



• U • C •

FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA

Viabilidade dos sistemas geotérmicos estimulados para a produção de energia eléctrica em Portugal

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

Autor

Norberto Carlos Martins Madeira Ramos

Orientadores

Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo

Professor Doutor José Joaquim da Costa

Júri

Presidente Professor Doutor Ricardo António Lopes Mendes
Professor da Universidade de Coimbra

Vogais Professor Doutor Alcides José Sousa Castilho Pereira
Professor da Universidade de Coimbra
Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo
Professor da Universidade de Coimbra

Coimbra, Fevereiro, 2014

"Para ser grande, sê inteiro: nada
Teu exagera ou exclui.
Sê todo em cada coisa. Põe quanto és
No mínimo que fazes.
Assim em cada lago a lua toda
Brilha, porque alta vive."

Ricardo Reis, in "Odes"
Heterónimo de Fernando Pessoa, 14-2-1933

Aos meus pais Virgínia e José,
pelo amor, carinho e apoio incondicional

Agradecimentos

A dissertação de mestrado é sem dúvida o culminar de uma das etapas mais importantes da minha formação académica e, apesar de ser em alguns momentos um processo solitário, muitos foram aqueles que de forma directa ou indirecta me acarinharam, incentivaram e apoiaram nesta fase.

Quero aqui, neste espaço, expressar a minha homenagem e reconhecimento às pessoas que, de certa forma, colaboraram ou contribuíram para que a realização desta dissertação fosse possível.

Aos meus orientadores, Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo e Professor Doutor José Joaquim da Costa, pela receptividade e cooperação na orientação desta dissertação, pelas explicações, ideias, sugestões e orientação científica.

Às amigadas de longa data, pelo entusiasmo e encorajamento contínuo que me presenteiam dia após dia.

Aos amigos que fiz em Coimbra, pelo privilégio e sorte de poder contar com o seu companheirismo e boa disposição durante todos estes anos de formação.

À minha família, em especial ao meu avô Daniel e ao meu avô Manuel, pela preocupação e carinho.

Ao meu irmão Luís e à minha cunhada Cátia, pelo facto de poder contar sempre com o seu apoio e pela sua incondicional amizade e boa disposição.

Por fim, e porque sem a ternura, a energia e o amor, nada disto seria possível, agradeço aos meus pais, Virgínia e José, pela sua confiança, apoio e dedicação, que tiveram ao longo de todo o meu percurso académico.

A todos, um caloroso e sincero obrigado!

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra e financiado pelo projecto *Energy and Mobility for Sustainable Regions - EMSURE* (CENTRO-07-0224-FEDER-002004)

Resumo

Tradicionalmente, o aproveitamento da energia geotérmica para produção de energia eléctrica limitava-se a locais onde o vapor e/ou as águas muito quentes emergiam à superfície. Recentemente, com o avanço da tecnologia começaram-se a desenvolver-se novos sistemas de captação desta energia tendo surgido os sistemas geotérmicos estimulados (SGE) que permitem produzir energia eléctrica em qualquer parte do mundo, mesmo em locais com baixas entalpias.

A aplicação de um SGE torna-se assim numa excelente oportunidade para produção de energia eléctrica, na Região Centro de Portugal, local dominado por baixas entalpias. Ao longo desta dissertação, procura-se analisar os custos associados a estes sistemas e avaliar a influência das variáveis chave, como a profundidade, o gradiente de temperatura do solo em profundidade e o caudal na viabilidade económica da instalação de um SGE nesta região.

Neste estudo é testada a viabilidade de cinco profundidades (3,0; 3,5; 4,0; 4,5 e 5,0 km) para implantação de um SGE. Para cada uma das profundidades são assumidas quatro variações de temperatura por quilómetro de profundidade (30; 35; 40 e 45 °C/km) e um caudal de 30 L/s. Através de pressupostos técnicos, económicos e financeiros, é determinada a viabilidade da aplicação de um sistema geotérmico estimulado na Região Centro de Portugal.

Concluiu-se que as situações com maior rentabilidade económica estão associadas aos maiores aumentos da temperatura com a profundidade. Assumindo uma tarifa líquida de 0,25 €/kWh e que são rentáveis os investimentos com um Período de Retorno (*PR*) inferior a 15 anos, afiguram-se como viáveis as situações com gradientes de temperatura superiores a 35 °C/km para uma profundidade de 5,0 km, com gradientes a partir dos 40 °C/km para furos de 4,5 km e acima de 45 °C/km para profundidades iguais ou superiores a 3,5 km. Não é viável instalar um SGE em locais com gradientes de temperatura inferiores a 35 °C/km. O recurso a profundidades inferiores a 3,5 km só será eventualmente viável para gradientes de temperatura superiores a 50 °C/km, mas este caso não foi analisado no decurso deste trabalho.

Palavras-chave: Geotermia, Sistemas geotérmicos estimulados, Viabilidade, Temperatura, Caudal

Abstract

Traditionally, the exploitation of geothermal energy for electrical energy production was limited to areas where steam and/or hot water emerged to the surface. Recently, with the technological advancements new systems of energy collection started to appear, having emerged the enhanced geothermal systems (EGS), which allow the production of electrical energy in any part of the world, even in areas with low enthalpy.

The application of an EGS becomes an excellent opportunity for production of electrical energy, in Central Region of Portugal, an area dominated by low enthalpy. This dissertation aims to analyze the costs associated with these systems and evaluate the influence of the key variables, such as depth, gradient of soil temperature in depth and flow rate on the economic feasibility of installing an EGS in this region.

This study tests the feasibility of five different depths (3,0; 3,5; 4,0; 4,5 e 5,0 km) for the implementation of an EGS. For each of the different depths are assumed four in-depth temperature gradients (30; 35; 40 e 45 °C/km) and a flow rate of 30 L/s. Through technical, economic and financial assumptions, the feasibility of the application of an EGS in the central region of Portugal is assessed.

It was concluded that situations with higher economical profitability are associated to the largest increases of temperature with depth. Assuming a net rate of 0,25 €/kWh and that investments with a Return Period (RP) under 15 years are profitable, it is predicted to be feasible in situations with temperature gradients above at 35 °C/km to a depth 5,0 km, with gradients from 40 °C/km and holes of 4,5 km, and greater than or equal gradients at 45 °C/km to depth 3,5 km. It is not feasible to install an EGS in places with temperature gradients of less than 35 °C/km. The use of less than 3,5 km of depth is eventually viable for gradients exceeding 50 °C/km temperature, although this case was not examined during this study.

Keywords Geothermal electricity, Enhanced Geothermal System, Feasibility, Temperature, Flow rate

Índice

Índice de Figuras	vii
Índice de Gráficos.....	viii
Índice de Tabelas	ix
Simbologia e Siglas	x
Simbologia.....	x
Siglas	xi
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. SISTEMAS GEOTÉRMICOS	5
2.1. Tipos de sistemas geotérmicos	5
2.2. Centrais geotérmicas.....	7
2.2.1. Central geotérmica – <i>Vapor Seco</i>	7
2.2.2. Central geotérmica – <i>Flash</i>	7
2.2.3. Central geotérmica - <i>Ciclo Orgânico de Rankine</i>	8
2.2.4. Central geotérmica - <i>Ciclo Kalina</i>	9
2.3. Sistemas Geotérmicos Estimulados (SGE).....	11
2.4. Aplicações actuais dos SGE.....	12
2.4.1. O exemplo Francês – <i>Soultz-Sous-Forêts</i>	12
2.4.2. O exemplo Australiano – <i>Habanero</i>	14
3. ENERGIA GEOTÉRMICA	16
3.1. Geotermia no Mundo	16
3.2. Geotermia na Europa	18
3.3. Geotermia em Portugal	20
3.3.1. A geotermia em Portugal Continental	20
3.3.2. A geotermia nos Açores	22
4. CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE UM SGE.....	25
4.1. Custo de exploração.....	25
4.2. Custos de perfuração.....	26
4.3. Custos da central geotérmica	27
4.4. Custos da rede de transmissão	28
4.5. Custos de operação e de manutenção.....	28

5.	ESTUDO DE VIABILIDADE	30
5.1.	Análise SWOT	30
5.2.	Pressupostos técnicos, económicos e financeiros	31
5.2.1.	Pressupostos técnicos	32
5.2.2.	Pressupostos económico-financeiros	37
5.2.3.	Resumo dos pressupostos	42
5.3.	Análise económico-financeira	42
5.3.1.	Produção de energia eléctrica	43
5.3.2.	Investimento	44
5.3.3.	Análise do <i>VLA</i> , da <i>TIR</i> e do <i>PR</i>	44
5.4.	Análise de sensibilidade.....	46
5.4.1.	Caudais	47
5.4.2.	Preço da electricidade	47
6.	CONCLUSÕES	49
7.	BIBLIOGRAFIA	51
8.	Apêndices	56
8.1.	Apêndice A	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Aplicações da energia geotérmica (Martins Carvalho e Carvalho (2004) – adaptação de <i>LINDAL</i> (1973)).	7
Figura 2 – Central geotérmica binária – <i>Ciclo Orgânico de Rankine</i> (adaptado <i>GEOELEC</i> , 2012).	9
Figura 3 – Central geotérmica binária – Ciclo de Kalina (adaptado <i>GEOELEC</i> , 2012).	10
Figura 4 – Aplicação de um Sistema geotérmico estimulado (adaptado do Mock et al., (1997) e das publicações do US DOE).	12
Figura 5 – Esquema S-N que atravessa a secção dos furos EPS1, GPK1, GPK2, GPK3 e GPK4 (Genter <i>et al.</i> , 2010).	13
Figura 6 – Esquema dos furos <i>Habanero</i> 1, 2, 3 e 4 (<i>Geodynamics</i> , 2013).	15
Figura 7 – Capacidade instalada no mundo em 2010 – 10,7 GW (Bertani, 2011).	18
Figura 8 – Número de centrais geotérmicas na Europa (<i>GEOELEC</i> , 2013).	18
Figura 9 – Capacidade instalada na Europa em 2013 e projecções para 2017 (<i>GEOELEC</i> , 2013a).	20
Figura 10 – Produção anual de energia eléctrica das centrais geotérmicas da Ribeira Grande e Pico Vermelho (Cabeças <i>et al.</i> , 2010).	24
Figura 11 – Factores de capacidade de sistemas de produção de energia nos EUA-2010 (Eggeling, L. <i>et al.</i> , 2012).	35
Figura 12 – Tarifas <i>feed-in</i> nos países europeus (<i>GEOELEC</i> , 2013).	36

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução do valor líquido actual com gradiente de temperatura em profundidade (tarifa de 0,25 €/kWh e caudal de 30 L/s)	45
Gráfico 2 – Influência do caudal no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 4,0 km.	47
Gráfico 3 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 4,0 km.	48
Gráfico 4 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 3,0 km.	56
Gráfico 5 – Influência do caudal no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 3,0 km.	56
Gráfico 6 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 3,5 km.	57
Gráfico 7 – Influência do caudal no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 3,5 km.	57
Gráfico 8 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 4,5 km.	58
Gráfico 9 – Influência do caudal no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 4,5 km.	58
Gráfico 10 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 5,0 km.	59
Gráfico 11 – Influência do caudal no <i>VLA</i> de um projecto, a uma profundidade de 5,0 km.	59

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Análise SWOT para uma central geotérmica por SGE	31
Tabela 2 – Estimativas do preço da electricidade para SGE.	35
Tabela 3 – Principais parâmetros para a análise de viabilidade.	42
Tabela 4 – Produção anual de energia eléctrica (MWe/ano) (caudal: 30 L/s).	43
Tabela 5 – Previsões do Investimento (M€).....	44
Tabela 6 - Influência do gradiente térmico na taxa interna de rentabilidade - (tarifa de 0,25 €/kWh e caudal de 30 L/s).....	45
Tabela 7 – Influência da profundidade e do gradiente de temperatura no período de retorno (PR) - (tarifa de 0,25 €/kWh e um caudal de 30 L/s).	46
Tabela 8 – Sensibilidade ao caudal (furos com 3,0 km de profundidade).....	60
Tabela 9 – Sensibilidade à tarifa (furos com 3,0 km de profundidade)	61
Tabela 10 – Sensibilidade ao caudal (furos com 3,5 km de profundidade)	62
Tabela 11 – Sensibilidade à tarifa (furos com 3,5 km de profundidade)	63
Tabela 12 – Sensibilidade ao caudal (furos com 4,0 km de profundidade)	64
Tabela 13 – Sensibilidade à tarifa (furos com 4,0 km de profundidade)	65
Tabela 14 – Sensibilidade ao caudal (furos com 4,5 km de profundidade)	66
Tabela 15 – Sensibilidade à tarifa (furos com 4,5 km de profundidade)	67
Tabela 16 – Sensibilidade ao caudal (furos com 5,0 km de profundidade)	68
Tabela 17 – Sensibilidade à tarifa (furos com 5,0 km de profundidade)	69

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

CF - *Cash Flow* (Fluxo de caixa), gerado pelo projecto

G – Gastos de exploração

i – Taxa de actualização (preços constantes)

i_a – Taxa de juro efectiva global a pagar pelos capitais alheios

i_p – Taxa de juro exigida para os capitais próprios

I – Investimento no período *k*

IRC – Imposto sobre Rendimentos das pessoas colectivas (valor máximo teórico)

n - Número total de períodos da vida útil do projecto

P_a – Parcela de capitais alheios no investimento ($0 \leq P_a \leq 1$)

P_p – Parcela de capitais próprios no investimento ($0 \leq P_p \leq 1$)

PF_D – Poupanças fiscais das depreciações contabilísticas

PR – Período de retorno

R – Rendimentos de exploração

RO – Resultado operacional

t_i – Taxa de impostos sobre os resultados da empresa

TIR – Taxa interna de rentabilidade

VLA – Valor líquido actual

VR – Valor Residual

Índices

k – índice do ano em apreço

Siglas

DEM – Departamento de Engenharia Mecânica

ESRF - European Synchrotron Radiation Facility

FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

MIT – Massachusetts Institute of Technology

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

SGE – Sistemas Geotérmicos Estimulados

1. INTRODUÇÃO

Após os impactos petrolíferos ocorridos na da década de 70, ocorreu uma crescente preocupação com a questão energética a nível mundial. Foi a partir deste período que a temática da energia e do ambiente recebeu um forte impulso por parte dos agentes políticos de todo o mundo. Com a conferência de Estocolmo, em 1972, inicia-se e coloca-se na agenda da política internacional o debate sobre o Meio Ambiente Humano. Posteriormente a conferência Rio-92 lança documentos (*Convenção sobre a mudança do clima, Convenção sobre a Diversidade Biológica, Declaração de Princípios sobre as florestas, Declaração o Rio sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento e a Agenda 21*) que permitem orientar o debate ambiental, conduzindo ao tratado jurídico internacional (e até à data, o único): o Protocolo de Quioto. Segue-se a conferência Rio+10, em 2002, que reafirma as metas do Rio-92 e incluiu as energias limpas e a responsabilidade das empresas. Em 2008, a União Europeia aprova o pacote Clima Energia 20/20/20, que fixa até 2020 a redução em 20 % das emissões de gases que provocam efeito de estufa, o aumento em 20 % da produção de energias através de fontes renováveis e a redução em 20 % no consumo energético, (*GEOELEC*, 2012).

É justamente no aumento do consumismo exacerbado da energia que está um dos principais factores por detrás dos problemas ambientais, das alterações climáticas e da qualidade do ar. Por esse motivo, e para alcançar as metas estabelecidas a nível internacional, os países envolvidos nos acordos internacionais foram aconselhados a desenvolver tecnologia e a fazer fortes investimentos no aproveitamento dos recursos renováveis. A necessidade de produzir energia eléctrica de forma limpa, renovável e sustentável, fez com que a utilização do calor proveniente do interior da Terra fosse uma das opções óbvias no alcance destas metas.

Com uma temperatura de aproximadamente 6000 °C, o núcleo da Terra produz calor continuamente (*ESRF*, 2013). Este calor proveniente do núcleo é conduzido por convecção e condução, até à superfície, aquecendo as camadas rochosas que compõem o manto. A penetração das águas das chuvas através das fissuras, fracturas e falhas geológicas faz com que estas entrem em contacto com as rochas quentes do manto (*Ciência Hoje*, 2007). Este contacto transfere calor entre as rochas e a água, fazendo com que algumas destas águas subam à superfície, sob a forma de géiseres ou fontes termais (*Ciência Hoje*, 2007). Outras

ficam retidas sob a forma de gás entre as rochas ou em reservatórios geotérmicos naturais, abaixo da superfície (Ciência Hoje, 2007). A abertura de furos desde a superfície até aos reservatórios permite o aproveitamento desta energia. Geralmente, as áreas com uma forte actividade vulcânica ou sísmica são potenciais candidatas à produção de energia eléctrica a partir do aproveitamento de energia térmica geotérmica. Nestas zonas, os reservatórios geotérmicos podem facilmente atingir temperaturas superiores a 150 °C e o vapor de água pode ser aproveitado para mover as turbinas de uma central geotérmica, produzindo electricidade. Note-se que, quando as temperaturas dos reservatórios são inferiores a 150 °C, o calor pode ser utilizado directamente para aquecer casas ou água (Ciência Hoje, 2007).

Apesar de estes reservatórios geotérmicos naturais terem potencial para produzir energia eléctrica, estão muito aquém das necessidades energéticas mundiais. Foi a pensar nessas necessidades que surgiram os Sistemas Geotérmicos Estimulados (SGE). Estes permitem a partir da perfuração, da fracturação hidráulica e da injeção de água sob pressão, a grande profundidade, melhorar ou criar reservatórios geotérmicos artificialmente em praticamente qualquer parte do mundo. A injeção de água sob pressão provoca um aumento da permeabilidade e, conseqüentemente, o aumento do contacto e da transferência de calor entre a rocha e a água. Uma vez concebidos, os reservatórios ficam com uma extensa rede de fracturas através das quais circula a água injectada. Para recuperar esta água, efectua-se um ou mais furos (furos de extracção) com o objectivo de intersectar as redes de fracturas criadas anteriormente e extrair o fluido geotérmico até à superfície. A produção de energia eléctrica dá-se através de uma central geotérmica, que geralmente funciona com um *Ciclo Orgânico de Rankine* ou com um *Ciclo de Kalina*. O fluido geotérmico proveniente do reservatório artificial aquece um fluido de trabalho secundário através de um permutador de calor. Este fluido entra em ebulição e, já na forma de vapor, activa a turbina para a produção de energia eléctrica.

Motivação

Hoje em dia, a produção de energia eléctrica proveniente de sistemas geotérmicos estimulados em Portugal é inexistente, apesar de existir um elevado potencial geotérmico no país. As razões para este atraso no aproveitamento geotérmico são os elevados custos de investimento, a existência de poucos projectos de sucesso com este tipo de sistemas no mundo, o que causa hesitação por parte dos investidores, e principalmente a exigência de

temperaturas, de profundidades e caudais elevados. Neste sentido, a elaboração de um estudo de avaliação que permita determinar as necessidades de investimento para diferentes temperaturas, profundidades e caudais pode permitir ao futuro investidor identificar o projecto com maior viabilidade económica, ou seja, o que apresenta maior rentabilidade, maior produção de energia eléctrica, menor investimento e menor período de retorno do investimento. É, portanto, um estudo de elevada importância. Tanto quanto se sabe não existe qualquer estudo de viabilidade económica deste tipo. Numa tentativa de colmatar esta ausência, esta dissertação pretende efectuar um estudo da viabilidade da instalação de uma central geotérmica, na região centro de Portugal, através de sistemas geotérmicos estimulados. Neste estudo são analisadas as variáveis chave, designadamente a profundidade, caudal de água, o gradiente temperatura em profundidade e o preço da electricidade, de modo a determinar a influência destes no valor do investimento e, no seu período de retorno, bem como na potência instalada da central geotérmica. Através deste estudo de viabilidade económica será ainda possível reconhecer se o projecto é aconselhável ou não.

Objectivos

Os sistemas geotérmicos estimulados são o tema central desta dissertação. Com ela não se procura melhorar os sistemas geotérmicos estimulados, nem desenvolver uma nova concepção destes sistemas. Pretende-se, sim: (i) investigar a situação actual da aplicação da geotermia na produção de energia eléctrica, ao nível mundial, na Europa e em Portugal; (ii) caracterizar os sistemas geotérmicos estimulados (SGE); (iii) analisar os custos associados à instalação de um SGE; (iv) descrever os parâmetros técnicos que influenciam a sua viabilidade económica; (v) apresentar os parâmetros económico-financeiros necessários para a análise da viabilidade de um projecto geotérmico deste tipo e (vi) elaborar a análise económica da instalação na Região Centro de Portugal de centrais de produção de energia eléctrica baseadas num SGE. Para o efeito, é avaliada a influência dos factores mais relevantes, como sejam a tarifa líquida pela venda de electricidade, a profundidade dos furos e as características geotérmicas do local (nomeadamente a variação da temperatura com a profundidade).

Estrutura da dissertação

Esta dissertação é composta por 6 capítulos.

No primeiro capítulo pretende-se apresentar de forma sucinta o tema abordado, as principais motivações para a sua realização, os objectivos e a estrutura desta dissertação.

No segundo capítulo, “Sistemas Geotérmicos”, são apresentados os pressupostos base sobre os quais assentam os sistemas geotérmicos existentes, com especial destaque para os sistemas geotérmicos estimulados (SGE). Abordam-se, ainda, os diferentes tipos de centrais geotérmicas e as respectivas formas de produção de energia eléctrica. Na última secção deste capítulo, são apresentados dois exemplos de aplicação de SGE, o Francês e o Australiano.

O terceiro capítulo, “Energia geotérmica”, é dedicado à energia geotérmica e faz uma resenha do aproveitamento actual dos recursos geotérmicos, abordando uso da energia geotérmica aos níveis mundial, europeu e nacional.

O quarto capítulo caracteriza os custos relacionados com a instalação de um sistema geotérmico estimulado, isto porque, através destes é possível identificar as necessidades de investimento, estimar o valor mínimo do preço de venda da electricidade e avaliar a viabilidade de centrais baseadas em SGE.

No quinto capítulo, “Estudo de viabilidade”, é efectuado um estudo de viabilidade económico-financeira da instalação na Região Centro de Portugal de centrais de produção de energia eléctrica baseadas num SGE. É dada ênfase à influência da tarifa líquida pela venda de electricidade, à da profundidade dos furos e às características geotérmicas do local, nomeadamente a variação da temperatura com a profundidade. Este capítulo termina com uma discussão sobre os valores obtidos.

Por último, no sexto capítulo, “Conclusões”, encontram-se resumidas as principais conclusões a que se chegou sobre a viabilidade da instalação na Região Centro de Portugal de centrais de produção de electricidade baseadas em sistemas geotérmicos estimulados. Este capítulo termina com a enumeração de alguns aspectos a melhorar numa fase futura.

2. SISTEMAS GEOTÉRMICOS

Na Terra o calor está presente em todo o lado e a energia que se encontra na forma de calor debaixo da sua superfície é para todas as intenções e propósitos inesgotável. Este calor natural contido no interior da Terra pode ser utilizado para benefícios próprios quando capturado e transportado até à superfície, podendo ser utilizado para fornecer calor directo para inúmeras aplicações ou para produzir energia eléctrica (OECD/IEA, 2010).

A produção de energia eléctrica a partir de recursos geotérmicos pode ser efectuada através de diferentes tipos de sistemas. Estes sistemas utilizam diferentes tipos de centrais geotérmicas, cada uma com as suas limitações e virtudes. No sentido de fazer uma resenha sobre os sistemas geotérmicos, este capítulo encontra-se seccionado em tipos de sistemas geotérmicos: centrais geotérmicas, sistemas geotérmicos estimulados (SGE) e aplicações actuais dos SGE.

2.1. Tipos de sistemas geotérmicos

Nos últimos 100 anos, a produção de energia geotérmica tem vindo a ser concentrada em zonas onde os recursos hidrotermais estão disponíveis. No entanto, com os desenvolvimentos e avanços da tecnologia, os sistemas geotérmicos passaram a estar disponíveis para produção de energia em locais onde esses recursos são mais escassos (EGEC, 2013).

Hoje em dia, existem três tipos diferentes de sistemas geotérmicos e um em desenvolvimento (EGEC, 2013):

- **Sistema hidrotermal de alta temperatura** – é utilizado desde 1904, *Lardello* (Itália), onde o calor proveniente da Terra pode ser convertido em energia eléctrica através de centrais de vapor seco ou *flash* (acima de 180°C).
- **Sistema hidrotermal de baixa temperatura** – utiliza centrais binárias (*Ciclo Orgânico de Rankine* ou *Ciclo de Kalina*); estas centrais operam normalmente com águas numa faixa de temperaturas dos 100°C aos 180°C.

- **Sistemas geotérmicos estimulados (SGE)** – baseiam-se em reservatórios criados ou aperfeiçoados artificialmente no subsolo através de fractura hidráulica. Este conceito de SGE vai criar um grande potencial geotérmico, uma vez que pode ser utilizado para produção de energia eléctrica em qualquer parte do mundo, com temperaturas médias ou altas, independentemente da hora do dia, do clima, do tempo, entre outros. Este sistema implica:
 - Utilização de sistemas de fractura natural nas rochas de substrato geológico
 - Aumento da permeabilidade através da estimulação maciça
 - Instalação de sistemas de múltiplos poços
 - Migração forçada da água através da bombagem e da elevação para a produção de energia.
- **Sistemas de fluidos supercríticos** – são utilizados em zonas supercríticas de campos geotérmicos com profundidades relativamente pequenas (< 5,0 km) e com temperaturas muito elevadas (até 500°C). Este fluido supercrítico pode fornecer 5 a 10 vezes mais energia por fluxo volumétrico, em comparação com outras centrais geotérmicas.

O aproveitamento da energia geotérmica é dependente da temperatura do fluido que chega à superfície e, como tal, a escolha da sua aplicação também é condicionada e foi a pensar nisso que *LINDAL* (1973) desenvolveu um diagrama, o *Diagrama de LINDAL* (Figura 1). O diagrama demonstra que a exploração da energia geotérmica pode ser efectuada em cascata, de acordo com as temperaturas do fluido geotérmico, desde temperaturas mais baixas (20°C) até temperaturas mais elevadas (200°C) (Martins Carvalho e Carvalho, 2004). Segundo o *Diagrama de LINDAL*, a produção de energia eléctrica por ciclo binário é efectuada entre os 80°C e os 100°C. No entanto, a produção de energia eléctrica já pode ser efectuada com temperaturas mais baixas.

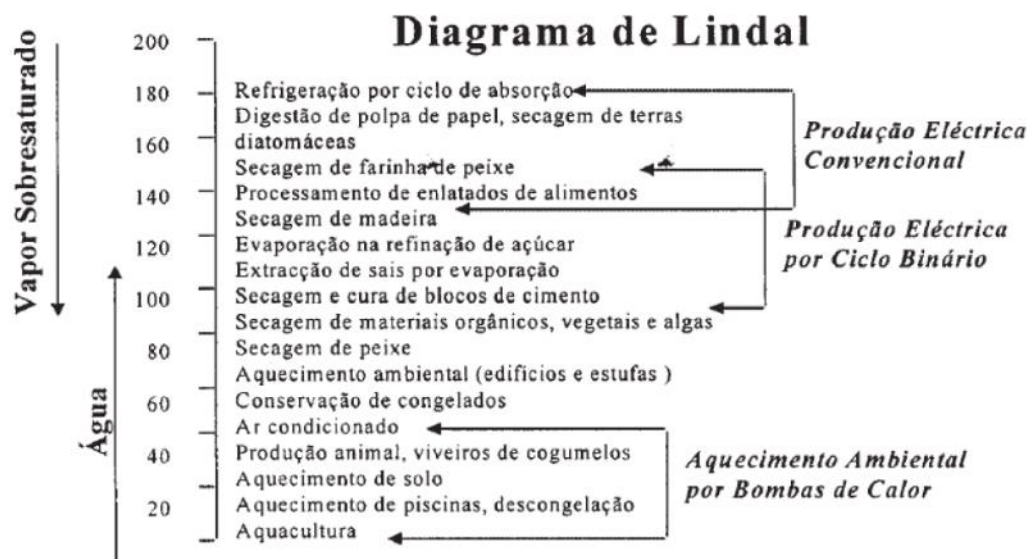


Figura 1 – Aplicações da energia geotérmica (Martins Carvalho e Carvalho (2004) – adaptação de LINDAL (1973)).

2.2. Centrais geotérmicas

2.2.1. Central geotérmica – Vapor Seco

As centrais geotérmicas de vapor seco são relativamente simples, e requerem apenas vapor. No entanto, este vapor necessita de passar por alguns procedimentos antes de entrar na turbina. Estes procedimentos requerem um filtro de sucção, um separador centrífugo para remover as pequenas partículas sólidas e um desumidificador (GEOELEC, 2012).

Alguns locais onde estes sistemas são aplicados exigem ainda um tratamento cáustico que permite eliminar os compostos ácidos (Hance, 2005). Após passar por todos estes procedimentos, o vapor está pronto a ser direccionado para a turbina. Seguidamente a turbina acciona um gerador que converte o trabalho em electricidade (Hance, 2005).

2.2.2. Central geotérmica – Flash

Existem dois tipos de centrais geotérmicas de *flash*: a de simples *flash* e a de duplo *flash*. Ambas utilizam uma mistura de vapor e líquido, proveniente dos reservatórios geotérmicos. Esta mistura é direccionada até á superfície através dos furos de produção.

Uma vez na superfície é encaminhada para um separador, onde o líquido é separado do vapor. O vapor move a turbina e acciona um gerador que converte o trabalho em electricidade. Em seguida, o vapor sai da turbina e entra num condensador. O condensado resultante, em conjunto com líquido inicialmente separado, é posteriormente injectado no reservatório geotérmico (ESMAP, 2012).

As centrais geotérmicas de duplo *flash* permitem produzir muito mais electricidade do que as de simples *flash* e com os mesmos recursos geotérmicos. Nestas centrais, o vapor passa por sucessivos separadores de modo a diminuir a pressão do vapor. Este vapor é depois direccionado e usado para mover a turbina. A turbina acciona um gerador que converte o trabalho em electricidade. Este sistema permite aumentar a eficiência do ciclo e utilizar os recursos geotérmicos de uma forma mais adequada; no entanto, aumenta os custos do projecto. A decisão de utilizar ou não uma central geotérmica com este tipo de sistema é baseada em uma avaliação económica completa do custo de desenvolvimento e manutenção, dos custos da central e do preço de venda da electricidade (ESMAP, 2012).

2.2.3. Central geotérmica - *Ciclo Orgânico de Rankine*

Grande parte das centrais geotérmicas utilizam o *Ciclo Orgânico de Rankine* para converter a energia térmica em energia eléctrica. Este ciclo é um ciclo termodinâmico que utiliza um fluido orgânico como fluido de trabalho para produzir electricidade. Um esquema do *Ciclo Orgânico de Rankine* é apresentado na Figura 2. O fluido de trabalho é aquecido até à ebulição, através do fluido geotérmico proveniente do furo de extracção (1), e o vapor é encaminhado e usado para animar a turbina (2). A turbina acciona um gerador que converte o trabalho em electricidade. O vapor do fluido de trabalho sai da turbina com baixa pressão e entra no condensador (3). Uma vez no condensador o fluido volta ao estado líquido (4). Posteriormente uma bomba de alimentação faz circular o líquido aumentando a pressão (5) e volta a iniciar-se o ciclo. O fluido geotérmico é injectado novamente no reservatório através do furo de injeção (6) (Mago *et al*, 2006).

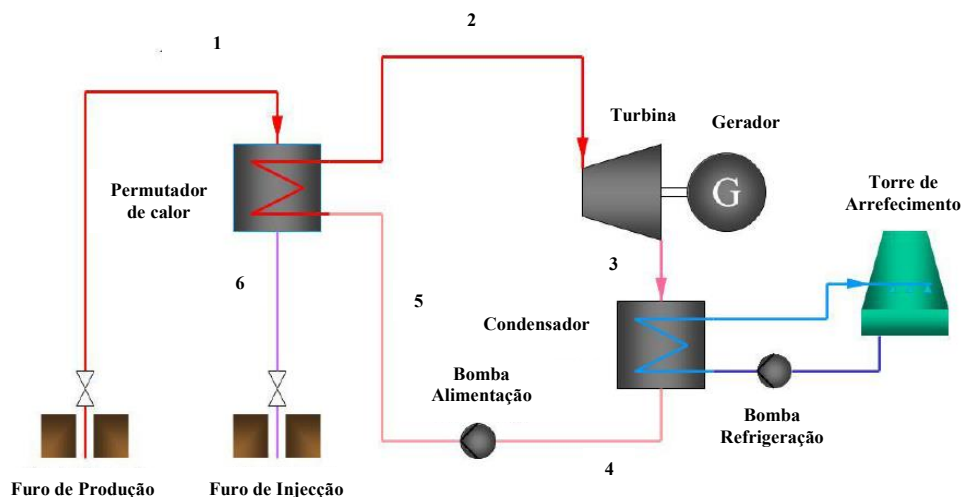


Figura 2 – Central geotérmica binária – *Ciclo Orgânico de Rankine* (adaptado GEOELEC, 2012).

Neste ciclo pode ser adicionado um recuperador para aumentar a eficiência do ciclo. O fluido de trabalho é arrefecido num recuperador antes de entrar no condensador e pré-aquecido antes de entrar no permutador de calor. O condensador requer arrefecimento, que pode ser providenciado através da água (*wet cooling*) ou ar (*dry cooling*). Mesmo que os condensadores arrefecidos a ar sejam mais eficientes, o arrefecimento molhado (*wet cooling*) é muitas vezes preferido, uma vez que os custos e a pegada ecológica são menores e o *output* não depende das condições ambientais. O arrefecimento por ar (*dry cooling*) é muitas vezes necessário em áreas onde os recursos hídricos são escassos (GEOELEC, 2012).

O fluido de trabalho nos *Ciclos Orgânicos de Rankine* são seleccionados de acordo com rigorosos critérios, mas um dos factores principais é a temperatura do reservatório geotérmico. Um parâmetro muito importante de concepção do ciclo é a pressão de ebulição. As centrais mais avançadas usam o *Ciclo Orgânico de Rankine* de dois ciclos, com duas pressões para aumentar a sua eficiência (GEOELEC, 2012).

2.2.4. Central geotérmica - *Ciclo Kalina*

O fluido de trabalho no *Ciclo de Kalina* é uma mistura de água com amónia. Na Figura 3 é apresentado um esquema do *Ciclo de Kalina*. O fluido de trabalho é aquecido e evaporado no evaporador. Este fluido é encaminhado para um separador (1), onde é separada a mistura amónia-água na fase de equilíbrio, saindo uma mistura de vapor rica

em amónia e uma solução líquida pobre em amónia. A solução de vapor, rica em amónia, é encaminhada e usada para mover a turbina (2). A turbina acciona um gerador que converte o trabalho em electricidade. A solução de vapor, rica em amónia, sai da turbina com baixa pressão e é misturada com a solução líquida, pobre em amónia (3). A solução líquida, pobre em amónia, que sai do separador entra num recuperador de elevada temperatura (HTR), através do troço 4, onde é pré-aquecida a mistura base, antes de entrar no evaporador. A solução líquida, pobre em amónia, sai do HTR através do troço 5 antes de ser misturada no troço 3. A mistura de fluido (vapor e líquido) no troço 6 entra num recuperador de baixa temperatura (LTR), que serve para pré-aquecer a mistura base antes de entrar no HTR. A mistura de fluido sai do LTR através do troço 7 antes de entrar no condensador. Uma vez no condensador, o fluido que condensa a mistura de fluido volta ao estado líquido. Posteriormente o líquido sai do condensador e a bomba de alimentação fá-lo circular do troço 8, a uma pressão mais elevada, encaminhando o líquido através do troço 9 até ao LTR. Os troços 10 e 11 são os dois passos onde o líquido é aquecido nos recuperadores, antes de entrar novamente no evaporador. A fonte de calor do evaporador é neste caso o fluido geotérmico proveniente do furo de produção. O fluido geotérmico é injectado novamente no reservatório através do furo de injeção (*GEOELEC*, 2012).

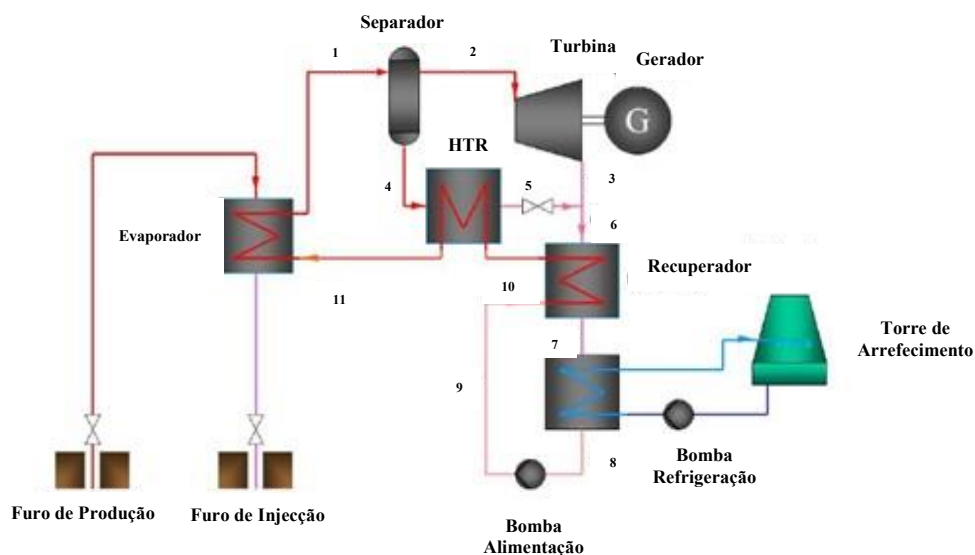


Figura 3 – Central geotérmica binária – Ciclo de Kalina (adaptado *GEOELEC*, 2012).

Uma das principais características do *Ciclo de Kalina* é o facto do fluido de trabalho, que é utilizado em ciclo fechado, ser composto por uma mistura de amónia e

água. A temperatura de evaporação da mistura varia com a concentração de amónia. No entanto, quando passa através do evaporador, a temperatura do fluido de trabalho pode ser adaptada à temperatura do fluido geotérmico (*GEOELEC*, 2012).

Outra característica importante do *Ciclo de Kalina* é que, com a separação e a mistura, a percentagem de amónia e de água misturada pode ser alterada e, ao mesmo tempo, a temperatura de condensação e a temperatura de evaporação podem também ser outras propriedades a mudar. Estas características podem melhorar a eficiência do ciclo (*GEOELEC*, 2012).

2.3. Sistemas Geotérmicos Estimulados (SGE)

A necessidade de produzir energia eléctrica de forma limpa, renovável e sustentável, fez com que a utilização do calor proveniente do interior da Terra fosse uma das opções óbvias. Foi a pensar nessas necessidades que surgiram os Sistemas Geotérmicos Estimulados (SGE). Estes sistemas permitem, a partir da perfuração, fracturação hidráulica e da injeção de água sob pressão, a grande profundidade, melhorar ou criar reservatórios geotérmicos artificialmente em quase qualquer parte do mundo. A injeção de água sob pressão provoca um aumento da permeabilidade e, conseqüentemente, o aumento da superfície de contacto e da transferência de calor entre a rocha e a água. Uma vez concebidos, os reservatórios ficam com uma extensa rede de fracturas através das quais circula a água injectada. Para recuperar esta água, efectua-se um ou mais furos (furos de extracção), com o objectivo de intersectar as redes de fracturas criadas anteriormente e extrair a grande quantidade de fluido geotérmico até à superfície. A produção de energia eléctrica dá-se através de uma central geotérmica, que geralmente funciona com um *Ciclo Orgânico de Rankine* ou com um *Ciclo de Kalina*. O fluido geotérmico proveniente do reservatório artificial aquece um fluido de trabalho secundário através de um permutador de calor. Este fluido entra em ebulição e, já na forma de vapor, activa a turbina e começa a produção de energia eléctrica. Um esquema de um sistema geotérmico estimulado pode ser observado na Figura 4.

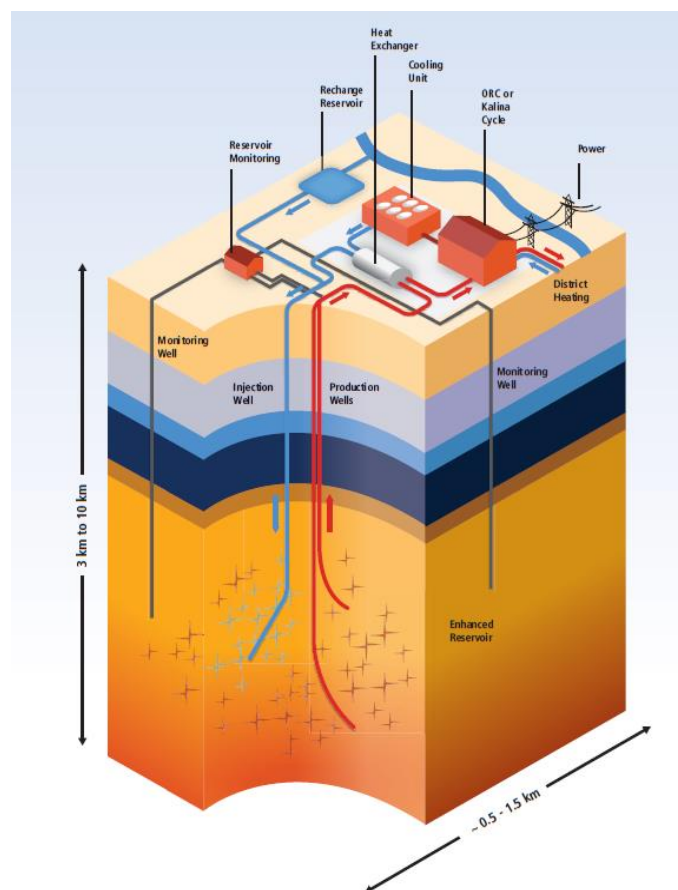


Figura 4 – Aplicação de um Sistema geotérmico estimulado (adaptado do Mock et al., (1997) e das publicações do US DOE).

2.4. Aplicações actuais dos SGE

2.4.1. O exemplo Francês – *Soultz-Sous-Forêts*

Um dos projectos mais interessantes da Europa, utilizando SGE é o de *Soultz-sous-Forêts*, na França. Foi iniciado no final da década de oitenta, e conta agora com um longo historial que é amplamente documentado e beneficia de uma grande quantidade de observações em inúmeros domínios (geológicos, geoquímicos, geofísicos, petrofísicos, hidrofísicos, entre outros), que foram reunidos durante a exploração, perfuração, estimulação, circulação e fases de produção. Ao longo do seu desenvolvimento, foram perfurados cinco furos (EPS1, GPK1, GPK3, GPK2 e GPK4) e estimulados três deles (GPK2, GPK3 e o GPK4), para criar um permutador de calor antes da produção (Genter *et al.*, 2010). O furo EPS1 (≈ 2200 m) é um furo de observação científica, os furos GPK1 (≈ 3600 m) e GPK3 (≈ 5000 m) são furos de injeção, e os furos GPK2 (≈ 5000 m) e GPK4 (≈ 5000 m)

são furos de produção. Na superfície os furos GPK2, GPK3 e GPK4 estão na mesma plataforma geotérmica. A distância horizontal entre os furos é de 6 metros, na parte inferior dos furos a distância entre cada furo de produção e o furo de injeção é de cerca 600 metros. Apresenta-se na Figura 5 um esquema da distribuição dos furos efectuados em *Soultz*. Actualmente, o projecto de SGE de *Soultz* usa uma central de *Ciclo Orgânico de Rankine* para produzir 1,5 MWe eléctricos e cerca de 12 MWth térmicos (2008), com um caudal a rondar os 28 L/s (2008) e uma temperatura de 155°C (Genter *et al.*, 2010).

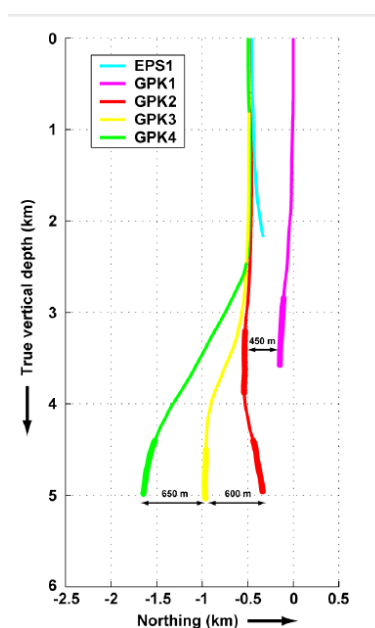


Figura 5 – Esquema S-N que atravessa a secção dos furos EPS1, GPK1, GPK2, GPK3 e GPK4 (Genter *et al.*, 2010).

Em termos económicos, o projecto pode ser dividido em algumas etapas (RETS, 2012):

- Estágio preliminar entre 1987 e 2001, exploração de um furo de grande profundidade – 28 M€
- Fase 1, entre 2001 e 2006, que inclui dois furos de grande profundidade, testes e simulações – 22 M€
- Fase 2, entre 2007 e 2009, que inclui a construção da central geotérmica – 25 M€
- Fase 3, entre 2010 e 2012, que inclui a observação técnica e científica da central geotérmica em operação – 5 M€.

Estas etapas perfazem 80 milhões de euros investidos neste projecto; 35 milhões foram financiados pela União Europeia, 15 milhões pela França, 15 milhões pela Alemanha e 15 milhões por parceiros industriais, a maior parte Franco-Alemães (Geotermia *Soultz* e RETS, 2012).

2.4.2. O exemplo Australiano – *Habanero*

A nível mundial destaca-se o exemplo australiano que conseguiu colocar em operação a central geotérmica piloto *Habanero* com 1MWe, naquela que foi a primeira demonstração de um SGE na Austrália. Localizada na Bacia de *Cooper*, na parte nordeste do Sul da Austrália, esta central aproveita o enorme potencial geotérmico. Vários projectos desenvolvidos tentaram aproveitar este potencial nos últimos anos, no entanto, foi a empresa *Geodynamics* que conseguiu pela primeira vez colocar em operação uma central geotérmica com um SGE.

Em Maio de 2013 a empresa *Geodynamics* concluiu a perfuração do furo *Habanero* 4 (furo de produção, a 4204 m de profundidade). Após a sua conclusão, efectuou-se um longo período de testes rigorosos para estabelecer os parâmetros de desempenho do reservatório e para proteger os dados estáticos e dinâmicos necessários na modelação da produção a longo prazo. Após uma avaliação dos resultados no furo *Habanero* 4, foi efectuada uma estimulação por fractura no reservatório, através da injeção de água a grande pressão.

Durante o período de testes conseguiu-se obter um caudal de 34 - 39 L/s e uma temperatura de 242°C, a 4204 m. Este resultado foi o melhor resultado alcançado. O furo *Habanero* 3 conseguiu apenas um caudal máximo de 27 L/s, à mesma temperatura e profundidade. Muito melhor, ainda assim, que o alcançado com o furo *Habanero* 2 que apenas conseguiu um caudal máximo de 25 L/s e uma temperatura de 244°C, a 4459 m. Para completar o ciclo de produção foi utilizado o furo *Habanero* 1 (furo de injeção, 4421 m de profundidade) que, juntamente com furo *Habanero* 4, formam um ciclo fechado que gera 1MWe. Durante o período de testes em ciclo fechado, conseguiu-se obter um caudal de 19 L/s e uma temperatura de 215°C (*Geodynamics*, 2013) (*Geodynamics*, 2014) e (*Geodynamics*, 2014a). Apresenta-se na Figura 6 um esquema da distribuição dos furos efectuados em *Habanero*.

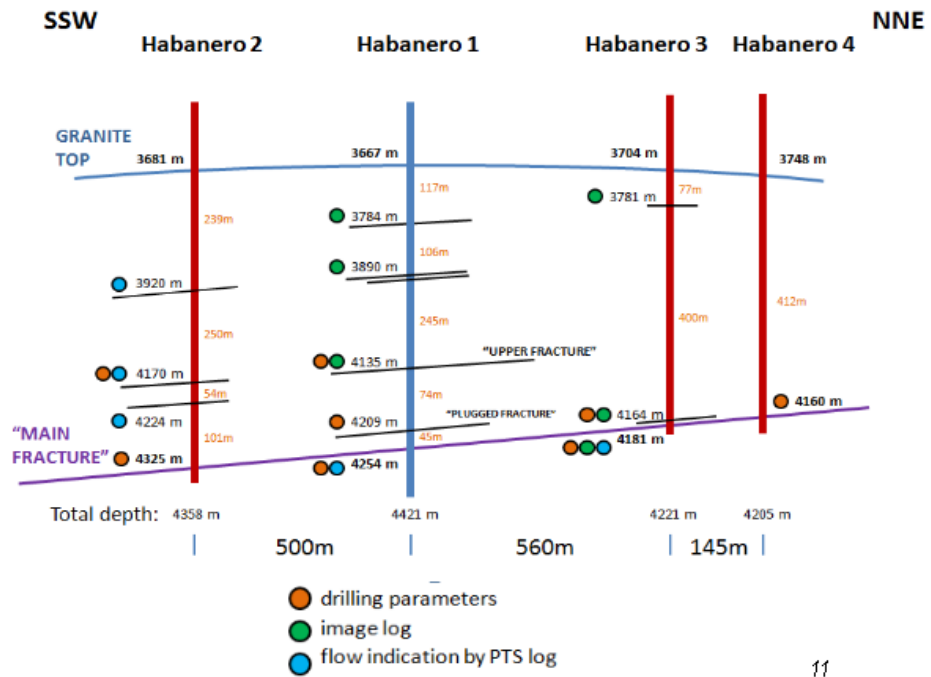


Figura 6 – Esquema dos furos Habanero 1, 2, 3 e 4 (Geodynamics, 2013).

3. ENERGIA GEOTÉRMICA

A energia geotérmica é definida, segundo a directiva de 2009/28/EC da Comissão Europeia, como “*a energia armazenada sob a forma de calor debaixo da superfície sólida da Terra*”. A capacidade do homem estudar e explorar a crosta terrestre, de modo a capturar e encaminhar esta energia armazenada até à superfície, passou por diversas fases até chegar ao estado actual. Neste sentido, na primeira secção deste capítulo, “Geotermia no Mundo”, é efectuado um breve enquadramento histórico da utilização da geotermia desde as primeiras civilizações até à actualidade. Na secção seguinte, “Geotermia na Europa”, foca-se o contributo da Europa na produção de energia eléctrica através da geotermia. Após a contextualização e análise da utilização da geotermia a nível mundial e europeu, efectua-se uma descrição do aproveitamento geotérmico em Portugal, numa terceira e última secção.

3.1. Geotermia no Mundo

A geotermia é utilizada desde as primeiras civilizações através dos reservatórios hidrotérmicos para balneoterapia e para actividades quotidianas, como tomar banho, aquecer alimentos, lavar roupa, obter água potável através da condensação do vapor, entre outros. No entanto, as pesquisas sobre a geotérmica iniciaram-se só nos séculos XVI e XVII durante as escavações das primeiras minas, umas centenas de metros abaixo da superfície, quando o ser humano, apenas com a simples sensação física, se apercebeu de que a temperatura da Terra aumentava com a profundidade (Dickson e Fanelli, 2004).

As primeiras medições que se realizaram com um termómetro datam de 1740, numa mina perto de *Belfort*, em França (Bullard, 1965). Só em 1870, através de métodos científicos mais modernos, foi possível estudar o regime térmico da Terra. No entanto, apenas no século XX, com a descoberta do papel desempenhado pelo calor radiológico, foi possível compreender o fenómeno do balanço térmico e da história da Terra (Dickson e Fanelli, 2004). Todos os modelos térmicos da Terra estão baseados de acordo com a contínua produção de calor originada pelo decaimento radioactivo dos isótopos de urânio (U^{238} , U^{235}), tório (Th^{232}) e potássio (K^{40}) presentes na Terra (Lubimova, 1968).

No entanto, juntamente com o calor radiogénico, em certas proporções, existe outra fonte de calor que é a energia primordial de acreção planetária. As teorias destes modelos não foram avaliadas até 1980, mas, quando demonstradas, verificou-se que não existe equilíbrio entre o calor radiogénico gerado pelo interior da Terra e o calor que é dissipado da Terra para o espaço (Dickson e Fanelli, 2004). Por conseguinte, o nosso planeta arrefece continuamente, numa escala de tempo geológica (Dickson e Fanelli, 2004). Este processo de arrefecimento é, portanto, lento e a temperatura do manto da Terra teve um decréscimo na ordem dos 300 °C a 350 °C em 3 milhões de anos. As estimativas do início da década de 70 do século XX apontam que o calor total contido na Terra, assumindo uma temperatura de 15°C na superfície, é da ordem dos $12,6 \times 10^{24}$ MJ (Armstead 1983).

Foi no século XIX que os fluidos geotérmicos começaram a ser explorados como fonte de energia, mas só no século XX é que houve a primeira tentativa de gerar energia eléctrica a partir de fontes geotérmicas. Este foi um grande passo para o desenvolvimento da tecnologia e da pesquisa científica sobre a geotermia. A primeira instalação experimental para a produção de energia eléctrica através de vapor geotérmico foi desenvolvida em *Lardello*, em 1904, na Itália (ESMAP, 2012).

O sucesso deste ensaio provocou um incrível interesse a nível mundial, principalmente no meio industrial, com os investidores a quererem investir e a explorar este novo mercado. Após o seu sucesso comercial em Itália, outros países começaram a investir nesta tecnologia e o primeiro furo geotérmico foi desenvolvido em Beppu, no Japão em 1919 (Dickson e Fanelli, 2004).

Actualmente, a energia eléctrica proveniente da geotermia é produzida por 24 países, sendo os EUA e as Filipinas os que tem maior capacidade geotérmica instalada, com 3000 e 1900 MW, respectivamente (ESMAP, 2012). Foi estimado que perto de 40 países do mundo possuem potencial geotérmico suficiente para satisfazer todas as necessidades de energia eléctrica (Banco Mundial, 2013). Em 2011 existiam no mundo cerca de 11 GW de capacidade geotérmica instalada (ESMAP, 2012). No entanto, a electricidade gerada pelas fontes geotérmicas no mundo está longe de ser uma das energias renováveis mais utilizadas. Na Figura 7 é possível observar a capacidade instalada de produção de energia eléctrica a partir de fontes geotérmicas.

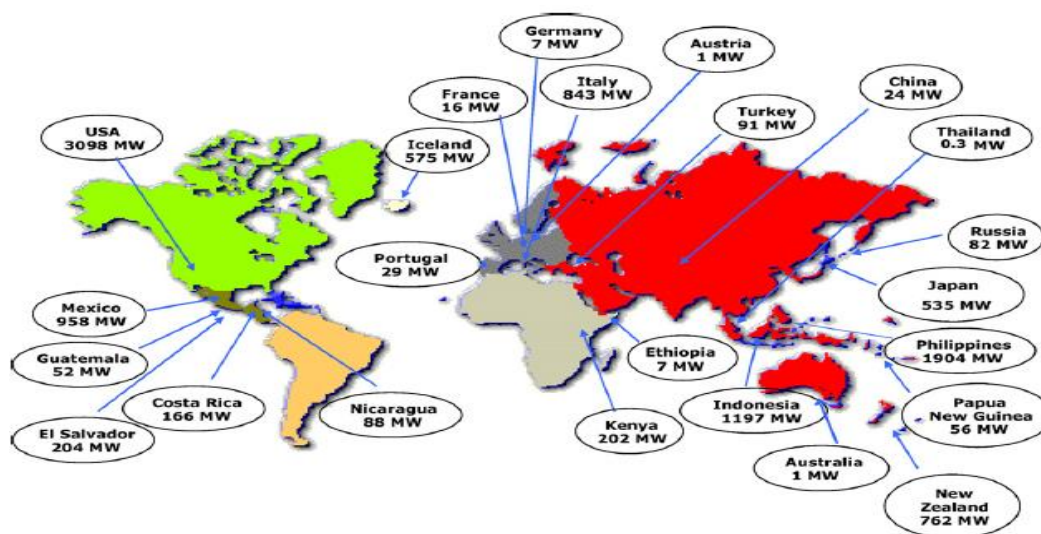


Figura 7 – Capacidade instalada no mundo em 2010 – 10,7 GW (Bertani, 2011).

3.2. Geotermia na Europa

Como já foi referido, a primeira instalação experimental, na Europa, para a produção de energia eléctrica foi desenvolvida em *Lardello*, em 1904, na Itália, através de vapor geotérmico (ESMAP, 2012). Desde essa data, o desenvolvimento da tecnologia geotérmica tem sido contínuo e actualmente a capacidade instalada na Europa chega aos 1,71 GWe, gerando aproximadamente 11,38 TWh de electricidade por ano. Actualmente, existem 68 centrais geotérmicas em operação em 7 países europeus, (Itália, Islândia, Turquia, Portugal, França, Alemanha e Áustria), 142 projectos a ser explorados e 74 projectos em desenvolvimento (*GEOELEC*, 2013). Com as centrais geotérmicas em desenvolvimento, a capacidade instalada pode aumentar cerca de 2,7 GWe em 2017 em relação a 2013. Na Figura 8 é possível verificar uma projecção até 2020 do número de centrais geotérmicas em operação, em exploração e em investigação (*GEOELEC*, 2013).

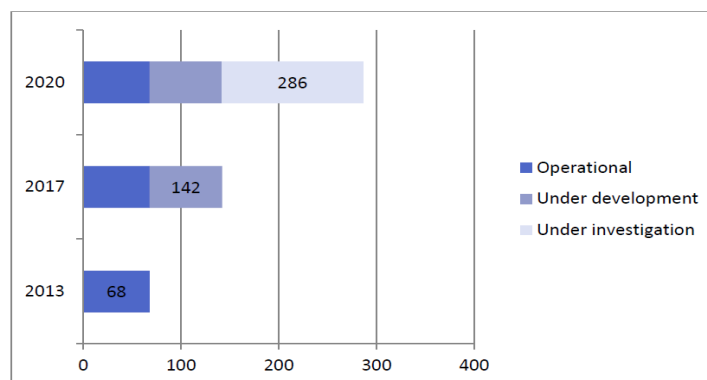


Figura 8 – Número de centrais geotérmicas na Europa (*GEOELEC*, 2013).

Hoje em dia, na Europa, existem três tipos de centrais geotérmicas: a central convencional (vapor seco ou *flash*), a de sistema binário e a de SGE. Neste momento, existem mais centrais convencionais em operação, no entanto, com a optimização da tecnologia de sistema binário, a electricidade proveniente da geotermia passou a ser produzida com temperaturas mais baixas. Além disso, com os sistemas geotérmicos estimulados, tecnologia inovadora e aprovada em 2007, a produção de energia eléctrica é efectuada em qualquer parte do mundo. Com a flexibilidade geográfica destes sistemas, os três SGE actuais passarão a 49 no final desta década (*GEOELEC*, 2013) e (*GEOELEC*, 2013a).

Neste momento, a Itália é o país europeu que tem a maior capacidade geotérmica instalada, com mais de 50 % da capacidade total da Europa, isto é, 875 MWe. Depois da liberalização do mercado geotérmico em Itália, mais de 130 aplicações para exploração e desenvolvimento geotérmico foram submetidas. Agora, novos investidores estão a operar nas actividades de exploração e a preparar o desenvolvimento da energia geotérmica no país. O segundo país com maior capacidade instalada é a Islândia, que, com 7 centrais geotérmicas, representa uma capacidade total de 662 MWe. Perto de 300 MWe estão correntemente a ser desenvolvidos em 5 novos projectos (*GEOELEC*, 2013a). Mais 5 projectos estão a ser investigados, podendo um deles, em particular providenciar uma quantidade enorme de electricidade se a exploração dos recursos supercríticos for bem-sucedida (*GEOELEC*, 2013a). Na Turquia o mercado está a crescer muito rapidamente e, de acordo com projectos em desenvolvimento e em investigação, a capacidade instalada pode crescer dos actuais 242 MWe (10 centrais) para o triplo em 2016 e chegar a 1GWe em 2020 (*GEOELEC*, 2013a).

Relativamente a Portugal (Açores) e França (Guadalupe), estes dois países têm desenvolvido, desde 1980, nas ilhas do Atlântico centrais geotérmicas para produção de energia eléctrica. Portugal pretende aumentar a capacidade instalada da central geotérmica do Pico Vermelho até 2016. A França, detentora do primeiro projecto-piloto (*Soultz*) de SGE, que foi inaugurado em 2008, tem até agora 12 projectos de SGE a serem investigados e mais permissões para pesquisa e exploração foram concedidos pelo governo (*GEOELEC*, 2013). Na Figura 9 é possível observar a capacidade instalada na Europa em 2013 e a projecção para 2017 (*GEOELEC*, 2013a).

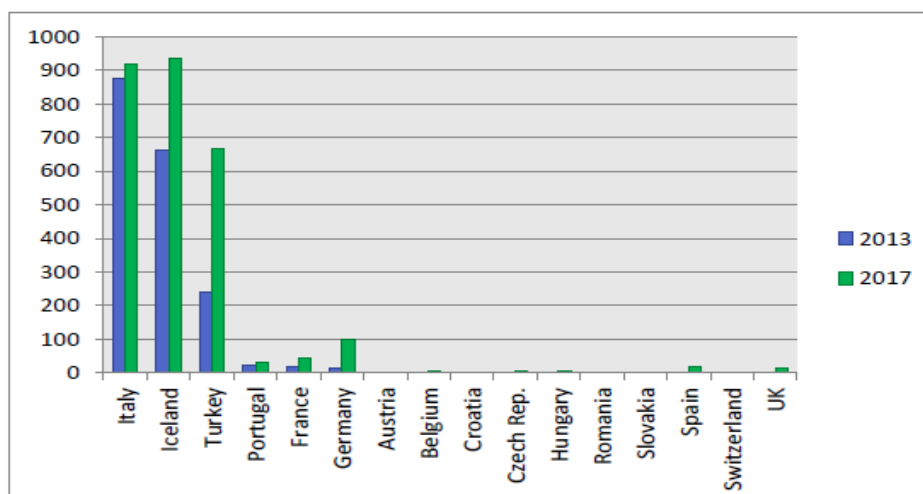


Figura 9 – Capacidade instalada na Europa em 2013 e projecções para 2017 (GEOELEC, 2013a).

3.3. Geotermia em Portugal

3.3.1. A geotermia em Portugal Continental

Em Portugal Continental a utilização de recursos geotérmicos vem desde o tempo da colonização romana, onde o aproveitamento das águas quentes naturais serviam para várias aplicações. Actualmente é possível encontrar vestígios arqueológicos desse aproveitamento, como, por exemplo, as termas para balneoterapia (Lourenço e Cruz, 2005).

O facto de o território português ter características geológicas muito distintas e de o seu potencial geotérmico ser diferenciado de região para região faz com que o aproveitamento seja efectuado predominantemente por duas vias (Lourenço e Cruz, 2005):

- Pólos termais existentes (com temperaturas entre os 20 e os 76 °C)
- Aquíferos profundos.

No que concerne à primeira via, estão em funcionamento, desde os anos 80, aproveitamentos geotérmicos em Chaves e em São Pedro do Sul. O projecto de Chaves foi o primeiro onde o aproveitamento do calor não foi exclusivamente para fins de balneoterapia. Através de um furo, executado em 1982, com uma temperatura de 73°C à cabeça do furo, é possível aquecer a água da piscina municipal e fazer a climatização de um hotel, localizado nas proximidades das termas (Lourenço e Cruz, 2005). No caso de São Pedro do Sul, o aproveitamento geotérmico é efectuado através de um furo de 216 m de profundidade, onde a temperatura à cabeça do furo atinge os 68°C, servindo para o

aquecimento de estufas de frutos tropicais (Cabeças *et al.*, 2010). Outros locais relevantes são os casos de Aregos, Vizela e Monção (Lourenço e Cruz, 2005, Cabeças *et al.*, 2010).

Relativamente à segunda via, bacias sedimentares, foi efectuado, no Hospital da Força Aérea no Lumiar, em Lisboa, um furo com uma profundidade de 1 500 metros, onde se atingiu uma temperatura de 50 °C à cabeça do furo geotérmico. Este furo, executado em 1987, teve como objectivo a produção de águas quentes sanitárias, climatização e água potável fria. Representou a primeira tentativa para alcançar o grés do Aptiano-Albino a grandes profundidades em Portugal. Este furo funcionou durante 9 anos e o período de retorno foi estimado em 5 anos. Hoje em dia, este furo encontra-se inactivo devido a problemas de captação (Lourenço e Cruz, 2005).

Nos serviços sociais das Forças Armadas (Oeiras), também se efectuou um furo, com apenas 475 metros de profundidade, onde se obteve um caudal de água de 6 L/s e uma temperatura de 30°C à cabeça do furo. O objectivo deste furo foi o aproveitamento do calor para idênticos fins que os verificados no Hospital da Força Aérea (Lourenço e Cruz, 2005).

No que concerne ao aproveitamento geotérmico para a produção de energia eléctrica, existem alguns pré-requisitos necessários, como elevada temperatura, permeabilidade e fluido. É precisamente com a conjugação destes três pré-requisitos que é possível utilizar os sistemas geotérmicos estimulados, em qualquer parte do mundo. Apesar do território português ser dominado por baixas entalpias, a produção de energia eléctrica torna-se possível através destes sistemas. Actualmente, em Portugal Continental existem três projectos em fase de estudo que pretendem utilizar estes sistemas e situam-se na Bacia Lusitaniana, na Região das Beiras e em Chaves.

O projecto de exploração de recursos geotérmicos de Chaves, para a produção de energia eléctrica através de sistemas geotérmicos estimulados, foi analisado pela empresa californiana GeothermEx, Inc., em 2010. Segundo o relatório técnico, a região concessionada pela empresa canadiana Galena International Resources Ltd., com uma área total de 200,981 km², apresenta um forte potencial devido à presença de águas termais que emergem com uma temperatura que varia entre os 76 e os 78°C e da presença da falha Penacova-Régua-Chaves-Verin. Para que a exploração seja economicamente viável é necessário efectuar alguns furos com 3 quilómetros ou mais de profundidade (GeothermEx, 2010).

Uma parceria entre a FCTUC e a empresa *Geovita*, do grupo *Patris Capital*, em Fevereiro de 2008, deu início ao desenvolvimento de um projecto pioneiro em Portugal de geotermia tendo por objectivo a produção de energia eléctrica baseando-se em sistemas geotérmicos estimulados (SGE). A região escolhida para a aplicação deste projecto foi a região das Beiras, no centro de Portugal, devido à forte probabilidade de se encontrar temperaturas elevadas a pequenas profundidades, provenientes da concentração de U, Th e K, presentes na crosta terrestre e das águas termais (temperaturas entre os 23°C e os 51°C) existentes na região (Neves e Pereira, 2009).

3.3.2. A geotermia nos Açores

Nos Açores, o panorama é completamente diferente do caso de Portugal continental. Nesta região, para além da presença de baixas entalpias entramos também no domínio das altas entalpias. Apesar da região dos Açores ser fortemente dependente de derivados do petróleo, existe um forte potencial para as energias renováveis, como a geotérmica, a eólica e a hídrica. No entanto, destas três energias, a que se apresenta como opção óbvia é a que provem de recursos geotérmicos, devido às características geológicas do local (associada à junção tripla das placas tectónicas do Norte da América, da Eurásia e da África). No arquipélago dos Açores, a existência de uma forte actividade vulcânica e a presença de outras manifestações superficiais, como fumarolas e termas, são indicadores da grande quantidade de energia que existe no subsolo desta região. O calor proveniente do subsolo pode ser aproveitado para a produção de energia eléctrica, para a climatização de edifícios, para a indústria agrónoma ou para balneoterapia. O uso deste calor depende da temperatura do fluido geotérmico. Se for de baixa entalpia (< 100°C) pode ser usado directa ou indirectamente através de bombas de calor geotérmicas; se for de alta entalpia (> 140°C) pode ser aproveitado para a produção de energia eléctrica (Bicudo, 2010).

A produção de energia eléctrica realiza-se através de uma central geotérmica, que geralmente funciona com um *Ciclo Orgânico de Rankine* ou com um *Ciclo de Kalina*. O fluido geotérmico proveniente do reservatório, a grande profundidade, é captada e transportada até à superfície. Uma vez na superfície, o calor proveniente do fluido geotérmico é aproveitado para aquecer um fluido de trabalho secundário através de um

permutador de calor. Este fluido entra em ebulição e, já na forma de vapor activa a turbina e começa a produção de energia eléctrica.

Na região dos Açores existem algumas centrais geotérmicas que produzem energia eléctrica. No entanto, apenas duas contribuem com uma quota bastante significativa na produção de energia eléctrica: a Central Geotérmica da Ribeira Grande (CGRG) e a Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV) na Ilha de S. Miguel. Combinadas, as duas centrais têm uma potência instalada de 23 MW (CGRG com 13MW e CGPV com 10MW) e contribuíram em 2009 com 170 GWh de electricidade, ou seja, 37 % das necessidades da ilha de S. Miguel (Bicudo, 2010). Estas centrais têm reservatórios de alta entalpia e o fluido geotérmico apresenta temperaturas máximas compreendidas entre os 235 e 240°C, cujas formações de maior produtividade surgem entre os 500 e 1200 metros de profundidade (Bicudo, 2010).

Ambas as centrais funcionam através de um *Ciclo Orgânico de Rankine*, onde se utiliza um fluido secundário para o qual é transferido o calor do fluido geotérmico. A CGRG consiste em quatro turbo-geradores duplos, desenvolvidos em duas fases. A fase A, instalada em Março de 1994, com dois turbo-geradores duplos ($2 \times 2,5$ MW) e a fase B, completada em Novembro de 1998, onde foi instalada uma potência adicional através de mais dois turbo-geradores duplos (2×4 MW) (Cabeças *et al.*, 2010).

Relativamente à central geotérmica do Pico Vermelho, uma nova unidade, em Novembro de 2006, substituiu a unidade piloto instalada (de 3 MWe) e em operação desde 1980. Este projecto representa a construção de uma nova unidade, com 10 MWe, e o aumento da capacidade de produção e de injeção dos campos de aproveitamento geotérmico, através do aumento do número de reservatórios. Conforme se pode observar na (Figura 10), a produção atingida em 2007 foi de 98,5GWh (Bicudo, Cabeças *et al.*, 2010).

No que concerne à produção anual de energia eléctrica tem-se registado a partir de 2008 um decréscimo. Este declínio dos poços geotérmicos está relacionado com a sua exploração, situação que, apesar de ser comum nas centrais geotérmicas, tem sido corrigida através da execução de poços de produção adicionais.

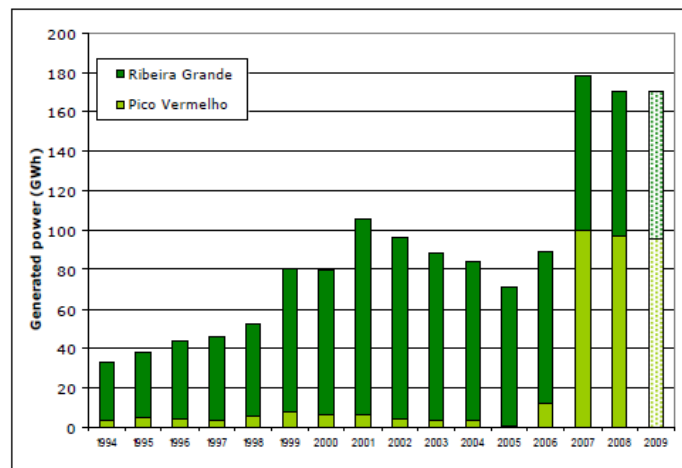


Figura 10 – Produção anual de energia eléctrica das centrais geotérmicas da Ribeira Grande e Pico Vermelho (Cabeças *et al.*, 2010).

4. CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE UM SGE

A elaboração de um projecto de instalação de um sistema geotérmico estimulado (SGE) passa por algumas fases antes da sua operação definitiva. As principais são os levantamentos preliminares do local onde se pretende construir a central geotérmica, a exploração, a perfuração teste, a revisão do projecto e planeamento, a construção da central geotérmica, a ligação à rede e a manutenção e operação da central. Cada uma dessas fases acarreta custos que podem ser contabilizados ou estimados. A obtenção prévia destes custos é de extrema importância para um futuro investidor, pois permite identificar as necessidades de investimento, estimar o preço da electricidade (rendimentos) e avaliar a viabilidade do projecto. Neste sentido, devido à sua importância e pelo facto do objectivo principal desta dissertação ser a análise da avaliação de viabilidade de um sistema geotérmico estimulado, neste capítulo são identificados e analisados os custos associados à instalação de um SGE. Assim, este capítulo encontra-se repartido por secções referentes aos diversos custos: de exploração, de perfuração, da central geotérmica, da rede de transmissão e o custo de operação e manutenção.

4.1. Custo de exploração

Os custos de exploração e desenvolvimento de reservatórios (perfuração) são muitas vezes difíceis de calcular porque existe uma variedade de parâmetros que os influenciam. As sondagens, a recolha de dados de sismicidade, os estudos de pré-viabilidade, as variações das condições geológicas, geofísicas, geoquímicas e a estimulação dos reservatórios, no caso dos SGE, são alguns desses parâmetros. As estimativas de investimento para a fase de exploração são normalmente baseadas em dados de furos já existentes. A estes cálculos de estimativas de investimento deve-se acrescentar os custos de imprevistos, tipicamente 10 % ou mais, em áreas com características geológicas desconhecidas. Os custos de exploração são geralmente baixos quando comparados com o investimento que é necessário fazer nas perfurações e na central geotérmica (Serdjuk, M. *et al.*, 2013).

4.2. Custos de perfuração

A perfuração para SGE tem custos muito elevados e apresenta alguns desafios. Os custos associados à perfuração são normalmente na ordem dos 30 a 50 % do capital total de investimento nos sistemas hidrotermais e mais de 50 % do capital total de investimento nos SGE. Isto porque é necessário perfurar a pequenas profundidades nos recursos geotérmicos com elevada temperatura e perfurar a grandes profundidades nos recursos geotérmicos com baixas temperaturas. O equipamento e a técnica de perfuração usados na perfuração de furos geotérmicos é muito semelhante ao usado no processo de perfuração de petróleo e gás. No entanto, muitas das perfurações são efectuadas perto de falhas, de vulcões e em rochas sedimentares (onde se encontram elevadas temperaturas). Nestes locais os fluidos geotérmicos encontrados possuem variadas concentrações de compostos que requerem uma perfuração tecnicamente complexa. Neste contexto, as principais áreas a ter em conta na perfuração são a temperatura, a geologia e a geoquímica (Dumas P. *et al.*, 2013).

O desenvolvimento e a pesquisa de novas técnicas de perfuração são duas variáveis que permitem reduzir os custos da tecnologia de perfuração geotérmica. Outra variável que possibilita a redução significativa dos custos é o aperfeiçoamento das condições de mercado, ou seja, o aumento da competição entre as empresas de perfuração. Apesar destas variáveis serem essenciais, existem muitas outras que também contribuem para o aumento do custo da perfuração, como é o caso do ângulo da perfuração, da profundidade e dos diâmetros dos furos. Quando é efectuado um furo, a profundidade da perfuração é certamente uma das variáveis que mais se tem em conta, pois, aliada a condições geológicas adversas, pode aumentar significativamente os custos da perfuração (Dumas P. *et al.*, 2013).

Actualmente, e segundo o guia de investimento para a geotermia do *GEOELEC* (2013), um furo na Europa custa em média cerca de 2 milhões de euros por quilómetro de profundidade. No capítulo 5, é portanto adoptado o valor de 2 milhões de euros por quilómetro de profundidade, pelo facto de ser o valor mais actual.

4.3. Custos da central geotérmica

Depois da fase de perfuração e testes associados, começa a fase de construção da central geotérmica. Neste ponto, a central deve ser planeada, contruída e ligada à rede. Neste sentido, o planeamento da construção da central geotérmica tem que se efectuar após os resultados dos testes de caudal e da temperatura à cabeça do furo. Para além disso, é necessário saber a composição química do fluido geotérmico, o teor de gás e a topografia do local onde se vai construir a central geotérmica. Uma vez determinados os resultados dos testes e da composição do fluido geotérmico, é possível determinar os custos de investimento. Os custos de investimento podem ser divididos em dois: os custos associados ao sistema de fornecimento do fluido geotérmico e os custos associados aos equipamentos da central geotérmica. Os equipamentos que mais pesam no investimento de um sistema de fornecimento do fluido geotérmico são as bombas, as válvulas, as tubagens e os filtros. Quanto aos custos da central geotérmica, estes dependem da capacidade instalada; no entanto, os equipamentos que necessitam de um maior investimento são a turbina, o permutador de calor e a torre de arrefecimento. Uma vez concebida, a central geotérmica estará pronta a ser ligada à rede (Serdjuk, M. *et al.*, 2013).

O cálculo do investimento total da central geotérmica na avaliação da viabilidade económica de um sistema geotérmico estimulado, a apresentar no capítulo 5, têm em consideração que nenhuma central geotérmica por SGE foi construída nesse local e que não se trata de uma expansão de uma central geotérmica já existente. Para além disso, considera-se que a central geotérmica irá funcionar com um sistema binário (*Ciclo Orgânico de Rankine* ou *Ciclo de Kalina*). Este pressuposto deve-se ao facto dos sistemas binários conseguirem produzir energia eléctrica através de recursos geotérmicos de baixa entalpia em locais onde antes não era possível. A potência e os custos associados à central geotérmica são obtidos e apresentados no capítulo 5 através do *software* da *GEOELEC* (*GEOELEC*, 2013).

4.4. Custos da rede de transmissão

Normalmente a produção de energia geotérmica não se realiza perto da rede de transmissão e, portanto, as linhas de transmissão precisam de ser estendidas até à central geotérmica. As extensões das linhas de transmissão implicam custos significativos nos projectos, que devem ser levados em conta quando forem afectados os cálculos para a avaliação da viabilidade da central geotérmica. Estas linhas de transmissão são de alta tensão, porque exigem menos área de secção para uma determinada capacidade de transporte de energia, resultando em menores perdas de linha. A energia gerada pelas centrais geotérmicas é entregue como Corrente Alternada (AC), o que permite aos operadores de rede fazer a transmissão para os locais de demanda. Alguns custos associados à extensão das linhas dependem por exemplo, da voltagem requerida, da distância e da localização da central (MIT, 2006).

4.5. Custos de operação e de manutenção

As tarefas de operação e de manutenção podem ser desagregadas entre o campo de vapor (furos, condutas, entre outros) e a central propriamente dita (turbina, gerador, sistema de refrigeração, subestações, entre outros). A manutenção de todas estas infra-estruturas é crucial para assegurar o elevado factor de capacidade e eficácia nas centrais geotérmicas. Um exemplo de uma central geotérmica que está em operação desde 1977 e que apresenta um factor de capacidade muito perto dos 100 % é a central geotérmica *Krafla*, no nordeste da Islândia (ESMAP, 2012).

O facto de se conseguir factores de capacidade muito elevados faz com que os custos de operação anual de uma central geotérmica durante a fase de produção de energia eléctrica sejam baixos. Os custos de operação são uma das variáveis mais importantes de qualquer projecto de produção de energia e incluem os custos com o pessoal, os materiais consumíveis, inspecção e manutenção. Estes custos variam ao longo do tempo e dependem de alguns parâmetros. Um dos parâmetros que diferem nos custos de operação e de manutenção é o tipo de central geotérmica; por exemplo, uma central binária (*Ciclo Orgânico de Rankine ou Ciclo de Kalina*) tem custos de operação e de manutenção muito menores do que as centrais de vapor seco. Isto deve-se essencialmente

ao facto de as centrais binárias funcionarem com um fluido de trabalho secundário o que permite um menor desgaste de toda a instalação. Outros parâmetros que influenciam os custos de operação e de manutenção são a dimensão das instalações, as características dos recursos e a localização geográfica (*GEOELEC*, 2013).

Os custos de manutenção podem ser divididos em custos variáveis e custos fixos. Os custos variáveis são aqueles que dependem da produção de energia, onde se incluem os custos de armazenamento e em consumíveis, que são proporcionais à produção de energia e geralmente são baixos. Os custos com pessoal, seguros, inspeção, manutenção das máquinas e dos equipamentos são exemplos de custos fixos. Todos estes custos têm vindo a decrescer ao longo dos últimos anos e é expectável que continuem com a mesma tendência no futuro. Outro factor importante nos custos de operação e de manutenção é a necessidade de se fazer uma reperfuração dos furos, que é essencial, devido à natural degradação da produtividade dos furos. Uma das razões para este declínio é a descida da temperatura e da pressão no reservatório (MIT, 2006).

Os custos de operação e de manutenção da geotermia convencional correspondem a mais de um terço do valor dos rendimentos. Mais de 15 % dos custos de operação e de manutenção estão associados aos tratamentos químicos (comuns nos sistemas próximos de vulcões) e mais de 74 % estão associados à monitorização e manutenção dos campos de vapor. No entanto é bastante improvável que estes factores tenham o mesmo impacto nos locais onde se utilizam os SGE. Os SGE não necessitam de tanta monitorização e manutenção como os campos de vapor. Para além disso não precisam de tratamentos químicos porque utilizam sistemas com um fluido de trabalho secundário. No entanto, será importante referir que estes custos de operação e de manutenção são estimados, podendo pecar por excesso ou por defeito (Cooper *et al.*, 2010).

No caso de estudo do capítulo 5, admite-se que a central geotérmica funciona através de uma instalação de ciclo binário, porque os custos associados à operação e manutenção são mais baixos do que nos outros tipos de centrais. Para além disso é assumido que os custos de operação e de manutenção têm um crescimento de 1,5 %/ano até ao final do período de vida útil da instalação e que não ocorre reperfuração dos furos.

5. ESTUDO DE VIABILIDADE

A necessidade de produzir energia eléctrica de forma limpa, renovável e sustentável fez com que a utilização do calor proveniente do interior da Terra fosse uma das opções óbvias. Neste sentido, este estudo tem como objectivo a análise da viabilidade da construção, de raiz, de uma central geotérmica, na região centro de Portugal, utilizando a tecnologia dos SGE.

Estes SGE permitem a partir da perfuração, fracturação hidráulica e da injeção de água sob pressão, a grande profundidade, melhorar ou criar reservatórios geotérmicos artificialmente. Uma vez concebidos, os reservatórios ficam com uma extensa rede de fracturas através das quais circula a água injectada. Para recuperar esta água, efectua-se um furo (furo de extracção) com o objectivo de intersectar as redes de fracturas criadas anteriormente e extrair uma grande quantidade de fluido geotérmico até à superfície. A produção de energia eléctrica dá-se através de uma central geotérmica, que geralmente funciona com um *Ciclo Orgânico de Rankine* ou com um *Ciclo de Kalina*.

O facto de não existirem produtores de energia eléctrica através deste tipo de tecnologia em Portugal Continental faz com que esta seja uma boa oportunidade de negócio, não só por ser uma tecnologia com grande maturidade e que permite uma produção de energia de forma constante durante décadas, mas pelo forte potencial geotérmico da região centro de Portugal. É ainda de salientar que as instalações geotérmicas são mais pequenas quando comparadas com o armazenamento de carvão, eólica, energia solar ou energia hidreléctrica e não dependem das condições climáticas para produzir energia. Para que se compreenda melhor as vantagens e desvantagens dos sistemas geotérmicos estimulados, na secção seguinte é apresentada uma “Análise SWOT”.

5.1. Análise SWOT

Existem muitos benefícios em utilizar a energia geotérmica; um dos mais evidentes é o factor ambiental. No entanto, o nível de utilização da energia geotérmica, hoje em dia, não é tão elevado quanto se esperava e, como tal, através de uma “Análise SWOT” (Tabela 1) pode-se identificar os pontos fortes, as fraquezas, as oportunidades e as

ameaças, que, de certa forma, fortalecem ou afectam a instalação de um sistema geotérmico estimulado (SGE), na região centro de Portugal.

Tabela 1 – Análise SWOT para uma central geotérmica por SGE

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> • Energia limpa, renovável e com baixos níveis de emissão de CO₂ • Instalações geotérmicas mais pequenas quando comparadas com o armazenamento de carvão, eólica, energia solar ou energia hidreléctrica • Praticamente independente de combustíveis fósseis, ou seja, excelente protecção contra os preços do petróleo, contribuindo para a segurança energética • Tecnologia com grande maturidade • Quando as centrais geotérmicas estão em funcionamento, produzem energia de forma contínua e durante décadas • Com condições geológicas favoráveis, a produção de energia através de fontes geotérmicas tem um menor custo de energia e podem competir com o nuclear, carvão e gás. • Produção estável ao longo de todo o dia e todo o ano sem estar dependente de factores externos como a intensidade do vento ou solar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Os recursos geotérmicos são encontrados em localizações remotas, requerendo a construção de infra-estruturas para se tornarem acessíveis • Locais com grande valor paisagístico, requerem cuidados especiais, logo envolvem quantias elevadas para o seu licenciamento • O sulfureto de hidrogénio é elevado em alguns reservatórios • Capacidade limitada da central geotérmica para responder às necessidades eléctricas • Custos de investimento elevados • Muito tempo para o desenvolvimento do projecto • Centrais com grande capacidade exigem perfurações com elevada profundidade, o que eleva o custo de perfuração.
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> • Necessidades energéticas nacionais cada vez mais elevadas • Preços mais competitivos a longo prazo • Necessidade do País em reduzir no futuro a importação de energia eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Preço de produção de energia • Entrada no mercado de tecnologias renováveis com menores custos de aquisição, maior eficiência e melhores rendimentos financeiros • Crise económico-financeira.

5.2. Pressupostos técnicos, económicos e financeiros

A proliferação das indústrias de produção de energia eléctrica através de sistemas geotérmicos depende dos conhecimentos técnicos. Este facto deve-se essencialmente à variação das características geológicas dos locais onde se pretende produzir energia eléctrica. O conhecimento prévio dessas características permite ao futuro investidor

analisar o potencial geotérmico do local e elaborar um estudo de viabilidade que determine se a execução de um investimento é ou não de risco. Para além do conhecimento técnico é necessário efectuar algumas considerações económicas e financeiras de modo a analisar a viabilidade dos projectos. Como o objectivo desta dissertação é elaborar uma análise de um investimento direccionado para a construção, de raiz, de uma central geotérmica na região centro de Portugal, utilizando a tecnologia de SGE, nesta secção, será efectuado um estudo das variáveis técnicas, económicas e financeiras que influenciam e que determinam a viabilidade deste sistema. Para além disso, são efectuadas as considerações necessárias para a realização deste estudo.

5.2.1. Pressupostos técnicos

Para elaborar a análise de viabilidade económica do sistema geotérmico estimulado (SGE) é necessário estimar a energia produzida. Esta estimativa depende do tipo de central utilizada (*Ciclo Orgânico de Rankine* ou *Ciclo de Kalina*), do caudal alcançado pelos furos de produção, do gradiente de temperatura do solo com a profundidade do local onde se pretende instalar a central e do factor de capacidade da central geotérmica. Neste sentido, ao longo desta secção são justificadas e assinaladas as considerações técnicas deste estudo de viabilidade.

5.2.1.1. Previsão da produção de energia eléctrica

A determinação da capacidade de produção eléctrica da central geotérmica aliada aos custos com o investimento e com a operação e manutenção das instalações permitem efectuar a análise económico-financeira pretendida neste estudo. Neste sentido, a quantidade de energia eléctrica produzida pela central geotérmica é calculada através da versão “alfa 0.0.1.alpha1” do *software GGSC (GEOELEC, 2013)*. Este programa foi desenvolvido, em 2013, pela *GEOELEC* (projecto da *Intelligent Energy Europe*, co-financiado pela União Europeia) e é uma ferramenta direccionada especificamente para SGE. Este *software* fornece estimativas do valor da energia eléctrica produzida por um SGE; para além disso, permite obter uma simulação dos custos de investimento, dos custos associados à manutenção e à operação da central geotérmica. Trata-se, portanto, de um *software* bastante útil na análise de sistemas geotérmicos estimulados (SGE), de grande flexibilidade atendendo à sua complexidade, bastante intuitivo e que vem fornecer

ao futuro investidor informações imprescindíveis para a elaboração do seu estudo de viabilidade.

Para que se possa efectuar uma simulação com o *GGSC*, são necessárias quatro etapas, designadamente:

- Definição do tempo de vida útil do projecto (início e fim do projecto e de operação)
- Identificação das características técnicas (caudal (L/s), temperatura à cabeça do furo de produção, profundidade da perfuração, número de furos de produção e de injeção, e factor de capacidade)
- Selecção do tipo de central geotérmica
- Definição dos pressupostos financeiros do projecto.

5.2.1.2. Variação da temperatura com a profundidade

As variáveis temperatura e profundidade são dependentes uma da outra e, por isso, são apresentadas em conjunto. A temperatura aumenta gradualmente com a profundidade, entre 5° a 70°C por quilómetro. No entanto, em regiões anómalas, os gradientes de temperaturas podem ser ainda mais elevados. Essas regiões normalmente estão próximas de placas tectónicas, onde a crosta terrestre é mais frágil e, portanto, a ocorrência de fenómenos geológicos é mais frequente (*GEOELEC*, 2013a).

É precisamente junto aos locais onde existem falhas, geysers, termas ou vulcões que está instalada a maioria das centrais geotérmicas, devido essencialmente às elevadas temperaturas a pequenas profundidades. Este facto é extremamente importante, porque a profundidade a que se encontram os reservatórios geotérmicos influencia os custos de perfuração e, conseqüentemente, a rentabilidade das centrais geotérmicas. No entanto, a vantagem de fazer perfuração a grande profundidade deve-se essencialmente às elevadas temperaturas.

Os *SGE* são executados a grande profundidade (requerem temperaturas que tornem o projecto viável), estando associados a caudais e a eficiências de conversão baixas (devido às relativamente baixas temperaturas). Estes factores fazem com que os custos de perfuração ultrapassem os 50 % do total de investimento necessário, pelo menos nos estágios iniciais do projecto (MIT, 2006).

A determinação da influência do gradiente de temperatura do solo em profundidade na viabilidade de um projecto de sistemas geotérmicos estimulados (SGE) é extremamente importante, pelo facto deste gradiente diferir bastante consoante a localização geográfica do projecto. Assim sendo, e de modo a compreender o efeito desta na viabilidade do projecto, são analisadas quatro valores médios do gradiente de temperatura (30; 35; 40 e 45 °C/km) e, para cada um deles, são consideradas cinco profundidades (3; 3,5; 4; 4,5 e 5,0 km).

5.2.1.3. Caudais

O caudal total de água previsto nos furos de produção é um dos parâmetros necessários para calcular a energia térmica disponível na central geotérmica. Para além disso, a sua influência na viabilidade económica de um projecto geotérmico através de SGE é bastante grande. Quanto maior for o caudal, maior a probabilidade de o projecto ser economicamente viável. Actualmente os maiores caudais geotérmicos encontrados através de SGE foram em *Soultz-sous-Forêts*, na França, com 28 L/s (Genter, A. *et al.*, 2010) e em *Habanero*, na Austrália, com 39 L/s (Geodynamics, 2013). No entanto, através de programas de pesquisas e desenvolvimento é esperado que estes caudais se tornem muito superiores no futuro. É, portanto, de grande interesse a influência da variação dos caudais geotérmicos no preço da energia eléctrica, no *VLA* (valor actual líquido) e na *TIR* (taxa interna de rentabilidade) em centrais geotérmicas binárias dos SGE. Atendendo aos resultados máximos verificados nos exemplos anteriores, foi assumido neste estudo um caudal geotérmico de 30 L/s, de modo a verificar a influência deste parâmetro no custo da energia eléctrica, no *VLA* e na *TIR*.

5.2.1.4. Factor de capacidade

O factor de capacidade é definido como a razão entre a energia eléctrica produzida durante um período de tempo e a energia eléctrica que a central geotérmica deveria produzir nas condições ideais, no mesmo tempo. A energia geotérmica é, de longe, a que proporciona o melhor factor de capacidade de entre as fontes de energia renováveis. Existem várias razões para o elevado factor de capacidade das centrais geotérmicas: baixas temperaturas e pressões, aliadas a um baixo desgaste do material, são algumas delas. Para além disso, a produção de energia eléctrica é contínua, ou seja, 24h por dia e independente das condições atmosféricas. Tal não acontece, por exemplo, com as fontes de energia

renováveis hídricas, fotovoltaicas e eólicas, que dependem das condições atmosféricas para que se possa produzir energia eléctrica. No decorrer do tempo de vida da central, a produção de energia apenas tem que ser interrompida por curtos períodos de tempo, devido à manutenção, e por isso apresenta um factor de capacidade na ordem dos 90 % (Figura 11) (MIT, 2006).

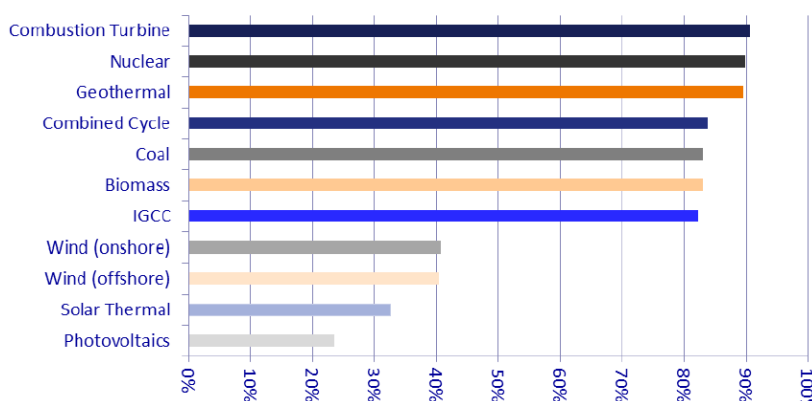


Figura 11 – Factores de capacidade de sistemas de produção de energia nos EUA-2010 (Eggeling, L. et al., 2012).

A energia geotérmica é, de longe, a que apresenta o factor de capacidade mais elevados de todas as fontes de energias renováveis. Atendendo aos valores encontrados na literatura, no presente estudo foi considerado um factor de capacidade de 90 %.

5.2.1.5. Preço da electricidade

É através do preço da electricidade que são determinados os rendimentos dos produtores de electricidade e são de grande interesse no cálculo da viabilidade económica de projectos geotérmicos. Verifica-se que, quanto maior for o valor de venda da electricidade maior são os rendimentos obtidos através da central geotérmica. No entanto, nos SGE a necessidade de fazer um forte investimento inicial faz com que os preços de venda da electricidade fiquem muito acima dos praticados a partir das outras fontes de energia. Na Tabela 2, podem-se verificar estimativas do preço da electricidade para sistemas geotérmicos estimulados (SGE).

Tabela 2 – Estimativas do preço da electricidade para SGE.

Relatórios	Preço da electricidade (€/kWh)
EGEC (2013)	0,2 – 0,3
IEA (2011)	0,1 – 0,3

Para que os preços da energia eléctrica produzida por estas fontes de energia sejam mais competitivos, agentes políticos de alguns países promovem mecanismos de suporte ao desenvolvimento das tecnologias de energias renováveis. Estes mecanismos podem ser distinguidos entre incentivos ao investimento (deduções, taxas excepcionais, entre outros) e incentivos de operação (subsídios, reduções de taxas aos produtores de electricidade, preços subsidiados, entre outros). Actualmente, o melhor mecanismo consiste nas designadas tarifas *feed-in*, que garantem um preço fixo por kWh de electricidade e um pagamento garantido ao produtor durante 10-20 anos (geralmente). Estas tarifas permitem aumentar a competitividade dos produtores de electricidade através de fontes de energia renováveis, tendo um efeito muito positivo na cativação de novos investidores (Serdjuk, M. *et al.*, 2013).

Na Figura 12 é possível observar os países Europeus que aplicam as tarifas *feed-in* como incentivo ao desenvolvimento das tecnologias renováveis. Apenas 11 países da Europa aplicam estas tarifas à geotermia e as tarifas *feed-in* mais atractivas são as da Suíça (máx. 0,33€/kWh), da Alemanha (0,25€/kWh) para todos os projectos e mais 0,05€/kWh para SGE e da França (0,20€/kWh) e com eficiência energética têm um bónus adicional de 0,08€/kWh (Serdjuk, M. *et al.*, 2013).

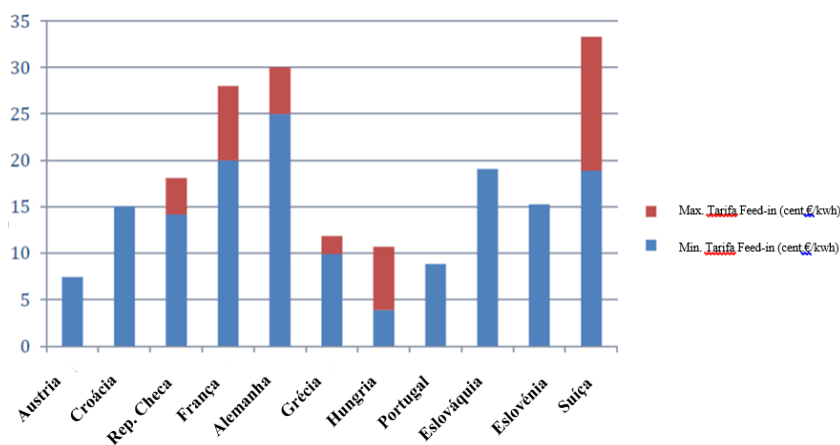


Figura 12 – Tarifas *feed-in* nos países europeus (GEOELEC, 2013).

Em Portugal, e segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG, 2013), “as tarifas médias indicativas (€/kWh) para a geotermia de grande profundidade e de elevada entalpia até uma potência instalada de 3 MW, por projecto e por entidade e até um limite nacional de 6 MW são de 0,27 €/kWh”. Logo para efeitos de realização deste estudo vamos assumir uma tarifa de 0,25 €/kWh.

5.2.2. Pressupostos económico-financeiros

Para compreender e analisar um projecto de investimento, é necessário definir alguns parâmetros económicos e financeiros. Estes parâmetros permitem efectuar uma projecção financeira do projecto a curto, médio e longo prazos. Para além disso permitem verificar os custos e os rendimentos que irão ser obtidos ao longo do período de vida do projecto.

Para efectuar a análise económica deste estudo de viabilidade é utilizado a hipótese de preços constantes, ou seja, tanto para os gastos como para os rendimentos são assumidos os valores que teriam se ocorressem no instante de arranque do projecto (Raimundo, 2012). Assim, a análise económica considera que todos os investimentos são actualizados para o instante inicial “zero” e que os equipamentos se encontram preparados para iniciar a produção de energia eléctrica nesse instante. O período de vida útil considerado para este projecto é de 30 anos, admitindo-se que os equipamentos são utilizados de forma adequada durante todo esse período, ao fim do qual existirá um valor residual de 10 % do investimento inicial. Este valor residual, segundo Raimundo (2012), é “o valor económico do projecto no fim do período de análise”. Neste projecto admite-se também que os rendimentos obtidos decrescem 1 % ao ano e os custos 1,5 % ao ano, devido à degradação natural dos reservatórios geotérmicos e das necessidades de manutenção dos equipamentos. Devido ao actual cenário económico do País, e pelo facto de se assumir que este projecto terá um financiamento de 100 % dos capitais próprios, foi seleccionada uma taxa de actualização igual à taxa de inflação e que esta é de 3 %/ano.

Nas secções seguintes são indicados e descritos os parâmetros financeiros e económicos necessários para analisar a viabilidade do projecto. Estes parâmetros são calculados através de uma folha de Excel, depois de se obterem os valores do custo de investimento, de manutenção e operação e da produção de energia eléctrica previstos para a central geotérmica através do *software GGSC da GEOELEC*.

5.2.2.1. Cash-Flow de exploração

O *Cash Flow (CF)* tem por base os fluxos financeiros decorrentes da exploração do projecto, durante o seu período de vida útil (IAPMEI, 2014). A expressão que representa o *CF* num ano genérico k é (Raimundo, 2012):

$$CF_k = R_k - G_k - IRC_k + PFD_k \quad (1)$$

onde:

R – Rendimentos de exploração	CF_k – <i>Cash Flow</i> , gerado pelo projecto
G – Gastos de exploração	PFD_k – Poupanças fiscais das depreciações
IRC – Valor máximo do imposto sobre Rendimentos das pessoas colectivas	k – Número de ordem do período

5.2.2.2. Taxa de actualização

A taxa de actualização (i), é definida como a média ponderada entre o custo dos capitais próprios e dos capitais alheios necessários para que o investimento seja realizado (Raimundo, 2012). No caso de uma análise a preços constantes é obtida através da expressão (Raimundo, 2012):

$$i = P_p \times i_p + P_a \times i_a \times 1 - t_i \quad (2)$$

onde:

i – Taxa de actualização (preços constantes)	P_a – Parcela de capitais alheios no investimento ($0 \leq P_a \leq 1$)
i_a – Taxa de juro efectiva global a pagar pelos capitais alheios	P_p – Parcela de capitais próprios no investimento ($0 \leq P_p \leq 1$)
i_p – Taxa de rendimento exigida para os capitais próprios	t_i – Taxa de impostos sobre os resultados económicos da empresa (taxa de IRC + taxas de Derramas)

Assume-se que o projecto de investimento em estudo tem um financiamento de 100 % de capitais próprios, para os quais se impõe uma taxa de rendimento igual da inflação, a qual se assume sempre igual a 3 %/ano durante todo o período de análise.

5.2.2.3. Valor Líquido Actual

O Valor Líquido Actual (*VLA*) é um dos parâmetros económicos mais importantes na análise da rentabilidade de projectos de investimento. Sendo definido pelo somatório de todos os fluxos de caixa (entradas e saídas), actualizados para o instante inicial, durante todo o período de vida útil do projecto. Neste parâmetro também se contabiliza o Valor Residual (*VR*), que corresponde ao valor económico do projecto no final do período de análise considerado (Raimundo, 2012). A expressão que representa o *VLA* é a seguinte (Raimundo, 2012):

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1+i)^k} + \frac{VR}{(1+i)^n} \quad (3)$$

onde:

<i>VLA</i> – Valor líquido actual	<i>CF</i> – <i>Cash Flow</i> , gerado pelo projecto
<i>I</i> – Investimento no período <i>k</i>	<i>i</i> – Taxa de actualização
<i>k</i> – Número de ordem do período	<i>VR</i> – Valor Residual
<i>n</i> – Número total de períodos considerados na análise do projecto	

A decisão de investir num projecto não é fácil; no entanto pode ser clarificada através da análise do resultado do *VLA*. A análise de um projecto isolado pode ser efectuada de acordo com os seguintes critérios (IAPMEI, 2014):

- $VLA > 0$ → O projecto é economicamente viável. O *VLA* é positivo, logo o projecto vai cobrir o investimento inicial, a rentabilidade mínima exigida pelos investidores e, ainda, conseguirá gerar um remanescente financeiro.
- $VLA = 0$ → O projecto é economicamente viável. O *VLA* é igual a zero, logo o projecto vai cobrir o investimento inicial e a rentabilidade mínima exigida pelos investidores. No entanto, este projecto corre sérios riscos de se tornar inviável.

- $VLA < 0 \rightarrow$ O projecto é economicamente inviável. O VLA é negativo, logo o projecto deve ser rejeitado.

Ao analisar projectos com condições de risco idênticas, de montante inicial e período de vida útil iguais, deve-se optar pelo que apresenta um valor de VLA mais elevado, já que um VLA positivo significa que as receitas geradas são superiores aos custos (IAPMEI, 2014).

5.2.2.4. Taxa Interna de Rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é outro parâmetro que determina a rentabilidade de um projecto de investimento. Ela representa a taxa de actualização que, no final do período de vida útil do projecto, torna o VLA nulo (Raimundo, 2012). O valor da TIR , pode ser obtido através da seguinte expressão (Raimundo, 2012):

$$TIR \rightarrow \sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1 + TIR)^k} + \frac{VR}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (4)$$

onde:

I – Investimento no período k	n – Número total de períodos de
VR – Valor Residual	análise do projecto
k – Número de ordem do período	TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

A TIR é uma espécie de taxa de juro equivalente que o projecto paga aos proprietários do capital investido. Logo deve ser comparada com a taxa de juro líquida (i_L) que se obteria se os capitais investidos no projecto fossem aplicados numa aplicação financeira sem risco, por exemplo um depósito a prazo. A análise de um projecto isolado pode ser efectuada de acordo com os seguintes critérios (IAPMEI, 2014):

- $TIR > i_L \rightarrow$ O projecto é economicamente viável, pois consegue gerar internamente uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital investido.

- $TIR < i_L \rightarrow$ O projecto é economicamente inviável, pois não consegue gerar internamente uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade de capital investido.

Para analisar projectos com condições de risco semelhantes, de montante inicial e período de vida útil iguais, deve-se optar pelo que apresenta um valor de TIR mais elevado.

5.2.2.5. Período de retorno

O parâmetro Período de retorno (PR) representa o tempo para o reembolso do capital investido, ou seja, o tempo necessário para que os investimentos efectuados sejam compensados *pelos cash-flows* gerados (Raimundo, 2012). A expressão seguinte permite determinar o PR :

$$\sum_{k=0}^{K=r} \frac{CF_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=0}^{K=r} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (5)$$

onde:

I_k – Investimento no período

i – Taxa de actualização

k – Número de ordem do período

CF_k – *Cash Flow*, gerado pelo projecto

Este parâmetro é um critério de avaliação de risco e tem como principal vantagem o facto de ser simples e adequado na avaliação de projectos de alto risco, ou em projectos com vida limitada. No entanto, apresenta como desvantagem o facto de não contar com os fluxos de caixa depois do reembolso do capital investido, tornando-se uma opção desaconselhável na avaliação de projectos de longa duração. O projecto que apresentar um período de retorno menor será, portanto, o mais atraente (IAPMEI, 2014).

5.2.3. Resumo dos pressupostos

Para esta análise de viabilidade foram efectuadas algumas considerações técnicas, económicas e financeiras, que podem ser consultadas através da Tabela 3.

Tabela 3 – Principais parâmetros para a análise de viabilidade.

Parâmetros e variáveis	
Tempo de vida máximo do projecto	30 anos
Tempo de vida útil dos equipamentos	30 anos
Início do projecto	2014
Taxa de actualização	3 %/ano
Origem do financiamento	100 % Capitais Próprios
Caudal do fluido geotérmico	30 L/s
Valor residual	10 %
Perda de rendimentos	1 %/ano
Aumento dos custos de manutenção e operação	1,5 %/ano
Factor de capacidade	90 %
Preço da perfuração por quilómetro de profundidade	2 Milhões de €
Tarifa de venda da electricidade	0,25 €/kWh
Número de furos de produção	1
Número de furos de injeção	1
Tipo de ciclo da central geotérmica	<i>Ciclo Orgânico de Rankine</i>

5.3. Análise económico-financeira

Uma vez definido o método de determinação de custos associados ao investimento inicial, à manutenção e à operação, e à capacidade de produção de energia eléctrica da central geotérmica para diferentes gradientes médios de temperatura, profundidades e caudais de fluido geotérmico, torna-se agora possível a análise económico-financeira pretendida nesta dissertação. A partir de um estudo baseado nos pressupostos efectuados e numa comparação de resultados, a preços constantes, é possível determinar o período de retorno do investimento, o valor líquido actual e a taxa interna de rentabilidade do projecto. Uma vez obtidos os valores destes indicadores é possível identificar quando é que o projecto é, ou não, aconselhável. Neste sentido, esta secção debruça-se sobre avaliação dos indicadores económico-financeiros essenciais na determinação da viabilidade económica

deste projecto. Assim esta secção encontra-se repartida da seguinte forma: apresentação dos resultados da produção de energia eléctrica para cinco profundidades diferentes (3; 3,5; 4; 4,5 e 5,0 km), cada uma destas, com quatro variações de temperatura por quilómetro de profundidade (30; 35; 40 e 45°C/km); exposição dos resultados de investimento a realizar; e análise do *VLA*, da *TIR* e do *PR*.

5.3.1. Produção de energia eléctrica

A determinação da capacidade de produção eléctrica da central geotérmica é um dos factores chave na análise económico-financeira pretendida. Neste sentido, esta secção apresenta os valores da produção eléctrica para as profundidades e variações de temperatura por quilómetro de profundidade consideradas para este estudo. Na Tabela 4 pode-se observar os valores das simulações do *software GGSC*. Através destes valores é possível obter a produção anual de energia eléctrica da central geotérmica e, conseqüentemente, obter os rendimentos anuais da sua venda, essenciais na análise económico-financeira deste estudo. É importante referir que o *software GGSC* da *GEOELEC* só permite calcular a capacidade de produção eléctrica de uma central geotérmica até uma temperatura máxima de 200°C. Este facto faz com que na Tabela 4 a uma profundidade de 5,0 km e com um gradiente médio de temperatura de 45 °C/km, não seja exposto qualquer valor. Também para as profundidades de 3,0 e 3,5 km, e com um gradiente de 30 °C/km, não é apresentado qualquer valor porque a produção de energia eléctrica é insuficiente para ser comercializada. O mesmo acontece para 3,0 km e 35 °C/km.

Tabela 4 – Produção anual de energia eléctrica (MWe/ano)
(caudal: 30 L/s).

Profundidade (km)	Gradiente de temperatura (°C/km)			
	30	35	40	45
3,0	-	-	0,832	1,149
3,5	-	0,879	1,290	1,654
4,0	0,832	1,290	1,712	2,181
4,5	1,149	1,654	2,181	2,694
5,0	1,493	2,060	2,694	-

5.3.2. Investimento

Depois de se obter a capacidade de produção eléctrica anual da central geotérmica para cada uma das variáveis consideradas, procedeu-se à determinação dos custos de investimento do projecto. Neste sentido, através do *software GGSC* da *GEOELEC* foram determinados os custos de investimento. Que contabilizam, os custos com a exploração, os custos de perfuração, os custos da central e os custos de operação e de manutenção. Através da Tabela 5 é possível observar os valores de investimento obtidos nas simulações, para cada uma das profundidades e dos gradientes térmicos considerados. É ainda importante referir que, em cada simulação efectuada, verificou-se que mais de 50 % dos custos estão associados à perfuração e à central geotérmica.

Tabela 5 – Previsões do Investimento (M€)

Profundidade (km)	Gradiente de temperatura (°C/km)			
	30	35	40	45
3,0	-	-	27,8	29,0
3,5	-	30,3	31,9	33,4
4,0	32,4	34,2	35,9	37,8
4,5	35,9	38,0	40,1	42,1
5,0	39,7	41,9	44,5	-

5.3.3. Análise do VLA, da TIR e do PR

Nesta fase, após determinação da capacidade de produção eléctrica da central geotérmica, dos custos com investimento e com a manutenção e operação da central geotérmica, é possível determinar o valor actual líquido, a taxa interna de rentabilidade e o período de retorno do projecto de investimento e, a partir destes avaliar a sua viabilidade económica.

Neste sentido, é possível verificar que existe uma diferença significativa no valor líquido actual - *VLA* (Gráfico 1), o que mostra a importância desta análise para o investidor, que pretende saber as condições para as quais o projecto se torna viável. Também se verifica, que em locais com grandes gradientes térmicos, a implementação de um SGE pode dar-se a pequenas profundidades, ou seja, com menor investimento inicial. No entanto, em locais com gradientes de temperatura mais baixos, são necessárias grandes profundidades de perfuração, o que leva a um aumento do investimento inicial. Será também interessante referir que, com base na análise efectuada, o valor de *VLA* no caso dos 4,0 km de profundidade é negativo para 30 °C/km, ou seja, o projecto é inviável

a esta profundidade e com este gradiente de temperatura. Este facto deve-se essencialmente aos elevados custos de perfuração e à obtenção de uma temperatura à cabeça do furo insuficiente para que a produção de energia eléctrica seja comercializada.

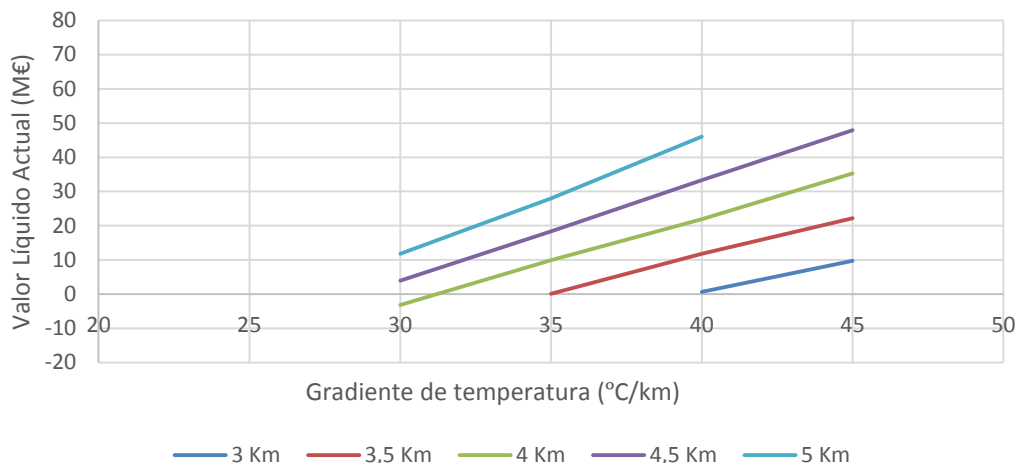


Gráfico 1 – Evolução do valor líquido actual com gradiente de temperatura em profundidade (tarifa de 0,25 €/kWh e caudal de 30 L/s)

Outro indicador que permite, em conjunto com o *VLA*, determinar a viabilidade económica do projecto é a Taxa Interna de Rentabilidade (*TIR*). Na Tabela 6 são apresentados os valores da *TIR* obtidos para este estudo. Podendo verificar-se que todos os gradientes térmicos e profundidades de perfuração conduzem a uma *TIR* superior à taxa de custo do capital, excepto nos 4,0 km de profundidade e gradiente de 30 °C/km, onde é inferior.

Tabela 6 - Influência do gradiente térmico na taxa interna de rentabilidade - (tarifa de 0,25 €/kWh e caudal de 30 L/s).

Profundidade (km)	Taxa Interna de Rentabilidade – <i>TIR</i> (%/ano)				
	30	35	40	45	
3,0	-	-	3,20	5,44	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 10px; height: 10px; background-color: red; margin-right: 5px;"></div> <i>TIR</i> ≤ 3 <div style="width: 10px; height: 10px; background-color: green; margin-left: 20px; margin-right: 5px;"></div> <i>TIR</i> > 3 </div>
3,5	-	3,03	5,68	7,59	
4,0	2,22	5,12	7,24	9,22	
4,5	3,84	6,42	8,61	10,41	
5,0	5,18	7,60	9,82	-	
	30	35	40	45	

A partir da Tabela 7, verifica-se que os períodos de retorno mais cativantes são os que tem maiores gradientes de temperatura do solo em profundidade.

Tabela 7 – Influência da profundidade e do gradiente de temperatura no período de retorno (*PR*) - (tarifa de 0,25 €/kWh e um caudal de 30 L/s).

Profundidade (km)		Período de retorno – <i>PR</i> (anos)				
		3,0	35	40	45	
3,0	3,0	-	-	28,77	19,39	<i>PR</i> > 30 25 < <i>PR</i> ≤ 30 20 < <i>PR</i> ≤ 25 15 < <i>PR</i> ≤ 20 <i>PR</i> ≤ 15
	3,5	-	29,80	18,72	14,53	
	4,0	35,41	20,37	15,16	12,10	
	4,5	25,36	16,87	12,92	10,73	
	5,0	20,19	14,52	11,38	-	
		3,0	35	40	45	
		Gradiente de temperatura (°C/km)				

De acordo com os indicadores económicos, verifica-se que as profundidades e gradientes térmicos em profundidade são viáveis em quase todos os casos, excepto nos 4,0 km de profundidade e com um gradiente de 30 °C/km. Neste caso, verifica-se um valor de *VLA* negativo e uma *TIR* abaixo dos 3 %, o que significa que o projecto não é viável, pois não consegue cobrir o investimento inicial e não gera a rentabilidade mínima exigida pelos investidores. Dentro dos casos viáveis, verifica-se que 6 apresentam valores de período de retorno abaixo dos 15 anos. Este facto deve-se, sobretudo, à elevada temperatura obtida, ao preço da electricidade e ao caudal de fluido geotérmico seleccionado. Neste sentido, e de modo a verificar a influência de alguns parâmetros considerados determinantes na viabilidade de um projecto de SGE, na secção seguinte é efectuada uma análise de sensibilidade.

5.4. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste no “ estudo de como a economicidade do projecto é afectada por alterações num ou em vários dos valores estimados para os parâmetros” (IAPMEI, 2014). Trata-se, portanto, de uma análise que permite avaliar o risco de os pressupostos assumidos não se verificarem.

Neste estudo, o caudal do fluido geotérmico e do preço da electricidade (tarifa) são dois dos principais factores que podem provocar a inviabilidade do projecto. Assim, nesta análise de sensibilidade, são apresentadas duas configurações distintas. Numa efectua-se uma análise à variação do caudal, num intervalo entre os 20 L/s e os 30 L/s, enquanto na outra realiza-se uma variação do preço da electricidade (tarifa) entre

0,10 €/kWh e 0,30 €/kWh. Estes cenários são analisados para uma profundidade de 4000 metros e para os diferentes gradientes de temperatura (30; 35; 40 e 45 °C/km), de modo a determinar o impacto no *VLA* e, conseqüentemente, na viabilidade do projecto a esta profundidade. No Apêndice A, encontra-se a análise das restantes profundidades.

5.4.1. Caudais

A influência do caudal de fluido na viabilidade económica de um projecto de SGE é extremamente importante. Pela observação do Gráfico 2, que mostra a influência do caudal no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 4,0 km, é possível verificar que, quanto maior for o caudal, maior a probabilidade de o projecto ser economicamente viável. Em comparação com os resultados anteriores, para 4,0 km e com um caudal de 30 L/s, verifica-se um aumento do *VLA* nos casos em que o caudal é superior. Verifica-se inclusive que, com um caudal de 20 L/s e com um gradiente de temperatura de 35 °C/km, o *VLA* é negativo, o que significa que se torna inviável nestas condições.

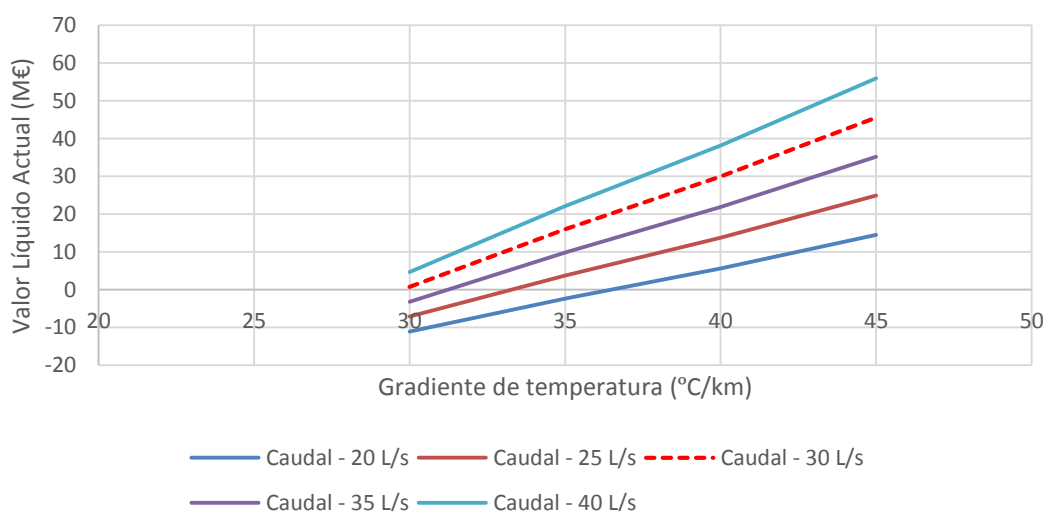


Gráfico 2 – Influência do caudal no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 4,0 km.

5.4.2. Preço da electricidade

O preço da electricidade é de grande interesse no cálculo da viabilidade económica de um projecto SGE. Este determina se os rendimentos obtidos através da sua venda são suficientes para cobrir o investimento inicial e a rentabilidade mínima para o investidor. Através do Gráfico 3 é possível verificar que o preço da electricidade pode tornar um

projecto inviável, se este não for ajustado ao investimento efectuado. Para a profundidade em estudo, verifica-se que, com o decréscimo do preço da electricidade, o *VLA* decresce significativamente. Verifica-se ainda que, com um preço de 0,10 €/kWh, o projecto é inviável para os diferentes gradientes de temperatura e que, com um preço de 0,15 €/kWh, só é viável com um gradiente de 45 °C/km, sendo ainda inviável com um gradiente de 30 °C/km e com um preço inferior ou igual a 0,25 €/kWh.

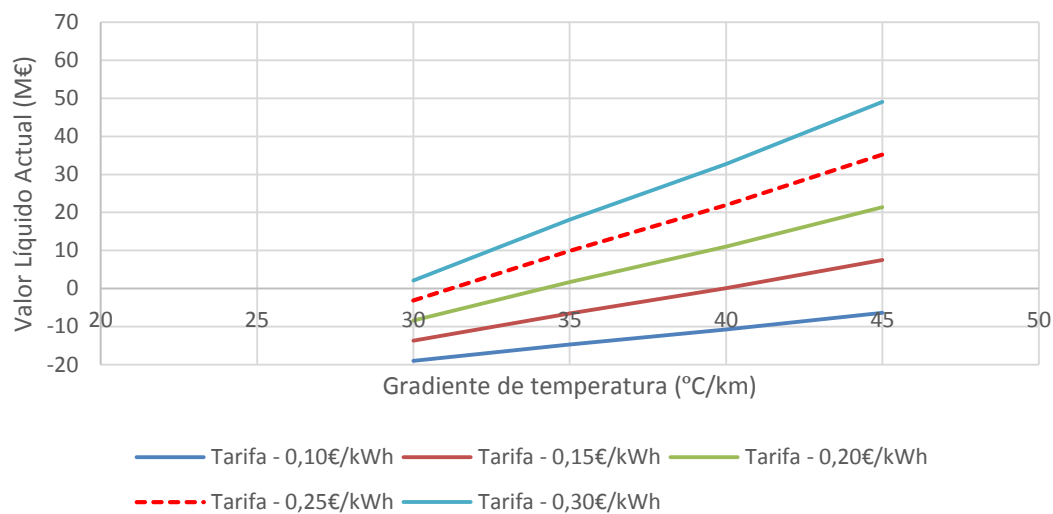


Gráfico 3 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 4,0 km.

Através desta análise é possível verificar a importância da aplicação das tarifas *feed-in*, que permitem um preço fixo por kWh de electricidade e um pagamento garantido ao produtor até 20 anos. Estas tarifas, para além de poderem viabilizar um projecto de SGE, permitem aumentar a competitividade dos produtores de electricidade e aumentar o interesse dos investidores nestes projectos.

6. CONCLUSÕES

Uma grande parte dos custos associados à implementação de um sistema geotérmico estimulado (SGE) encontra-se relacionada com a perfuração e com a construção da central geotérmica. Estes custos dependem maioritariamente da profundidade, gradiente de temperatura do solo em profundidade e do caudal do fluido geotérmico, uma vez que estas variáveis diferem consoante a localização geográfica do projecto. Dado que estas variáveis são as responsáveis pela determinação do investimento a efectuar no projecto de SGE, analisar a viabilidade económica de um projecto desta natureza torna-se imprescindível. Neste sentido, a identificação das variáveis mais rentáveis e com menores custos de investimento permite ao investidor determinar a viabilidade de um projecto de SGE. Este é o principal objectivo desta dissertação, isto é, analisar a viabilidade da construção, de raiz, de uma central geotérmica, utilizando a tecnologia de SGE através da verificação da influência das variáveis chave na viabilidade económica destes sistemas.

Após pré-definição de algumas variáveis técnicas, económicas e financeiras, procedeu-se à análise económica. Para tal, foram testadas cinco profundidades diferentes (3,0; 3,5; 4,0; 4,5 e 5,0 km) e, para cada uma destas, foram consideradas quatro gradientes médios de temperatura do solo em profundidade (30; 35; 40 e 45 °C/km) e com um caudal de fluido geotérmico de 30 L/s, de modo a determinar a capacidade de produção eléctrica anual da central geotérmica. Foram calculados ainda os investimentos necessários em cada cenário. Com estes dados, e considerando o preço de venda da electricidade (0,25 €/kWh) e com a identificação dos custos inerentes à execução de um projecto de SGE, foram identificados os valores paramétricos que viabilizam o projecto. Através do cálculo do valor actual líquido, da taxa interna de rentabilidade e do período de retorno do projecto (onde foram incluídos os custos de perfuração, de exploração, da central geotérmica, da rede de transmissão, de operação e manutenção e o preço da electricidade), foi possível determinar quais as variáveis que viabilizam, ou não, o investimento no projecto.

Nesta dissertação, mostra-se que para pequenas profundidades e elevados gradientes de temperatura do solo em profundidade, o projecto é economicamente viável e que, para baixos gradientes, a necessidade de fazer perfurações a grande profundidade conduz à necessidade de um elevado investimento, aumentando o risco de inviabilidade.

Através da análise económica efectuada, conclui-se que o gradiente térmico de 45 °C/km é o que tem períodos de retorno mais cativantes, maior rentabilidade e maior produção de energia eléctrica em qualquer uma das profundidades estudadas. Verificou-se também que, com gradientes de 30 °C/km, não é viável a produção de energia eléctrica com perfurações inferiores a 3,5 km e, igualmente, abaixo dos 3,0 km de profundidade e com gradientes de 35 °C/km.

Conclui-se, ainda, que a aplicação de um SGE é viável se os gradientes de temperatura do solo em profundidade forem elevados e se a tarifa de venda da electricidade aplicada ao sistema for suficientemente alta para que o produtor consiga cobrir o investimento inicial. Com os pressupostos efectuados, as melhores opções seriam: uma profundidade de 5,0 km, com gradientes de 35, 40 e 45°C/km; ou uma profundidade de 4,5 km, para gradientes de 40 e 45 °C/km; ou profundidades superiores a 3,5 km com gradientes de 45 °C/km.

Da análise de sensibilidade efectuada, verifica-se que o projecto é mais sensível à variação do preço da electricidade do que ao caudal do fluido geotérmico. Mostra-se ainda que, quando o preço da electricidade não é suficientemente alto para cobrir o investimento inicial, o projecto torna-se economicamente inviável. Este facto é corroborado no caso apresentado, onde se verifica que, quando a tarifa é de 0,10€/kWh, o projecto torna-se inviável mesmo para elevados gradientes de temperatura. A aplicação de tarifas *feed-in* torna-se, assim, a solução óbvia para a resolução deste problema, pois permite ao produtor obter uma tarifa fixa por kWh, acima do preço de compra, até 20 anos, compensando assim a médio ou a longo prazo o investimento efectuado. Estas tarifas são essenciais neste tipo de tecnologia (SGE), visto que permitem compensar as falhas de mercado e mobilizar o financiamento privado, permitindo que a tecnologia de SGE progrida até chegar à plena competitividade com outras formas de produção de energia.

Em futuros trabalhos seria interessante considerar um maior número de furos, de modo a determinar a sua influência na capacidade de produção eléctrica da central geotérmica, no preço da energia eléctrica, na rentabilidade para o investidor e na viabilidade do projecto. Para além disso, seria interessante considerar uma central geotérmica de *Ciclo de Kalina* e verificar o seu impacto na viabilidade de um projecto de SGE.

7. BIBLIOGRAFIA

- Banco Mundial, 2013. “Full steam ahead: world bank seeks “global push” for geothermal energy revolution”, acedido a 15 de Outubro 2013, em: <http://web.worldbank.org/wbsite/external/news/0,,contentmdk:23367555~pagepk:34370~pipk:34424~thesitepk:4607,00.html>
- Bertani, Ruggero, 2011. “Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report”, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonésia, 25-29 April 2010, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf>
- Bicudo, Carlos, 2010. “Centrais Geotérmicas da Ribeira Grande e Pico Ruivo, Ilha de S. Miguel”, SOGEO – Grupo EDA.
- Bullard, E.C., 1965. “Historical introduction to terrestrial heat flow”, in : Lee, W.H.K., ed. Terrestrial Heat Flow, Amer. Geophys.Un., Geophys.Mon. Ser.,8, pp.1-6.
- Ciência Hoje, 2007. “Energia Geotérmica – calor aos nossos pés”, acedido a 14 de Dezembro de 2013, em: <http://www.cienciahoje.pt/index.php?oid=17462&op=all>
- Cabeças, R., Carvalho, J. M., Nunes, J.C., 2010. Portugal Geothermal Update 2010. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonésia, 25-29 April 2010.
- DICKSON, Mary H. e FANELLI, M. 2004. “What is Geothermal Energy?” Pisa, Italy: Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.metu.edu.tr/~mahmut/pete450/Dickson.pdf>
- Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), 2013. “Remuneração das energias renováveis”, acedido a 21 de Janeiro de 2014, em <http://www.dgeg.pt/>
- Cooper, G., Beardsmore, G. R., Waining, B. S., Pollington, N., & Driscoll, J. P., 2010. “The relative costs of engineered geothermal system exploration and development in Australia”, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonésia, 25-29 April 2010, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3115.pdf>
- Dumas P., Antics M., Ungemach P., – *GEOELEC*, 2013. “Report on geothermal drilling”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/03/D-3.3-GEOELEC-report-on-drilling1.pdf>

- EGEC (European Geothermal Energy Council), 2013. “Financing Geothermal Energy”, EGEC Policy Paper, acedido a 8 de Janeiro 2014 em: http://egec.info/wp-content/uploads/2013/07/EGEC-policy-paper-on-financing-geothermal_.pdf
- Eggeling, Lena., Kölbel, Thomas., Schlagermann, Pascal., Angelino Luca., Dumas Philippe., 2012. “ Technical report on grid access”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/05/Technical-Report-on-Grid-Access_Deliverable-2-4_121116-Final-x.pdf
- ESMAP, 2012. “Geothermal handbook: planning and financing power generation”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FINAL_Geothermal%20Handbook_TR002-12.pdf
- ESRF, 2013. “The Earth’s Centre is 1000 Degrees Hotter than Previously Thought”, acedido a 14 de dezembro de 2013, em: <http://www.esrf.eu/news/general/Earth-Center-Hotter>
- Fraser S., Calcagno P., Jaudin F., Vernier R., Dumas P., - *GEOELEC*, 2013. “European geothermal risk insurance fund egrif” – Report on risk insurance, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2011/09/D-3.2.-Report-on-risk-insurance.pdf>
- Hance, C., 2005. “Factors affecting costs of geothermal power development”, Geothermal Energy Association (GEA), acedido a 8 de Janeiro de 2014, em: <http://www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf>
- GEOELEC*, 2012. “A *Software* to evaluate financial viability of geothermal projects”, acedido a 8 de Janeiro de 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/03/D3.1-GEOELEC-Software-finance-costs-estimation.pdf>
- GEOELEC*, 2013. “Market development”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2011/09/Market-Development.pdf>
- GEOELEC*, 2013a. “*GEOELEC* final project report”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/11/D6.2-Final-Report.pdf>
- GeothermEx, 2010. “Independent technical report: Resource evaluation of the Chaves geothermal prospect”, Richmond, California, USA, acedido a 8 de Janeiro de 2014, em: http://www.galenainternational.com/i/pdf/Chaves_TechReportApril2010.pdf

- Geodynamics, 2013. “Geodynamics: Power from the Earth Apresentation, *Habanero* Project Update - 1 MW Pilot Plant Trial”, Agosto 2013, acedido a 5 de Janeiro 2014, em: http://www.geothermal.uq.edu.au/filething/get/1965/Habanero_Update_Queensland_Geothermal_Workshop2013.pdf
- Geodynamics, 2014. “Annual Report, 2012-2013”, Acedido a 5 de Janeiro 2014, em: http://www.geodynamics.com.au/Geodynamics/media/GDY-PDF/Announcements%202013/GEO13056_AnnualReport_2013_ASX_181013-WEB.pdf
- Geodynamics, 2014a. “Home site” Acedido a 5 de Janeiro 2014, em: <http://www.geodynamics.com.au/Habanero/Project-Snapshot.aspx>
- Geodynamics, 2013a. “Completion of 1 MWe *Habanero* Pilot Plant demonstration” , acedido a 5 de Janeiro 2014, em: <http://www.geodynamics.com.au/getattachment/75e9468a-0e17-4e2f-8501-839968abd7e0/Completion-of-1-MWe-Habanero-Pilot-Plant-demonstra.aspx#page=1&zoom=auto,0,842>
- Geothermal Energy Association (GEA), 2006. “A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy”, Alyssa Kagel, 209 Pennsylvania Avenue SE, Washington, D.C. 20003.
- Genter, A., Fritsch, D., Cuenot, N., Baumgaertner, J., and Graff, J.J., 2010. “Current Status of the EGS *Soultz* Geothermal Project (France)”, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- IAPMEI, 2014. “Home page”, acedido a 5 de Janeiro 2014, em: <http://www.iapmei.pt>
- IEA, 2011. “Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power”, acedido a 14 de Dezembro de 2013, International Energy Agency: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf
- Karytsas C., Mendrinós D., Fraser S., Jaudin F., Reif T., Manzella A., van Wees, J.-D., Durst P., Dezayes C., van Wees J.-D., Zimmermann G., Durst P., Dezayes C., Brandt, 2013. “Training Course on Geothermal Electricity - *GEOELEC*”, Potsdam, Germany, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/08/GEOELEC_training_manual_Potsdam.pdf

- Lindal, B. 1973. “Industrial and other applications of Geothermal Energy. In: ARMSTEAD H. C. H., Geothermal Energy”, UNESCO, Paris
- Lourenço, C. Cruz, J., 2005. “Recursos Geotérmicos de Baixa Entalpia em Portugal Continental”. XV Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Geológica e de Minas da Ordem dos Engenheiros, Ponta Delgada.
- Lubimova, E.A., 1968. “Thermal history of the Earth”, in: “The Earth's Crust and Upper Mantle”, Amer. Geophys. Un., Geophys. Mon. Ser., 13, pp.63—77.
- Mago, P J., Chamra, L M., Somayaji, C., 2006. “Performance analysis of different working fluids for use in organic Rankine cycles”, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade do Estado do Mississippi, USA
- Martins C. J., Carvalho, M. R., 2004. “Recursos Geotérmicos e o seu aproveitamento em Portugal”. Caderno Lab. Xeolóxico de Laxe”. Corunã. Vol. 29, pp.97-117, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: http://www.udc.es/iux/almacen/articulos/cd29_art05.pdf
- MIT, 2006. “The Future of Geothermal Energy Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century”, Idaho National Laboratory Idaho Falls, Idaho 83415
- Mock, J.E., J.W. Tester, and P.M. Wright, 1997. “Geothermal energy from the Earth: Its potential impact as an environmentally sustainable resource”. Annual Review of Energy and the Environment, 22, pp. 305-356
- Neves, L. F., Pereira, A. C., 2009. “EGS potencial of the Beiras region, Central Portugal. Seminário de Sistemas Geotérmicos Estimulados”. LNEG.
- OECD/IEA, 2010. “Renewable Energy Essentials: Geothermal”. Acedido a 15 de Outubro 2013, em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Essentials.pdf
- Raimundo, A., 2012. “Análise de projectos de investimento”, Disciplina de Economia e Gestão Industrial, Universidade de Coimbra, Portugal
- Serdjuk, Martina, Dumas P., Angelino L., Tryggvadóttir L., – *GEOELEC*, 2013. “Geothermal investment guide”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2013/11/Geothermal-Investment-guide.pdf>
- Simeonova, D. – *GEOELEC*, 2013. “Action plan for promoting workers” mobility and establishing an education system”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em:

<http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2011/09/D5.6-Action-Plan-for-promoting-workers-mobility.pdf>

Geothermia *Soultz* e RETS (Sistema de Transferência de Energia Renovável), 2012. “Best Practice Case Study: Geothermal pilot at *Soultz-sous-forêt*”, Bas-Rhin, France, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: http://www.rets-project.eu/UserFiles/File/pdf/Best%20practices/ADEC/BP_SOULTZ_EN_v2.pdf

Van Wees, Jan-Diederik., Boxem, Thijs., Calcagno, Phillipe., Chrystel Dezayes M (BRGM), Lacasse, Christian, Manzella, Adele., (*GEOELEC*), 2013. “A Methodology for resource assessment and application core countries”, acedido a 8 de Janeiro 2014, em: <http://www.GEOELEC.eu/wp-content/uploads/2014/02/D2.1-Full.pdf>

8. APÊNDICES

8.1. Apêndice A

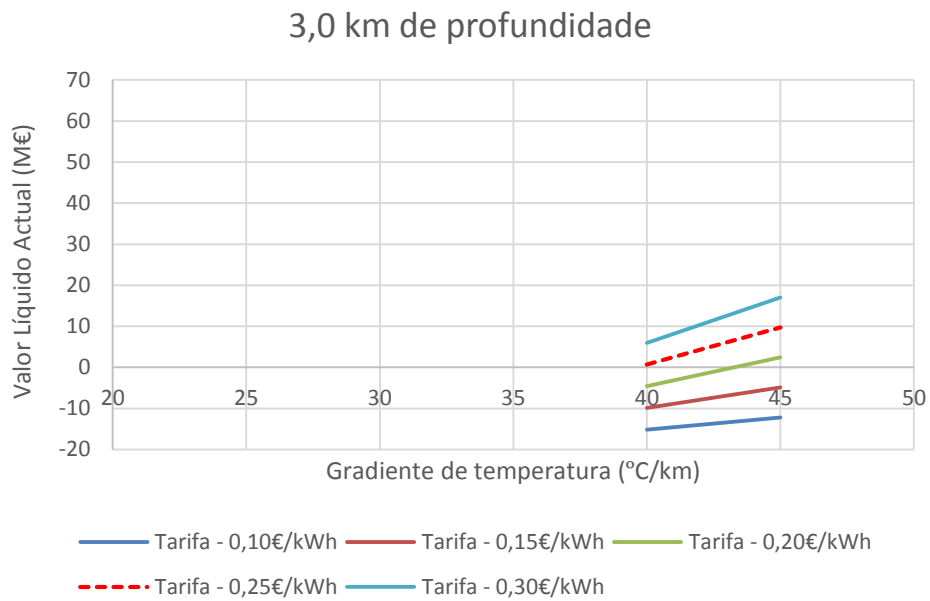


Gráfico 4 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no VLA de um projecto, a uma profundidade de 3,0 km.

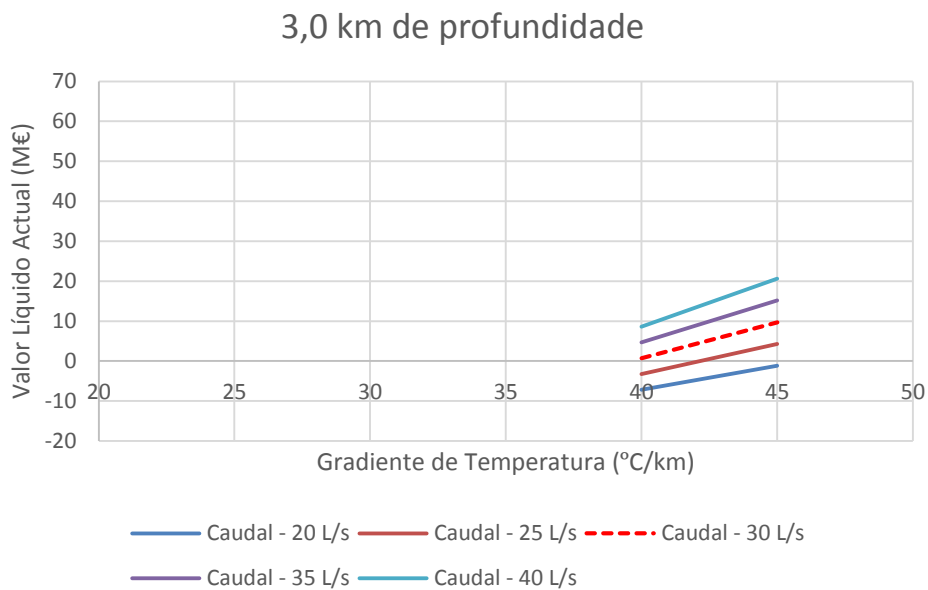


Gráfico 5 – Influência do caudal no VLA de um projecto, a uma profundidade de 3,0 km.

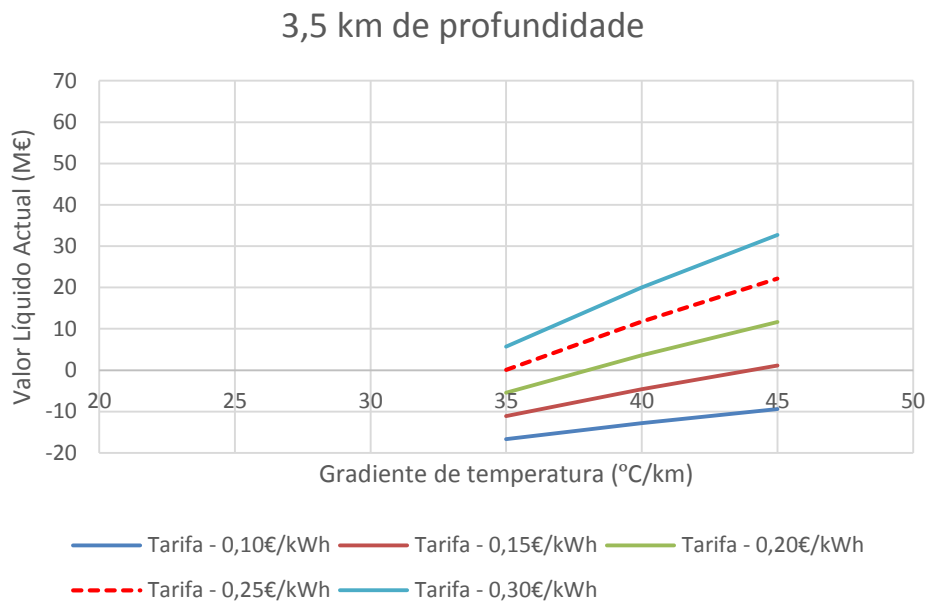


Gráfico 6 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 3,5 km.

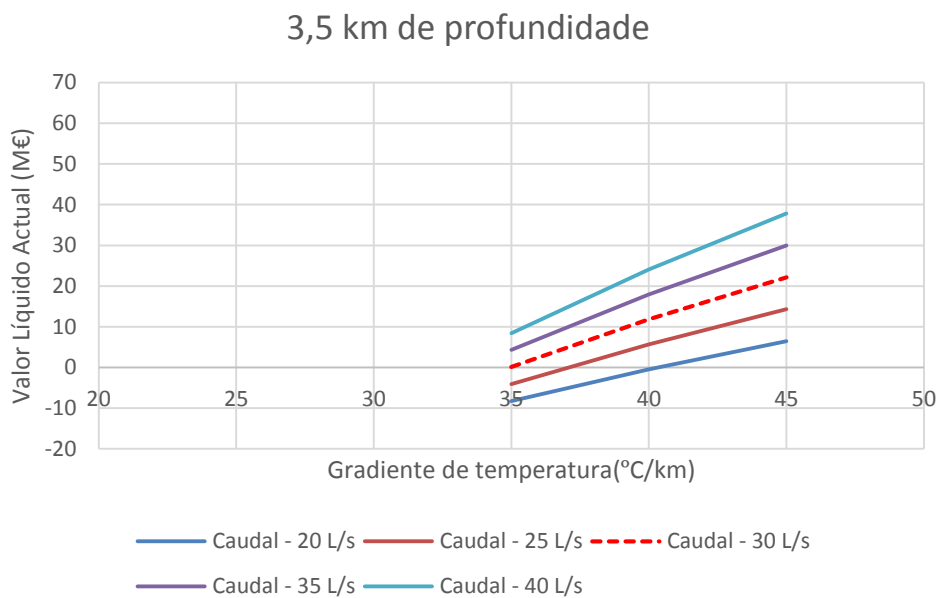


Gráfico 7 – Influência do caudal no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 3,5 km.

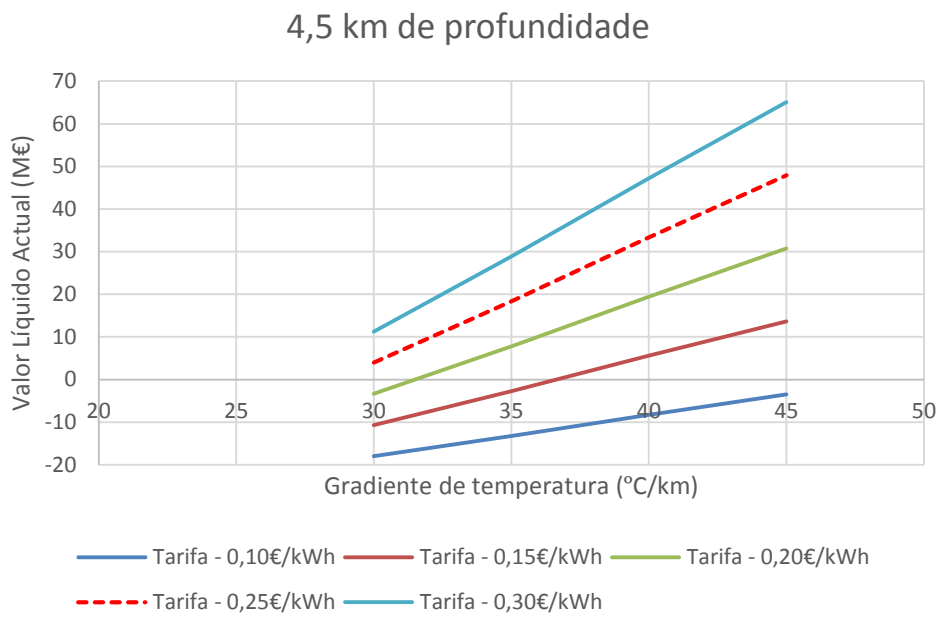


Gráfico 8 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 4,5 km.

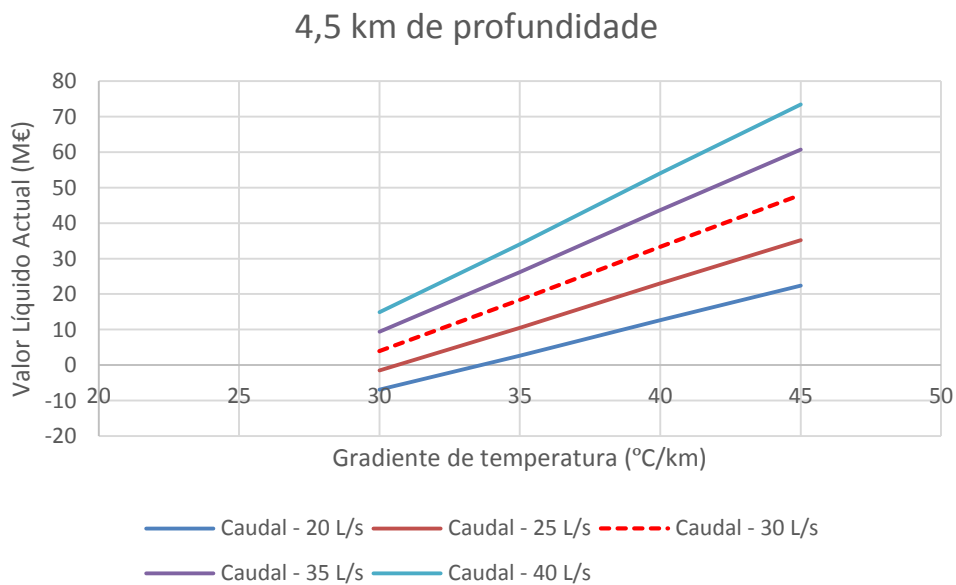


Gráfico 9 – Influência do caudal no *VLA* de um projecto, a uma profundidade de 4,5 km.

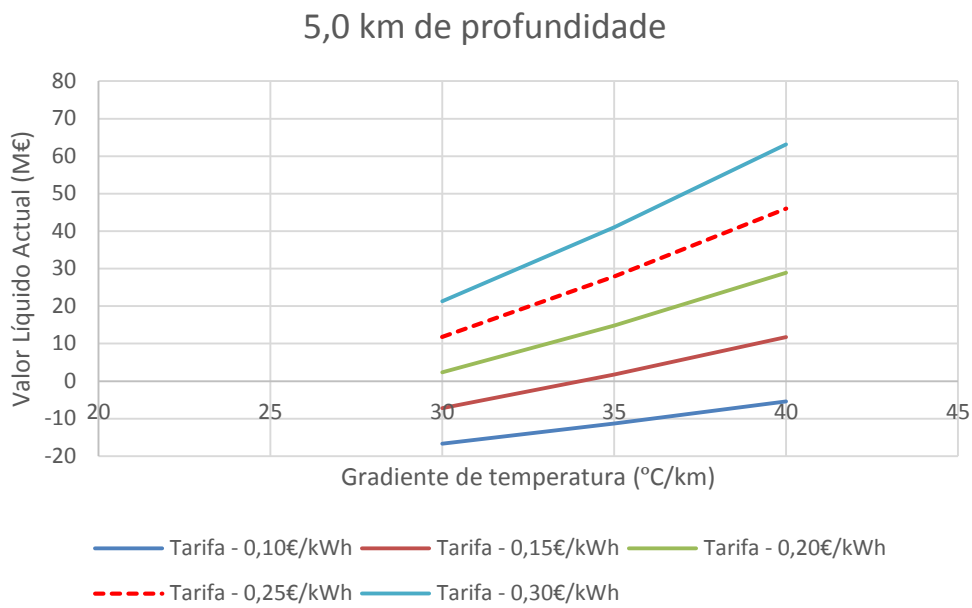


Gráfico 10 – Influência do preço da electricidade (tarifa) no VLA de um projecto, a uma profundidade de 5,0 km.

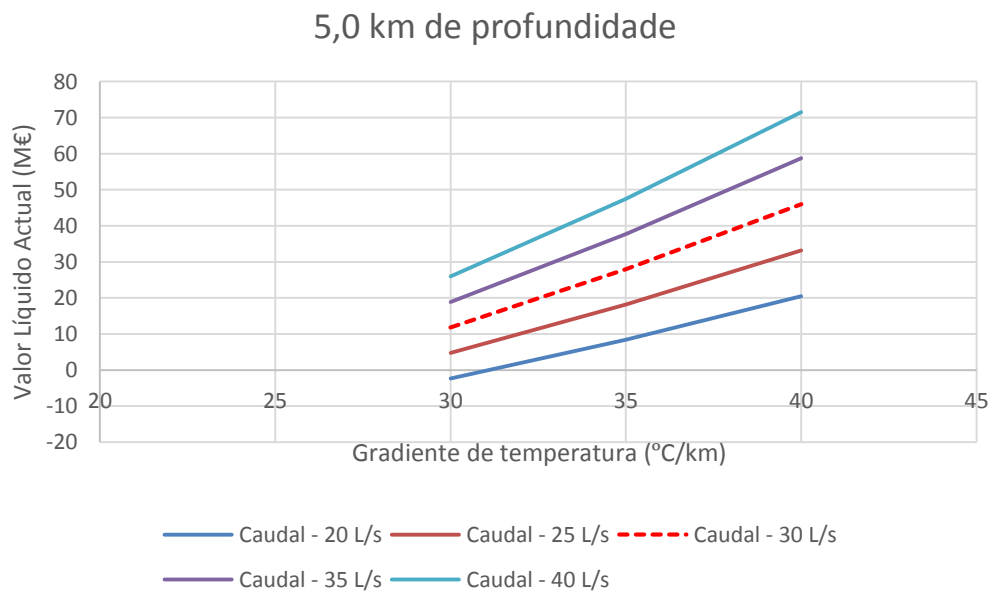


Gráfico 11 – Influência do caudal no VLA de um projecto, a uma profundidade de 5,0 km.

Tabela 8 – Sensibilidade ao caudal (furos com 3,0 km de profundidade)

Sensibilidade ao caudal (furos com 3,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (°C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	20	90	3	-	-	2,4350	21.330.600,00	24.496.500	-	-	-
35	20	105	3	-	-	3,6260	31.763.760,00	24.496.500	-	-	-
40	20	120	3	0,5546	4.858.558,80	4,8020	42.065.520,00	26.715.025	0,25	0,69	-7.190.633
45	20	135	3	0,7661	6.711.386,40	5,962	52.227.120,00	27.561.053	0,25	2,66	-1.172.314
30	25	90	3	-	-	3,0440	26.665.440,00	24.496.500	-	-	-
35	25	105	3	-	-	4,5330	39.709.080,00	24.496.500	-	-	-
40	25	120	3	0,6933	6.073.220,40	6,0030	52.586.280,00	27.269.656	0,25	2,03	-3.245.191
45	25	135	3	0,95767	8.389.189,20	7,453	65.288.280,00	28.327.191	0,25	4,15	4.277.468
30	30	90	3	-	-	3,6530	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	6,3460	55.590.960,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,25	3,20	700.249
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,25	5,44	9.720.890
30	35	90	3	-	-	4,2610	37.326.360,00	24.496.500	-	-	-
35	35	105	3	-	-	6,3460	55.590.960,00	24.496.500	-	-	-
40	35	120	3	0,9706	8.502.456,00	8,4040	73.619.040,00	28.378.918	0,25	4,24	4.645.373
45	35	135	3	1,341	11.747.160,00	10,434	91.401.840,00	29.859.468	0,25	6,60	15.185.620
30	40	90	3	-	-	4,87	42.661.200,00	24.496.500	-	-	-
35	40	105	3	-	-	7,2520	63.527.520,00	24.496.500	-	-	-
40	40	120	3	1	9.714.840,00	9,6040	84.131.040,00	28.933.549	0,25	5,18	8.582.546
45	40	135	3	1,532	13.420.320,00	11,924	104.454.240,00	30.625.606	0,25	7,65	20.618.548

Tabela 9 – Sensibilidade à tarifa (furos com 3,0 km de profundidade)

Sensibilidade à tarifa (furos com 3,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOLEEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	30	90	3	-	-	3,653	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	5,4390	47.645.640,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,10	-2,33	-15.173.690
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,10	-0,83	-12.202.490
30	30	90	3	-	-	3,653	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	5,4390	47.645.640,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,15	-0,15	-9.882.377
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,15	1,61	-4.894.697
30	30	90	3	-	-	3,653	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	5,4390	47.645.640,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,20	1,64	-4.591.063
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,20	3,64	2.413.096
30	30	90	3	-	-	3,653	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	5,4390	47.645.640,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,25	3,20	700.249
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,25	5,44	9.720.890
30	30	90	3	-	-	3,653	32.000.280,00	24.496.500	-	-	-
35	30	105	3	-	-	5,4390	47.645.640,00	24.496.500	-	-	-
40	30	120	3	0,8320	7.287.882	7,2030	63.098.280,00	27.824.287	0,30	4,61	5.991.563
45	30	135	3	1,149	10.065.240,00	8,943	78.340.680,00	29.093.330	0,30	7,10	17.028.684

Tabela 10 – Sensibilidade ao caudal (furos com 3,5 km de profundidade)

Sensibilidade ao caudal (furos com 3,5 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOLEEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	20	105	3,5	-	-	3,6260	31.763.760,00	26.794.000	-	-	-
35	20	122,5	3,5	0,5861	5.133.798,00	4,9960	43.764.960,00	29.138.219	0,25	0,57	-8.218.853
40	20	140	3,5	0,8599	7.532.899,00	6,346	55.590.960,00	30.233.679	0,25	2,89	-426.134
45	20	157,5	3,5	1,102	9.653.520,00	7,682	67.294.320,00	31.203.527	0,25	4,55	6.460.735
30	25	105	3,5	-	-	4,5330	39.709.080,00	26.794.000	-	-	-
35	25	122,5	3,5	0,7326	6.417.313,00	6,2450	54.706.200,00	29.724.274	0,25	1,89	-4.049.749
40	25	140	3,5	1,075	9.417.000,00	7,933	69.493.080,00	31.093.598	0,25	4,38	5.694.091
45	25	157,5	3,5	1,378	12.071.280,00	9,603	84.122.280,00	32.305.909	0,25	6,17	14.315.398
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,25	3,03	119.035
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,25	5,68	11.811.771
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	10.094.1480,00	33.408.291	0,25	7,59	22.170.060
30	35	105	3,5	-	-	6,3460	55.590.960,00	26.794.000	-	-	-
35	35	122,5	3,5	1,0260	8.987.760,00	8,7430	76.588.680,00	30.896.384	0,25	4,06	4.300.859
40	35	140	3,5	1,505	13.183.800,00	11,106	97.288.560,00	32.813.437	0,25	6,84	17.929.453
45	35	157,5	3,5	1,929	16.898.040,00	13,444	117.769.440,00	34.510.672	0,25	8,85	29.992.923
30	40	105	3,5	-	-	7,2520	63.527.520,00	26.794.000	-	-	-
35	40	122,5	3,5	1,1720	10.266.720,00	9,9920	87.529.920,00	31.482.439	0,25	4,98	8.453.427
40	40	140	3,5	1,72	15.067.200,00	12,693	111.190.680,00	33.673.357	0,25	7,90	24.047.134
45	40	157,5	3,5	2,205	19.315.800,00	15,364	134.588.640,00	35.613.054	0,25	9,99	37.847.586

Tabela 11 – Sensibilidade à tarifa (furos com 3,5 km de profundidade)

Sensibilidade à tarifa (furos com 3,5 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,10	-2,37	-16.654.163
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,10	-0,62	-12.801.946
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	10.0941.480,00	33.408.291	0,10	0,59	-9.388.923
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,15	-0,25	-11.063.097
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,15	1,82	-4.597.373
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	100.941.480,00	33.408.291	0,15	3,26	1.130.737
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,20	1,50	-5.472.030
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,20	3,86	3.607.198
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	100.941.480,00	33.408.291	0,20	5,54	11.650.399
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,25	3,03	119.035
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,25	5,68	11.811.771
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	100.941.480,00	33.408.291	0,25	7,59	22.170.060
30	30	105	3,5	-	-	5,4390	47.645.640,00	26.794.000	-	-	-
35	30	122,5	3,5	0,8791	7.700.741,00	7,4940	65.647.440,00	30.310.329	0,30	4,42	5.710.102
40	30	140	3,5	1,29	11.300.400,00	9,519	83.386.440,00	31.953.518	0,30	7,35	20.016.344
45	30	157,5	3,5	1,654	14.489.040,00	11,523	100.941.480,00	33.408.291	0,30	9,50	32.689.722

Tabela 12 – Sensibilidade ao caudal (furos com 4,0 km de profundidade)

Sensibilidade ao caudal (furos com 4,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	20	120	4	0,5546	4.858.558,80	4,802	42.065.520,00	31.310.025	0,25	-0,12	-11.035.100
35	20	140	4	0,8599	7.532.899,20	6,346	55.590.960,00	32.531.179	0,25	2,42	-2.348.367
40	20	160	4	1,1410	9.995.160,00	7,872	68.958.720,00	33.657.389	0,25	4,27	5.647.906
45	20	180	4	1,4540	12.737.040,00	9,382	82.186.320,00	34.908.565	0,25	5,99	14.554.703
30	25	120	4	0,6933	6.073.220,40	6,0030	52.586.280,00	31.864.656	0,25	1,13	-7.089.658
35	25	140	4	1,0750	9.417.000,00	7,9330	69.493.080,00	33.391.098	0,25	3,86	3.771.857
40	25	160	4	1,4270	12.500.520,00	9,8400	86.198.400,00	34.798.861	0,25	5,86	13.787.870
45	25	180	4	1,818	15.925.680,00	11,728	102.737.280,00	36.362.831	0,25	7,72	24.913.416
30	30	120	4	0,9706	8.502.456,00	8,4040	73.619.040,00	32.973.918	0,25	3,19	800.906
35	30	140	4	1,5050	13.183.800,00	11,1060	97.288.560,00	35.110.937	0,25	6,25	16.007.220
40	30	160	4	1,9980	17.502.480,00	13,7760	120.677.760,00	37.081.805	0,25	8,48	30.035.998
45	30	180	4	2,545	22.294.200,00	16,419	143.830.440,00	39.271.364	0,25	10,56	45.599.041
30	35	120	4	0,8320	7.287.882,0	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,25	2,22	-3.144.216
35	35	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,25	5,12	9.889.537
40	35	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.334	0,25	7,24	21.896.033
45	35	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,25	9,22	35.240.328
30	40	120	4	1,1090	9.714.840,00	9,6040	84.131.040,00	33.528.549	0,25	4,07	4.738.080
35	40	140	4	1,7200	15.067.200,00	12,6930	111.190.680,00	35.970.857	0,25	7,28	22.124.900
40	40	160	4	2,2830	19.999.080,00	15,7440	137.917.440,00	38.223.278	0,25	9,61	38.144.160
45	40	180	4	2,909	25.482.840,00	18,765	164.381.400,00	40.725.630	0,25	11,77	55.957.754

Tabela 13 – Sensibilidade à tarifa (furos com 4,0 km de profundidade)

Sensibilidade à tarifa (furos com 4,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	30	120	4	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,10	-2,86	-19.018.15
35	30	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,10	-0,93	-14.724.180
40	30	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.333	0,10	0,41	-10.769.614
45	30	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,10	1,61	-6.374.028
30	30	120	4	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,15	-0,86	-13.726.843
35	30	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,15	1,42	-6.519.607
40	30	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.333	0,15	3,03	118.935
45	30	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,15	4,48	7.497.423
30	30	120	4	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,20	0,78	-8.435.530
35	30	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,20	3,38	1.684.965
40	30	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.333	0,20	5,24	11.007.484
45	30	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,20	6,96	21.368.876
30	30	120	4	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,25	2,22	-3.144.216
35	30	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,25	5,12	9.889.537
40	30	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.333	0,25	7,24	21.896.033
45	30	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,25	9,22	35.240.328
30	30	120	4	0,8320	7.287.882,00	7,2030	63.098.280,00	32.419.287	0,30	3,51	2.147.096
35	30	140	4	1,2900	11.300.400,00	9,5190	83.386.440,00	34.251.018	0,30	6,72	18.094.110
40	30	160	4	1,7120	14.997.120,00	11,8080	103.438.080,00	35.940.333	0,30	9,10	32.784.583
45	30	180	4	2,181	19.105.560,00	14,074	123.288.240,00	37.817.098	0,30	11,35	49.111.780

Tabela 14 – Sensibilidade ao caudal (furos com 4,5 km de profundidade)

Sensibilidade ao caudal (furos com 4,5 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOLEEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	20	135	4,5	0,7661	6.7113.86,40	5,9620	52.227.120,00	34.453.553	0,25	1,32	-6.939.014
35	20	157,5	4,5	1,1020	9.653.520,00	7,6820	67.294.320,00	35.798.527	0,25	3,56	2.616.269
40	20	180	4,5	1,4540	12.737.040,00	9,3820	82.186.320,00	37.206.065	0,25	5,47	12.632.469
45	20	200	4,5	1,796	15.732.960,00	10,883	95.335.080,00	38.571.901	0,25	7,05	22.365.554
30	25	135	4,5	0,9577	8.389.189,20	7,4530	65.288.280,00	35.219.691	0,25	2,66	-1.489.230
35	25	157,5	4,5	1,3780	12.071.280,00	9,6030	84.122.280,00	36.900.909	0,25	5,09	10.470.931
40	25	180	4,5	1,8180	15.925.680,00	11,7280	102.737.280,00	38.660.331	0,25	7,15	22.991.183
45	25	200	4,5	2,245	19.666.200,00	13,604	119.171.040,00	40.367.626	0,25	8,85	35.141.638
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,25	3,84	3.954.191
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,25	6,42	18.325.594
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,25	8,61	33.318.095
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,25	10,41	47.917.722
30	35	135	4,5	1,3410	11.747.160,00	10,4340	91.401.840,00	36.751.968	0,25	4,90	9.418.920
35	35	157,5	4,5	1,9290	16.898.040,00	13,4440	117.769.440,00	39.105.672	0,25	7,61	26.148.457
40	35	180	4,5	2,5450	22.294.200,00	16,4190	143.830.440,00	41.568.864	0,25	9,92	43.676.808
45	35	200	4,5	3,143	27.532.680,00	19,046	166.842.960,00	43.959.076	0,25	11,81	60.693.806
30	40	135	4,5	1,5320	13.420.320,00	11,9240	104.454.240,00	37.518.106	0,25	5,85	14.851.849
35	40	157,5	4,5	2,2050	19.315.800,00	15,3640	134.588.640,00	40.208.054	0,25	8,70	34.003.119
40	40	180	4,5	2,9090	25.482.840,00	18,7650	164.381.400,00	43.023.130	0,25	11,10	54.035.521
45	40	200	4,5	3,591	31.457.160,00	21,766	190.670.160,00	45.754.801	0,25	13,06	73.438.090

Tabela 15 – Sensibilidade à tarifa (furos com 4,5 km de profundidade)

Sensibilidade à tarifa (furos com 4,5 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,10	-1,73	-17.969.190
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,10	-0,06	-13.233.390
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,10	1,28	-8.296.261
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,10	2,34	-3.484.879
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,15	0,45	-10.661.396
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,15	2,43	-2.713.728
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,15	4,05	5.575.190
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,15	5,36	13.649.321
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,20	2,25	-3.353.602
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,20	4,53	7.805.932
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,20	6,44	19.446.647
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,20	7,99	30.783.521
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,25	3,84	3.954.191
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,25	6,42	18.325.594
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,25	8,61	33.318.095
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,25	10,41	47.917.722
30	30	135	4,5	1,1490	10.065.240,00	8,9430	78.340.680,00	35.985.830	0,30	5,29	11.261.985
35	30	157,5	4,5	1,6540	14.489.040,00	11,5230	100.941.480,00	38.003.291	0,30	8,17	28.845.256
40	30	180	4,5	2,1810	19.105.560,00	14,0740	123.288.240,00	40.114.598	0,30	10,65	47.189.547
45	30	200	4,5	2,694	23.599.440,00	16,325	143.007.000,00	42.163.351	0,30	12,72	65.051.923

Tabela 16 – Sensibilidade ao caudal (furos com 5,0 km de profundidade)

Sensibilidade ao caudal (furos com 5,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Caudal (L/s)	T (°C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	20	150	5	0,9956	8.721.718,80	7,1120	62.301.120,00	37.669.023	0,25	2,51	-2.331.342
35	20	175	5	1,3730	12.027.480,00	9,0050	78.883.800,00	39.179.691	0,25	4,60	8.405.355
40	20	200	5	1,7960	15.732.960,00	10,8830	95.335.080,00	40.869.401	0,25	6,54	20.443.321
30	25	150	5	1,2450	10.906.200,00	8,8900	77.876.400,00	38.664.654	0,25	3,94	4.765.782
35	25	175	5	1,7170	15.040.920,00	11,2570	98.611.320,00	40.552.989	0,25	6,20	18.195.798
40	25	200	5	2,2450	19.666.200,00	13,6040	119.171.040,00	42.665.126	0,25	8,29	33.219.405
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,25	5,18	11.819.340
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,25	7,60	27.954.440
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,25	9,82	45.995.488
30	35	150	5	1,7420	15.259.920,00	12,4450	109.018.200,00	40.655.916	0,25	6,31	18.904.700
35	35	175	5	2,4030	21.050.280,00	15,7590	138.048.840,00	43.299.585	0,25	8,85	37.713.082
40	35	200	5	3,1430	27.532.680,00	19,0460	166.842.960,00	46.256.576	0,25	11,18	58.771.573
30	40	150	5	1,991	17.441.160,00	14,223	124.593.480,00	41.651.547	0,25	7,33	25.990.059
35	40	175	5	2,747	24.063.720,00	18,0100	157.767.600,00	44.672.882	0,25	9,99	47.503.526
40	40	200	5	3,591	31.457.160,00	21,7660	190.670.160,00	48.052.301	0,25	12,41	71.515.857

Tabela 17 – Sensibilidade à tarifa (furos com 5,0 km de profundidade)

Sensibilidade à tarifa (furos com 5,0 km de profundidade)											
Simulações software GGSC – GEOELEC									Parâmetros de análise		
ΔT (°C/km)	Cauda l (L/s)	T (° C)	Prof. (km)	Potência (MW _e)	Energia produzida (kWh _e /ano)	Potência (MW _{th})	Energia produzida (kWh _{th} /ano)	Investimento (€)	Tarifa (€/kWh)	TIR (%/ano)	VLA (€)
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,10	-0,82	-16.667.699
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,10	0,69	-11.351.187
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,10	2,01	-5.407.113
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,15	1,50	-7.172.019
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,15	3,32	1.750.688
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,15	4,95	11.727.087
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,20	3,45	2.323.660
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,20	5,57	14.852.564
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,20	7,49	28.861.287
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,25	5,18	11.819.340
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,25	7,60	27.954.440
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,25	9,82	45.995.488
30	30	150	5	1,4930	13.078.680,00	10,6670	93.442.920,00	39.660.285	0,30	6,78	21.315.020
35	30	175	5	2,0600	18.045.600,00	13,5080	118.330.080,00	41.926.287	0,30	9,50	41.056.316
40	30	200	5	2,6940	23.599.440,00	16,3250	143.007.000,00	44.460.851	0,30	12,03	63.129.689