a opção real

Opção de compra financeira	Opção real (do Projeto de investimento)
Valor do ativo subjacente	Valor atual dos <i>cash-flows</i> esperados
Preço de exercício	Custo do investimento
Tempo para a Maturidade	Tempo até a oportunidade de investimento desaparecer
Volatilidade do valor da ação	Volatilidade do valor do projeto
Taxa de juro isenta de risco	Taxa de juro isenta de risco

Fonte: Trigeorgis (1996)

Valor do ativo subjacente sujeito a risco: no caso das opções, trata-se do valor de um projeto de investimento. Quando o valor do ativo subjacente aumenta, o mesmo acontece ao valor da opção de compra, por outro lado, desvaloriza o valor das opções de venda (Damodaran, 2012).

Preço de exercício: montante necessário para exercer a opção. No caso do comprador é o montante pago; no caso de ser vendedor é o valor recebido. Em situações de opções de compra, à medida que o preço de exercício aumenta, o valor da opção reduz-se. No caso de opções de venda acontece o oposto (Damodaran, 2012).

Tempo até à maturidade: com o aumento do prazo de expiração, o valor das opções de venda e de compra também aumentam. O aumento do prazo, aumenta as hipóteses de ocorrerem eventos positivos que afetam drasticamente a rentabilidade do projeto. No caso das opções de compra, o aumento do tempo, reflete-se num menor valor atual do preço de exercício, o que incrementa o valor da opção (Damodaran, 2012).

Desvio padrão do valor do ativo subjacente: o valor da opção aumenta com o risco do ativo subjacente porque os retornos de uma opção de compra dependem do valor do ativo subjacente que está acima do preço de exercício, e esta probabilidade

aumenta com a volatilidade do ativo. Ao contrário do método do Valor Atual Líquido, que penaliza a volatilidade, as opções valorizam a incerteza. Quanto maior a incerteza, maior a probabilidade de estar *in the money*, e deste modo, mais valiosa será a opção (Copeland, T. E. & Keenan, 1998).

Entende-se por **volatilidade** a amplitude de variação da rendibilidade de um ativo (Silva, E. S. & Queirós, 2013). Quando temos a opção podemos limitar as perdas. Assim, quanto mais arriscados (mais voláteis) forem os projetos, maior a probabilidade de obter um grande ganho sem um aumento correspondente nas perdas potenciais (Shapiro, 2005).

Taxa de juro isenta de risco: aumentos nas taxas de desconto, reduzem o valor dos fluxos de caixa do projeto, mas também reduzem o valor do investimento necessário para exercer a opção (Shapiro, 2005). O efeito líquido é que eleva o valor do projeto que possui opção.

Apesar de terem surgido das opções financeiras, a analogia entre Opções Reais e Opções Financeiras não é exata. No seu livro, Trigeorgis (1996), apresenta **três falhas** na analogia entre as opções de ativos reais e ativos financeiros:

1. **Não Exclusividade e Interação Competitiva:** uma opção de compra financeira é exclusiva, isto é, o detentor da opção não tem de se preocupar com a concorrência, relativamente ao ativo subjacente. No caso de ativos reais, estas são normalmente compartilhadas, na medida em que podem ser detidas por mais que um *player* do mercado (são exemplos a capacidade de introduzir um novo produto e a oportunidade de penetrar num novo mercado geográfico, sem barreiras à entrada).

Soares *et al.* (2015) salienta que o diferimento, apresenta custos ao nível do posicionamento concorrencial (uma vez que pode ocasionar a perda, em parte ou na totalidade da oportunidade de investimento), e ao nível da perda de *cash flows* (que o

projeto não gera por ter sido adiado), o que incentiva o detentor da opção a exercer a opção antecipadamente, e investir antes que os concorrentes (Shapiro, 2005).

Trigeorgis (1996) ressalva, que, no entanto, podem existir direitos exclusivos em ativos reais, como é o caso das patentes para o desenvolvimento de novos produtos.

2. **Não transacionável:** as opções de compra, assim como as opções sobre ações, são negociadas frequentemente em mercados financeiros. Ao contrário das opções reais, as opções financeiras apresentam um carácter negociável.

“Enquanto que no domínio financeiro, a incerteza decorre da aleatoriedade da evolução do preço do ativo subjacente, no domínio dos investimentos reais, as fontes de incerteza decorrem, em grande parte, das situações da atuação das outras empresas nos mercados onde a empresa atua, colocando dificuldade na modelização do comportamento dinâmico que incorpora a incerteza” (Soares et al., 2015, p. 331).

3. **Interdependência e opções complexas:** A opção de compra sobre ações é simples. Ao contrário de muitas opções reais que, quando exercidas, levam ao aparecimento de novas oportunidades de investimento e assumem uma natureza composta.

As opções compostas podem ter um impacto mais estratégico sobre a empresa, face às opções reais simples, pelo que devem ser vistas não como investimentos independentes, mas como um conjunto de projetos relacionados.

Copeland, T. & Antikarov (2003), acrescentam ainda a diferença de que, enquanto as opções financeiras são emitidas por terceiros, que as compram e vendem, e que consequentemente não têm influência sobre o preço do ativo subjacente, as opções reais são controladas pela gestão, que tem assim influência sobre o valor do ativo subjacente.

A literatura sobre Opções Reais, tem sido crescente e diversificada, existindo artigos que aplicam esta metodologia a diversos domínios, bem como a diferentes tipos de flexibilidade. A Tabela 3, adaptada do livro “*Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*” (Trigeorgis, 1996), descreve algumas das opções mais utilizadas, bem como alguns autores que as desenvolveram.

Tourinho (1979), foi dos primeiros autores a desenvolver um trabalho utilizando analogia das opções financeiras, para avaliar ativos reais. O seu trabalho consistiu em calcular o valor de uma reserva de recursos naturais, admitindo que o preço do recurso é incerto.

Também a avaliar os investimentos em recursos naturais, Brennan & Schwartz (1985), abordam as opções reais. Neste trabalho em que foi assumido que a evolução do preço apresentava um comportamento estocástico, os autores estudaram a flexibilidade de uma mina de cobre, refletida nas opções de abertura, encerramento temporário e abandono.

McDonald, R. L. & Siegel (1985), apresentam que as técnicas das opções financeiras podem ser usadas na avaliação de ativos reais; neste caso foi avaliada a hipótese de parar temporariamente a produção, no caso dos custos variáveis excederem as receitas operacionais. Um ano mais tarde, os mesmos autores escreveram outro artigo (McDonald, R. & Siegel, 1986), onde avaliam o momento ótimo de investimento, através da avaliação de uma opção de diferimento.

Posteriormente, Paddock *et al.* (1988), utilizando a teoria das opções reais, avaliam o investimento nas concessões de petróleo do Golfo do México. Neste artigo os autores comparam a avaliação feita através do método do *Discounted Cash Flow*, com a das opções reais.

Mais recentemente, começam a intensificar-se os estudos no âmbito das opções reais, Moel & Tufano (2002), utilizando o modelo de Brennan & Schwartz (1985), estudam as opções de abertura e fecho de minas, em resposta aos preços das matérias-primas.

Samis *et al.* (2005), avaliam uma mina, comparando o resultado do VAL obtido com as opções, onde conclui que o VAL levaria a renunciar 24,5 milhões de dólares. Guedes & Santos (2016), avaliam o valor de um projeto de exploração e produção de petróleo offshore, através da perspectiva das opções reais. Concluíram que das opções que o projeto possuía - opção de exploração, de escala e de abandono – a opção de abandono era aquela que contribuía com maior relevância para o valor da flexibilidade do projeto.

Numa outra aplicação, Doraszelski (2001), avalia o momento ótimo da adoção de uma tecnologia. O autor concluiu que comparando com o VAL, a empresa adiará a implementação de uma tecnologia, quando tem em conta o valor da opção de diferimento.

Smit & Trigeorgis (2007), demonstram como as empresas tecnológicas devem analisar as suas opções estratégicas de investimento, incorporando a teoria dos jogos nas opções reais, uma vez que os métodos tradicionais têm dificuldade em captar os investimentos estratégicos como a Investigação & Desenvolvimento, entrada em novos mercados ou expansão da capacidade. Os autores ofereceram uma contribuição para avaliação de estratégias de investimento competitivo como decisões de antecipação ou de cooperação.

Num outro domínio, na área do transporte de energia Loureiro, M. V. *et al.* (2015), avaliam o planeamento da expansão de redes de transmissão de energia, utilizando um modelo de programação linear misto sob incerteza, considerando a existência de carteiras de opções (interação entre opções). Ainda no domínio da energia Zambujal-Oliveira (2013), avalia o investimento numa central de ciclo combinado, de gás natural. Verificou que o projeto devia ser adiado, uma vez que a opção de diferimento contribuía para o valor do projeto.

Tabela 3 - Tipos mais comuns de opções

Tipo de Opção	Descrição	Aplicações
Opção de diferir	Possibilidade de esperar, antes de tomar a decisão de investir. Esta opção permite assim, obter informações adicionais sobre o projeto. A gestão pode esperar, um determinado período de tempo para ver se os preços dos produtos/serviços, justificam a implementação do projeto.	McDonald, R. & Siegel (1986) Ingersoll Jr & Ross (1992) Paddock <i>et al.</i> (1988)
Opção <i>time-to-build</i>	Dá a opção de dividir o investimento numa série de investimentos sequenciais, criando a opção de abandonar o projeto a meio do caminho, se surgirem novas informações desfavoráveis. Em cada fase adquire-se uma opção sobre a fase subsequente. As opções de adiamento e abandono, estão igualmente presentes.	Trigeorgis (1993)
Opção de alteração da escala – Expandir, parar temporariamente ou reiniciar	Opção de expandir, no caso de as condições de mercado serem mais favoráveis do que as esperadas. Da mesma forma, a empresa pode possuir a opção de reduzir a escala, se as condições forem menos favoráveis do que se esperava. Em casos extremos, a produção pode ser interrompida e depois reiniciada, quando as condições de mercado melhorarem.	Brennan & Schwartz (1985) McDonald, R. L. & Siegel (1985)
Opção de Abandono	Opção de abandonar permanentemente as operações, no caso de as condições do mercado piorarem, sem perspetiva de melhoria significativa. Os investidores quando exercem esta opção, normalmente liquidam os ativos.	Dixit, A. (1989)
Opção de troca (switching)	Opção de alterar as matérias-primas (inputs) ou produtos (outputs), no caso de alteração dos preços ou da procura. Também designada por opção de flexibilidade operacional. Pode ser aplicada a outros domínios, como por exemplo a possibilidade de operar num ou noutro mercado (a regra é operar no mercado que maximizar a riqueza do acionista).	Kulatilaka & Trigeorgis (1994) Kulatilaka & Marcus (1992) Guthrie (2009) Copeland, T. & Antikarov (2003)
Opção de Crescimento	Muitos investimentos abrem oportunidades para investimentos futuros. Um investimento “piloto” (como I&D, reservas petrolíferas inexploradas, aquisição estratégica etc.), pode incorporar oportunidades de crescimento futuras (como novos produtos ou acesso a novos mercados).	Myers (1977)
Interação de Múltiplas Opções	Existem projetos que envolvem um conjunto de opções, tanto <i>calls</i> como <i>puts</i> . O seu valor combinado pode diferir da soma dos valores das opções em separado.	Brennan & Schwartz (1985) Trigeorgis (1993)

Fonte: Adaptado de Trigeorgis (1996)

As opções no contexto da hidroeletricidade

A liberalização do setor energético, que provocou o incremento de incerteza nos proveitos dos *palyers* do mercado energético, aliado às especificidades dos aproveitamentos hidroelétricos em matéria de risco hidrológico, uma vez que estes estão dependentes de fatores exógenos para terem a matéria-prima da produção – água – tornam o investimento nestes ativos mais arriscado, no que respeita aos *cash-flows* esperados do projeto.

Como refere Pereira *et al.* (2015, p. 5) “Os mercados de energia liberalizados são agora concebidos de tal forma que os investidores devem ter em conta uma nova carteira de riscos (incluindo o risco hidrológico) que podem ameaçar a atratividade e a rentabilidade dos investimentos”.

Deve notar-se que num monopólio, as incertezas como a procura de eletricidade e os preços da energia, a entrada de novos concorrentes no mercado, bem como a introdução de alterações regulamentares são relativamente estáveis (Santos *et al.*, 2014).

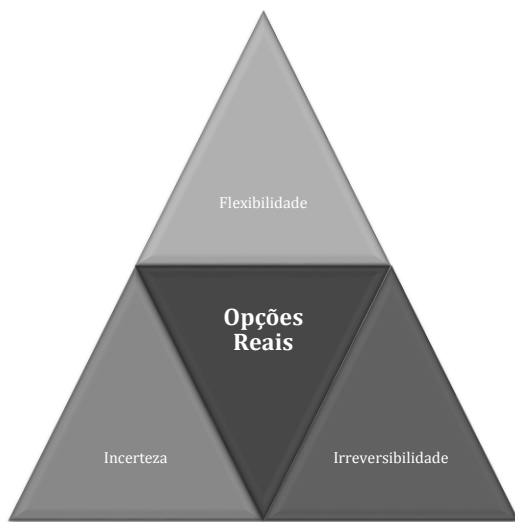


Figura 2 - Os 3 Pilares na avaliação através das Opções Reais

Um outro fator é o carácter flexível destes investimentos, que podem ser adiados de modo a obter-se informações mais robustas sobre o mercado (Santos *et al.*, 2014).

Estas idiossincrasias dos projetos energéticos, ligadas aos aproveitamentos hidroelétricos, tornam a avaliação pelos métodos tradicionais

– Valor Atual Líquido ou *Discounted Cash Flow (DCF)*, Taxa Interna de

Rentabilidade, *Payback* – ineficiente, uma vez que subavaliam os projetos quando estes fatores estão presentes (ver figura 2).

Para uma avaliação correta a análise pelo método das opções reais tem que adaptar o seu quadro às especificidades de cada projeto individual para refletir as suas principais fontes de flexibilidade sem se tornar excessivamente complexo (Guedes & Santos, 2016).

Com o aparecimento dos mercados regionais de eletricidade, como é exemplo, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que induziram um maior grau de rivalidade e competitividade no sector, as companhias elétricas têm hoje de avaliar todos os novos investimentos, de uma forma mais criteriosa e rigorosa, de forma a incorporarem todas as fontes de valor do projeto. Segundo Martínez Ceseña *et al.* (2013), a abordagem das opções reais pode aumentar o valor de projetos sob incerteza, como é o caso de investimentos na produção de energia e em energias renováveis.

A energia hidroelétrica não é apenas uma fonte renovável e sustentável, pois a sua flexibilidade e capacidade de armazenamento também pode permitir melhorar a estabilidade da rede e apoiar a implementação de outras fontes de energia, fontes estas de carácter intermitente, como a eólica e a solar (Ardizzon *et al.*, 2014). Muche (2009), acrescenta ainda que se espera um crescimento dos investimentos em centrais hidroelétricas de bombagem, uma vez que estas permitem armazenar o excesso de energia produzida pela eólica.

Assim existe um interesse crescente em aproveitamentos hidroelétricos de bombagem, e uma procura para a reabilitação de antigas centrais hidroelétricas (Rehman *et al.*, 2015).

No seu artigo, Hirth (2016), demonstra a flexibilidade e complementaridade da energia hídrica, onde conclui que dada a flexibilidade da hídrica, esta permite compensar a produção intermitente dos parques eólicos, o que mitiga a queda do valor da energia eólica.

Assim, tem-se verificado uma aposta crescente no uso de modelos de opções reais para avaliação de investimentos em aproveitamentos hidroelétricos simples, e também equipados com bombagem, uma vez que a metodologia das opções reais permite

valorizar a flexibilidade da gestão de projetos de bombagem e armazenamento num mercado concorrencial (Gaudard, 2015).

Kjærland (2007) utilizando o modelo de Dixit, A. K. & Pindyck (1994), aplica a abordagem das opções reais, não só para avaliar oportunidades de investimento em energia hidroelétrica no contexto norueguês, mas também, para encontrar a relação entre o nível de preço da eletricidade e o momento ótimo do investimento.

No seu artigo, Santos *et al.* (2014), comparam o investimento numa central mini-hídrica, através da árvore binomial desenvolvida por Cox *et al.* (1979), com os resultados obtidos com os métodos tradicionais (o VAL, TIR e *Payback*). Os autores verificaram que, se implementado de imediato, o projeto seria subavaliado em aproximadamente 800%, uma vez que estes métodos ignoraram o valor da opção de diferimento.

Estudando a especificidade dos Aproveitamentos hidroelétricos de bombagem, Gaudard (2015), utilizando o método das opções reais, efetua uma análise económico-financeira a uma central de bombagem, que podia ser construída nos Alpes suíços. Concluiu que, nas condições à data o investimento não era rentável, no entanto o projeto apresentava uma opção com valor positivo.

Muche (2009), tendo por base a metodologia das opções reais, avalia o investimento de um AH bombagem, com capacidade de armazenamento. De modo a capturar a evolução futura dos preços de energia, foram usados os dados da EEX (European Energy Exchange).

Utilizando o modelo Black & Scholes (1973), Hedman & Sheblé (2006), analisam a opção de utilizar uma central hidroelétrica de bombagem para reduzir a incerteza da energia eólica. Para além disso, e uma vez que os aproveitamentos hidroelétricos exigem grandes investimentos, os autores analisam uma segunda hipótese, na qual o parque eólico pode comprar uma *Call/Put* para cobrir o risco do vento.

Fertig *et al.* (2014), avaliam a oportunidade de investir em centrais de bombagem na Noruega, que praticam arbitragem com o mercado spot alemão. Os autores concluem que se deve manter a opção durante 8 anos, e aí sim investir.

Opção de Troca

Opção de Troca, ou mais genericamente falando, opção de flexibilidade operacional, consiste na capacidade de a empresa poder optar por escolher de entre duas ou mais alternativas, aquela que permite obter o máximo rendimento.

Segundo Copeland, T. & Antikarov (2003), estas opções dão ao seu detentor, a possibilidade de passar de um modo de operação para outro, a um determinado custo.

Esta capacidade discricionária, permite ao seu detentor reduzir as suas perdas, na medida em que dá a valência de optar pela alternativa que possui maior valor em cada momento do tempo. Na maioria da literatura define-se como a capacidade de a empresa poder escolher a matéria-prima em função da evolução do seu custo, ou visto do lado a jusante, a opção da empresa, poder escolher o produto mais rentável, em função do seu preço de mercado ou da procura.

Kulatilaka & Marcus (1992), apresentam um exemplo prático da valorização de tecnologia flexível, por via das opções reais, em comparação com os métodos tradicionais. Neste artigo, mostram um estudo de caso, no qual uma empresa pode escolher entre três projetos de produção de eletricidade, em função dos custos de produção: um que usa gás como matéria-prima, um petróleo e outro flexível (que pode usar um ou outro combustível). Verificou nesse exemplo que, embora exija maior investimento, a tecnologia flexível apresenta maiores fluxos de caixa, uma vez que consegue capturar o melhor das duas tecnologias. Esta análise contrastou com os resultados inicialmente obtidos pelos autores, quando avaliaram o projeto numa ótica de cenário médio (VAL), em que o VAL da tecnologia flexível apresentava um valor negativo. Para avaliar a opção, os autores compararam a opção de mudar para a tecnologia a gás, sabendo que a empresa está a operar com a tecnologia a petróleo; por outras palavras, a tecnologia flexível indica os ganhos incrementais (poupanças) obtidos

por ter a possibilidade de trocar para a tecnologia a gás, no caso de os preços do mercado do petróleo subirem. Assim a tecnologia flexível oferece em cada período, fluxos de caixa superiores de acordo com a seguinte fórmula: $\max (P_{\text{petróleo}} - P_{\text{gás}}, 0)$ – os custos de energia são limitados pela possibilidade para mudar para a caldeira a gás.

Copeland, T. & Antikarov (2003), apresentam um caso da avaliação de uma opção de flexibilidade operacional, em que existem custos na mudança de tecnologia. No exemplo, estudaram o valor da tecnologia flexível Z (que permitia alternar entre as tecnologias X e Y). Numa primeira fase foi calculado o valor das tecnologias X e Y sem flexibilidade e, posteriormente, os autores compararam o valor da tecnologia X (com maior valor atual) com o valor da tecnologia Z. Neste exemplo, como existem custos de troca, a análise é mais complexa, uma vez que existe o que comumente chamamos de *path dependency*:

“a dependência da trajetória significa que utilizamos um processo dinâmico de programação para trás – em que estamos simultaneamente voltados para trás e para a frente (...) o modo ótimo de operação em dada situação depende do modo em que nos encontramos numa situação anterior e nos modos ótimos possíveis subsequentes”
Copeland, T. & Antikarov (2003, p. 180 e p. 184)

Os autores concluíram que, embora o investimento em Z fosse superior, o valor líquido gerado pela tecnologia Z era superior ao valor líquido gerado, separadamente, pelas tecnologias X ou Y.

Kulatilaka & Trigeorgis (1994), estudaram o valor da opção de flexibilidade através da comparação entre as receitas geradas por duas tecnologias a operar separadamente e as receitas geradas pela tecnologia flexível (que podia usar o melhor das duas), e onde não existiam custos de troca.

Mas nem sempre a opção de flexibilidade operacional está ligada a produtos ou matérias-primas. O âmbito desta opção é muito mais vasto, e analisando caso a caso, podemos aplica-lo a outros domínios.

No contexto desta dissertação, esta opção está incorporada numa flexibilidade de mercado (*Switching Market*), isto é, em cada momento do tempo, o gestor, em função da evolução das receitas dos mercados, pode optar por operar no mercado *spot* ou no mercado de Banda Secundária. O objetivo do gestor é sempre o da maximização da riqueza do acionista, em cada momento do tempo.

O mercado de energia é bastante complexo, e estas idiosincrasias permitiram observar a existência de uma *switching option* na sua génese. É esta “opção de mercado” que permitirá valorizar de forma distintiva a inovação incremental de Vilarinho das Furnas – Grupo 2. Dada a nova era de investimentos incrementais, aliada à evolução em matéria de inovação em tecnologia hídrica, cada vez mais flexível, procura-se contribuir para uma nova forma de olhar para a avaliação de investimentos energéticos, mas precisamente ligados à flexibilidade dos grupos reversíveis reguláveis, pois são estes que estão mais orientados para a operação nos diversos mercados de energia elétrica.

3. Enquadramento Energético Nacional

A energia está presente em todas as partes do mundo, sem ela não conseguimos viver. Como consequência do crescimento demográfico e urbano, do desenvolvimento da agricultura e do avanço e expansão industrial, a energia tem ganhado especial destaque no nosso planeta, sendo cada vez mais um recurso imprescindível à Humanidade.

Entre o séc. XVIII e o séc. XIX, intensificaram-se os estudos e consequentes descobertas no domínio da energia elétrica, dando origem a grandes inovações que se tornaram cruciais no desenvolvimento do mundo. Consta-se que a primeira central elétrica do mundo, destinada à iluminação particular e pública da cidade de Nova Iorque (Loureiro, T. & EDP, 2016), tenha sido construída em 1882, pela companhia *Edison Electric Illuminating Company*.

Apesar de a energia elétrica já existir em Portugal desde 1878, é a partir de 1930 que os consumos energéticos nacionais começam a disparar, atingindo a maior variação inter anual entre os anos 1950 e 1960 (evolução de 0,94 TWh em 1950 para 3,3 TWh em 1960). É de salientar que o crescimento dos consumos se verificou até 2008, e a partir desse ano existiu uma estagnação do consumo de energia elétrica em Portugal (com pequenas oscilações, como a subida em 2010 de 4,61% face ao valor de 2009), influenciado pela crise económica e financeira.

Através da análise da figura 3, podemos confirmar que em 2010 contabiliza-se o maior consumo energético verificado em Portugal Continental, atingindo nesse ano um valor de 52,2 TWh. A tendência dos consumos deixa antever uma estagnação do consumo e

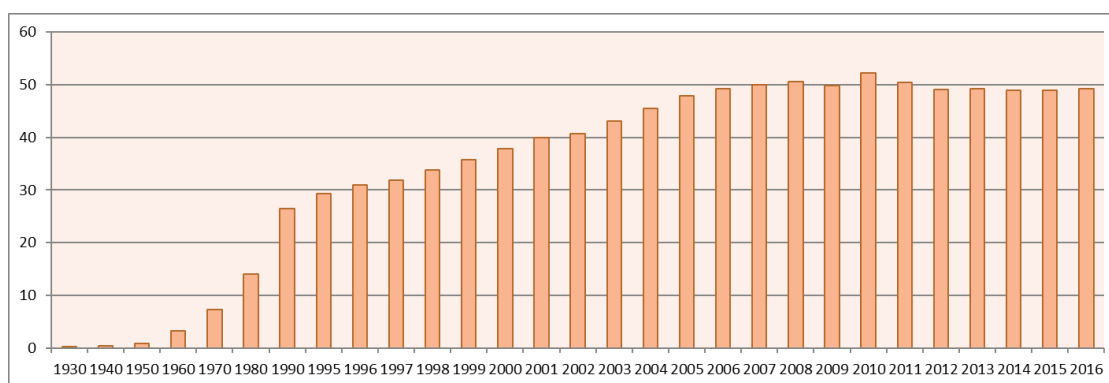


Figura 3 - Evolução do Consumo (sem bombagem) em Portugal Continental 1930-2016 (TWh)

Fonte: REN

consequentemente, da produção de energia elétrica em Portugal.

A história do abastecimento dos consumos, mostra que a principal tecnologia que abastece os consumos nacionais é a tecnologia térmica, seguindo-se a hídrica. No início

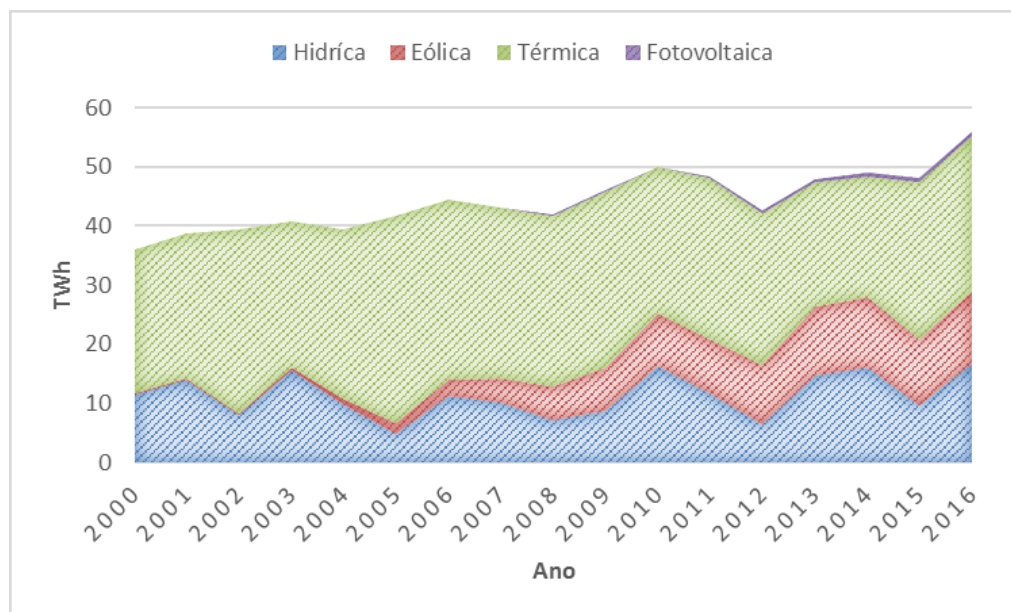


Figura 4 - Evolução da produção (sem bombagem) em Portugal Continental 2000-2016 (TWh)

Fonte: REN

do século XXI, 64 % dos consumos eram abastecidos através de energia térmica, e 30% a partir da energia hídrica. Passados 16 anos, o *mix* de produção vai-se alterando, começando a ganhar destaque, a produção através de energia renovável (hídrica e eólica). Assim, em 2016, 34% da energia consumida provinha da hídrica, 24% de energia eólica e 53% de energia térmica. A penetração das tecnologias de fontes renováveis intermitentes, têm colocado desafios na estabilidade da rede elétrica, onde em cada instante do tempo, a produção tem de igualar o consumo.

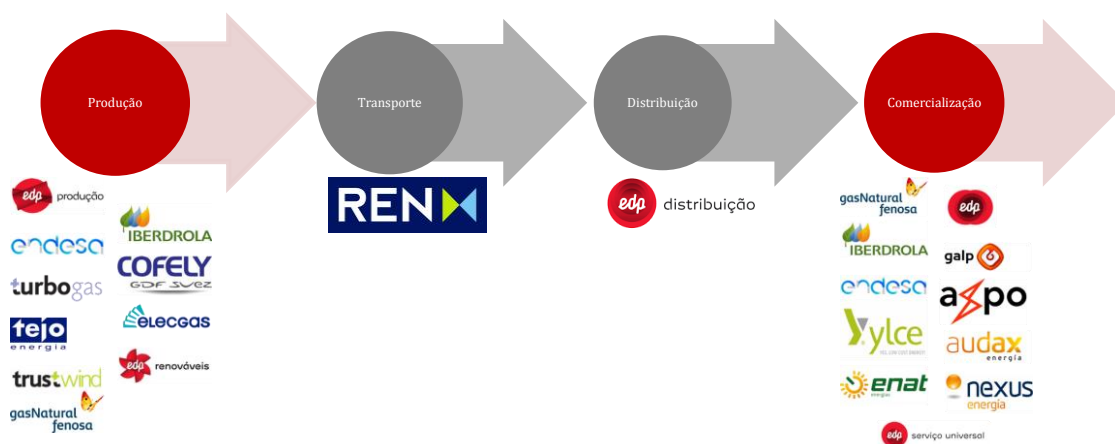
Apesar de possuir recursos endógenos com elevado potencial energético, Portugal sempre foi um país dependente do exterior para fornecimentos dos seus consumos energéticos. Em 2008, 17% do consumo doméstico foi abastecido através de importações, o equivalente a 8,77 TWh. Em 2016, dá-se um marco no saldo importador de Portugal; pela primeira vez, o país, através da sua política de aposta em recursos endógenos e renováveis, consegue apresentar um saldo importador negativo (6,59 TWh), passando a ser exportador de energia elétrica (ver figura AI.1).

4. Setor Elétrico em Portugal

4.1. A Organização atual do sector elétrico nacional

Com a liberalização do mercado, verificou-se a passagem de um sistema com empresas verticalmente integradas para a separação das várias atividades que compõe o sistema elétrico (Amaral, 2006). É criado assim um sistema horizontal em que cada atividade da cadeia de valor é exercida por empresas diferentes (Figura 5).

Figura 5 – Atividades que compõe o setor elétrico português



De referir que a passagem para um mercado liberalizado, não é incompatível com situações de monopólio. Quer isto dizer que, com a liberalização do mercado elétrico, existiram atividades da cadeia de valor que mantiveram a sua posição de monopólio, são os casos das atividades de Transporte e Distribuição.

O motivo para coexistirem estruturas de mercado distintas no mesmo setor (elétrico) é fácil de explicar: existem atividades em que os custos de exploração e os preços a pagar pelos consumidores são maiores se existir mais de uma empresa a oferecer o mesmo serviço (Amaral, 2006), neste caso, a racionalidade económica induz à prestação do serviço por uma única entidade, é a típica situação dos monopólios naturais. Esta é a justificação para que as atividades de Transporte e Distribuição de energia sejam monopólios naturais, mas regulados, dado o seu poder de mercado.

Assim, as atividades liberalizadas foram apenas a Produção e Comercialização (atividades a vermelho) e as atividades de Transporte e Distribuição mantêm-se em situação de monopólio (atividades assinaladas a cinza são reguladas).

Dada a existência de monopólios naturais (transporte e distribuição), foi necessário que se criasse uma entidade independente que regulasse estas atividades de modo a não existir um abuso da posição dominante. Assim foi criada a ERSE (Entidade Regulador dos Serviços Energéticos), que é a entidade responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade em Portugal.

Ao longo do tempo o mercado português de eletricidade foi evoluindo para estruturas diferentes. No início, existia uma configuração de mercado com empresas verticalmente integradas. Com a desverticalização das atividades, passou-se para a configuração de um comprador único (REN), que assumia as funções de operador económico e físico. Atualmente, com a construção do MIBEL, a estrutura de mercado é a de competição no mercado grossista, através das bolsas de eletricidade ibérica (OMEL e OMIP). Nesta configuração, o operador económico (Bolsa), passa a determinar o encontro entre a oferta e a procura de energia, e os operadores físicos (REN em Portugal e REE em Espanha), asseguram articulação entre a produção e o consumo, através da gestão das redes de transporte (Amaral, 2006).

Operador Físico		Operador Económico	
Portugal	Espanha	OMI (Operador de Mercado Ibérico)	
REN	REE	OMEL (<i>Spot</i>)	OMIP (Prazo)

Tabela 4 - Operadores físicos e económicos

4.2. Mercados de Energia Elétrica

Como refere Saraiva *et al.* (2002), a criação dos mercados de eletricidade, teve o seu início por volta dos anos 80 do século passado, no Chile. A partir desse momento, a estrutura de mercado difundiu-se para diversos países como Inglaterra e Gales (1990), Argentina (1992), Austrália (1994), Nova Zelândia (1996), etc.

Segundo Amaral (2006), os mercados de energia podem dividir-se em mercados organizados (onde existem bolsas de eletricidade) e mercados não organizados (relações

entre as partes fora da bolsa). Os contratos estabelecidos podem ainda ser divididos em *Spot*, futuros, *forward* ou opções.

O Mercado de Eletricidade organizado ou Bolsa de Eletricidade, pode ser definido como o “mercado onde as empresas produtoras vendem a energia a preços fixados (...). As centrais mais eficientes oferecem preços mais baixos, sendo a entrada delas em serviço, ditada pela ordem crescente de preços oferecidos. O preço final da “pool” (...) é o preço oferecido pela central menos eficiente ligada a cada momento (central marginal)”Amaral (2006)

Em 1996, dá-se um passo muito importante, com a criação do primeiro mercado transnacional, com a integração dos mercados da Noruega e Suécia, criando-se o *NordPool* (atualmente constituído também pela Dinamarca (entrada em 2000) e Finlândia (entrada em 1998)). A tendência é para a procura de maior eficiência no fornecimento de energia, e nesse sentido as nações têm procurado concentrar-se, de modo a formar mercados transnacionais, onde por um lado, os produtores beneficiam numa lógica de economias de escala e os consumidores, pela base mais diversificada de escolha de produtor. Neste contexto, perspectiva-se a criação de um mercado único europeu, de que o *European Power Exchange* tem como Visão.

Maiores Mercados <i>Spot</i> de Energia Elétrica na Europa	
Mercados organizados	Países
NordPool	Noruega Suécia Dinamarca Finlândia
OMIE	Portugal Espanha
Gestore Mercati Energetici	Itália
OTE	República Checa
European Power Exchange Spot (EPEX SPOT)	Alemanha França Reino Unido Países Baixos Bélgica Áustria Suíça Luxemburgo

Tabela 5 - Maiores mercados *Spot* de Energia Elétrica na Europa

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

Com o objetivo de construir um mercado regional de eletricidade, em 2007 foi criado o MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade, que integrou num único mercado, os mercados de energia elétrica de Portugal e Espanha. A concretização deste mercado, permitiu aos intervenientes no mercado português e espanhol, adquirirem/venderem energia em qualquer parte da península ibérica.

O MIBEL, divide-se em dois grandes operadores: o **OMIP (Operador de Mercado Ibérico, pólo português)**¹, responsável pelo mercado a prazo no MIBEL

“O OMIP é a bolsa de derivados de produtos Ibéricos e não-Ibéricos (incluindo o MIBEL), que assegura a gestão do mercado (..) assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado.”
OMIP (2017b)

e o **OMIE (Operador de Mercado Ibérico, pólo espanhol)**, responsável pela função de gestor dos mercados diários e intradiários na península ibérica².

“A gestão do mercado ibérico spot de electricidade, é da competência do Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A., sediado em Madrid, que iniciou as suas actividades em 1998.”
(OMIP, 2017a)

¹ A competência é atribuída a Portugal.

² Dada a dimensão de Espanha face a Portugal, a competência foi atribuída a Espanha.

Mercados: *Spot*, Serviços Complementares e a Prazo

O mercado de energia elétrica em Portugal divide-se em dois grandes mercados: o mercado *Spot* (composto pelo mercado Diário e mercado Intradiário) e o mercado de Serviços complementares.

Figura 6 - Os mercados que compõe o setor elétrico em Portugal

Mercados				
Mercado Spot		Serviços Complementares		Mercado a Prazo
Diário	Intradiário	Restrições		Futuros Forward Swap
		Banda Secundária ³		
		Desvios		
		Terciária		

No mercado *Spot* ou também conhecido por mercado em *Pool*, realizam-se todas as transações referentes aos mercados Diário e Intradiário. Numa lógica de mercado agregado, o MIBEL, o preço é determinado na bolsa de eletricidade Espanhola, OMIE, onde se define o preço único para Portugal e Espanha, por leilão, para as 24 horas do dia seguinte. Conhecido também por *Day-Ahead Markets*.

O mercado diário é aquele em que ocorre o maior volume de transações. Todos os dias, são feitas às 9 horas da manhã, ofertas para todas as 24 horas do dia seguinte; deste modo, cada agente apresenta na sua proposta, para cada dia e hora, o preço e quantidade de energia que desejam. Após existir um confronto entre a oferta (por parte dos produtores) e da procura (por parte dos comercializadores e grandes consumidores) para cada hora, é obtido o preço de mercado (equilíbrio) da energia para cada uma das 24 horas daquele dia, preço esse que irá remunerar todos os preços inferiores. Todos os mercados de energia elétrica na península ibérica funcionam com este procedimento, ou seja, de acordo com o modelo de mercado *Pool* simétrico⁴.

³ Ao longo do trabalho foi utilizado como sinónimo o termo mercado de banda secundária e mercado de serviços sistema.

⁴ Existe ainda o modelo de *Pool* assimétrico, que é caracterizado pelo facto de o operador de mercado, apenas receber/organizar as propostas de venda de energia elétrica.

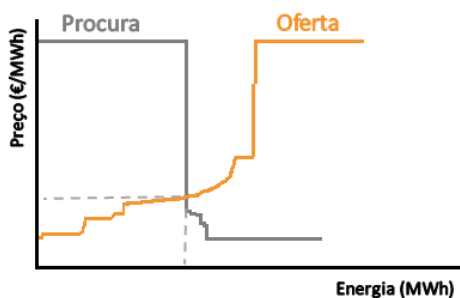


Figura 7 - Funcionamento do modelo de mercado *Pool* simétrico

Fonte: ERSE (2017)

Para cada hora, o operador de mercado organiza as propostas, construindo curvas de compra e venda de energia (figura 7). Na construção, as ofertas são dispostas por ordem crescente de preço e a procura por ordem decrescente de preço (Saraiva *et al.*, 2002). Assim, para cada hora, é encontrada a quantidade de energia transacionada (*Market Clearing Quantity*) e o preço de mercado (*Market Clearing Price*), o

que implica que todos os agentes que participam no mercado paguem ou recebem este montante.

“o preço de encontro corresponde ao preço da energia elétrica para o qual há ofertas de compra cujo preço de compra é superior ao preço de venda associada às ofertas de venda”

Saraiva et al. (2002)

No entanto, podem existir diferenças nos preços *spot* de Portugal e Espanha, devido a congestionamentos na interligação dos fluxos de energia entre os dois países. Nestes casos, ocorre uma separação entre os mercados, resultando um preço específico para cada território – *Market Splitting*.

Adicionalmente, e dado não se conseguir prever com exatidão a procura que será necessária, com 24 horas de antecedência, existe um mercado, denominando intradiário, que nada mais, nada menos, é um mercado de ajustes que funciona de 4 em 4 horas, ou seja, num dia existem 6 sessões deste mercado mais “fino”. Como é de prever, dado que é tipicamente um mercado de ajustes, o volume de transações de energia é muito pequeno. Apresentando um volume de transações pequeno, verifica-se na realidade uma volatilidade elevada nos preços.

Sessões do mercado Intradiário	
1ª sessão	Formula preços para as 4 últimas 4 horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte
2ª sessão	Formula preços para as 24 horas seguintes ao dia de negociação
3ª sessão	Formula preços para 20 horas (entre hora 5 e hora 24)
4ª sessão	Formula preços para 17 horas (entre hora 8 e hora 24)
5ª sessão	Formula preços para 13 horas (entre hora 12 e hora 24)
6ª sessão	Formula preço para 9 horas (entre hora 16 e hora 24)

Tabela 6 - Sessões do mercado Intradiário

Fonte: ERSE (2017)

Existem especificidades no **mercado Spot** de eletricidade:

- Aumentos da **procura** ao longo do tempo provocam, como em qualquer mercado, o aumento do preço de equilíbrio

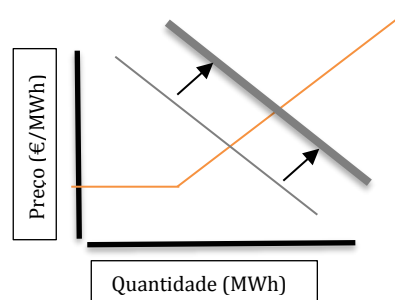


Figura 8 - Impacto do aumento procura no preço do mercado *spot*

- O Aumento da penetração das **energias renováveis intermitentes** (eólica e solar), remuneradas a preço pré-estabelecido (PRE's), provocam, como seria de esperar,

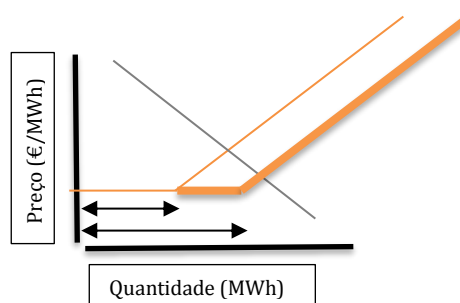


Figura 9 - Impacto do aumento da penetração das renováveis no preço do mercado *spot*

uma redução no preço de encontro entre a oferta e a procura, uma vez que a procura é cada vez menos

abastecida por via mercado livre e mais por mercado regulado (que apresenta um preço fixo). Entram ao serviço cada vez menos centrais menos eficientes.

- O aumento do preço dos combustíveis fósseis, eleva o preço proposto pelos produtores, uma vez que com o aumento dos custos de produção das tecnologias, a oferta reduz-se, o que se revela num acréscimo no preço do mercado da energia.

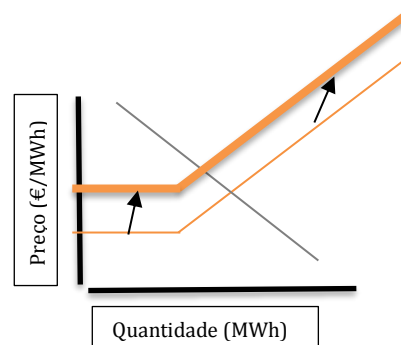


Figura 10 - Impacto do aumento dos preços dos combustíveis fósseis no preço do mercado *spot*

- Hidraulicidade – Aumento da hidraulicidade, provoca aumento da oferta, que por sua vez provoca a queda do preço de mercado.

Outros Fatores	Indisponibilidades	Interligações ⁵	Preço do CO2
Varição	+	+	+
Impacto no preço de mercado	+	-	+

Tabela 7 - Outros fatores que podem influenciar o valor do preço de energia elétrica

Aliado ao mercado Diário e Intradiário, e ainda mais tratando-se a energia de um bem imprescindível a toda a economia de um país ou região, teria de existir um conjunto de serviços complementares, que garantissem a segurança no abastecimento de energia a todos; caso contrário poderia existir um blackout do sistema energético que teria custos irreparáveis na economia. Deste modo existe um terceiro mercado que é responsável por garantir, em cada momento do tempo, o equilíbrio entre a procura e a oferta, é o verdadeiro mercado de ajustes muito finos que permitem acompanhar os desvios tanto da produção como da procura. Estes mercados são geridos pelo operador físico de cada país; é um mercado intrínseco a cada país, dada a sua importância na segurança de abastecimento.

Este mercado de serviços complementares é composto ainda por quatro mercados:

⁵ A interligação tem que ver com os custos das nucleares em Espanha, que são mais baixos, e também com o aumento da competição. ou seja, em teoria, se aumentarem as interligações, aumenta a concorrência e os preços descem.

- Mercado de Restrições: certifica tecnicamente que o programa de mercado diário é viável. São exemplos de funções deste mercado a resolução de congestionamentos na rede de transporte e/ou distribuição e salvaguarda de reserva térmica.

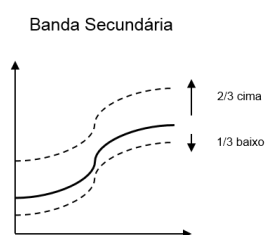


Figura 11 - A regra de banda: 2/3 a subir, 1/3 a descer

- Mercado de Banda Secundária: o principal objetivo deste mercado é o de garantir a resposta às flutuações no consumo ou da produção (+/- 150 MW por hora). Neste mercado, o produtor entrega uma parte da potência (banda) da máquina ao operador de sistema (no caso português, a REN), e este vai ajustando essa banda de acordo com os desvios da produção ou do consumo de energia. É um mercado de pequenos ajustes, pois no

caso de serem necessários grandes ajustes, o operador utiliza as centrais em Terciária. Claro está que o operador, para utilizar a banda disponibilizada, a máquina tem de possuir essa especificidade, ou seja, de regulação de carga, e a máquina tem de estar a produzir ou bombear; dito por outras palavras, a central tem de possuir uma turbina ou turbina-bomba regulável (restringido à tecnologia hídrica).

Falando no caso de banda em modo turbina, como podemos atentar na figura 11, para uma central oferecer banda, tem de possuir a capacidade de poder variar carga, isto é, reduzir ou aumentar a produção. Da banda que a máquina possui, 2/3 dela tem de estar disponível para aumentar a produção (consumo → produção) e 1/3 para reduzir essa produção (produção → consumo).

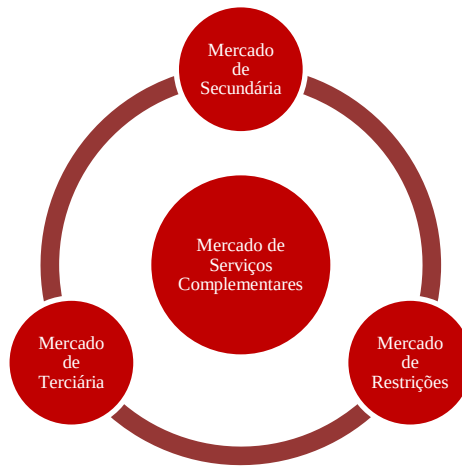
O funcionamento das ofertas no mercado de banda é o seguinte: se o produtor oferecer banda em modo turbina, a central terá de regular potência em modo de produção. No caso de o produtor oferecer banda em modo bomba⁶, a central terá de regular potência em modo de bombagem.

⁶ Em Portugal apenas a central de Frades II regula potência em modo bomba

Desde abril de 2014 que o preço deste mercado é determinado pelo preço mínimo entre o preço de banda português e o preço de mercado de banda secundária de Espanha.

- Mercado de Desvios: O Mercado de Desvios são um tipo de mercado que existe em Espanha que tem como principal objetivo corrigir os desvios que os agentes (procura e oferta) fazem nas suas ofertas, como por exemplo ofertas inválidas (avarias, falta de recurso primário, etc) que não foram corrigidos nos intra diários, ou então devido à incapacidade de os agentes fazerem cumprir a oferta que fizeram. Diferente da situação em Portugal, cuja responsabilidade da gestão dos desvios é integralmente da responsabilidade da REN (Operador de Sistema), em Espanha estes desvios são corrigidos tendo por base um mercado, em que há um conjunto de agentes dispostos a fazer essas correções, e para isso fazem propostas de *bids* nesse mercado.
- Mercado de Terciária: tem como principal objetivo garantir a reserva do sistema para grandes flutuações de consumo ou produção (+/- 1000 MW). Neste mercado, o produtor é remunerado por disponibilizar uma central para o operador do sistema arrancar a frio (no caso de a oferta ser inferior à procura) ou então pelo contrário, parar uma central de produzir (no caso da oferta exceder a procura). É utilizado para corrigir grandes oscilações no sistema (produção da eólica ou falhas na produção em centrais). Este mercado realiza-se sempre que existam alterações significativas do programa intradiário, indisponibilidades, entre outras.

Figura 12 - A composição do Mercado de Serviços Complementares



Os Mercados de Serviços complementares, dado terem como principal objetivo garantir a segurança e fiabilidade do abastecimento, são caracterizados por serem mercados nacionais.

Existe ainda um outro mercado, o Mercado a Prazo. Neste mercado podem ser transacionados 3 instrumentos: Contratos de Futuros, Contratos *forward* ou contratos *Swap*. Os contratos de futuros distinguem-se do *forward*, no sentido em que nos primeiros, existe uma entidade que assume o risco da contraparte, neste caso é o OMIP.

5. Tecnologias de Produção de Hidroeletricidade



As tecnologias de produção, apesar de produzirem o mesmo produto, a eletricidade, produzem-no de formas distintas. Além disso, quando se pretende fazer um investimento na produção de energia, deve-se comparar os méritos e deméritos das diferentes formas de produção. A tabela 8 apresenta algumas vantagens e desvantagens das tecnologias de produção.

Tabela 8 – Vantagens e Desvantagens das diferentes tecnologias de produção através de fontes renováveis

Tecnologias de fontes Renováveis	Aspetos Positivos		Aspetos Negativos
Biomassa	Não emite gases poluentes Redução das emissões de CO₂ Diminuição da dependência energética Aumento da quota das renováveis Inesgotável Fonte de energia mais barata Poupança na aquisição de direitos de emissão de CO₂	Fonte de energia barata É pouco poluente Menor corrosão de equipamentos	Desflorestação de florestas Dificuldade de transporte
Eólica Onshore ⁷		Não necessitam de combustível Escassa manutenção (semestral)	Intermitência do vento Impacto visual Impacto nas aves Impacto sonoro (43 dB(A)) Custo elevado
Solar		Escassa manutenção Custos de investimento em queda	Intermitência da produção (Tanto ao nível da Latitude, estação do ano, bem como do período do

⁷ A eólica *offshore* tem vantagens face à eólica *onshore*: permite produzir em áreas não exploradas, apresenta menor resistência das populações dado eliminar o impacto visual e sonoro bem como permite valorizar o potencial dos oceanos. No entanto apresenta desvantagens ao nível dos custos mais elevados de instalação e manutenção (Estanqueiro & Costa (2010))

			dia) Armazenamento pouco eficiente Baixo Rendimento
Hídrica		▪ Gestão de períodos de cheias e estiagem ▪ Reserva para abastecimento de água (consumo, rega ou incêndios) ▪ Desenvolvimento de atividades locais (indústria local) ▪ Indústria e Lazer através do controlo fluvial ▪ Baixo ruído ▪ Custo de produção baixo	▪ Impacte Ambiental ▪ Alteração da morfologia ▪ Alteração de ecossistemas naturais ▪ Afetação do património ▪ Mudanças ao nível do clima local ▪ Perda de biodiversidade ▪ Adulteração da fauna terrestre, aquática e avifauna ▪ Deslocações de populações ▪ Elevados custos de investimento

Fonte: Adaptado de UEDP (2016) e Portal Energia - Energias Renováveis (2016)

Ao nível da gestão do sistema elétrico, e dada a intermitência da eólica e da solar, a energia hídrica, dada a sua polivalência, apresenta-se como uma tecnologia sempre na vanguarda das políticas energéticas orientadas para as renováveis, sendo uma tecnologia imprescindível no progresso do setor elétrico de qualquer país. Assim são valências desta tecnologia (UEDP, 2016):

- Apresenta uma grande flexibilidade de exploração;
- Permite armazenar energia sobre a forma de água (energia potencial);
- Permite oferecer serviços de sistema, imprescindíveis na fiabilidade do sistema elétrico;
- Apresenta níveis de disponibilidade e fiabilidade elevados;
- Permite apoiar a penetração das energias de fonte renovável, dado o carácter intermitente destas;

- Constitui uma reserva estratégica de água, permitindo o abastecimento de água para consumo humano e agrícola;
- Permite regularizar caudais e controlar cheias;
- Contribui para o cumprimento da diretiva 2011/77/CE;
- Contribui para a redução das emissões atmosféricas, satisfazendo o Acordo de Paris.

A estes fatores, juntam-se os atrás enunciados (tabela 8) essencialmente ao nível da

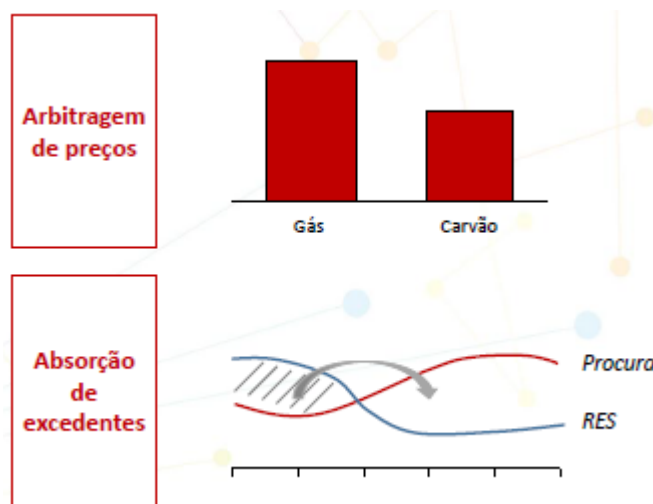


Figura 13 - As oportunidades dos Aproveitamentos Hidroelétricos reversíveis

Fonte: Ferreira (2016)

dependência energética nacional. Ao nível dos Aproveitamentos Hidroelétricos reversíveis, por outras palavras, Aproveitamentos Hidroelétricos com bombagem, estes acrescentam ainda mais potencialidades à tecnologia hídrica, na medida em que permitem bombear (armazenar) o excesso de energia

gerado pelas renováveis, bem como uma arbitragem de preços.

Aliado à tecnologia reversível, ainda existem tecnologias que permitem regular a potência, são as chamadas turbinas-bomba reguláveis. Estas permitem contribuir para a estabilidade da rede, possibilitando a teleregulação, tanto em modo de gerador como de bomba (caso da Central de Frades II). Possuindo esta tecnologia flexível, o setor elétrico consegue ajustar-se aos casos em que a procura se desvia da oferta.

“A Diversificação é a melhor arma para garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica”

Dr. José Pedro Sucena Paiva, professor catedrático no Instituto Superior Técnico

5.1. Hídrica

A construção dos grandes aproveitamentos hidroelétricos, compagina-se intimamente com a história do desenvolvimento do nosso país. A evolução industrial de Portugal, deve-se aos grandes Homens que tiveram um olhar sublime sobre o potencial dos nossos recursos internos, souberam olhar para o potencial da água, não apenas como fonte de abastecimento de populações, indústria e agricultura, mas para o potencial de regularização dos fluxos de água, essenciais à vida humana e marinha não descurando a capacidade da água como impulsionadora da eletrificação nacional e consequente progresso industrial de Portugal.

É neste enquadramento que é de enaltecer as companhias como a Hidroelétrica do Cávado, Douro, Zêzere e Alto Alentejo, pelo arrojo demonstrado na construção dos primeiros grandes AH nacionais, não descurando o papel contínuo, levado a cabo primeiramente pela Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE) e posteriormente pela Eletricidade de Portugal – Empresa Pública, hoje designada Energias de Portugal (EDP).

A Hidroeletricidade ou energia hídrica consiste na produção de energia elétrica a partir da energia potencial das águas dos rios, lagos ou mesmo de água do mar (por exemplo Okinawa, Japão). A água que provém do fluxo hidrológico de montante (nascente) é retida, pela barragem, na albufeira, criando-se assim um reservatório de energia potencial, que provoca uma elevação do nível da água. Posteriormente, quando se pretende produzir a energia, é aberta uma comporta, por onde esta mesma água é desviada através de um circuito hidráulico, normalmente constituído por um túnel e/ou conduta forçada, para uma central onde a água em movimento, impulsionada pela queda (energia cinética), é aproveitada para girar as pás de uma turbina hidráulica (energia cinética → energia mecânica). Como existe um veio que liga as pás da turbina ao rotor, o movimento das pás origina o movimento do rotor (alternador), originando a produção de energia elétrica (energia mecânica → energia elétrica).

Numa fase posterior, o transformador eleva a tensão elétrica produzida, para que existam menos perdas de energia durante o transporte e distribuição de energia até aos consumidores.

A potência instalada é função do rendimento (η), massa volúmica da água (ρ), aceleração da gravidade (g), da queda (H) e do caudal (Q).

$$Potência = \eta \times \rho \times g \times H \times Q \quad (5.1)$$

Já a energia produzida, é função da variação da potência no tempo.

$$Energia = Potência \times tempo \quad (5.2)$$

É de salientar que, apenas uma parte da energia potencial é transformada em energia elétrica na rede. Deste modo, a toda a

energia potencial (associada ao volume afluente e à queda bruta), temos de descontar os volumes descarregados, volumes ambientais, volumes reservados, perdas de carga (por atrito) e as perdas na transferência de energia.

Figura 14 - Ilustração da constituição de um Aproveitamento Hidroelétrico



5.1.1. Tecnologia Reversível

Inventado no ano 236 a.C., pelo filósofo, matemático e engenheiro grego Arquimedes (287 a 212 a.C.), o Parafuso de Arquimedes, é das primeiras máquinas hidráulicas, que antecede a invenção das bombas hidráulicas.

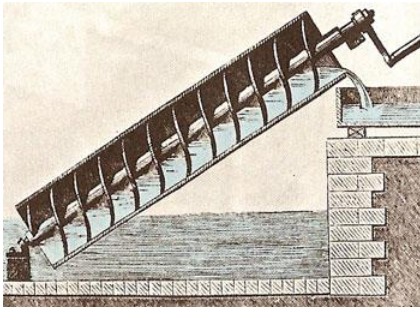


Figura 15 - Parafuso de Arquimedes

Esta máquina era utilizada pelas civilizações mais antigas, para suprir a necessidade de transportar água e outros líquidos entre diferentes níveis.

Este mecanismo é constituído por um cilindro que

envolve um parafuso. No centro do cilindro encontra-se uma espiral. De modo a remover a água no sentido ascendente, coloca-se a ponta do cilindro dentro de água e através do movimento rotacional, a água que se encontra num nível inferior é transportada para um nível superior. A água é assim bombada de jusante para montante através do movimento do mecanismo.

Devido à sua simplicidade foi aplicado em diversos domínios: Irrigação, Bombagem de água de navios, minas, etc.

Este mecanismo, deu ainda um importante contributo na indústria da hidroeletricidade, onde foi usado no sentido de gerar eletricidade. Como exemplo, temos a produção de

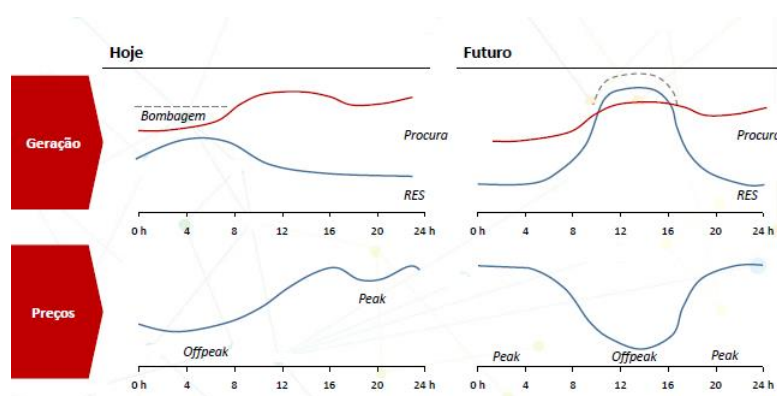


Figura 16 - A Flexibilidade da Bombagem

Fonte: Ferreira (2016)

energia no Rio Tamisa, através dos parafusos invertidos. Foi ainda utilizado pelos Países Baixos, como mecanismo para recuperar terra ao mar.

Dado o novo paradigma no setor elétrico, caracterizado

pela crescente penetração das renováveis, que produzem de forma intermitente, a tecnologia reversível, destaca-se cada vez mais como a tecnologia mais adequada para responder aos desafios que as energias renováveis colocam, uma vez que permite não só conferir flexibilidade ao sistema elétrico nacional, contribuindo para a estabilidade da rede (gestão operacional), mas também confere vantagens ao nível da gestão financeira, permitindo absorver o excesso de energia gerado pelas renováveis a preços atrativos, energia esta que será posteriormente vendida a preços mais elevados (períodos de pico da procura).

Neste contexto, tem-se vindo a verificar a aposta cada vez maior em AH dotados de grupos reversíveis, como ilustra a tabela 9.

Ano	Central	Rio	Potência (MW)
1964	Alto Rabagão	Rabagão	72
1981	Aguieira	Mondego	270
1987	Vilarinho das Furnas II	Homem	74
1988	Torrão	Tâmega	146
2004	Alqueva	Guadiana	255,6
2005	Venda Nova II	Rabagão	191,4
2011	Alqueva II	Guadiana	255,6
2014	Baixo Sabor	Sabor	172,6
2015	Venda Nova III	Rabagão	756
	Salamonde II		207
2017	Foz Tua	Tua	263

Tabela 9 - Aproveitamentos Hidroelétricos Reversíveis em Portugal

5.1.2. Tecnologia de Velocidade Variável

A tecnologia de velocidade variável, contrariamente a uma tecnologia de velocidade fixa, consiste na capacidade de uma máquina hidráulica variar potência, em modo bomba, dentro de uma determinada gama, tornando-se uma tecnologia muito mais flexível.

Existem no mundo várias centrais, que possuem velocidade variável. O investimento na inovação a implementar no grupo 2 de Vilarinho das Furnas, permitirá a Vilarinho entrar no lote destas centrais versáteis.

Aproveitamento	País	Alternador-Motor (MVA x Grupo)	Entrada em Serviço
YAGISAWA	Japão	85 x 1	1990
TAKAMI		105 x 1	1993
OKAWACHI		395 x 2	1993
SHIOBARA		360 x 1	1995
OKUKIYOTSU		345 x 1	1996
YANBARU		31,5 x 1	1999
GOLDISTHAL	Alemanha	331 x 2	2003
OMARUGAWA 4	Japão	320 x 1	2007
OMARUGAWA 3		345 x 1	2009
AVČE	Eslovénia	195 x 1	2010
OMARUGAWA 2	Japão	345 x 1	2010
OMARUGAWA 1		320 x 1	2011
KAZUNOGAWA 4		475 x 1	2014
LINTHAL 2015	Suíça	250 x 4	2016
KYOGOKU	Japão	228 x 3	2015
TEHRI	Índia	270 x 4	2016
VENDA NOVA III	Portugal	420x 2	2016
KUHTAI 2	Austria	180 x 1	2017
NANTE DE DRANCE	Suíça	160 x 6	2018
KAZUNOGAWA 3	Japão	475 x 1	2024

Figura 17 - Velocidade Variável no mundo: máquinas assíncronas

Fonte: UEDP (2016)

As máquinas de velocidade variável são ainda divididas em máquinas assíncronas e síncronas. No que respeita às máquinas de velocidade variável assíncronas, estas trabalham de acordo com a velocidade de rotação, enquanto que no caso das máquinas síncronas com conversão total, estas trabalham à velocidade exata de acordo com a banda de regulação, isto é, são máquinas que não originam hiatos.

A velocidade variável aplicada à indústria da hidroeletricidade, apareceu no japão. Através da análise da figura 17, verificamos que está instalada no japão⁸, a máquina de velocidade variável mais potente do mundo. De referir que em Portugal, apenas existe uma central que possui velocidade variável em modo bomba e modo turbina, é a central de Venda Nova III ou Frades II. Esta é a segunda tecnologia de velocidade variável mais potente do mundo.

⁸ grupo 4 da central de Kazunogawa

Uma das grandes vantagens da tecnologia de velocidade variável é que consegue turbinar/bombar volumes de água menores, permitindo acompanhar os excessos ou escassez de energia gerado pela eólica, como mostra a figura ao lado. Enquanto que em grupos de velocidade fixa, só conseguem bombear os volumes correspondentes à potência da máquina (roxo), os grupos de velocidade variável, ajustam-se aos excessos da eólica, permitindo bombear para consumir a energia em excesso gerada pelas renováveis intermitentes (rosa).

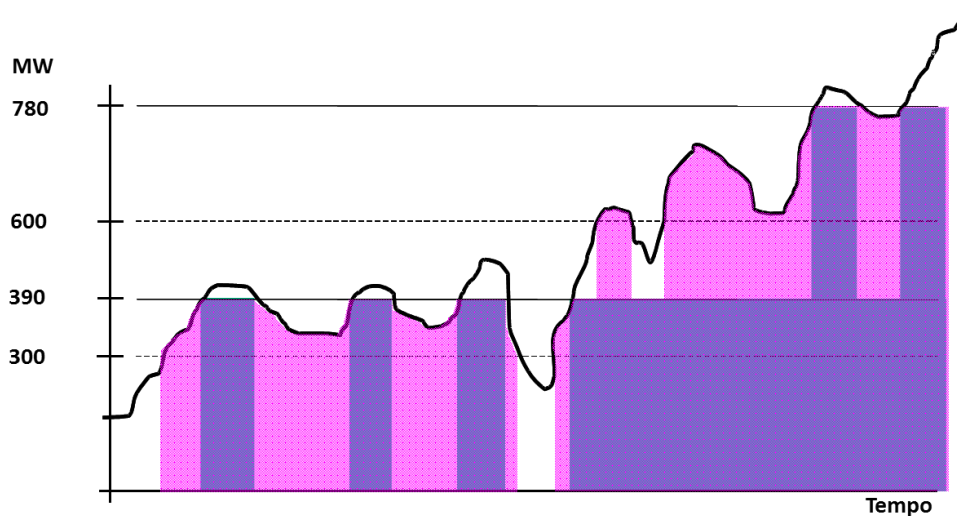


Figura 18 - Ajustamento das máquinas de velocidade variável ao diagrama de carga

5.1.3. Seleção da Tecnologia

A seleção do tipo de turbina depende, essencialmente, das condições hidráulicas de exploração, dos custos e dos acessos para efeitos de transporte na fase de construção.

No que respeita às condições hidráulicas de exploração, importa definir os seguintes níveis, na albufeira de montante e na albufeira de jusante:

- Nível de máxima cheia (NMC);
- Nível de pleno armazenamento (NPA);
- Nível mínimo de exploração (Nme)

Da conjugação dos diversos níveis entre as albufeiras, resultam as quedas estáticas a considerar para dimensionamento do grupo gerador.

Quando o valor da queda útil, permite a seleção de mais um tipo de turbina, a decisão deverá ser tomada levando em conta os diversos aspetos de implantação e operacionais existentes, bem como os custos e benefícios associados a cada alternativa.

A figura seguinte ilustra uma tabela gráfica usada na seleção de turbinas.

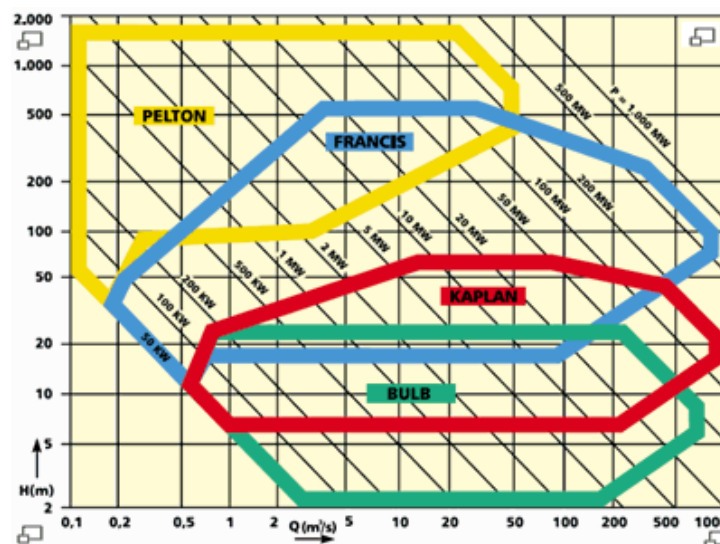


Figura 19 - Tipos de turbinas em função da queda (H) e do caudal (Q)

Fonte: Antal (2008)

Em função do caudal e da queda, podem ser definidos quatro tipos de turbina: *Pelton*, *Francis*, *Kaplan* e *Bolbo*, existindo, todavia, zonas de domínio partilhado em que se pode contemplar mais do que um tipo de turbina.

Como podemos observar, a turbina do tipo *Francis*, é a que oferece maior campo de aplicação, sendo, quando possível, privilegiada em detrimento das turbinas *Kaplan* e *Pelton*.

Quando se contempla a possibilidade de bombagem, a opção recai unicamente para as turbinas do tipo *Francis*, sendo o número de andares, função da Queda que se pretende ultrapassar.

De acordo com a tecnologia atual, os limites construtivos considerados convencionais para uma máquina de um único andar (linha vermelha da figura 20), já se encontram ultrapassados, designadamente no Japão; são os casos das centrais de *Kazunogawa* e *Kannagawa* (propriedade da *Tokyo Electric Power Company* - TEPCO).

São várias as realizações de AH em Portugal que utilizam uma turbina-bomba *Francis* de um único estágio, como os AH do Alqueva, Frades, Aguieira, Torrão e Salomonde.

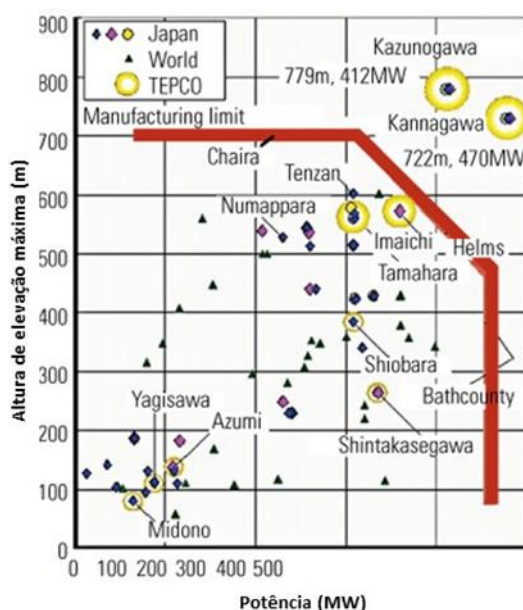


Figura 20 - Exemplos de realizações de turbinas-bomba Francis de um único estágio

Fonte: UEDP (2016)

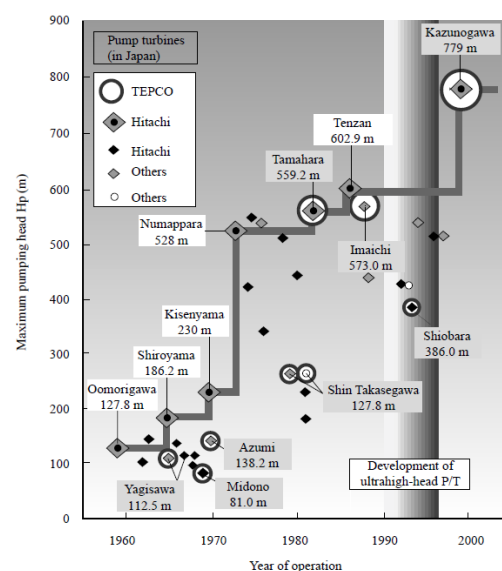


Fig. 1— Trend of Maximum Pumping Head.

Figura 21 - Limites de quedas máximas de Bombagem

Fonte: UEDP (2016)

De realçar que os limites construtivos têm vindo a ser aumentados, acompanhando o avanço tecnológico dos materiais que constituem a roda da turbina.

Para quedas superiores aos 700 [m], recorre-se atualmente a máquinas de vários andares. Todavia, como podemos observar no gráfico da direita, na década de 60, por exemplo, o limite de uma máquina de um único andar era aproximadamente 130 [m], o que motivava a adoção de um maior número de máquinas multi estágio.

Em Portugal, a única realização de uma turbina-bomba multi estágio, é o Grupo II do Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas, que recorre a uma conceção de 3 andares.

No que respeita a turbinas-bomba de dois andares, existem duas conceções: (i) não regulável (a turbina-bomba não tem capacidade de regular o caudal), (ii) regulável (turbina-bomba com capacidade de regular caudal).

Como máquina não regulável, temos o exemplo do aproveitamento hidroelétrico de *Beni Haroun* (Argélia), dotada de 2 grupos de 90 MW. Relativamente a realizações com turbinas-bomba de dois andares reguláveis, apenas existem duas: *Le Truel*, em França, anos, e *Yang Yang*, na Coreia do Sul, equipado com 4 grupos de 258 MW, sob uma queda de 798 metros, comissionado no ano 2006 (Silva, A. F. d. *et al.*, 2013).

5.1.4. Variáveis Críticas na Indústria da Hidroeletricidade

Risco Hidrológico

A produção de energia gerada pelas centrais hídricas, depende diretamente da pluviosidade e a sua distribuição espacial depende de diversos fatores, tais como a altitude, latitude, distância do mar, orientação das encostas, etc. A figura 22 mostra este facto, ou seja, demonstra que a produção hidroelétrica acompanha o indicador IPH (índice de produtibilidade hidroelétrica). Anos em que o IPH é maior, a produção de base hídrica é também superior (ver figura AI.2).

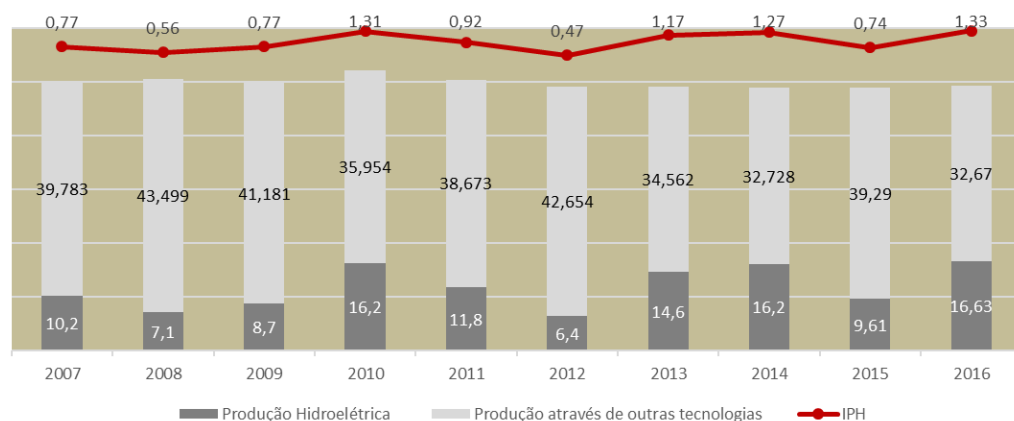


Figura 22 - Evolução do IPH e da produção hidroelétrica no período 2007 - 2016

Como a produção de energia destas centrais depende da água da chuva, usamos como referência para calcular a hidraulicidade do ano, o índice de produtibilidade hidroelétrica (IPH), que é o Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio (ERSE, 2009).

Ao observarmos o IPH, indicador chave para calcular a produtibilidade das centrais hidroelétricas, verificamos que este apresenta uma grande irregularidade interanual.

Tabela 10 - Índice de Produtibilidade Hidroelétrica por ano civil: 1995 - junho 2017.

Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH)											
1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
0,73	1,3	1,22	1,04	0,68	1,08	1,19	0,75	1,33	0,81	0,41	0,98
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média	Junho 2017
0,77	0,56	0,77	1,31	0,92	0,47	1,17	1,27	0,74	1,33	0,95	0,58

Através da análise da tabela acima, verifica-se que em Portugal, este indicador atingiu o seu valor mais baixo no ano civil de 2005 (ano em que Portugal enfrentou um grande período de estiagem), com um IPH de 0,41, correspondente a um ano seco⁹. Já nos anos de 2003 e 2016, registou-se o valor mais alto deste índice, 1,33, permitindo inferir que foram anos proveitosos para as centrais hidroelétricas.

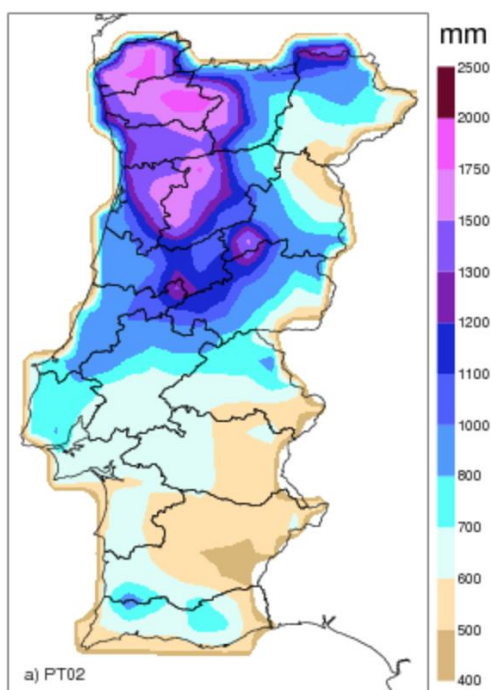
De referir que, até junho deste ano, o indicador encontrava-se com um valor de 0,58, o que significa que se o ano terminasse nesse momento, podíamos concluir que estaríamos perante um ano seco.

É neste panorama que, na análise a novos Aproveitamentos Hidroelétricos, devemos ter em conta este risco hidrológico, risco intrínseco aos projetos de investimento hidroelétricos. Em projetos energéticos, de capital intensivo, onde a decisão de investimento exige um grande compromisso, esta volatilidade não negligenciável pode alterar drasticamente o valor do projeto, influenciando assim a decisão de investimento.

⁹ Quando o índice de produtividade Hidroelétrica apresenta um valor igual a 1, diz-se que corresponde a um ano de afluências médias. Designa-se período de seca, quando o índice apresenta um valor inferior a um, e ano húmido quando o índice apresenta um valor superior à unidade.

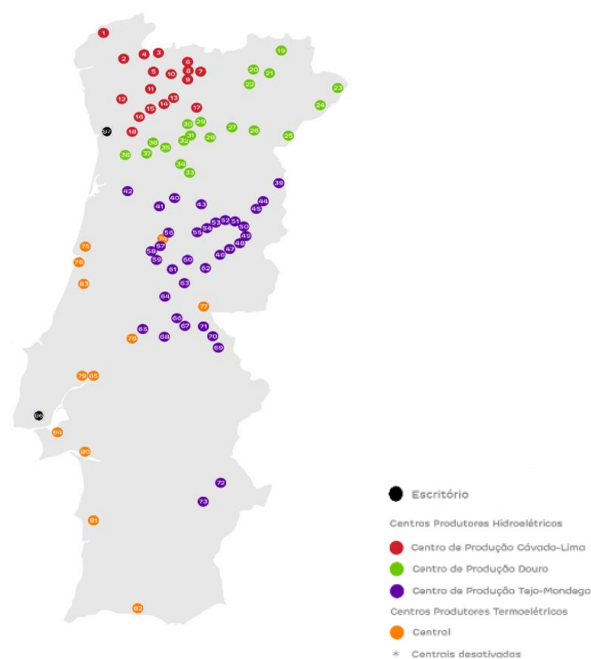
Não é por acaso que a maioria dos AH se situam no norte de Portugal. Tal como se visualiza na figura 23, as regiões onde existe maior volume de precipitação são as do Norte de Portugal. E curiosamente na mesma região, existe uma grande quantidade de centrais hidroelétricas (ver figura 24).

Figura 23 - Mapa da precipitação diária 1971-2000 – Portugal Continental



Fonte: IPMA (2017)

Figura 24 - Distribuição espacial das Centrais Hidroelétricas e Termoelétricas em Portugal



Fonte: UEDP (2016)

Neste trabalho não foi contemplada como variável crítica o risco hidrológico, uma vez que não se pretende estudar o investimento de raiz, ou seja, apenas se procura estudar um investimento incremental, uma solução inovadora que permitirá flexibilizar o AH de Vilarinho das Furnas. Deste modo, as receitas provenientes do fluxo dos rios (Produção Líquida), já foram contempladas na análise económico-financeira, feita inicialmente pela EDP Produção, e apenas estamos a contemplar receitas incrementais, neste caso receitas provenientes do ciclo turbinamento-bombagem, que permite utilizar a água que se encontra a jusante do rio. As receitas provenientes da produção líquida (produção gerada apenas com as afluências), não são incrementais, pois já são geradas sem o novo investimento.

Com a introdução da tecnologia de bombagem, o AH Vilarinho das Furnas, poderá turbinar a água que bombar, e é esta produção incremental que será objeto de análise.

Irreversibilidade dos Investimentos

A irreversibilidade de um investimento, está normalmente associada a duas características (Mata, 2011): Durabilidade (na medida em que se um investimento se amortiza rapidamente, não deixa margem para valor afundado) e Especificidade (tem que ver com o carácter peculiar do investimento, que o torna difícil de aquisição por parte de outra indústria).

Dando o exemplo dos Investimentos no sector energético, mais precisamente em Aproveitamentos Hidroelétricos, dado o seu carácter singular, concebido de acordo com as características do local, quando realizados, assumem-se como investimentos altamente irrecuperáveis. São investimentos específicos à indústria e mais precisamente ao local onde são instalados, pelo que são o exemplo mais “puro” de investimento irreversível.

Neste sentido, esta especificidade é crítica na tomada de decisão em investimentos hidroelétricos.

Custos Fixos

As empresas, no cálculo do seu custo total, incorrem em dois tipos de custos: Custos Fixos e Custos Variáveis. Como o próprio nome sugere, os custos fixos são aqueles que não variam com a quantidade produzida pela empresa, ou seja, aqueles que a empresa incorre se estiver a produzir, independentemente do volume produzido (Mata, 2011). São exemplo destes custos, as rendas pagas, amortizações, etc. Já os custos variáveis são aqueles que variam com a quantidade produzida pela empresa, sendo que dependem diretamente da produção. São exemplos os gastos com energia, custo da matéria-prima, etc.

Uma das especificidades da indústria da energia, é que a sua atividade apresenta uma grande fatia de custos fixos. Olhando mais precisamente para a indústria da hidroeletricidade, verificamos que esta é caracterizada por um grande volume de custos fixos e uma fatia negligenciável de custos variáveis, praticamente só dependente das atividades de Operação & Manutenção (O&M).

6. Metodologia

Neste trabalho foi utilizado o modelo de árvore binomial, desenvolvido por Cox *et al.* (1979), para avaliar o investimento na inovação incremental a introduzir no AH de Vilarinho das Furnas. No entanto, uma vez que o carácter específico do investimento assim o requer, a abordagem seguida não se limita à aplicação pura do modelo. Foi realizada uma adaptação do modelo, de modo a podermos avaliar a opção de *Switching* subjacente à flexibilidade que esta tecnologia inovadora permitirá.

De salientar que, a possibilidade única da tecnologia que permite a operação em mais de um mercado de energia (única no sentido em que existe a possibilidade de “*switch*”: operação em mercado *Spot*, mas também em mercado SS em modo bombagem), permite avaliar este investimento numa perspetiva nunca antes avaliada no contexto energético nacional.

6.1. Modelo Binomial

Este modelo foi apresentado em 1979 por Cox, Ross e Rubinstein. É um modelo em tempo discreto, desenhado inicialmente para avaliar opções financeiras. A natureza do modelo, em árvore, permite visualizar mais facilmente a evolução, quer do valor do ativo subjacente, quer do valor da opção. De salientar que, os autores agradecem os contributos iniciais de William Sharpe, que, mesmo antes deste artigo, tinha já reforçado as vantagens da abordagem em tempo discreto (Cox *et al.*, 1979).

Embora a sua natureza seja discreta, os autores no seu artigo, demonstraram que este modelo apresenta como caso limite, o popular modelo de Black & Scholes (1973).

O modelo Binomial assume que, para além de não existirem oportunidades de arbitragem, não existem igualmente custos de transação, o ativo não paga dividendos e não há impostos. Segundo o método, em cada período, o valor do ativo subjacente (S) pode subir por um efeito multiplicador de u (*up*), ou descer, com um efeito depreciativo de d (*down*). A probabilidade de subida é expressa por p e a probabilidade de descida da cotação é de $1-p$. Este movimento é representado pelos autores da seguinte forma:

$$\begin{array}{lcl}
 & \nearrow & uS \text{ com probabilidade de } p \\
 S & & \\
 & \searrow & ud \text{ com probabilidade de } 1 - p
 \end{array}
 \tag{6.1}$$

Os valores de u e d são obtidos através da aplicação da seguinte fórmula:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\frac{t}{n}}} = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \tag{6.2}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\frac{t}{n}}} = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} = \frac{1}{u} \tag{6.3}$$

Onde σ , representa a volatilidade do ativo subjacente e Δt representa a dimensão temporal de cada *time-step*.

Neste modelo, a taxa de juro isenta de risco, rf , assume-se como constante. No entanto, é de referir que, para não existirem oportunidades de arbitragem, a rf deve-se situar entre o multiplicativo de subida (u) e a taxa de descida (d) do ativo subjacente, caso contrário o agente só pretenderia o ativo ($u > d > rf$) ou só empréstimos sem risco ($rf > u > d$). Assim, uma das condições do modelo a satisfazer é

$$u > rf > d \tag{6.4}$$

Note que,

$$rf = 1 + r \tag{6.5}$$

Onde r , representa a taxa de juro isenta de risco.

Começaremos por avaliar uma opção de compra (*call*), onde apenas temos um período até ao vencimento da opção. Seguindo o referido anteriormente, no final do primeiro período de tempo, temos uS (valor do ativo no caso de subida da cotação) e dS (no caso de descida da cotação). Assim, o agente só exercerá a opção, caso o valor do ativo subjacente no final do período, exceda o preço necessário para adquirir esse ativo (X , que representa o preço de exercício). Neste caso, o valor da opção ou *payoff*, no ano de vencimento, será o máximo entre 0 e $uS - X$ (ou $dS - X$).

Assim, temos:

$$\begin{array}{lcl}
 & \nearrow & C_u = \max [0, uS - X] \text{ com probabilidade de } p \\
 C & & \\
 & \searrow & C_d = \max [0, dS - X] \text{ com probabilidade de } 1 - p
 \end{array}
 \tag{6.6}$$

Para podermos calcular o valor da *call* no momento zero, teremos de atualizar os valores (C_u e C_d). Na demonstração do modelo, os autores, para encontrarem esse valor atualizado de C , consideraram a existência de um portfólio que continha Δ ações e um valor de B euros em obrigações (sem risco). Deste modo, seguindo o mesmo raciocínio assumido até agora, o valor do portfólio pode seguir dois movimentos:

$$\begin{array}{lcl}
 & \nearrow & \Delta uS + RfB \text{ com probabilidade de } p \\
 \Delta S + B & & \\
 & \searrow & \Delta dS + RfB \text{ com probabilidade de } 1 - p
 \end{array}
 \tag{6.7}$$

Uma vez que não existem oportunidades de arbitragem, se quisermos ter o mesmo valor da *call* no ano de vencimento, temos de ter:

$$\Delta uS + rfB = C_u
 \tag{6.8}$$

$$\Delta dS + rfB = Cd \quad (6.9)$$

Logo,

$$\Delta = \frac{Cu - Cd}{(u - d)S} \quad (6.10)$$

$$B = \frac{uCd - dCu}{(u - d)rf} \quad (6.11)$$

Estes valores Δ e B , permitem obter o mesmo valor da opção de compra, por isso os autores decidiram chamar de portfólio de cobertura.

Na ausência de oportunidades de arbitragem,

$$C = \Delta S + B \quad (6.12)$$

$$C = \frac{Cu - Cd}{u - d} + \frac{uCd - dCu}{(u - d)rf} \quad (6.13)$$

$$C = \frac{\left[\left(\frac{r - d}{u - d}\right)Cu + \left(\frac{u - r}{u - d}\right)Cd\right]}{rf} \quad (6.14)$$

Assumindo,

$$p = \frac{r - d}{u - d} \cong \frac{e^r - d}{u - d} \quad (6.15)$$

E deste modo,

$$1 - p = \frac{u - r}{u - d} \quad (6.16)$$

Podemos simplificar a equação do valor da *call* antes do seu vencimento. Assim,

$$C = \frac{[pCu + (1 - p)Cd]}{rf} \quad (6.17)$$

Pelo que, o valor de uma opção de compra, um período antes da data de vencimento, depende de S , K , u , d e r .

No artigo onde os autores apresentaram esta fórmula, apresentaram ainda um conjunto de características associadas à fórmula do valor da opção de compra (Cox *et al.*, 1979):

1. A equação (6.14), não depende da probabilidade da cotação subir ou descer, o que significa que não tem em conta as opiniões subjetivas dos investidores;
2. O valor da opção não tem em conta a aversão ao risco dos investidores, no entanto, esta está implícita noutras variáveis presentes na fórmula da *call*;
3. A única variável aleatória que influencia o valor da *call*, é o preço do ativo subjacente (das ações);
4. Através da fórmula do p , verificamos que $0 < p < 1$, logo p tem as propriedades de uma probabilidade.

Considerando agora o caso em que existem dois períodos até ao vencimento da opção, o diagrama representativo do valor do ativo subjacente é o seguinte:

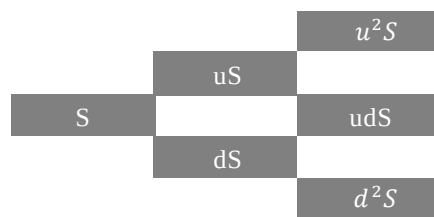


Figura 25 - Diagrama representativo do valor do ativo subjacente

De igual modo, o diagrama com o valor da opção de compra é,

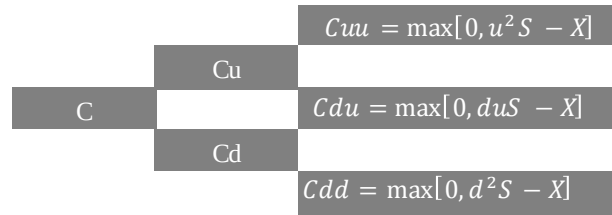


Figura 26 - Diagrama representativo do valor da opção de compra

Tendo por base a fórmula para um período, podemos representar o valor da *call* no período 1 como,

$$C_u = \frac{[pC_{uu} + (1 - p)C_{du}]}{rf} \quad (6.18)$$

$$C_d = \frac{[pC_{du} + (1 - p)C_{dd}]}{rf} \quad (6.19)$$

No momento zero, o valor da *call*, aquando da existência de 2 períodos para o vencimento da opção, pode ser representado pela seguinte fórmula,

$$C = \frac{[p^2 C_{uu} + 2p(1 - p)C_{ud} + (1 - p)^2 C_{dd}]}{rf^2} \quad (6.20)$$

The diagram illustrates the Leibniz rule for the exterior derivative of a product of a function and a differential form. It shows a grid of terms arranged in a staircase pattern, representing the expansion of $d(uS)$ for a general n . The terms are organized into two main columns: the left column contains terms involving the exterior derivative of the function u (denoted as $u^k S$ or du^k), and the right column contains terms involving the exterior derivative of the form S (denoted as $u^k dS$ or $u^k d^k S$). The terms are arranged in a way that shows the cancellation of intermediate terms, leaving only the boundary terms $du \wedge S$ and $u \wedge dS$.

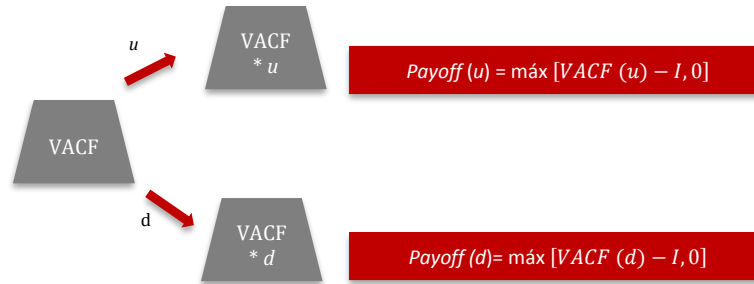
							$u^n S$
					$u^4 S$		$u^{n-2} S$
			$u^3 S$		$u^2 S$		$u^{n-4} S$
	$u S$		$u S$				
S		S		S			
	$d S$		$d S$				
		$d^2 S$		$d^2 S$			$d^{n-4} S$
			$d^3 S$				$d^{n-2} S$
				$d^4 S$			$d^n S$

Para n períodos antes do vencimento da opção, a fórmula para o cálculo do valor da opção é a seguinte:

A questão distintiva deste modelo é que ele assume que, em cada ramo, vamos ter o valor do projeto, de acordo com o mundo neutral ao risco.

58

Figura 28 - Árvore Binomial com evolução do valor do ativo real



Considerando, $u = e^{(\sigma)\sqrt{\Delta t}}$ e $d = e^{(-\sigma)\sqrt{\Delta t}}$

Onde σ , representa a volatilidade do VACF e Δt , o mesmo que uma opção de compra, ou seja, a dimensão temporal de cada *time-step*.

Tipicamente, os modelos de opções, tratam os VACF como variáveis estocásticas. No caso deste trabalho, foi assumido como única variável estocástica, os *cash flows do mercado spot*.

Tal como no cálculo do valor da opção de compra financeira, o cálculo da opção real, um período antes do seu vencimento, é a seguinte:

$$\text{Valor da Opção Real} = \frac{[p \text{Payoff}(u) + q \text{Payoff}(d)]}{1 + r} \quad (6.22)$$

Em que,

$$p = \frac{\exp(r) - d}{u - d}, q = 1 - p \text{ e } r \text{ é taxa de juro isenta de risco.}$$

6.2. Modelo de avaliação do valor da tecnologia flexível

O valor de um projeto flexível, pode ser descrito como resultado do somatório do valor atual líquido do projeto rígido, com o valor da opção de troca. Desta forma,

$$\text{Valor da tecnologia flexível} = \text{VAL (projeto rígido)} + \text{Valor da opção de troca} \quad (6.23)$$

É fácil de concluir que uma tecnologia flexível, tecnologia F, que permite trocar entre o mercado 1 (M1) e o mercado 2 (M2), de modo a captar os *cash flows* de maior montante de acordo com a sua evolução, tem maior valor do que o valor dos mercados avaliados isoladamente, na medida em que consegue retirar o melhor dos dois mercados. No entanto, uma tecnologia flexível, acarreta maior investimento dado o seu carácter versátil. Assim,

$$V(F) \geq \max(VA(M1), VA(M2)) \quad (6.24)$$

De forma simplificada, assume-se que apenas existe uma variável estocástica no modelo, representativa do mercado spot (variável *cash flows*), enquanto o outro mercado (Serviços Sistema), apresenta *cash flows* constantes, de modo a podermos construir uma árvore Binomial com os *cash flows* incrementais. Caso contrário, teria de ser construída uma árvore de *switching*, representativa da evolução das duas variáveis estocásticas, árvore essa que se expandiria de forma “exponencial”. Assim:

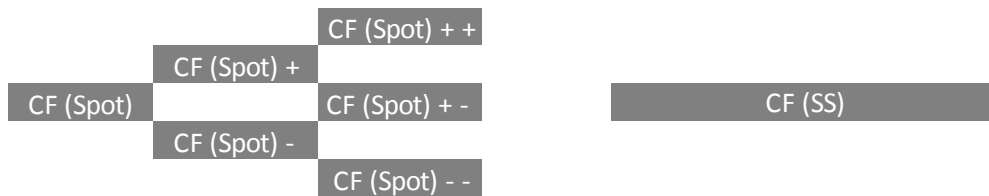


Figura 29 - Representação da evolução do valor dos *cash flows* do mercado *spot* e *SS*

Recorrendo à construção de uma árvore, que contenha o valor de todos os *cash flows* incrementais de um mercado face a outro, podemos obter o valor da tecnologia flexível

e, deste modo, construir uma árvore de *switching*, em que os valores dos anos posteriores devem ser atualizados da direita para a esquerda e com um carácter cumulativo.

Mas como se calcula o valor dessa flexibilidade? De forma genérica, podemos obter o valor da tecnologia flexível através do seguinte cálculo:

$$V(F) = VAL(M1) + F(M1 \rightarrow M2) = VAL(M2) + F(M2 \rightarrow M1) \quad (6.25)$$

Em que

$VAL(M1)$, representa o Valor Atual Líquido do mercado 1

$VAL(M2)$, representa o Valor Atual Líquido do mercado 2

$F(M1 \rightarrow M2)$, representa o valor incremental de operar no mercado 2 face ao 1

$F(M2 \rightarrow M1)$, representa o valor incremental de operar no mercado 1 face ao 2

Pela fórmula, concluímos que é indiferente calcular os incrementos de valor do mercado 2 face a M1, ou de M1 face a M2. Temos sim de comparar em cada ramo da árvore, o valor incremental de um mercado face ao outro. Assim, a regra de cálculo dos *payoffs* em cada ramo, tendo por base o incremental do mercado 2 face ao M1, é a seguinte:

$$CFt(F) = \text{máx}(CFt(M2) - CFt(M1), 0) \quad (6.26)$$

Em que, $CFt(F)$ representa o *cash flow* incremental em cada nó, de operar no mercado 2 face a operar no mercado 1 nesse mesmo nó.

A árvore da tecnologia flexível, é construída da seguinte forma:

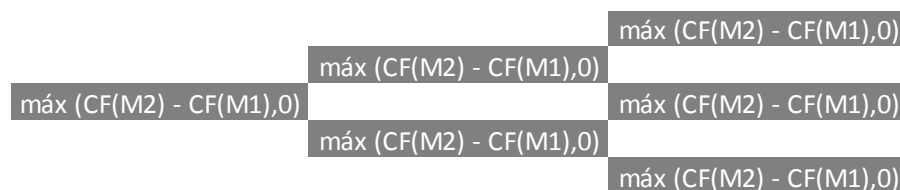


Figura 30 - Árvore representativa dos *cash flows* incrementais do mercado 2 face ao M1

Posteriormente, temos de atualizar os *payoffs* da árvore, tal como calculámos o valor de uma opção real. Assim, a fórmula para o cálculo do valor da **opção de flexibilidade**, avaliando os *cash flows* incrementais do mercado 2 para dois períodos até ao vencimento, seria:

$$\begin{aligned}
 &F(M1 \rightarrow M2) \\
 &= \max(CF(M2) - CFo(M1), 0) + \frac{p(\max(CF(M2) - CF1u(M1), 0) + q(\max(CF(M2) - CF1d(M1), 0))}{1 + r} \\
 &+ \frac{p^2(\max(CF(M2) - CF2uu(M1), 0) + q^2(\max(CF(M2) - CF2dd(M1), 0) + pq^2(\max(CF(M2) - CF2ud(M1), 0))}{(1 + r)^2}
 \end{aligned} \tag{6.27}$$

Em que,

p , representa a probabilidade de subida associada ao mercado 1

q , representa a probabilidade de descida associada ao mercado 1

$CF(M2)$ representa o cash flow constante do mercado de serviços sistema

$CFz(M1)$, representa o cash flow do mercado spot no nó z

Deste modo, preferimos a tecnologia flexível face a uma tecnologia rígida que apenas permitisse operar no mercado 1 (TM1), enquanto o custo incremental de a adquirir ($I(F)$) face ao investimento na tecnologia rígida ($I(TM1)$), for menor que o valor da flexibilidade, isto é,

$$I(F) - I(TM1) < F(M1 \rightarrow M2) = V(F) - VAL(M1) \tag{6.28}$$

O valor do projeto flexível é dado pela seguinte expressão:

$$V(F) = VAL(M1) + F(M1 \rightarrow M2) \quad (6.29)$$

Onde,

$F(M1 \rightarrow M2)$, representa o valor da opção de troca, provocado pela capacidade de operar no mercado M2, quando este apresenta *cash flows* superiores ao mercado 1.

7. Caso de Estudo

7.1. Apresentação/Caracterização de Vilarinho das Furnas

O Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas, encontra-se situado na Bacia do Cávado, juntamente com outros sete aproveitamentos. Este AH é constituído por

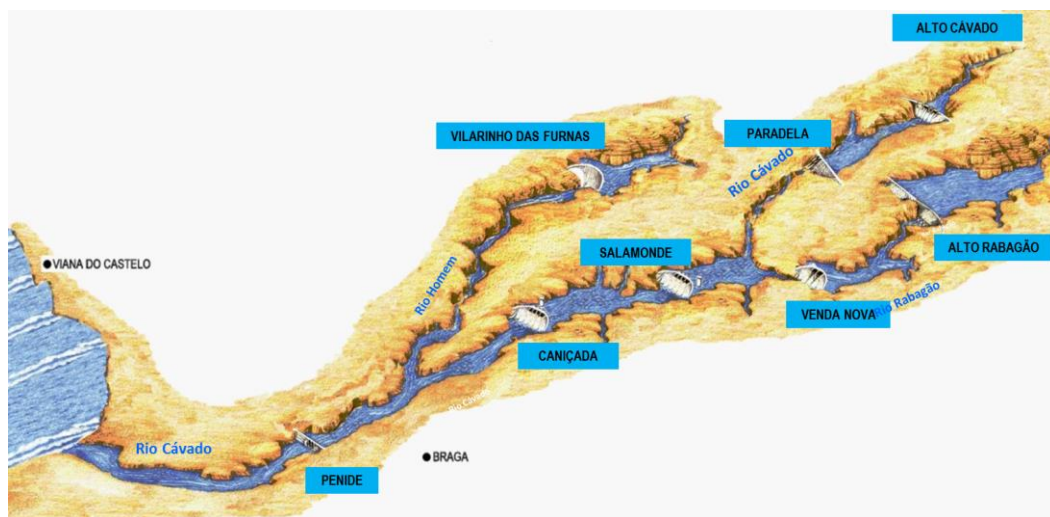


Figura 31 - Bacia do Cávado

uma barragem de tipo cúpula assimétrica de dupla curvatura, com arcos horizontais parabólicos, que se situa no rio Homem e por uma central, cujo circuito hidráulico se estende por 7,6 km e que desagua no rio Cávado, a montante do AH da Caniçada e a Jusante do AH de Salomonde. É um AH independente, turbinando os montantes de água que se deslocam para a albufeira de Vilarinho das Furnas. A água que Vilarinho poderá bombear, será água que desagua do rio Cávado, na albufeira da Caniçada.

O AH de Vilarinho das Furnas, entrou ao serviço em 1972, inicialmente constituído por um grupo gerador de tipo *Francis* de eixo vertical, com 64 MW; fora reforçado com mais um grupo em 1987, grupo de tipo reversível. Este grupo 2, apresenta uma potência de 74 MW em modo turbina e de 78,6 MW em modo bomba. Vilarinho apresenta ainda uma queda útil máxima e mínima de 413 metros e 336 metros, respetivamente.

De referir ainda que, o AH de Vilarinho das Furnas foi o terceiro AH em Portugal a ser equipado com um grupo reversível; mais antigo apenas o Alto Rabagão, equipado em 1964 e o AH da Aguieira, que entrou ao serviço em 1981.

7.2. A Inovação no Grupo II de Vilarinho das Furnas

Neste trabalho pretendemos avaliar o investimento na modernização do grupo 2 do Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas.

Face às características da instalação atual, designadamente o diâmetro existente da fossa da turbina, a conversão de uma máquina de três andares para uma de um andar, não seria exequível.

A solução alternativa, a de dois andares, para além de compatível com o diâmetro existente, apresenta, face às turbina-bombas de um único andar, menores tensões, menores vibrações e uma menor altura de submergência.

Neste contexto são apresentadas no quadro abaixo, 2 soluções que permitem revitalizar o Grupo 2:

Características	Situação Corrente	Solução A Situação corrente com conversão total em modo bomba	Solução B Turbina-bomba de dois andares com velocidade variável
Regulação Turbina	Não	Não	Sim
Regulação Bomba	Não	14 MW	14 MW
Eficiência Turbina-bomba			
• Modo Turbina	89,5 %	89,0 %	91 %
• Modo Bomba	88,5 %	89,0 %	91 %
Eficiência das máquinas elétricas:			
• Gerador	98 %	98 %	98,5 %
• Conversor total (modo turbina)	-	-	-
• Conversor total (modo bomba)	-	98 %	98 %
• Transformador	99 %	99 %	99%
Eficiência do ciclo Turbinamento-Bombagem	71,6 %	70,2 %	74,1 %

Tabela 11 - Soluções a avaliar

A inovação mais disruptiva (Solução B), consiste na substituição do grupo gerador atual, para um grupo gerador reversível de 2 andares reguláveis, permitindo a possibilidade de variar potência em modo turbina e modo bomba. Como dito na introdução deste trabalho, esta revitalização assume um carácter mundial único, na medida em que todas as outras centrais foram contruídas para possuir esta tecnologia, sendo que neste caso, estamos perante uma revitalização, pelo que toda a modernização terá de obedecer às restrições civis. Esta inovação incremental permitirá elevar a

performance da central dos atuais 71,6% para 74,1%, aumentar a fiabilidade da máquina e permite igualmente ao grupo bombar (o que no caso atual não se verifica).

Trata-se tipicamente da avaliação de uma inovação incremental, uma vez que, de acordo com Dosi *et al.* (1988, p. 46), estas baseiam-se em “*melhorias sugeridas por engenheiros ou clientes (...) frequentemente associadas à ampliação e melhoria de equipamentos (...) com efeitos evidentes no crescimento constante da produtividade*”

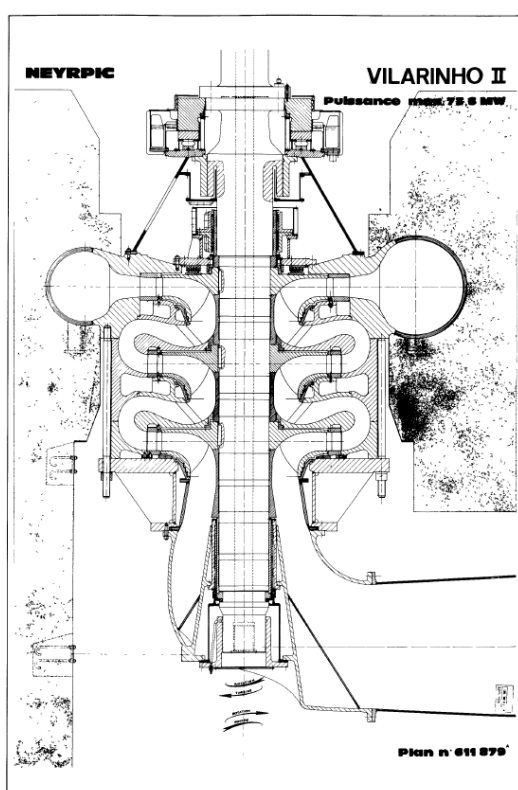


Figura 32 - Corte atual do Grupo II do Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas com adaptação de solução de dois andares reguláveis



Figura 33 – Inovação Incremental – Corte transversal do grupo reversível de dois andares de Yang Yang, Coreia do Sul.

Fonte: ALSTOM (2008)

Esta solução inovadora é complementada com a conversão elétrica total, que permitirá regular a potência em modo bomba, sendo a conjugação destes dois fatores, motivo que torna o projeto num *technology-specific challenge*.

A solução A, parte da simplificação da solução B, dotando a turbina de 3 andares existente, da capacidade de variar carga, exclusivamente, em modo bomba.

De realçar que, em ambas as soluções, para além da capacidade de variar carga em modo bomba, a reabilitação visará também:

- Redução do número de arranques dorso a dorso (que implica uma redução do desgaste do Grupo 1);
- Arranque em modo bomba com turbina afogada (que permite colocar fora de serviço o sistema atual de desafogamento);
- Redução do tempo de arranque em modo bomba;
- Aumento da fiabilidade da máquina (pela redução do número de equipamentos necessários).

No que respeita à capacidade de variar carga em bomba, procedeu-se à recolha dos limites de cavitação¹⁰ (que impactam no regime de exploração) da máquina original, de modo a estabelecer os limites da referida capacidade de variação de carga em modo bomba.

¹⁰ **Cavitação** é o nome que se dá ao fenómeno de vaporização de um líquido pela redução da pressão, durante seu movimento. Este fenómeno forma bolhas de vapor que, quando em contacto com uma superfície sólida (pás da turbina) implodem provocando perdas microscópicas de material.

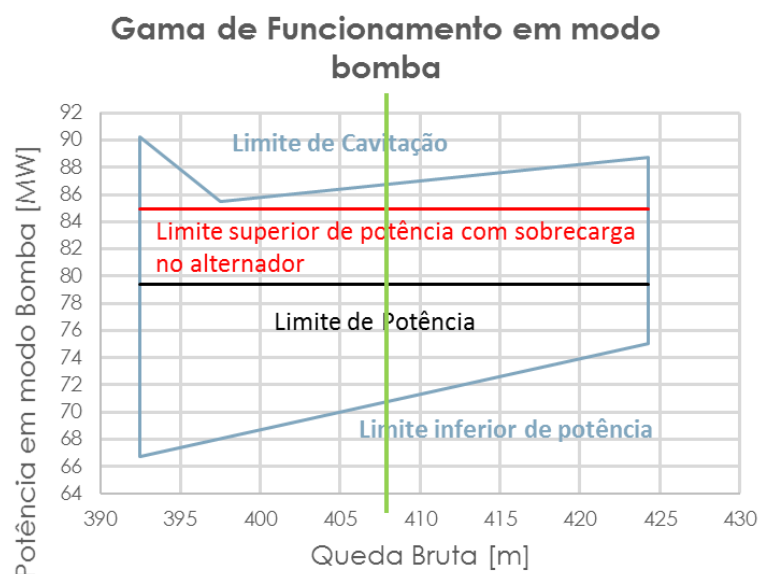


Figura 34 - Gama de funcionamento em modo bomba

Como podemos observar na figura 34, para o cenário médio das quedas brutas (408,25 [m]), a variação entre o limite inferior de potência e o limite superior de potência (com sobrecarga no alternador), é de 14 [MW], valor de referência para valorizar esta tecnologia.

De destacar também, a variação de eficiência do ciclo Turbinamento-Bombagem entre as soluções, que pode variar entre os 74,1% (solução B) e os 70,2% da solução A. De referir que a solução A, apresenta uma eficiência do ciclo inferior à situação corrente, devido à ausência de capacidade de variar potência em modo bomba desta solução.

Já na solução B tal não se verifica, pois a perda de rendimento associada à instalação de um conversor total em modo bomba, é compensada pelo incremento da eficiência do modo Turbina e Bomba resultante da conversão de uma máquina de 3 andares, numa máquina de 2 andares reguláveis (solução disruptiva).

Conforme referido, a instalação de um conversor total em modo bomba, introduz uma perda de rendimento, devido à instalação de um conjunto de equipamentos auxiliares adicionais (equipamentos de potência, de eletrónica de potência e controlo), indicados dentro do quadrado verde da figura 35, que não existem na solução atual.

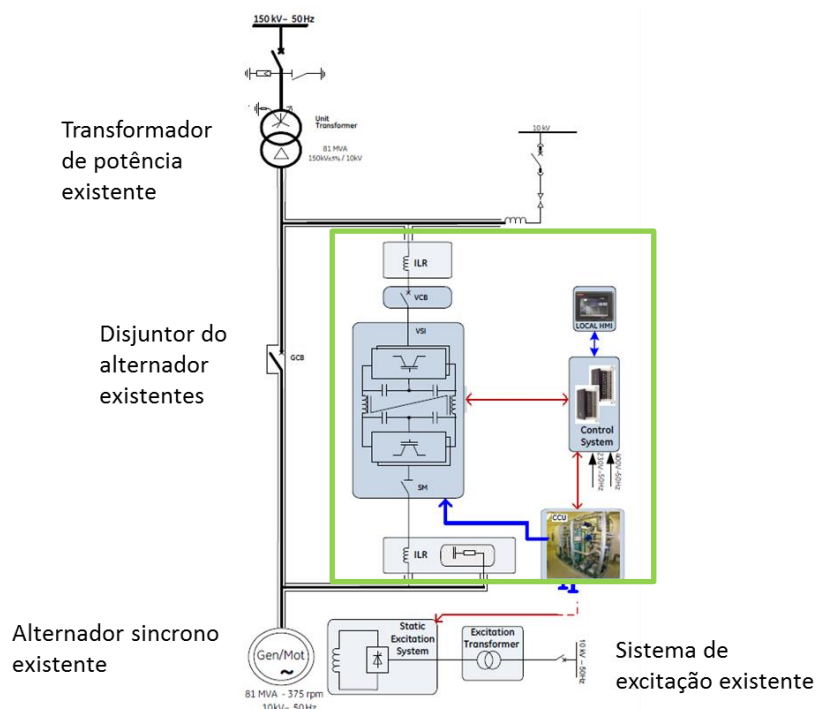


Figura 35 - instalação de um conversor total em modo bomba,

Este equipamento elétrico, para além de permitir a variação de carga em modo bomba, permitirá reduzir significativamente os tempos de transição entre estados de funcionamento, conferindo uma maior flexibilidade de operação.

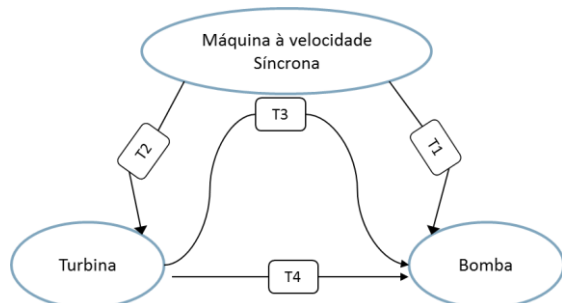


Figura 36 - Representação dos estados de operação

T	Mudança de Estado	Tempo [s]
1	Velocidade Síncrona -> Bomba	80
2	Velocidade Síncrona->Turbina	80
3	Turbina->Velocidade Síncrona->Bomba	140
4	Turbina->Bomba	70

Figura 37 - Tempos de transição entre estados de operação

Esta tecnologia, tornará o Grupo 2 de Vilarinho das Furnas, como o aproveitamento reversível mais rápido do parque electroprodutor nacional.

7.3. Pressupostos assumidos e factos reais

Antes de aplicarmos a metodologia ao caso real, importa demonstrar que os mercados *spot* e serviços sistema, são independentes. Caso existisse uma correlação perfeita entre os mercados, não estaríamos perante uma opção de flexibilidade operacional, uma vez que, nesse caso, não existiriam oportunidades de troca entre atuação num e noutro; dito por outras palavras, um mercado seria sempre melhor que outro em cada momento do tempo.

Assim, a primeira análise realizada antes de iniciar este estudo, foi a de calcular a correlação existente entre as variáveis críticas que modelam os dois mercados. Assumiu-se que as variáveis que melhor modelam as receitas do mercado *spot*, são os preços de venda e os preços de compra e do mercado de banda secundária, o preço do mercado de banda espanhol. A justificação é a seguinte: dado que a valorização da inovação está do lado da introdução da possibilidade de bombear, é esta a componente incremental de receitas; a valorização deriva da venda da água bombada, e esse valor é definido pelo quociente entre preços de venda e preços de compra de energia (Índice de Ponta Base). Do lado do mercado de banda, as receitas derivam dos preços de banda, que desde 2014 são definidos essencialmente em função do mercado de banda espanhol. Pela análise, verificou-se que os mercados apresentam um índice de correlação de aproximadamente 24,25%.

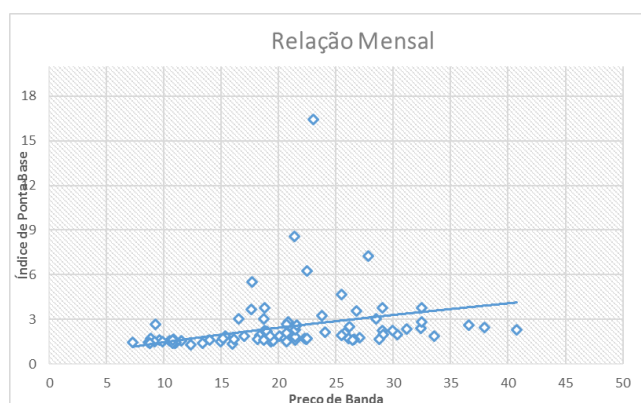


Figura 38 - Relação mensal entre IPB e Preços de Banda

Índice de Correlação

0,2424945

Foram também assumidos determinados pressupostos, que se encontram na tabela AI.1.

Variáveis do Modelo		
Nome	Valor	Fonte
Taxa de Juro Isenta de Risco (rf)	0,58 %	Bloomberg
Taxa de Imposto (T)	29,5 %	CIRC + Taxa Municipal
Potência em Bomba (Pot)	78,6 MW	EDP Produção
Banda da tecnologia (B)	14 MW	EDP Produção
Operação & Manutenção ($O\&M$)	Não incremental	EDP Produção
Preço <i>Spot</i> (PV e PC)	Ver ponto D	OMEL
Preço da Banda (PSS)	Ver ponto E	EDP Produção
Horas de Bombagem (H)	$H = MWh/Potência$	Obtido pela relação entre variáveis
Consumo de Bombagem (MWh)	$MWh = GWh * 1000$ Ver ponto I	GWh obtido pelo Modelo VALORAGUA
Eficiência do ciclo turbinamento-bombagem (δ)	Ver ponto F	EDP Produção
Taxa de Inflação (π)	Ver ponto G	FMI
Volatilidade dos <i>Cash Flows</i> do mercado <i>Spot</i> (σ_{Spot})	Ver ponto H	<i>Software Oracle Crystal Ball</i>
Investimento (M€)	Ver ponto J	EDP Produção
Ano de maturidade da opção	2052	Prazo de fim da concessão

Tabela 12 - Variáveis do modelo

a) Taxa de Juro Isenta de Risco (r_f)

Como referência de uma taxa de juro isenta de risco, normalmente é usada a taxa de juro da dívida pública alemã, por ser uma economia que apresenta uma taxa sem risco. Seguindo este procedimento, foi considerada a taxa de juro da dívida pública alemã a 10 anos. A taxa anual é de 0,59%.

b) Taxa de Imposto (T)

Taxa aplicável de 29,5%. Esta taxa foi calculada através do somatório da taxa de IRC (21%), taxa de derrama estadual (7%) e taxa municipal de Lisboa (1,5%).

c) Banda da tecnologia (B)

Como transmitido através da tabela 11, serão objeto de avaliação, duas tecnologias distintas: A tecnologia A, que permitirá equipar o grupo II de Vilarinho das Furnas com uma banda de regulação de 14 MW e a tecnologia B, mais disruptiva, mas apresentando uma igual banda de regulação de 14 MW.

d) Preços do mercado *Spot* de energia elétrica

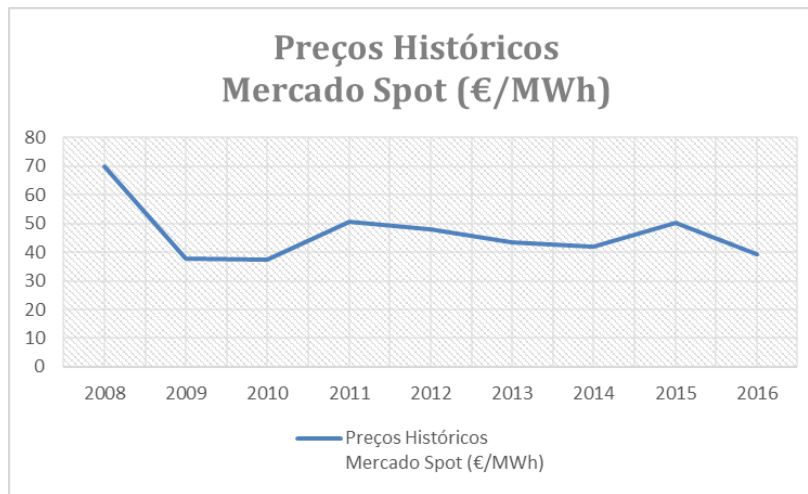


Figura 39- Evolução anual dos preços no Mercado *Spot* de energia elétrica em Portugal

Dados: Tabela AI.2

Fonte: OMEL

bomba) é a possibilidade de comprar a energia em períodos de excesso de oferta (preços baixos), de modo a bombear água para o reservatório da albufeira e turbinar nas horas onde os preços atingem o pico (períodos de maior procura). Assim, para o cálculo do *cash flow* de cada ano, é necessário valorar, tanto a energia vendida (preços de venda), como a energia consumida (preços de compra). Para o efeito, considerou-se para o cálculo do preço de venda (*PV*), os preços históricos do mercado *spot* para as 7% horas mais caras da semana e para o cálculo dos preços de compra (*PC*), os preços históricos do mercado *spot* para as 20% horas mais baratas da semana entre 2010 e 2016 (Tabelas AI.7 e AI.6 do anexo, respetivamente).

Dada a possibilidade da existência de preços diferentes, entre o mercado *spot* espanhol e português (devido aos fatores enunciados no ponto do mercado de eletricidade), foram considerados os preços históricos de Portugal.

Posteriormente, e de modo a estimar os valores futuros para os anos subsequentes (2017 a 2052), foi assumido, no cálculo do cenário estático, o pressuposto que ambos os preços (preços de venda e preços de compra) cresciam de acordo com a taxa de inflação de Portugal (ver ponto G).

Esta variável é crucial, uma vez que é daqui que resultam a maioria dos ganhos dos AH. É a variável que remunera a energia produzida e despachada na rede.

De referir que, a grande vantagem das tecnologias

reversíveis, (turbina-

No âmbito do modelo dinâmico, assumiu-se que os preços de compra e venda eram estocásticos, seguindo uma distribuição normal, com média 29,52€/MWh e desvio padrão de 11,20€/MWh, no caso do preço de compra (valores obtidos pelo histórico que se encontra representado na figura AI.3) e com média de 60,55€/MWh e desvio padrão de 9,92€/MWh, no caso do preço de venda (valores obtidos pelo histórico que se encontra representado na figura AI.4).

e) Preço do mercado de serviços sistema de energia elétrica (PSS)

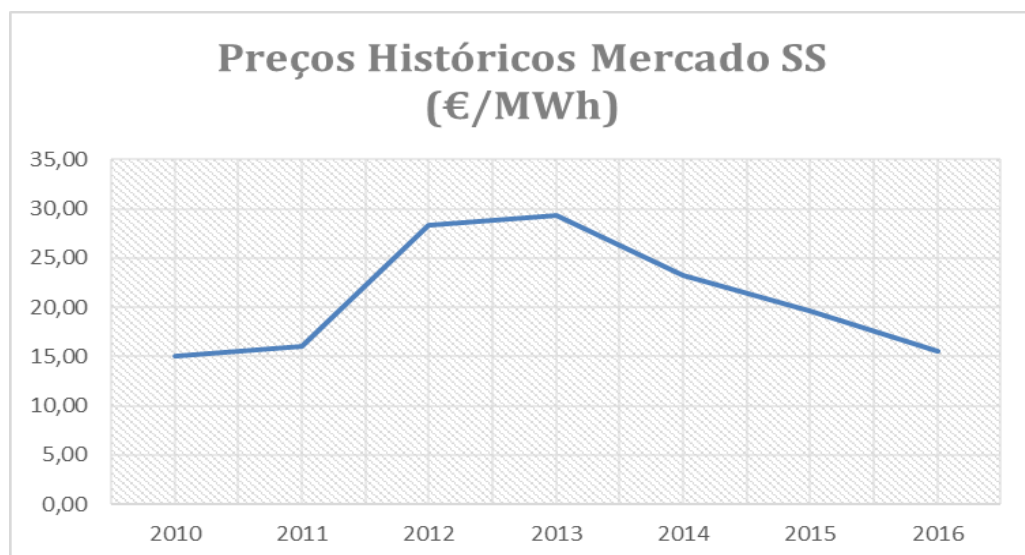


Figura 40 – Evolução anual dos preços no Mercado de Serviços Sistema de energia elétrica em Espanha

Fonte: OMIE

Esta variável permite valorar os investimentos em tecnologias reguláveis (tanto em modo bomba como modo turbina), isto é, tecnologias que permitem regular a energia a produzir ou a bombear. Por outras palavras, são tecnologias que dentro da potência da máquina, podem produzir (ou bombear) energia a quantidades inferiores, ao máximo de potência; em termos técnicos, são tecnologias que apresentam uma banda de regulação. Este serviço é muito procurado pelos operadores de sistema, uma vez que permitem

acompanhar o ritmo de consumos de energia com um carácter mais aproximado da realidade. É um serviço que apresenta um mercado próprio face ao *spot*.

No cálculo dos preços médios anuais do mercado de serviços sistema, foram usados os preços históricos do mercado de serviços sistema espanhol. A razão é simples: até abril de 2014, cada país tinha os seus preços de serviço sistema, existindo grandes diferenças entre os preços praticados pelos dois países. A partir de abril de 2014, os preços do mercado de serviço sistema português, passaram a ser fixados de acordo com o preço mínimo, que resultava dos mercados português e espanhol.

A Diretiva nº 3/2017, de 27 de janeiro de 2017, veio expor a fórmula de cálculo da remuneração da banda de regulação em Portugal. Assim, nas situações em que o preço médio trimestral da Banda de regulação secundária em Portugal, superar o preço médio trimestral do serviço equivalente em Espanha, a remuneração é a seguinte:

$$PMBR'(h)PT = \min(PMBR(h)PT; PMBR'(h)ES) \quad (7.1)$$

Em que,

$PMBR'(h)ES$, é o preço marginal ajustado da banda de regulação em Portugal, para o período horário h ;

$PMBR(h)PT$, é o preço marginal da banda de regulação em Portugal para o período h , resultante do mercado de contratação da banda de regulação secundária.

Por sua vez, existe um limite ao preço horário espanhol, que é limitado a 120 % do custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural¹¹:

$$PMBR'(h)ES = \min(PMBR(h)ES; 1,2 * CmgCCGT) \quad (7.2)$$

Onde,

¹¹ De acordo com a Diretiva nº 3/2017, o custo marginal de uma central CCGT depende do custo do gás natural consumido na central, a eficiência relativa da central na utilização da energia primária, o custo das emissões de CO2 geradas com a produção de eletricidade e os custos de O&M da central.

$PMBR'(h)ES$, representa o preço marginal da banda de regulação em Espanha, para o período h ;

$PMBR(h)ES$, representa o preço marginal da banda de regulação em Espanha, para o período horário h .

Dado o histórico analisado, em que os preços de Portugal são quase sempre superiores aos espanhóis (Tabela AI.3), optou-se por considerar apenas os preços de banda do mercado espanhol. Deste modo, a análise considerou os preços do mercado de banda espanhol desde 2010 até 2016¹² (Tabela AI.5).

Tal como na previsão dos preços futuros para os preços de venda e de compra, para o cálculo do cenário estático, a estimativa futura da remuneração da banda de regulação, baseou-se que esta remuneração crescia de acordo com a taxa de inflação de Portugal (ver ponto G).

.

f) Eficiência do ciclo turbinamento-bombagem (δ)

Como anteriormente referido (tabela 11), serão objeto de avaliação duas tecnologias distintas: A tecnologia A, que permitirá equipar o grupo II de Vilarinho das Furnas com uma solução que apresenta uma eficiência do ciclo turbinamento-bombagem de 70,2% e a tecnologia B, com um ciclo de 74,1% de eficiência.

g) Taxa de Inflação de Portugal (π)

As taxas de inflação históricas, bem como as previsões para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021 foram/são fundamentadas pelas bases de dados do Fundo Monetário Internacional (FMI). Considerou-se que a partir de 2021, a taxa de inflação seria constante e igual a 1,78 % (inflação prevista para 2021).

¹² Não faria sentido utilizar os preços históricos de Portugal até 2014 e de 2014 para a frente os preços históricos do mercado espanhol, uma vez que existiam incongruências ao nível da base histórica distinta, que não refletia o futuro dos preços do mercado, que são agora, resultado do mercado espanhol.

Ano	2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2052
Taxa de Inflação prevista	1,16 %	1,38 %	1,54%	1,61%	1,78%	1,78%

Tabela 13 - Taxa de inflação para Portugal 2017 - 2052

h) Volatilidade dos *cash flows* do mercado spot (σ_{spot})

Através da utilização do *software Oracle Crystal Ball*, que simulou 10000 vezes o valor atual do projeto no mercado spot, foi obtida a volatilidade de atuar neste mercado. Assim, foi utilizada a volatilidade obtida pelo software de 16,51% (ver figura AI.5).

i) Índice de Ponta Base (*IPB*)

Este indicador expressa a relação existente entre preço de venda e o preço de compra.

$$IPB = \frac{\text{Preço de Venda}}{\text{Preço de Compra}} \quad (7.3)$$

É este indicador que nos permite obter o valor dos *GWh* que vamos consumir (bombar), de modo a posteriormente turbinarmos. Desta relação, depende a quantidade de energia que vamos pretender obter (bombar), de modo a produzirmos energia e assim incrementarmos as nossas receitas (a Tabela AI.4 representa o histórico do *IPB* em Portugal). Assim, quanto maior o *IPB*, mais energia vamos consumir. É um indicador fundamental para valorar AH reversíveis, ou seja, que possuem a valência de poderem bombar para mais tarde turbinar. Cada aproveitamento, apresenta especificidades na relação entre *IPB* e energia bombada; assim sendo, na figura 41 é apresentada a relação existente entre o diferencial de preços e a energia bombada referente ao Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas.

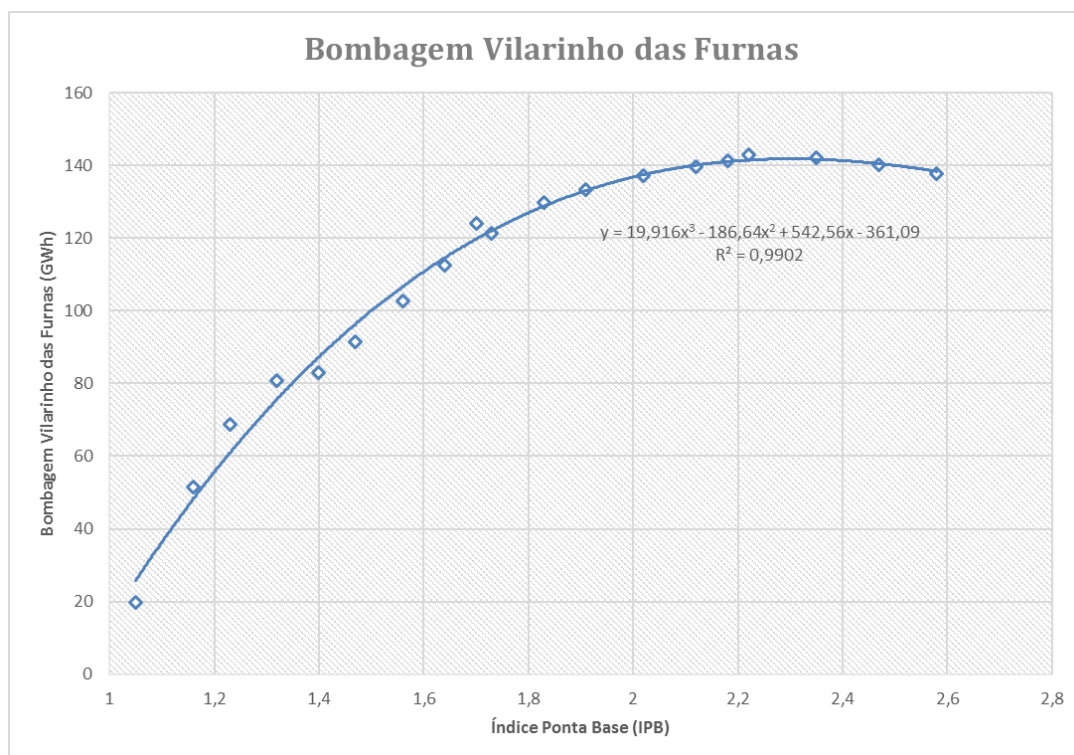


Figura 41 - Relação entre o IPB e a energia bombada de Vilarinho das Furnas

Fonte: Modelo VALORAGUA, EDP Produção

De referir que a relação não é linear e que existem limites à bombagem. Estas restrições são justificadas por diversas questões, das quais se pode salientar o limite de água que é possível bombear (limites de cotas tanto a montante como a jusante), ou por outro lado, questões de gestão hídrica, a qual pode implicar que não existam horas para bombear¹³.

j) Investimento (M€)

O investimento varia de acordo com a solução adotada. De acordo com os dados fornecidos pela EDP Produção (tabela 14), a solução A é mais económica, apresentando um valor de investimento de 12,8 milhões de euros. Já para a solução B, solução de carácter mais disruptivo, estima-se que o valor do seu investimento apresente ordens de grandeza no valor de 33,3 milhões de euros.

¹³ Valor da água depende mesmo de diversos fatores, e um deles é o nível de armazenamento. De referir que quanto maior for o nível de armazenamento menor a valia hídrica dada a maior probabilidade de ocorrer um descarregamento

Item	Existing unit plus variable speed with by-pass switch	Two-stage pump- turbine plus variable speed with by-pass switch
	A	B
New pump-turbine	-	15
New turbine governor	0,5	
New motor-generator	-	7
Full-size converter (Voltage Source Inverter)	8,5	6,5
Modernized control system, including a new set of electrical protections	1	1
Set of insulated bus bars for the VSI connections and partial replacement of existing bus bars due to phase reversal switch disassembly	1,2	1,2
Various (transients studies, monitoring equipment, AVAC, generator and transformer cooling retrofitting, etc.)	0,4	0,4
Civil works	0,6	0,6
Contingencies (5%)	0,6	1,6
Total	12,8	33,3

Tabela 14 - Montante de Investimento: Solução A e B

7.4. A Valorização da Inovação

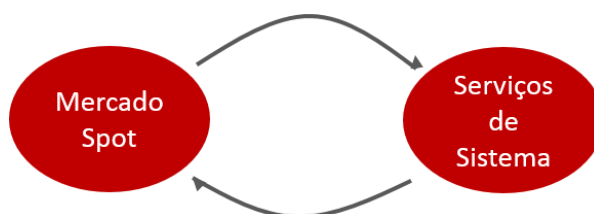
O Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas entrou em serviço pela primeira vez em 1972. Inicialmente constituído por uma barragem localizada no rio Homem, e por uma central que possuía apenas um grupo com 64 MW, foi posteriormente reforçado com maior capacidade de produção. Assim, em 1987 entrou em serviço o grupo 2 de Vilarinho das Furnas, grupo este reversível e com 74 MW¹⁴ de potência.

Como descrito no ponto 4.2 deste trabalho, existem dois grandes mercados que compõem o mercado de eletricidade em Portugal. Relativamente ao mercado *spot* (diário e intradiário), todas as centrais hídricas (em regime ordinário), podem oferecer a sua produção no mercado (claro está que cada *player* oferece as suas centrais de acordo com um *ranking*, denominado ordem de mérito, ordem esta organizada segundo diversos fatores tais como eficiência, flexibilidade, histórico de avarias, probabilidade de indisponibilidades, etc). Já no que respeita ao mercado de serviços sistema (SS), para uma central operar, tem de possuir flexibilidade operacional para regular a potência, flexibilidade essa que nem todas as centrais hídricas possuem.

A tecnologia inovadora avaliada neste trabalho, turbina-bomba regulável, permitirá oferecer a central de Vilarinho das Furnas (grupo 2), no mercado de banda secundária. É a existência de 2 grandes mercados, que permite a valorização da opção de Vilarinho atuar num ou noutro mercado, de acordo com os preços oferecidos por esses mercados. Fala-se em mercado de serviço sistema apenas de bombagem, porque o mercado de SS em modo turbina, se encontra saturado em Portugal, pelo que a atuação em modo bomba, apresenta uma margem de progressão muito maior.

¹⁴ Esta potência refere-se à potência em modo turbina, que é a que é referida na maioria das comunicações técnicas sobre AH. A potência em modo bomba deste AH é de 78,6 MW e é esta a potência que será utilizada neste estudo, uma vez que estamos a estudar a valorização da Bombagem de Vilarinho das Furnas.

Bombagem em mercado Spot Vs Bombagem em mercado de Banda



O investimento na inovação incremental a implementar no grupo 2 do Aproveitamento Hidroelétrico de Vilarinho das Furnas, permitirá à central, dispor de uma flexibilidade operacional que, sem a execução do investimento, não seria possível. É esta opção de troca ou “*Switching option*”, que este trabalho pretende avaliar.

É certo que para a central operar em mercado de SS, oferecendo banda em modo bomba, tem de estar a operar em mercado *spot*. Mas é a escolha em atuar com toda a potência no mercado *spot*, no modo bomba (e posteriormente vender essa energia acumulada), ou atuar em mercado *spot* e oferecer ao mesmo tempo banda no mercado de SS, que permite distinguir, de forma muito mais valiosa, este investimento. É tipicamente uma pura opção de flexibilidade operacional, que se pretende estudar neste trabalho.

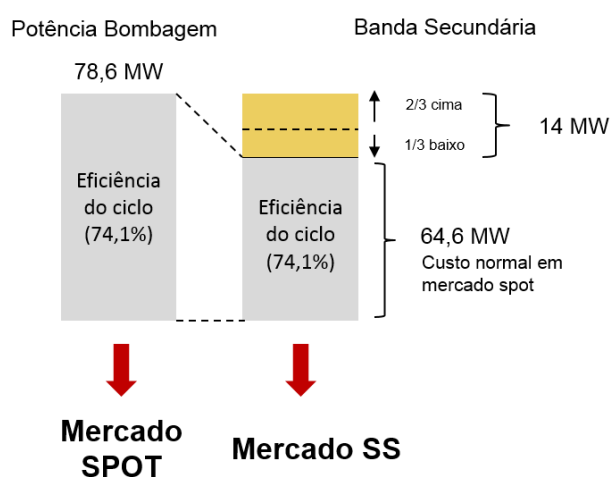


Figura 42 - Demonstração da atuação da tecnologia flexível nos dois mercados (Cenário mais disruptivo – Tecnologia B)

Historicamente, a bombagem do grupo 2 de Vilarinho das Furnas, tem tido uma utilização muito reduzida, bastante condicionada pelas limitações das cotas das

albufeiras e da baixa fiabilidade do arranque em modo bomba. Dado Vilarinho apresentar capacidade para bombear, mas o histórico de bombagem indicar que não possui fiabilidade para arrancar em modo bomba, foi considerado neste estudo que, todos os *cash flows* derivados do ciclo turbinamento-bombagem¹⁵ da inovação proposta, são incrementais, uma vez que, atualmente, Vilarinho não possui capacidade de bombagem.

7.4.1. Adequação do modelo de avaliação

Receitas incrementais

Neste contexto, as receitas derivadas da atuação da central, exclusivamente em mercado *spot*, são ilustradas de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Receitas de Mercado Spot} = MWh * [\delta * PV - PC] \quad (7.4)$$

Em que,

MWh, representa a quantidade de energia consumida no processo de bombagem durante um ano.

δ , representa o fator de eficiência do ciclo turbinamento-bombagem

PV, representa o preço de venda da energia elétrica no mercado *spot*, por MWh

PC, representa o preço de compra da energia elétrica no mercado *spot*¹⁶

$\delta * PV - PC$, designa a receita gerada por cada MWh bombado

¹⁵ Eficiência do ciclo de turbinamento-bombagem diz respeito como o próprio nome indica à percentagem de energia que consigo turbinar da energia bombada

¹⁶ Para bombarmos a máquina utiliza energia, energia esta que é adquirida no mercado *spot*, por MWh

¹⁷*Consumo em Bombagem (MWh)*

$$= (19,916 * IPB^3 - 186,64 * IPB^2 + 542,56 * IPB - 361,09) * 1000 \quad (7.5)$$

$$Receitas de Mercado de Serviços Sistema = H * [B * PSS] + \left[\frac{Mwh * (pot - B)}{pot} \right] * [\delta * PV - PC] \quad (7.6)$$

H, representa o número de horas, por ano, em que o grupo atua no mercado serviços sistema

B, representa a banda de regulação oferecida em mercado de serviços sistema (MW)

PSS, representa o preço a que é remunerado cada MW de banda de regulação

Pot, representa a potência total, em modo bombagem, do grupo (MW)

δ , representa o fator de eficiência do ciclo turbinamento-bombagem

PV, representa o preço de venda da energia elétrica no mercado *spot*, por MWh

PC, representa o preço de compra da energia elétrica no mercado *spot*. Para bombarmos, a máquina utiliza energia, energia essa que é adquirida no mercado *spot*, por MWh

$\delta * PV - PC$, designa a receita gerada no mercado *spot*, por cada MWh bombeado

Na análise, considerou-se que os custos de operação e manutenção permaneceriam iguais aos atuais; deste modo, não existem custos nem receitas (poupanças) resultantes das atividades de operação & manutenção.

¹⁷ Fórmula fornecida pelo modelo VALORAGUA

Assim, os *cash flows* (*CF*) de cada mercado e para cada ano, podem ser calculados da seguinte forma:

$$CF(Spot) = (Receitas de Mercado Spot \pm O\&M) * (1 - T) \quad (7.7)$$

$$CF(Serviços Sistema) = (Receitas de Mercado de SS \pm O\&M) * (1 - T) \quad (7.8)$$

Em que,

O&M representa os custos de Operação e Manutenção¹⁸

T, representa a taxa de imposto

Através do modelo de Cox, Ross & Rubinstein (1979), e incorporando a avaliação de uma opção de *Switching*, podemos transpor a metodologia e construir a árvore com os *cash flows* do mercado *spot* e serviços sistema:

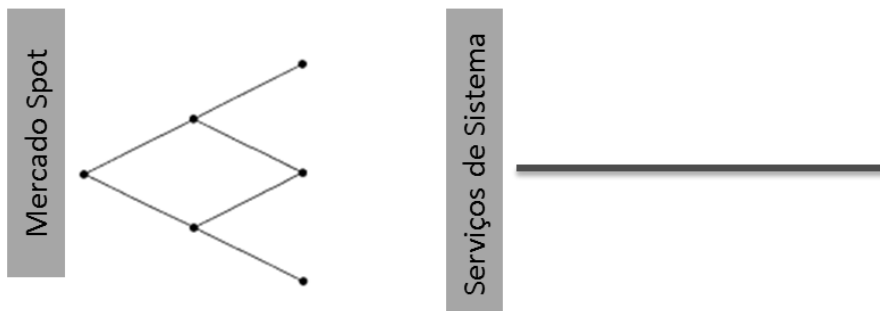


Figura 43 – Representação da construção da árvore com os cash flows do mercado Spot e Serviços Sistema

Cada árvore é construída de acordo com o modelo binomial de (Cox *et al.*, 1979). Os *cash flows* incorporados na árvore, refletem as volatilidades destes, ao longo do período em análise.

¹⁸ Esta variável pode apresentar um sinal negativo ou um sinal positivo, no caso de existir uma poupança de custos de O&M, redução essa provocada pela adoção de uma tecnologia mais fiável.

Posteriormente, é utilizado o método de cálculo da opção de flexibilidade, para construir a árvore de *Switching*. Assim podemos obter a seguinte árvore:

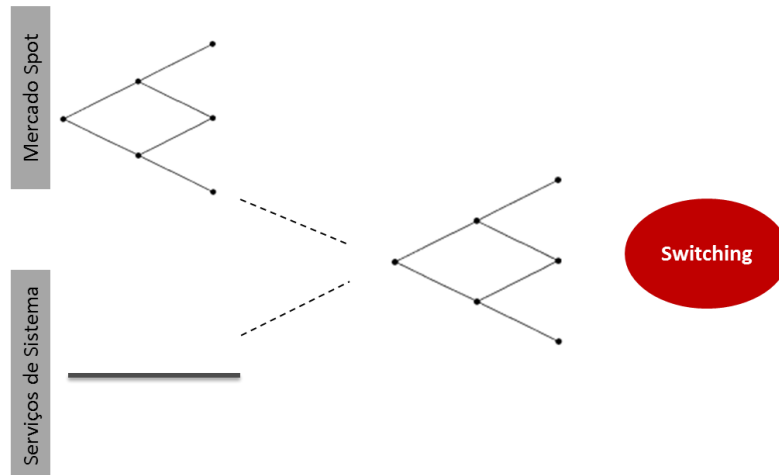


Figura 44 - Representação da construção da árvore com os cash flows do mercado Spot, Serviços Sistema e árvore de switching

Tendo por base a equação (7.9), podemos calcular o valor de cada ramo da árvore de *Switching*, que resulta do máximo entre o valor incremental gerado pelo mercado de SS, face ao valor gerado no mesmo ramo, pelo mercado *spot*. Caso o mercado de SS não incremente valor, o valor do ramo assumirá o valor zero. Assim, temos a seguinte regra de decisão (equação transposta da equação (6.26)):

$$Ct(S) = \max(C(SS) - Ct(Spot), 0) \quad (7.9)$$

Em que, $Ct(S)$ representa o *cash flow* incremental em cada ramo de atuar em mercado de SS, face a atuar em mercado *Spot* nesse mesmo ramo.

Posteriormente, é necessário calcular o valor atual do projeto com esta opção de Troca, entre atuação no mercado *spot* e no mercado de serviços sistema.

Assim, para dois períodos até ao vencimento da opção de *switch*, o valor da opção de flexibilidade é dado através da seguinte fórmula (equação transposta da equação (6.27)):

$$\begin{aligned}
& F(Spot \rightarrow SS) \\
& = \max(C(SS) - Co(Spot), 0) + \frac{p(\max(C(SS) - C1u(Spot), 0) + q(\max(C(SS) - C1d(Spot), 0))}{1+r} \\
& + \frac{p^2(\max(C(SS) - C2uu(Spot), 0) + q^2(\max(C(SS) - C2dd(Spot), 0) + pq^2(\max(C(SS) - C2ud(Spot), 0))}{(1+r)^2}
\end{aligned}
\tag{7.10}$$

Onde,

SS - representa a atuação no mercado de serviço sistema

$Spot$ - representa a atuação no mercado $spot$

p - probabilidade do $cash flow$ do mercado $spot$ subir

q - probabilidade do $cash flow$ do mercado $spot$ descer

r - taxa de juro isenta de risco

$C(SS)$ - representa o $cash flow$ constante, obtido pela central a operar em serviço sistema, nos diferentes momentos temporais

$Co(Spot)$ - representa o $cash flow$ obtido, se a central estiver no momento zero a operar em mercado $spot$

$C1u(Spot)$ - representa o $cash flow$ obtido, se a central estiver no momento 1 a operar em mercado $spot$, no caso de o mercado estar em alta

De acordo com a equação (6.29), o valor da tecnologia flexível é dado pela seguinte expressão:

$$\text{Valor da tecnologia flexível} = \text{VAL (Mercado Spot)} + \text{Opção de Troca (Spot para Serviços Sistema)}$$

(7.11)

7.4.2. Resultados

Tecnologia A

Através do cálculo do valor do projeto pelo método do Valor Atual Líquido, perspectiva-se que a tecnologia A, atuando apenas, no mercado *spot*, apresente um VACF de 18.161.872,55 €, o que dado o investimento de 12.800.000 €, permite obter um VAL de 5.361.872,55 €.

Mercado SPOT	2016	2017	2018	...	2051	2052
IPB médio histórico	1,889	2,065	2,065	...	2,065	2,065
Consumo em Bombagem (MWh)	132054,1567	138797,1027	138797,1027	...	138797,1027	138797,1027
Eficiência Ciclo Turbinamento-Bombagem (%)	70,2%	70,2%	70,2%	...	70,2%	70,2%
Preço de Venda (€/MWh)	51,03	61,34	62,12	...	110,53	112,50
Preço de Compra (€/MWh)	27,02	29,70	30,08	...	53,52	54,48
Receitas da Produção Bombada	1.162.481 €	1.854.002 €	1.877.565 €	...	3.340.907 €	3.400.375 €
O&M	- €	- €	- €	...	- €	- €
Impostos	- 342.932 €	- 546.931 €	- 553.882 €	...	- 985.568 €	-1.003.111 €
Cash Flow	819.549 €	1.307.071 €	1.323.684 €	...	2.355.340 €	2.397.265 €
VALOR ATUAL CASH FLOWS FUTUROS	18.161.873 €					
Investimento	- 12.800.000,00 €					
VAL	5.361.873 €					

Tabela 15 - *Cash flows* estimados da tecnologia A relativos ao mercado *Spot* (2017 – 2052)

Por simplificação da análise, assumiu-se que o *cash flow* do mercado de serviços sistema (ou de banda secundária) se manteria constante, e igual ao estimado para 2017 (1.440.619 €), ao longo da vida do projeto.

Mercado de Banda Secundária		2017
Preço de Banda (€/MW)		21,020
Consumo em Bombagem (MWh)		114074,9724
Eficiência Ciclo Turbinamento-Bombagem (%)		70,2%
Preço de Venda (€/MWh)		61,34
Preço de Compra (€/MWh)		29,70
Horas em Bombagem		1.766
Banda (MW)		14
Receitas da Banda		519.659 €
Receitas da Produção Bombada		1.523.773 €
O&M		- €
Impostos		- 602.812 €
Cash Flow		1.440.619 €

Tabela 16 - *Cash flow* estimado da tecnologia A para o ano de 2017, relativo ao mercado de Banda Secundária

De modo a obtermos o valor da opção de troca inerente à tecnologia, e que permitisse a operação nos diferentes mercados de energia, foi desenhada a árvore binomial do mercado spot da tecnologia A, assim como a árvore de *switching*, que representa basicamente os cash flows incrementais entre o *cash flow* (constante) do mercado de serviço sistema face à árvore spot.

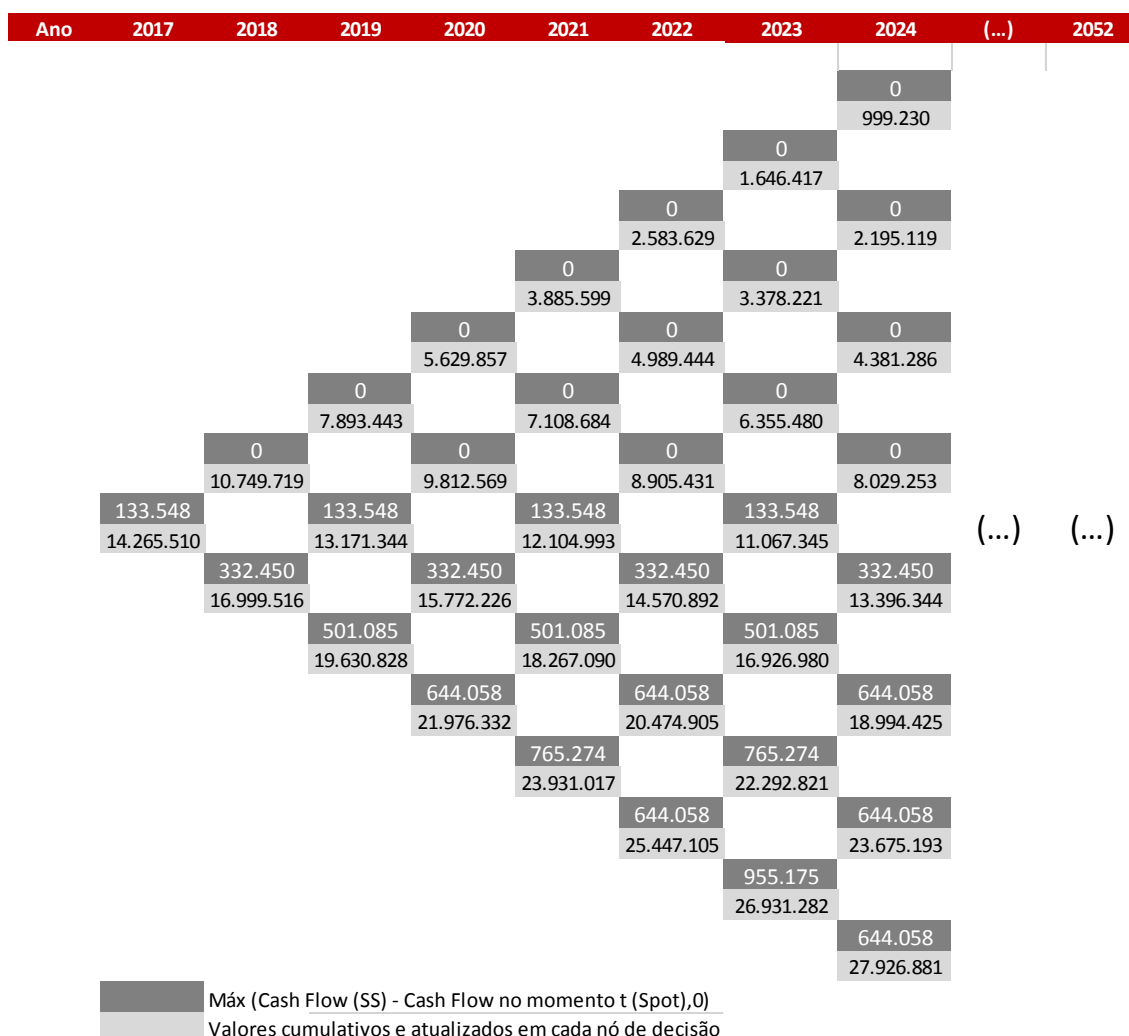
Figura 45 - Árvore Binomial do Mercado *Spot* da tecnologia A (valores em €)

Ano	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	(...)	2052
								4.150.999		
							3.519.325			
						2.983.774		2.983.774		
					2.529.721		2.529.721			
				2.144.763		2.144.763		2.144.763		
			1.818.386		1.818.386		1.818.386			
		1.541.674		1.541.674		1.541.674		1.541.674		
	1.307.071		1.307.071		1.307.071		1.307.071		(...)	(...)
		1.108.169		1.108.169		1.108.169		1.108.169		
			939.534		939.534		939.534			
				796.562		796.562		796.562		
					675.345		675.345			
						572.575		572.575		
							485.444			
								411.572		

A árvore binomial exposta acima, representativa dos *cash flows* do mercado *spot* da tecnologia A (construída tendo por base os dados da tabela AI.8), apresenta um cash

flow estimado no ano de 2017 de 1.307.071 € (estimado pelo método estático), seguindo caminhos de *up* ou *down*, nos anos subsequentes.

Figura 46 - Árvore Binomial de *Switching* da tecnologia A (valores em €)



Através do confronto dos *cash flows* dos dois mercados, foi construída a árvore de troca entre os dois mercados, árvore representativa dos *cash flows* incrementais do mercado de serviços sistema face ao mercado *spot*. Neste seguimento, foi obtido o valor atualizado desses *cash flows* incrementais futuros (tendo por base a equação (7.10)), tendo resultado num valor da opção de troca de 14.265.510 €. Valor que representa mais do dobro do montante obtido, caso a tecnologia fosse unicamente avaliada pelo método do VAL.

Assim, e tendo em conta a equação (7.11), a tecnologia A apresenta um valor de 19.627.383 €.

Tecnologia B

Avaliando o investimento na tecnologia B, determinou-se que esta, se atuasse apenas no mercado spot, apresentaria um VACF de 21.414.542 €. No entanto, dado o seu carácter inovador e disruptivo, o investimento necessário para a sua implementação é muito elevado, 33.300.000 €, pelo que a Tecnologia B apresenta um VAL negativo de 11.885.458 €.

Mercado SPOT	2016	2017	2018	...	2051	2052
IPB médio histórico	1,889	2,065	2,065	...	2,065	2,065
Consumo em Bombagem (MWh)	132054,1567	138797,1027	138797,1027	...	138797,1027	138797,1027
Eficiência Ciclo Turbinamento-Bombagem (%)	74,1%	74,1%	74,1%	...	74,1%	74,1%
Preço de Venda (€/MWh)	51,03	61,34	62,12	...	110,53	112,50
Preço de Compra (€/MWh)	27,02	29,70	30,08	...	53,52	54,48
Receitas da Produção Bombada	1.425.291 €	2.186.041 €	2.213.825 €	...	3.939.241 €	4.009.360 €
O&M	- €	- €	- €	...	- €	- €
Impostos	- 420.461 €	- 644.882 €	- 653.078 €	...	- 1.162.076 €	- 1.182.761 €
Cash Flow	1.004.830 €	1.541.159 €	1.560.746 €	...	2.777.165 €	2.826.599 €
VALOR ATUAL CASH FLOWS FUTUROS	21.414.542 €					
Investimento	- 33.300.000,00 €					
VAL	-11.885.458					

Tabela 17 - *Cash flows* estimados da tecnologia B relativos ao mercado *Spot* (2017 – 2052)

Tal como no caso da tecnologia anterior, assumiu-se que o *cash flow* estimado para o ano de 2017, se manteria constante ao longo de toda a vida do projeto (1.633.012 €).

Mercado de Banda Secundária	2017
Preço de Banda (€/MW)	21,020
Consumo em Bombagem (MWh)	114074,9724
Eficiência Ciclo Turbinamento-Bombagem (%)	74,1%
Preço de Venda (€/MWh)	61,34
Preço de Compra (€/MWh)	29,70
Horas em Bombagem	1.766
Banda (MW)	14
Receitas da Banda	519.659 €
Receitas da Produção Bombada	1.796.670 €
O&M	- €
Impostos	- 683.317 €
Cash Flow	1.633.012 €

Tabela 18 - *Cash flow* estimado da tecnologia B para o ano de 2017, relativo ao mercado de Banda Secundária

Figura 47 - Árvore Binomial do Mercado *Spot* da tecnologia B (valores em €)

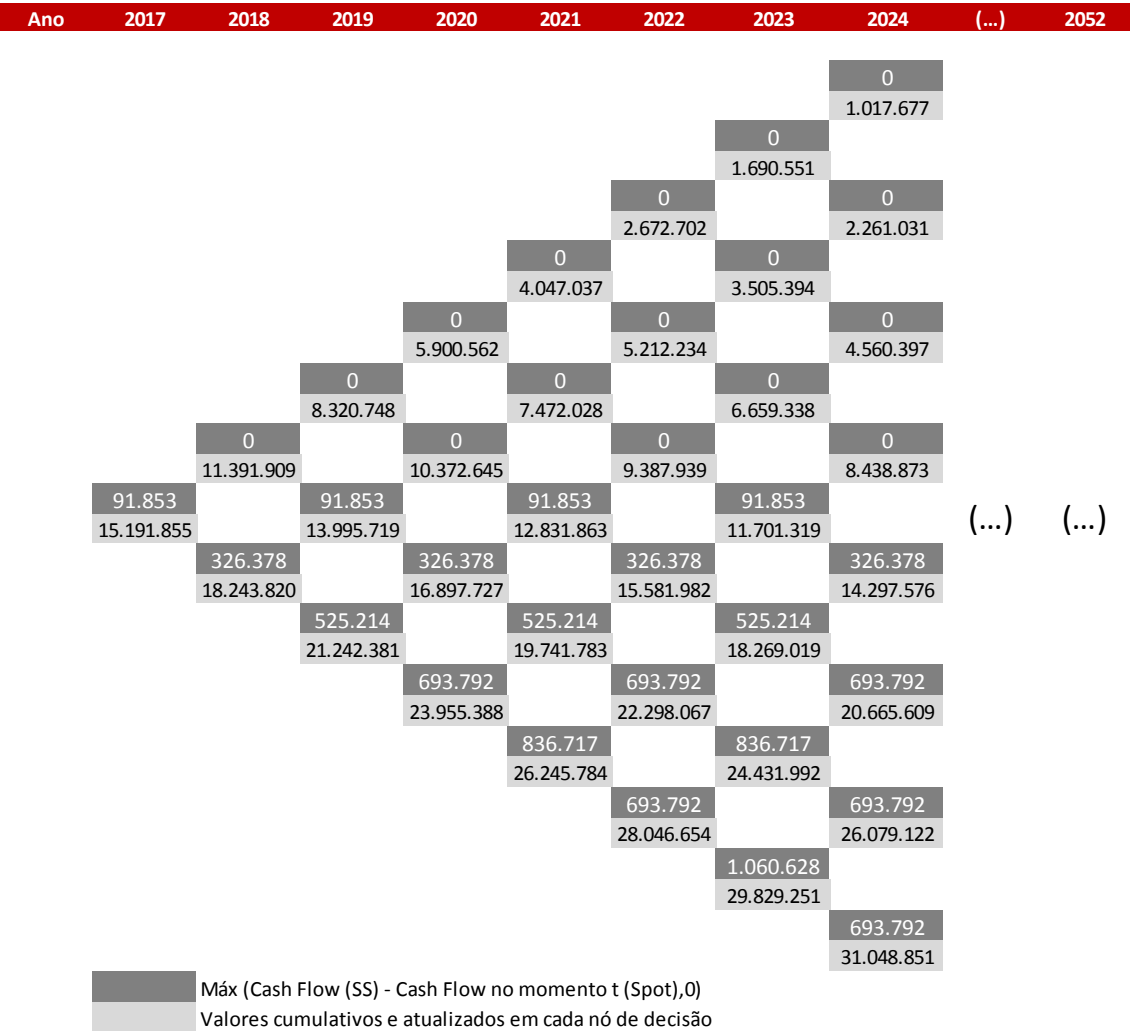
Ano	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	(...)	2052
								4.894.415		
							4.149.612			
						3.518.148		3.518.148		
					2.982.777		2.982.777			
				2.528.876		2.528.876		2.528.876		
			2.144.046		2.144.046		2.144.046			
		1.817.778		1.817.778		1.817.778		1.817.778		
	1.541.159		1.541.159		1.541.159		1.541.159		(...)	(...)
		1.306.635		1.306.635		1.306.635		1.306.635		
			1.107.799		1.107.799		1.107.799			
				939.220		939.220		939.220		
					796.295		796.295			
						675.120		675.120		
							572.384			
								485.282		

A árvore binomial exibida acima, representa os *cash flows* do mercado *spot* da tecnologia B (construída tendo por base os dados da tabela AI.9).

A árvore, que evolui tendo por base o *cash flow* estimado do ano de 2017 (obtido pelo método estático), tem como base da sua construção, um multiplicador de subida de 1,18 e um multiplicador de descida de 0,84.

Atendendo à equação (7.9) e (7.10), foi desenhada a árvore de *switching*, onde são apresentados tanto os valores dos *cash flows* incrementais, como o valor atualizado desses fluxos monetários. Como resultado, foi alcançado um valor atual da opção de troca de 15.191.856 €. Ainda que o valor da opção de troca seja elevado, uma vez que o projeto apresenta um VAL negativo de 11.885.458 €, a inovação B acaba por não ser tão atrativa para o investidor, dado apresentar um elevadíssimo investimento. A tecnologia B apresenta assim um valor de 3.306.398 €.

Figura 48 - Árvore Binomial de Switching da tecnologia B (valores em €)



7.4.3. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é fundamental em qualquer análise de investimento, uma vez que é um indicador que nos permite auscultar o risco do projeto. Deste modo, este indicador permite observar o impacto no valor do projeto, em resultado de uma variação de determinada variável crítica. Permite ainda ao investidor, conhecer o “ponto crítico” do projeto, isto é, permite determinar quais os limites de variação que permitem ao investidor manter uma rentabilidade mínima.

Depois da apresentação dos resultados, onde se verificou que a *switching option*, tem um peso muito elevado no valor do projeto, a análise de sensibilidade centrou-se no parâmetro principal - a volatilidade dos *cash flows* do mercado *spot* - volatilidade esta, utilizada para desenhar a árvore binomial e que permite obter o valor da opção de troca.

Analizando o impacto da volatilidade do mercado *spot*, no valor da tecnologia A, observa-se que com o aumento/redução de 2 p.p. na volatilidade do projeto, o valor da tecnologia aumenta/reduz numa proporção de cerca de 8 % face ao cenário central (volatilidade de 16,5%). Já analisando o impacto desta variação de 2 p.p. da volatilidade, no valor da opção de troca, constata-se que esta aumenta/reduz, numa proporção que atinge em média os 17 % face ao cenário base (volatilidade de 16,5 %).

	Volatilidades do Projeto A				
	12,5%	14,5%	16,5%	18,5%	20,5%
VAL do mercado Spot	5.361.782,55 €	5.361.872,55 €	5.361.872,55 €	5.361.872,55 €	5.361.872,55 €
Valor da Opção	11.505.853,61 €	12.892.280,68 €	14.265.510,20 €	15.622.735,00 €	16.961.267,16 €
Valor do Projeto A	16.867.636,16 €	18.254.153,23 €	19.627.382,75 €	20.984.607,55 €	22.323.139,71 €

Tabela 19 - Análise de Sensibilidade do projeto A

Entre cenários extremos, conclui-se que o valor do projeto A pode variar entre os 16.867.636 € e os 22.323.140 €, sempre alavancado pelo valor da opção, que representa em média 72% do valor do projeto final. A tecnologia A, possui um valor de flexibilidade considerável.

Averiguando agora o impacto da volatilidade do mercado *spot*, no valor da tecnologia B, verifica-se que com um aumento de 2 p.p. na volatilidade, o valor da tecnologia B aumenta de 3.306.398 € para 4.874.142 € (volatilidade de 18,5%). No que respeita ao

impacto do incremento de 2 p.p. da volatilidade, no valor da opção, infere-se que esta varia de 15 milhões para 16.759.600€.

	Volatilidades do Projeto B				
	12,5%	14,5%	16,5%	18,5%	20,5%
VAL do mercado Spot	- 11.885.457,79 €	- 11.885.457,79 €	- 11.885.457,79 €	- 11.885.457,79 €	- 11.885.457,79 €
Valor da Opção	12.005.250,92 €	13.605.987,37 €	15.191.855,48 €	16.759.600,09 €	18.306.101,52 €
Valor do Projeto B	119.793,13 €	1.720.529,58 €	3.306.397,69 €	4.874.142,30 €	6.420.643,73 €

Tabela 20 - Análise de Sensibilidade do projeto B

Observando os limites estudados (tabela acima), constata-se que o valor da tecnologia B, pode oscilar entre os 119.793 € e os 6.420.644 €. Do mesmo modo que na tecnologia A, o valor da opção de flexibilidade alavanca o valor final do projeto B.

8. Conclusão

Este trabalho visou avaliar o investimento na modernização da central de Vilarinho das Furnas, através da análise de duas tecnologias alternativas de velocidade variável.

Para determinar o parâmetro volatilidade, representativo do mercado *spot*, foi simulado o valor atual do mercado *spot*, através da evolução estocástica dos preços de venda e de compra de energia.

Posteriormente, foi construída a árvore com a evolução do valor do mercado *spot*, bem como a árvore de *switching*.

Este trabalho assumiu uma forma simplista de avaliar o caso de uma opção de troca subjacente aos mercados de energia e inerente à tecnologia, onde o *cash flow* do mercado de serviço sistema se mantém constante, sendo a única variável estocástica os *cash flows* do mercado *spot*.

Uma opção de troca ou mais genericamente falando, opção de flexibilidade operacional, consiste na capacidade da empresa poder optar por escolher dentro de duas ou mais alternativas, aquela que lhe permite obter o máximo rendimento. Como demonstrado pelos resultados do estudo, esta versatilidade incrementa valor ao projeto hidroelétrico.

A análise demonstrou que, no cenário avaliado, a tecnologia A apresentava um valor de 19.627.383 €, sendo que destes, 14.265.510 € se referem ao valor da capacidade de alternar do mercado *spot* para serviços sistema (opção de troca). Reforçando o valor deste projeto, a análise de sensibilidade demonstrou que o valor se mantém positivo dentro dos limites de volatilidade estudados.

No que respeita ao valor da tecnologia B, os resultados são desanimadores. Apesar de possuir *cash flows* mais elevados, e portanto, um maior valor atual acumulado de *cash flows* do que o projeto A, verifica-se que dado o seu elevado investimento, apresenta um valor final líquido do projeto, de apenas 3.306.398 €, mesmo alavancado pelo valor da opção de troca positivo de 15.191.856 €

Assim, e uma vez que os projetos são mutuamente exclusivos, concluiu-se através da análise, que a tecnologia A é a que reúne todas as condições para ser implementada, rejeitando-se desta forma a implementação da tecnologia B.

Sugestões de Investigação Futura

Como pista de investigação futura, é sugerida a avaliação desta opção de troca, através da evolução estocástica das duas variáveis críticas que modelam os dois mercados (evolução estocástica tanto dos *cash flows* do mercado *spot*, como do mercado de serviços sistema), de modo a captar a evolução e as correlações entre os dois mercados. Aconselha-se, portanto, a construção de uma árvore que represente as várias possibilidades de evolução dos dois mercados.

Fatores que restringem a operação, tais como cotas e restrições balneares nos meses de verão, podem também afetar negativamente as receitas provenientes do investimento na central de Vilarinho das Furnas. No entanto, neste estudo, estas restrições balneares não tiveram impacto no valor do projeto, uma vez que a avaliação é realizada apenas tendo em conta a valorização da água bombada, que não interfere nas variações das cotas.

Uma outra limitação que se pode destacar neste trabalho, deve-se à periodicidade anual da análise, que fragiliza este tipo de opção de flexibilidade operacional.

Referências Bibliográficas

- Amaral, L. M. (2006). *Energia e mercado ibérico*: Booknomics.
- Antal, G. (2008). *Connecting Reservoirs and Water Power Stations by Markov Chain*. (Phd).
- Ardizzon, G., Cavazzini, G., & Pavesi, G. (2014). "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges". *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 31, 746-761.
- Baptista, V. (2013). *Os Desafios do Despacho das Energias Renováveis no Sistema Eletroprodutor Português*. Paper presented at the EEFoR - Energia Elétrica de Fontes Renováveis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). "The Pricing of Options and Corporate Liabilities". *Journal of Political Economy*, 81(3), 637.
- Brandão, E. (2014). *Finanças* (8ª edição ed.): Elísio Brandão.
- Brealey, R. A., & Myers, S. C. (1991). *Principles of Corporate Finance* (McGraw-Hill Ed. fourth edition ed.).
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). "Evaluating Natural Resource Investments". *Journal of Business*, 58(2), 135-157.
- Chevalier-Roignant, B., Flath, C. M., Huchzermeier, A., & Trigeorgis, L. (2011). "Strategic investment under uncertainty: A synthesis". *European Journal of Operational Research*, 215(3), 639-650.
- Conselho da União Europeia. (2007). *Conclusões da Presidência - Bruxelas, 8/9 de Março de 2007*. Retrieved from Bruxelas:
- Copeland, T., & Antikarov, V. (2003). *Real Options: a Practitioner's Guide*. New York: Cengage Learning.
- Copeland, T. E., & Keenan, P. T. (1998). "How much is flexibility worth?". *McKinsey Quarterly*(2), 38-49.
- Costa, A. S. d. (2013). *Política Nacional Para as Energias Renováveis*. Paper presented at the EEFoR - Energia Elétrica de Fontes Renováveis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). "OPTION PRICING: A SIMPLIFIED APPROACH". *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229-263.

- Damodaran, A. (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset* (3ª edição ed.): John Wiley & Sons.
- Dixit, A. (1989). "Entry and Exit Decisions under Uncertainty". *Journal of Political Economy*, 97(3), 620-638.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*: Princeton university press.
- Doraszelski, U. (2001). "The net present value method versus the option value of waiting: A note on Farzin, Huisman and Kort (1998)". *Journal of Economic Dynamics & Control*, 25(8), 1109.
- Dosi, G., Freeman, C., Nelson, R., Silverberg, G., & Soete, L. (1988). *Technical change and economic theory* (Vol. 988): Pinter London.
- ERSE. (2009). Glossário. Acedido em <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=23324d4f-8a61-4074-a170-6f8373f1827e&master=ErsePrint.master>
- ERSE. (2017). Mercado Diário. Acedido em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>
- Estanqueiro, A., & Costa, P. (2010). *Energia Eólica Offshore*. Paper presented at the Conferência Energia 2020, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa
- Fernandes, B., Cunha, J., & Ferreira, P. (2011). "The use of real options approach in energy sector investments". *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4491-4497.
- Ferreira, P. N. (2016). *A visão dos produtores de hidroeletricidade* Paper presented at the Conferência APREN_2016: Visões da eletricidade renovável, Centro de Congressos do Estoril.
- Fertig, E., Heggedal, A. M., Doorman, G., & Apt, J. (2014). "Optimal investment timing and capacity choice for pumped hydropower storage". *Energy Systems*, 5(2), 285-306.
- Gaudard, L. (2015). "Pumped-storage project: A short to long term investment analysis including climate change". *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 49, 91-99.
- Geske, R. S. (1979). "THE VALUATION OF COMPOUND OPTIONS". *Journal of Financial Economics*, 7(1), 63-81.

- Guedes, J., & Santos, P. (2016). "Valuing an offshore oil exploration and production project through real options analysis". *Energy Economics*, 60, 377-386.
- Guthrie, G. (2009). *Real options in theory and practice*. New York: Oxford University Press.
- Hedman, K. W., & Sheblé, G. B. (2006). *Comparing Hedging Methods for Wind Power: Using Pumped Storage Hydro Units vs. Options Purchasing*. Paper presented at the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Estocolmo, Suécia.
- Hirth, L. (2016). "The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower". *Applied Energy*, 181, 210-223.
- Houdeline, J.-B., Verzeroli, J.-M., Kunz, T., & Schwery, A. (2008). *Reversible pump-turbine and generator-motor design. The last PSP achievements experience in Asia*. Paper presented at the ALSTOM - Water Resources and Renewable Energy Development in Asia, Danang, Vietnam.
- Ingersoll Jr, J. E., & Ross, S. A. (1992). "Waiting to invest: Investment and uncertainty". *Journal of Business*, 65(1), 1.
- IPMA. (2017). Mapa da precipitação diária 1971-2000 – Portugal Continental. Acedido em https://www.ipma.pt/pt/produtoseservicos/index.jsp?page=map_prec_7100.xml
- Kjærland, F. (2007). "A real option analysis of investments in hydropower—The case of Norway". *Energy Policy*, 35(11), 5901-5908.
- Kulatilaka, N., & Marcus, A. J. (1992). "Project valuation under uncertainty: when does DCF fail?". *Journal of Applied Corporate Finance*, 5(3), 92-100.
- Kulatilaka, N., & Trigeorgis, L. (1994). "The General Flexibility to Switch: Real Options Revisited". *The International Journal of Finance*, Volume 6(2).
- Loureiro, M. V., Claro, J., & Pereira, P. J. (2015). "Capacity expansion in transmission networks using portfolios of real options". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64, 439-446.
- Loureiro, T., & EDP. (2016). *Energia* (G. Leya Ed. 1ª edição ed.). Alfragide.
- Madhani, P. M. (2009). "Investment Decision Tool: 'Real Options'". *Journal of Indian Mangement*.
- Markets, B. (2017). Bund Yields. Acedido em <https://www.bloomberg.com/markets/rates-bonds/government-bonds/germany>

- Martínez Ceseña, E. A., Mutale, J., & Rivas-Dávalos, F. (2013). "Real options theory applied to electricity generation projects: A review". *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 19, 573-581.
- Mata, J. (2011). *Economia da Empresa*, 7ª edição.
- McDonald, R., & Siegel, D. (1986). "The Value of Waiting to Invest". *Quarterly Journal of Economics*, 101(4), 707-727.
- McDonald, R. L., & Siegel, D. R. (1985). "INVESTMENT AND THE VALUATION OF FIRMS WHEN THERE IS AN OPTION TO SHUT DOWN". *International Economic Review*, 26(2), 331.
- Merton, R. C. (1973). "Theory of rational option pricing". *Bell Journal of Economics & Management Science*, 4(1), 141.
- Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Decreto-Lei nº 226-A/2007, 31 de maio, (2007).
- Moel, A., & Tufano, P. (2002). "When Are Real Options Exercised? An Empirical Study of Mine Closings". *The Review of Financial Studies*, 15(1), 35-64.
- Muche, T. (2009). "A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants". *Energy Policy*, 37(11), 4851-4862.
- Myers, S. C. (1977). "DETERMINANTS OF CORPORATE BORROWING". *Journal of Financial Economics*, 5(2), 147-175.
- OMIP. (2017a). OMIE. Acedido em <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>
- OMIP. (2017b). Perfil. Acedido em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>
- Paddock, J. L., Siegel, D. R., & Smith, J. L. (1988). "OPTION VALUATION OF CLAIMS ON REAL ASSETS: THE CASE OF OFFSHORE PETROLEUM LEASES". *Quarterly Journal of Economics*, 103(3), 479-508.
- PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. DIRECTIVA 2001/77/CE, (2001).
- Pereira, E., Sousa, J. C., Nunes, A. C., & Mendes, V. (2015). *Hydrological Risk Integration in a Hydro Power Plant : Real Options Analysis*. Paper presented at the EEM 15, Lisboa.
- Pindyck, R. S. (1991). "Irreversibility, Uncertainty, and Investment". *Journal of Economic Literature*, 29(3), 1110-1148.

- Portal Energia - Energias Renováveis. (2016). Vantagens e desvantagens das energias renováveis. Acedido em <http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-das-energias-renovaveis/>
- Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). "Pumped hydro energy storage system: A technological review". *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598.
- REN. (2012). Dados Técnicos Eletricidade 2012. Acedido em [http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN Eletricidade - Dados T%C3%A9cnicos 2012.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Eletricidade%20-%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202012.pdf)
- REN. (2014). Dados Técnicos, Technical Data 2014. Acedido em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/2014.pdf>
- Ross, S. A. (1995). "Uses, Abuses, and Alternatives to the Net-Present-Value Rule". *Financial Management*, 24(3), 96-102.
- Samis, M., Davis, G. A., Laughton, D., & Poulin, R. (2005). "Valuing uncertain asset cash flows when there are no options: A real options approach". *Resources Policy*, 30(4), 285-298.
- Santos, L., Soares, I., Mendes, C., & Ferreira, P. (2014). "Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects". *Renewable Energy: An International Journal*, 68, 588-594.
- Saraiva, J. P. T., Silva, J. L. P. P. d., & Leão, M. T. P. d. (2002). *Mercados de Electricidade-Regulação e Tarificação de Uso das Redes*: FEUP Edições.
- Shapiro, A. C. (2005). *Capital budgeting and investment analysis* (1ª edição ed.). Upper Saddle River, New Jersey: Pearson.
- Silva, A. F. d., Osório, N., & Oliveira, N. M. (2013). *A Flexibilidade da Produção de Base Hídrica. Avanços Tecnológicos*. Paper presented at the EEFor - Energia Elétrica de Fontes Renováveis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Silva, E. S., & Queirós, M. (2013). *Análise de Investimentos em Ativos Reais–Volume 2: Vida Economica* Editorial.
- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2006). "Real Options and Games: Competition, Alliances and Other Applications of Valuation and Strategy". *Review of Financial Economics*, 15(2), 95-112.

- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2007). "Strategic options and games in analysing dynamic technology investments". *Long Range Planning: International Journal of Strategic Management*, 40(1), 84-114.
- Soares, I., Moreira, J., Pinho, C., & Couto, J. (2015). *Decisões de Investimento - análise financeira de projetos* (4ª edição ed.). Lisboa: Edições Sílabo, LDA.
- Tourinho, O. A. (1979). *The option value of reserves of natural resources* (Vol. no. 94): University of California at Berkeley.
- Trigeorgis, L. (1993). "Real Options and Interactions with Financial Flexibility". *Financial Management*, 22(3), 202-224.
- Trigeorgis, L. (1996). *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. Cambridge, Massachussets : The MIT Press.
- UEDP. (2016). *Documentação Escola de Produção - Universidade EDP*.
- Zambujal-Oliveira, J. (2013). "Investments in combined cycle natural gas-fired systems: A real options analysis". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49, 1-7.

Anexos

Anexo I



Figura AI. 1 - Evolução do Saldo Importador de Energia Elétrica de Portugal entre 2000 e 2016

Pressupostos assumidos

Vilarinho não bomba atualmente (mas tem capacidade para bombar)

Nível NPA Caniçada permite o arranque de Vilarinho das Furnas Grupo 2 (VF G2) sempre que necessário

Vilarinho tem capacidade de armazenamento

Salamonde II não bomba

Custos de O&M (com investimento) = Custos de O&M (sem investimento)

O que pressupõe na análise Custos de O&M = 0 (não são incrementais)

Tabela AI.1 - Pressupostos assumidos

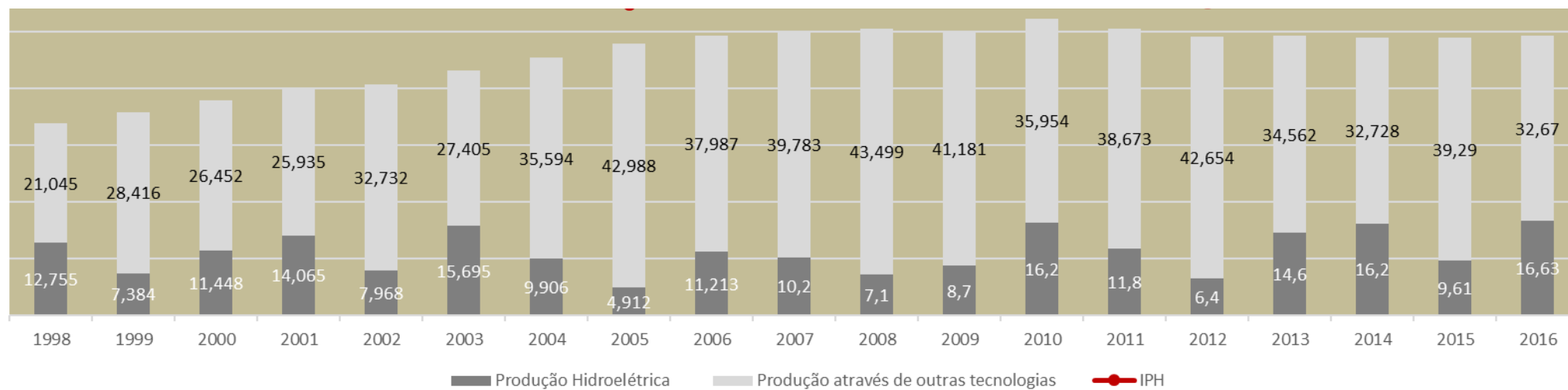
Tabela AI.2 - Preços médios mensais do mercado Spot em Portugal

Preços do mercado SPOT em Portugal																	
2016	Preço Médio	2015	Preço Médio	2014	Preço Médio	2013	Preço Médio	2012	Preço Médio	2011	Preço Médio	2010	Preço Médio	2009	Preço Médio	2008	Preço Médio
Jan	36,39	Jan	51,82	Jan	31,47	Jan	48,53	Jan	51,95	Jan	41,26	Jan	27,71	Jan	51,47	Jan	74,40
Fev	27,35	Fev	42,57	Fev	15,39	Fev	43,74	Fev	55,26	Fev	47,91	Fev	27,80	Fev	40,28	Fev	72,86
Mar	27,68	Mar	43,2	Mar	26,2	Mar	22,79	Mar	49,12	Mar	47,31	Mar	20,10	Mar	38,33	Mar	65,49
Abr	23,5	Abr	45,49	Abr	26,36	Abr	16,08	Abr	43,98	Abr	46,85	Abr	26,16	Abr	38,38	Abr	62,48
Mai	24,93	Mai	45,18	Mai	42,47	Mai	43,25	Mai	44,52	Mai	49,02	Mai	37,14	Mai	38,11	Mai	62,14
Jun	38,28	Jun	54,74	Jun	51,19	Jun	41,70	Jun	53,53	Jun	50,64	Jun	40,80	Jun	38,45	Jun	64,57
Jul	40,36	Jul	59,61	Jul	48,27	Jul	51,40	Jul	50,35	Jul	51,15	Jul	43,98	Jul	35,58	Jul	73,12
Ago	41,14	Ago	55,59	Ago	49,91	Ago	48,12	Ago	49,34	Ago	53,60	Ago	44,45	Ago	35,21	Ago	72,33
Set	43,61	Set	51,92	Set	58,91	Set	50,68	Set	48,49	Set	58,56	Set	48,40	Set	36,27	Set	75,78
Out	52,79	Out	49,91	Out	55,38	Out	51,59	Out	46,08	Out	59,20	Out	44,19	Out	36,21	Out	76,45
Nov	56,25	Nov	51,46	Nov	46,96	Nov	42,10	Nov	42,39	Nov	49,10	Nov	41,50	Nov	33,23	Nov	76,55
Dez	60,27	Dez	52,92	Dez	47,69	Dez	62,99	Dez	42,18	Dez	50,66	Dez	44,98	Dez	30,18	Dez	63,71
Total	39,43	Total	50,43	Total	41,85	Total	43,64	Total	48,07	Total	50,45	Total	37,32	Total	37,63	Total	69,98

Tabela AI.3 - Comparação entre os preços médios mensais do mercado de Banda Secundária em Portugal e Espanha

2010	PREÇO PT	PREÇO SP	2011	PREÇO PT	PREÇO SP	2012	PREÇO PT	PREÇO SP	2013	PREÇO PT	PREÇO SP
Janeiro	25,94	23,03	Janeiro	26,26	16,53	Janeiro	28,68	20,05	Janeiro	43,96	32,47
Fevereiro	35,01	22,45	Fevereiro	21,12	9,6	Fevereiro	32	25,74	Fevereiro	44,65	32,46
Março	43,44	21,38	Março	20,54	9,19	Março	46,31	29,1	Março	53,1	36,3
Abril	38,42	9,24	Abril	23,78	9,89	Abril	42,44	40,77	Abril	45,03	27,84
Maio	30,73	10,8	Maio	23,83	10,94	Maio	44,54	22,27	Maio	37,7	20,87
Junho	24,88	8,86	Junho	27,49	12,34	Junho	50,01	22,43	Junho	37,83	30,32
Julho	22,47	7,28	Julho	29,03	13,39	Julho	57,55	21,46	Julho	37,23	26,6
Agosto	19,14	8,64	Agosto	27,49	15,98	Agosto	55,16	28,78	Agosto	37,72	26,08
Setembro	20,2	10,46	Setembro	29,78	19,29	Setembro	60,08	33,58	Setembro	30,18	25,5
Outubro	23,74	18,35	Outubro	31,37	27,07	Outubro	52,95	36,56	Outubro	28,11	29,94
Novembro	24,85	18,77	Novembro	35,17	29,07	Novembro	49,93	32,43	Novembro	30,57	26,16
Dezembro	22,89	20,83	Dezembro	41,53	19	Dezembro	48,63	26,81	Dezembro	26,88	37,92
Total	27,59	14,98	Total	28,16	16,06	Total	47,4	28,3	Total	37,71	29,37
2014	PREÇO PT	PREÇO SP	2015	PREÇO PT	PREÇO SP	2016	PREÇO PT	PREÇO SP			
Janeiro	33,81	29,02	Janeiro	22,1	21,42	Janeiro	12,44	20,69			
Fevereiro	35,43	30,26	Fevereiro	23,87	23,75	Fevereiro	11,29	25,48			
Março	19,45	17,65	Março	21,48	20,7	Março	21,19	21,56			
Abril	19,22	17,62	Abril	24,55	24,03	Abril	18,89	18,70			
Maio	17,29	16,09	Maio	22,97	22,44	Maio	18,89	18,76			
Junho	21,76	21,44	Junho	19,87	19,55	Junho	11,81	11,50			
Julho	20,89	20,57	Julho	15,9	14,96	Julho	10,54	11,00			
Agosto	21,13	20,72	Agosto	18,56	18,17	Agosto	12,44	10,74			
Setembro	26,29	26,41	Setembro	19,02	18,69	Setembro	11,19	8,75			
Outubro	31,33	31,16	Outubro	18,24	17,01	Outubro	13,7	10,78			
Novembro	28,98	28,51	Novembro	18,13	15,35	Novembro	16,83	15,16			
Dezembro	20,13	18,97	Dezembro	21,29	19,25	Dezembro	15,84	14,00			
Total	24,56	23,14	Total	20,47	19,58	Total	14,6	15,59			

Figura AI.2 - Evolução do IPH e da produção hidroelétrica no período 1998 - 2016



Fonte: construído tendo por base dados da REN

IPB Portugal											
2010	Janeiro	16,43652	2011	Janeiro	3,017124	2012	Janeiro	1,89878	2013	Janeiro	3,7688
	Fevereiro	6,248974		Fevereiro	1,59227		Fevereiro	2,063907		Fevereiro	2,822808
	Março	8,584389		Março	1,515172		Março	1,996614		Março	101,2845
	Abril	2,680904		Abril	1,496634		Abril	2,276387		Abril	7,282216
	Maio	1,645495		Maio	1,39211		Maio	1,719667		Maio	2,040655
	Junho	1,700982		Junho	1,283772		Junho	1,663777		Junho	2,00746
	Julho	1,448648		Julho	1,393806		Julho	1,59034		Julho	1,659684
	Agosto	1,434781		Agosto	1,36395		Agosto	1,656937		Agosto	1,739223
	Setembro	1,533785		Setembro	1,492807		Setembro	1,858924		Setembro	1,9115
	Outubro	1,923616		Outubro	1,772966		Outubro	2,590132		Outubro	2,255151
	Novembro	2,240491		Novembro	2,258334		Novembro	2,400685		Novembro	2,516495
	Dezembro	2,833444		Dezembro	1,893477		Dezembro	3,587397		Dezembro	2,439143
2014	Janeiro	3,7688	2015	Janeiro	2,283697	2016	Janeiro	2,68729			
	Fevereiro	168,1779		Fevereiro	3,256511		Fevereiro	4,677313			
	Março	5,505828		Março	2,068263		Março	2,606405			
	Abril	3,671396		Abril	2,135306		Abril	3,021777			
	Maio	1,689547		Maio	1,707739		Maio	3,76631			
	Junho	1,829561		Junho	1,550017		Junho	1,583756			
	Julho	1,712012		Julho	1,533119		Julho	1,445026			
	Agosto	1,487442		Agosto	1,673337		Agosto	1,404052			
	Setembro	1,594379		Setembro	1,616393		Setembro	1,421187			
	Outubro	2,372821		Outubro	1,850807		Outubro	1,606859			
	Novembro	3,027988		Novembro	1,902692		Novembro	1,694043			
	Dezembro	2,199931		Dezembro	1,882585		Dezembro	1,596298			

Tabela AI.4 - Índice de Ponta Base do mercado Spot português.

Construído tendo em conta para o cálculo do preço de venda os preços históricos do mercado Spot português para as 7% horas mais caras da semana e para o cálculo dos preços de compra, os preços históricos do mercado spot português para as 20% horas mais baratas da semana

Preço do mercado de Banda - Espanha											
2010	Janeiro	23,03	2011	Janeiro	16,53	2012	Janeiro	20,05	2013	Janeiro	32,47
	Fevereiro	22,45		Fevereiro	9,6		Fevereiro	25,74		Fevereiro	32,46
	Março	21,38		Março	9,19		Março	29,1		Março	36,3
	Abril	9,24		Abril	9,89		Abril	40,77		Abril	27,84
	Maio	10,8		Maio	10,94		Maio	22,27		Maio	20,87
	Junho	8,86		Junho	12,34		Junho	22,43		Junho	30,32
	Julho	7,28		Julho	13,39		Julho	21,46		Julho	26,6
	Agosto	8,64		Agosto	15,98		Agosto	28,78		Agosto	26,08
	Setembro	10,46		Setembro	19,29		Setembro	33,58		Setembro	25,5
	Outubro	18,35		Outubro	27,07		Outubro	36,56		Outubro	29,94
	Novembro	18,77		Novembro	29,07		Novembro	32,43		Novembro	26,16
	Dezembro	20,83		Dezembro	19		Dezembro	26,81		Dezembro	37,92
2014	Janeiro	29,02	2015	Janeiro	21,42	2016	Janeiro	20,69			
	Fevereiro	30,26		Fevereiro	23,75		Fevereiro	25,48			
	Março	17,65		Março	20,7		Março	21,56			
	Abril	17,62		Abril	24,03		Abril	18,7			
	Maio	16,09		Maio	22,44		Maio	18,76			
	Junho	21,44		Junho	19,55		Junho	11,5			
	Julho	20,57		Julho	14,96		Julho	11			
	Agosto	20,72		Agosto	18,17		Agosto	10,74			
	Setembro	26,41		Setembro	18,69		Setembro	8,75			
	Outubro	31,16		Outubro	17,01		Outubro	10,78			
	Novembro	28,51		Novembro	15,35		Novembro	15,16			
	Dezembro	18,97		Dezembro	19,25		Dezembro	14			

Tabela AI.5 - Preços históricos no mercado de Banda secundária em Espanha

Preços históricos											
Mercado Spot (Portugal) para as 20% horas mais baratas da semana (€/MWh)											
2010	Janeiro	4,313412	2011	Janeiro	21,41565	2012	Janeiro	34,98159	2013	Janeiro	19,67806
	Fevereiro	9,403676		Fevereiro	36,15816		Fevereiro	36,56375		Fevereiro	24,93897
	Março	5,201618		Março	36,89515		Março	32,5739		Março	0,525588
	Abril	15,05288		Abril	36,90871		Abril	27,19265		Abril	7,011235
	Maio	29,07066		Maio	38,42279		Maio	34,24257		Maio	26,46199
	Junho	29,56588		Junho	43,03544		Junho	39,58375		Junho	26,57566
	Julho	35,79718		Julho	41,77565		Julho	38,18482		Julho	37,02653
	Agosto	36,48191		Agosto	44,73434		Agosto	36,27338		Agosto	33,74794
	Setembro	37,39632		Setembro	46,29199		Setembro	33,57353		Setembro	34,06684
	Outubro	28,70176		Outubro	42,02441		Outubro	23,50929		Outubro	30,14565
	Novembro	27,05081		Novembro	30,1725		Novembro	25,68243		Novembro	25,4336
	Dezembro	24,41544		Dezembro	36,32779		Dezembro	18,48456		Dezembro	39,51824
2014	Janeiro	19,67806	2015	Janeiro	30,62118	2016	Janeiro	20,56806			
	Fevereiro	0,332721		Fevereiro	21,09044		Fevereiro	9,477353			
	Março	10,05926		Março	28,77103		Março	16,62147			
	Abril	12,10371		Abril	28,99624		Abril	12,291			
	Maio	32,76088		Maio	33,76846		Maio	9,840588			
	Junho	35,4986		Junho	41,77588		Junho	28,8761			
	Julho	35,69718		Julho	45,70606		Julho	32,30024			
	Agosto	41,025		Agosto	41,04		Agosto	33,41713			
	Setembro	44,52882		Setembro	38,65963		Setembro	35,21382			
	Outubro	31,86488		Outubro	34,14141		Outubro	40,20753			
	Novembro	23,08037		Novembro	36,47397		Novembro	40,89022			
	Dezembro	29,20338		Dezembro	35,71551		Dezembro	45,155			

Tabela AI.6 - Preços históricos do mercado spot para as 20% horas mais baratas da semana entre 2010 e 2016

Preços históricos											
Mercado Spot (Portugal) para as 7% horas mais caras da semana (€/MWh)											
2010	Janeiro	70,8975	2011	Janeiro	64,61367	2012	Janeiro	66,42233	2013	Janeiro	74,16267
	Fevereiro	58,76333		Fevereiro	57,57354		Fevereiro	75,46417		Fevereiro	70,39792
	Março	44,65271		Março	55,9025		Março	65,0375		Março	53,23396
	Abril	40,35533		Abril	55,23883		Abril	61,901		Abril	51,05733
	Maio	47,83563		Maio	53,48875		Maio	58,88583		Maio	53,99979
	Junho	50,29104		Junho	55,24771		Junho	65,85854		Junho	53,34958
	Julho	51,8575		Julho	58,22717		Julho	60,72683		Julho	61,45233
	Agosto	52,34354		Agosto	61,01542		Agosto	60,10271		Agosto	58,69521
	Setembro	57,35792		Setembro	69,105		Setembro	62,41063		Setembro	65,11875
	Outubro	55,21117		Outubro	74,50783		Outubro	60,89217		Outubro	67,983
	Novembro	60,60708		Novembro	68,13958		Novembro	61,65542		Novembro	64,00354
	Dezembro	69,17979		Dezembro	68,78583		Dezembro	66,31146		Dezembro	96,39063
2014	Janeiro	74,16267	2015	Janeiro	69,9295	2016	Janeiro	55,27233			
	Fevereiro	55,95625		Fevereiro	68,68125		Fevereiro	44,32854			
	Março	55,38458		Março	59,50604		Março	43,32229			
	Abril	44,4375		Abril	61,91583		Abril	37,14067			
	Maio	55,35104		Maio	57,66771		Maio	37,06271			
	Junho	64,94688		Junho	64,75333		Junho	45,73271			
	Julho	61,114		Julho	70,07283		Julho	46,67467			
	Agosto	61,02229		Agosto	68,67375		Agosto	46,91938			
	Setembro	70,99583		Setembro	62,48917		Setembro	50,04542			
	Outubro	75,60967		Outubro	63,18917		Outubro	64,60783			
	Novembro	69,88708		Novembro	69,39875		Novembro	69,26979			
	Dezembro	64,24542		Dezembro	67,2375		Dezembro	72,08083			

Tabela AI.7 - Preços históricos do mercado spot para as 7% horas mais caras da semana entre 2010 e 2016

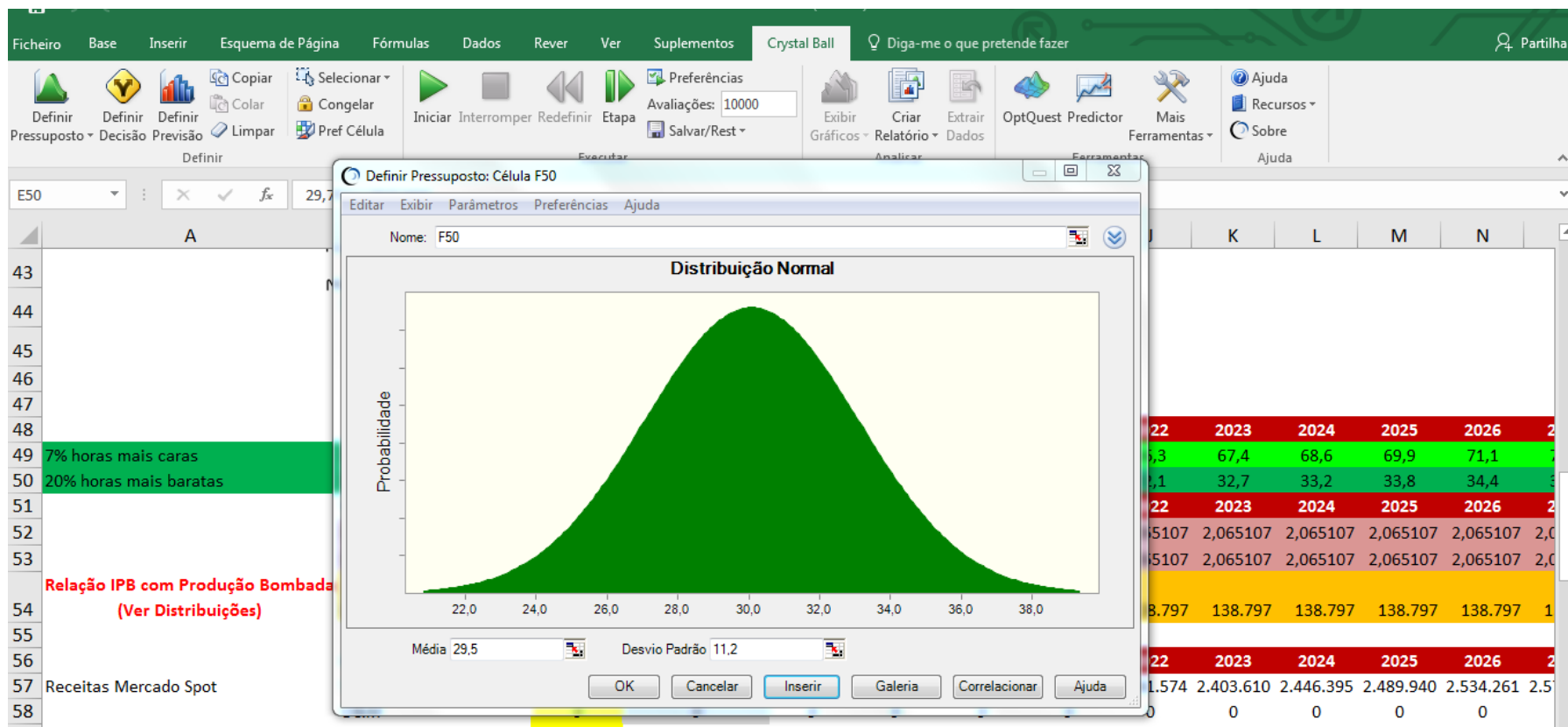


Figura AI.3 - Distribuição dos preços de compra históricos de energia elétrica

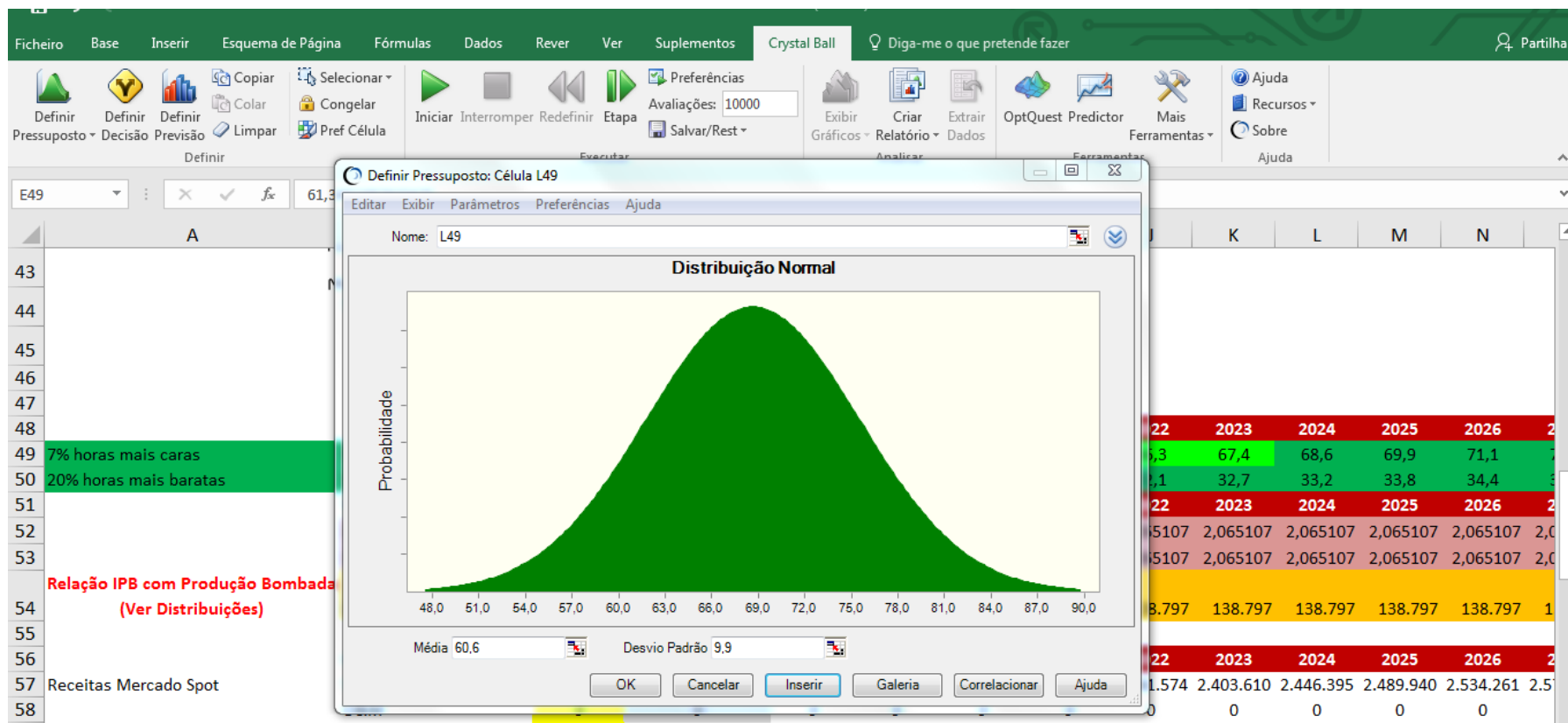


Figura AI.4 - Distribuição dos preços de venda históricos de energia elétrica

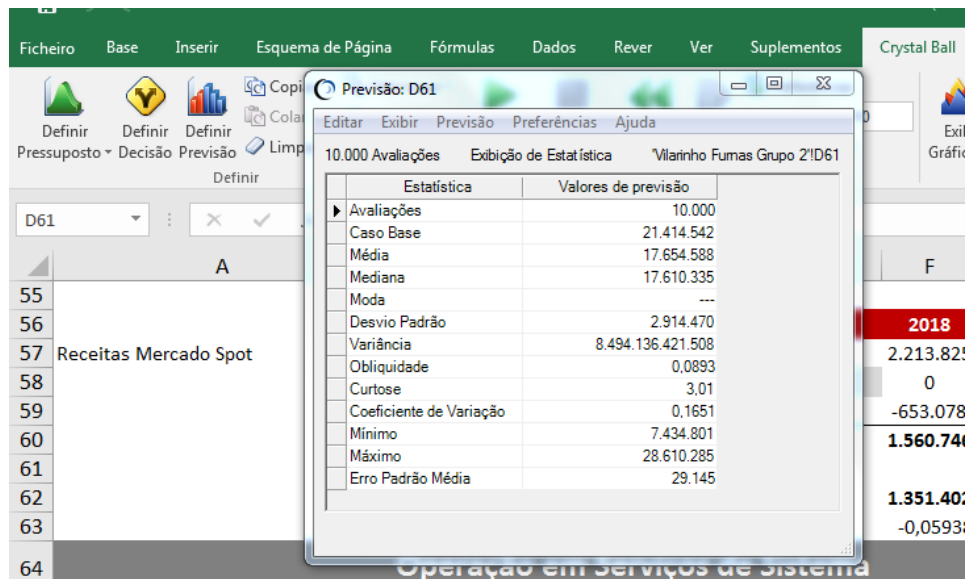


Figura AI.5 - Volatilidade do mercado Spot (16,5%) - 10.000 simulações

Fonte: Oracle Crystal Ball

Desvio Padrão	0,16508
Risk Free Rate	0,0058
u	1,179487474
d	0,847825875
CF 2017	1.307.071 €
pu	0,476361984
pd	0,523638016

Tabela AI.8- Elementos de suporte à árvore binomial do mercado Spot (Tecnologia A)

Desvio Padrão	0,16508
Risk Free Rate	0,0058
u	1,179487474
d	0,847825875
CF 2017	1.541.159 €
pu	0,476361984
pd	0,523638016

Tabela AI.9 - Elementos de suporte à árvore binomial do mercado Spot (Tecnologia B)