

# ESTIMATIVA DO POTENCIAL MUNDIAL E BRASILEIRO DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA GEOTÉRMICA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE E USO DIRETO

Henrique Vilela Pinto dos Anjos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro

Orientadores: Alexandre Salem Szklo e Pedro Rochedo

Rio de Janeiro

Março, 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO Departamento de Engenharia Mecânica DEM/POLI/UFRJ



# ESTIMATIVA DO POTENCIAL MUNDIAL E BRASILEIRO DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA GEOTÉRMICA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE E USO DIRETO

Henrique Vilela Pinto dos Anjos

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Pedro Rochedo, D.Sc.

Prof. Daniel Alves Castello, D.Sc.

Prof. Nísio de Carvalho Lobo Brum, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2018

Dos Anjos, Henrique Vilela Pinto

Estimativa do potencial mundial e brasileiro do aproveitamento da energia geotérmica para geração de eletricidade e uso direto / Henrique Vilela Pinto dos Anjos – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2018.

VIII, 69 p.: il.; 29,7cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo e Pedro Rochedo.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Mecânica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 66-69

1. Introdução. 2. Descrição das tecnologias. 3. Metodologia.

4. Resultados 5. Conclusão

I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia Mecânica. III. Estimativa do potencial mundial e brasileiro do aproveitamento da energia geotérmica para geração de eletricidade e uso direto.

#### AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer minha mãe que me deu toda a base para que fosse possível concluir o curso e o trabalho.

Ao professor e orientador Alexandre Szklo, que contribuiu imensamente a minha vida acadêmica aprimorando substancialmente minha experiência na universidade. Ao meu co-orientador Pedro, por ter me oferecido essa oportunidade inicial e sempre me dar suporte para a produção do estudo.

Também gostaria de agradecer minha namorada, que sempre me apoiou e me incentivou nessa longa caminhada.

Aos meus amigos e minha família, que também me deram suporte para que a jornada fosse mais fácil.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico

## ESTIMATIVA DO POTENCIAL MUNDIAL E BRASILEIRO DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA GEOTÉRMICA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE E USO DIRETO

Henrique Vilela Pinto dos Anjos

Março/2018

Orientadores: Alexandre Salem Szklo e Pedro Rochedo

Curso: Engenharia Mecânica

Este estudo avalia o potencial mundial de geração de eletricidade e o potencial brasileiro de uso direto e geração de eletricidade a partir do aproveitamento da energia geotérmica. Para o mundo, estimou-se a correlação entre a qualidade dos recursos, derivada da temperatura e profundidade, e seu potencial e custo (LCOE) em 11 regiões mundiais. Dentre essas regiões, se destacaram os EUA e a Europa pela qualidade dos recursos e alto potencial. Outro destaque foi o elevado fator de capacidade associado aos recursos de maior qualidade exergética. No caso brasileiro de geração de eletricidade, estimou-se o potencial e custo para dois tipos de tecnologia: ciclo Flash e ciclo binário. Apesar de o recurso brasileiro capaz de produzir eletricidade pelo ciclo Flash ser de baixa qualidade, este apresentou um custo mais competitivo diante do valor pago ao produtor no Brasil. No entanto, para o ciclo binário, os recursos brasileiros, apesar de tecnicamente viáveis, apresentaram um alto custo comparado ao valor pago atualmente no mercado brasileiro.Duas aplicações do uso direto foram analisadas: em um ciclo de refrigeração por absorção e em um pré-aquecimento de um ciclo Rankine. No primeiro caso, o potencial de refrigeração e o custo necessário para cada recurso foram avaliados, e foram comparados com um ciclo de refrigeração por compressão simples. No segundo caso, foi avaliado o potencial que cada recurso teria para aquecer a água do ciclo Rankine e a economia de combustível ligada a esse aquecimento.

*Palavras-chave*: Energia geotérmica, Potencial Mundial, Potencial Brasileiro, Geração de Eletricidade, Uso Direto

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Mechanical Engineering

### ESTIMATE OF GLOBAL AND BRAZILIAN POTENTIAL OF POWER GENERATION AND DIRECT USE FROM GEOTHERMAL ENERGY

Henrique Vilela Pinto dos Anjos

#### March/2018

Advisors: Alexandre Salem Szklo and Pedro Rochedo

Course: Mechanical Engineering

This study evaluates the World potential for electric power generation and the Brazilian potential for direct use and electricity generation from geothermal energy. For the World potential, the study estimated the correlation between the resources' quality, based on reservoir temperature and depth, and their potential and levelized cost of energy (LCOE) within 11 worldwide regions. Among these regions, USA and Europe stood out by the high resources quality and potential. The capacity factor of these high-quality resources is also high. In the case of Brazil's electric power generation, two types of technologies were considered: Flash cycle and binary cycle. For the former, despite the low quality of the Brazilian resource, it could provide a competitive levelized cost compared to the price paid to Brazilian generators as of today. However, in the case of the binary cycle, the Brazilian resources, even technically viable, presented a high cost when compared to the current price paid to generators. Finally, two options for direct heat use were analyzed: input heat into an absorption refrigeration cycle, and as a pre-heat of a Rankine cycle. In the first case, the refrigeration potential and the total project cost were evaluated, being, then, compared to a simple compression refrigeration cycle. For the second case, the resource potential and the amount of fuel saved were evaluated.

*Keywords*: Geothermal Energy, Global Potential, Brazilian Potential, Power Generation, Direct Use

# SUMÁRIO

1. Introdução 1
2. Descrição da Tecnologia 5
2.1. Tecnologias para geração de eletricidade 5
2.2. Tecnologias para uso direto 10
3. Metodologia
3.1. Mundo 12
3.2. Brasil
3.2.1. Ciclo Flash de um estágio
3.2.2. Ciclo Binário
3.2.3. Uso Direto
4. Resultados
4.1. Mundo 41
4.2. Brasil
4.2.1. Recursos
4.2.2. Ciclo Flash
4.2.3. Ciclo Binário
4.2.4. Uso direto
5. Conclusão
6. Referências Bibliográficas

### LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação do ciclo binário
Figura 2 - Representação do ciclo Rankine
Figura 3 - Representação do ciclo Flash de um estágio7
Figura 4 - Representação do ciclo Flash de dois estágios
Figura 5 - Representação do ciclo Flash de três estágios9
Figura 6 - Representação do ciclo de refrigeração por absorção de um estágio 10
Figura 7 - Ciclo Rankine de uma termelétrica com (esquerda) e sem (direita) pré-
aquecimento11
Figura 8 - Página das condições do ambiente15
Figura 9 - Página do recurso geotérmico15
Figura 10 - Página da usina e equipamento 16
Figura 11 - Página do bloco de potência17
Figura 12 - Página dos custos do sistema17
Figura 13 - Página dos parâmetros financeiros 18
Figura 14 - Página dos fatores do tempo de entrega 19
Figura 15 - Página dos incentivos 19
Figura 16 - Página sobre depreciação 20
Figura 17 - Diagrama de Lindal (KIRUJA, 2011)
Figura 18 - Página em que os dados de entrada foram inseridos 22
Figura 19 - Ábaco de Moody (DE MATTOS e DE FALCO, 2008)
Figura 20 - Ciclo de refrigeração por absorção de um estágio
Figura 21 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a América Latina 44
Figura 22 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a África
Figura 23 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Ásia 45
Figura 24 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para o Canadá 45
Figura 25 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a China

Figura 26 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para os EUA 46
Figura 27 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Europa 46
Figura 28 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Índia 46
Figura 29 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para o Japão 46
Figura 30 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Oceania
Figura 31 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de
Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Rússia
Figura 32 - LCOE pelo potencial mundial
Figura 33 - Relação de investimento entre algumas fontes consideradas renováveis
(IRENA, 2014) e o resultado obtido neste estudo
Figura 34 - Comparativo de LCOE e fator de capacidade entre Ponta Grossa e resto da
América Latina
Figura 35 - Valores encontrados para LCOE e fator de capacidade
Figura 36 - Faixa de potência térmica obtida para cada recurso 55
Figura 37 - Pressão encontrada no interior de cada reservatório
Figura 38 - Potência absorvida no evaporador para cada recurso 59
Figura 39 - Gráfico comparando o custo anual por carga de resfriamento

### LISTA DE TABELA

Tabela 1 - Aplicações diretas da energia geotérmica e suas respectivas capacidades
instaladas em 2015 (LUND; BOYD, 2015) 2
Tabela 2 - Classificação dos recursos geotérmicos (SANYAL, 2005) 5
Tabela 3 - Faixa de valores de viscosidade dinâmica em cada recurso
Tabela 4 - Valor do investimento para cada profundidade do reservatório 34
Tabela 5 - Tipos e valores dos gastos considerados no investimento fixo total
Tabela 6 - Valores do IPCA entre Maio de 2016 e Dezembro de 2017 (IBGE, 2017)37
Tabela 7 - Valores encontrados para as constantes 41
Tabela 8 - Custo médio nivelado pelo potencial para cada região separado pela taxa de
retorno
Tabela 9 - Potencial identificado para cada região e separado por classe de recurso 43
Tabela 10 - Resumo dos recursos brasileiros considerados no trabalho 50
Tabela 11 - Parâmetros encontrados referentes à Ponta Grossa 51
Tabela 12 - Valores das constantes da equação 3.7 54
Tabela 13 - Potência das bombas para cada recurso nas condições mínimas 56
Tabela 14 - Potência das bombas para cada recurso nas condições máximas 57
Tabela 15 - Parâmetros encontrados do trocador de calor
Tabela 16 - Investimento de cada equipamento para cada recurso
Tabela 17 - Investimento fixo total e seus componentes de cada recurso 60
Tabela 18 - Componentes e o custo anual de capital para cada recurso
Tabela 19 - Custo anual de capital e componentes para um sistema de refrigeração por
compressão 61
Tabela 20 - Preço da eletricidade que tornaria o ciclo por absorção viável

#### 1. Introdução

Nos últimos anos, as mudanças climáticas têm se tornado uma preocupação mundial, somado a isso, o impacto social, econômico e ambiental negativo resultado da grande dependência do uso de combustíveis fósseis tornou a busca pelos governos por fontes de energia consideradas renováveis mais intensa para suprir a atual demanda de energia (IRENA, 2017).

No Brasil, tal desafio não poderia ser diferente, já que recentemente a inserção de fontes alternativas de geração de eletricidade na matriz energética brasileira aumentou consideravelmente. Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), em novembro de 2017, a capacidade instalada dessas fontes (considerando Eólica, Solar, Biomassa e Nuclear) já ultrapassa 25GW<sub>e</sub> <sup>1</sup>(ONS, 2017) (MME, 2015). Além disso, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2017), há previsão de que esse valor se torne maior do que o dobro em 10 anos, demonstrando que permanecerá um forte investimento para a exploração de energias alternativas no país.

Considerada uma fonte alternativa de energia, a energia geotérmica é a energia extraída a partir da energia térmica do interior do planeta. Ela consegue ser extraída através da água existente nas bacias subterrâneas, que absorvem o calor proveniente das camadas inferiores da crosta terrestre, atingindo grandes temperaturas (WORLD ENERGY COUNCIL, 2016).

Como fonte de eletricidade, a energia geotérmica é bastante utilizada no mundo inteiro, sendo Estados Unidos, Filipinas, Indonésia, México e Nova Zelândia os países com maior capacidade instalada (BERTANI, 2015). Ademais, na Islândia, por exemplo, a energia geotérmica representa mais de 10% da geração de eletricidade do país (GUOMUNDSDÓTTIR; KETILSON, 2017), o que comprova sua representatividade em um nível global.

Para geração de eletricidade, há diversas tecnologias diferentes, entre elas, as principais são o ciclo binário (ou Rankine orgânico) e o ciclo Flash, que se subdivide em Flash único (Single Flash), Flash duplo (Double Flash) e Flash triplo (Triple Flash), este último de uso mais raro.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> O subscrito e refere-se à potência elétrica, enquanto o subscrito t refere-se à potência térmica.

Segundo BERTANI (2015), considerando todas as tecnologias disponíveis, a capacidade instalada no mundo é maior do que 12GW<sub>e</sub>, com uma previsão de 21GW<sub>e</sub> para 2020, considerando apenas os projetos em desenvolvimento. Para um período mais longo (2050), há uma previsão de 70GW<sub>e</sub> de capacidade instalada apenas para fontes hidrotérmicas (método convencional que extrai o calor através da água existente na bacia), considerando os métodos não convencionais de produção de eletricidade, esse número pode subir para 140GW<sub>e</sub>.

Além da geração de eletricidade, o calor extraído dos reservatórios pode ser utilizado de forma direta, sendo esta finalidade a mais antiga, versátil e abrangente para a energia geotérmica. Mais de 80 países a utilizam dessa forma, que vem aumentando todo ano. Entre 2010 e 2015, houve um aumento de 45% no uso direto (LUND; BOYD, 2015).

Há vários tipos de destinação direta para o calor extraído: bombas de calor, aquecimento de residências e piscinas termais estão entre os tipos de uso mais comuns em todo o mundo. A Tabela 1 lista as principais aplicações e suas respectivas capacidade instalada no planeta (LUND; BOYD, 2015).

Aplicação	Capacidade instalada em 2015 (MWt)
Bombas de calor	49898
Aquecimento de residência	7556
Aquecimento de estufa	1830
Aquecimento de lagos de aquicultura	695
Secagem agrícola	161
Uso industrial	610
Piscina termal (lazer)	9140
Refrigeração/Derretimento de neve	360
Outros	79
Total	70329

Tabela 1 – Aplicações diretas da energia geotérmica e suas respectivas capacidades instaladas em 2015 (LUND; BOYD, 2015)

Desses 70329MW<sub>t</sub>, pouco mais de 360MW<sub>t</sub> de capacidade instalada estão no Brasil, sendo a maior parte do uso para piscinas termais (LUND; BOYD, 2015). Apesar do pouco uso, o país possui um grande potencial geotérmico de baixa qualidade (isto é, de baixa temperatura). Apenas no Sistema Aquífero Guarani há um potencial de geração térmica de cerca de  $2x10^9$  TJ (RABELO; OLIVEIRA; REZENDE, 2002).

Diante desses fatos, este estudo tem como principal objetivo avaliar, dimensionar e analisar o potencial de aproveitamento da energia geotérmica no Brasil e no mundo. Para isso, quatro finalidades diferentes para a exploração da geotermia foram consideradas, duas para geração de eletricidade e duas como uso direto. Nesta análise tanto fatores técnicos como fatores financeiros foram avaliados.

Para produção de eletricidade, foi considerado o ciclo binário e o ciclo Flash único. Já para o uso direto, a análise enfatizou o uso em um ciclo de refrigeração de absorção e em um pré-aquecimento do ciclo Rankine de uma usina termelétrica.

Há ainda uma grande falta de estudos sobre a utilização de energia geotérmica no país. Grande parte dos estudos existentes trata das características geológicas dos reservatórios e não aborda o aproveitamento da energia de modo a verificar a viabilidade de exploração de cada sítio brasileiro e apurar a melhor destinação que cada local pode ter para que seja possível usufruí-los eficientemente.

Por exemplo, no estudo de GOMES (2009), é feita uma avaliação dos recursos da Bacia do Paraná. Apesar de ser um estudo bem detalhado, ele apenas descreve as características do recurso quanto aos fatores geológicos da bacia, sem abordar como esses sítios podem ser explorados.

Semelhantemente, porém com menos detalhes, o trabalho de ARBOIT *et al.* (2013) faz uma revisão de literatura e análise geral dos recursos geotérmicos existentes no país. Apesar de sugestões de uso, não há uma verificação para determinar se essas sugestões seriam, de fato, eficientes e viáveis.

Já o estudo de RABELO, OLIVEIRA e REZENDE (2002), tenta se aprofundar um pouco mais, sugerindo finalidades para a exploração do sistema aquífero Guarani, tratando um pouco sobre fatores como eficiência e economia. Contudo, não há uma abordagem mais detalhada, com um balanço termodinâmico do processo, e explicativa e, também, apenas o sistema aquífero Guarani é analisado. Portanto, esse trabalho consegue fazer uma análise das formas que cada recurso brasileiro pode ser explorado, levando em consideração sua qualidade como fonte de energia. Ademais, indicadores como o LCOE (Levelized Cost of Energy), que mostram o custo da energia gerada, foram estimados para esses locais. Assim, o potencial geotérmico brasileiro e mundial pôde ser determinado.

#### Estrutura do Trabalho

De modo a tornar o presente estudo mais coeso, ele será estruturado da seguinte maneira:

- Inicialmente, serão apresentadas e descritas todas as tecnologias consideradas no trabalho.
- Em seguida, a metodologia do estudo será detalhada e subdividida entre a metodologia realizada para o cálculo do potencial mundial e a metodologia realizada para o cálculo do potencial brasileiro.
- Logo após, o potencial mundial de geração de eletricidade através da energia geotérmica será demonstrado e analisado.
- Finalizando, os potenciais recursos bem como o potencial brasileiro de aproveitamento da energia geotérmica, considerando as quatro tecnologias descritas, também serão demonstrados e analisados.

#### 2. Descrição da Tecnologia

#### 2.1. Tecnologias para geração de eletricidade

Há diferentes tipos de tecnologias utilizadas para a produção de energia elétrica através de fontes geotérmicas, sendo que cada uma é mais recomendada a um sistema de faixa de temperaturas diferentes. Baseiam-se elas nos ciclos Binário, Rankine e Flash (de um, dois ou três estágios) e têm aplicação conforme a qualidade do recurso (Tabela 2).

Classe do recurso	Faixa de Temperaturas	Tipo de recurso
1	Menor que 100°C	Não é possível gerar eletricidade
2	$100^{\circ}C - 150^{\circ}C$	Temperatura muito baixa
3	150°C – 190°C	Temperatura baixa
4	190°C – 230°C	Temperatura moderada
5	230°C – 300°C	Temperatura alta
6	Maior que 300°C	Temperatura muito alta
7	Aproximadamente 240°C	Apenas vapor seco

Tabela 2 - Classificação dos recursos geotérmicos (SANYAL, 2005)

O Ciclo Binário é um ciclo mais recomendado para sistemas de classe 2, isto é, com temperaturas variando entre 100°C e 150°C (SANYAL, 2005). No entanto, esse também pode se adequar para faixas de temperaturas um pouco acima, como em Berlín, El Salvador, onde um ciclo Binário é utilizado para reaproveitar o calor do líquido a, aproximadamente, 180°C, que sai do separador de um ciclo Flash do mesmo sítio (PARADA, 2013). O Ciclo Binário, representado na figura 1, consiste, basicamente, em fazer a salmoura (líquido extraído da fonte) passar por um trocador de calor e aquecer um fluido de ponto de ebulição mais baixo, como o n-pentano, para que este, ao vaporizarse, passe por uma turbina a vapor conectada a um gerador, produzindo eletricidade. Esse é um dos ciclos analisados neste trabalho.



Figura 1 - Representação do ciclo binário

Outro ciclo utilizado é o Rankine convencional, demonstrado na figura 2, que se adequa apenas a sistemas de classe 7 (SANYAL, 2005), pois funciona apenas com vapor seco. Neste ciclo, o funcionamento se dá pela extração de vapor do sítio e, após isso, fazê-lo passar por uma turbina a vapor conectada a um gerador, que gera energia.

Outra tecnologia tida como base nesse estudo foi o Flash de um estágio, que se adequa a uma maior variedade de tipos de sistemas diferentes, desde a classe 3 até a classe 6 (SANYAL, 2005). A configuração desta tecnologia, esquematizado na figura 3, é a seguinte:

- Através de um poço de produção, a mistura de salmoura e vapor é extraída e levada até uma câmara de separação;
- Nessa câmara, ambos são separados e conduzidos a locais diferentes;
- A salmoura é devolvida ao reservatório através de um poço de injeção;
- O vapor é levado até uma turbina de vapor que, ao se expandir, faz girar um gerador que produz energia elétrica;
- Após expandir pela turbina, o vapor de baixa pressão é conduzido a um condensador, que o transforma em salmoura;

Essa salmoura também é devolvida ao reservatório através do mesmo poço de injeção.







Figura 3 - Representação do ciclo Flash de um estágio

Há outros tipos: o Flash de dois estágios (figura 4) e três estágios (figura 5). A diferença entre eles está em que, basicamente, no primeiro tipo o líquido é separado do vapor apenas uma vez, enquanto que nos outros tipos ele é separado duas ou três vezes. Ao separar mais vezes, é possível aproveitar mais o fluido, conseguindo uma potência de saída maior. No entanto, os custos de capital e operação deste segundo sistema superam o primeiro, já que serão necessários mais equipamentos.



Figura 4 - Representação do ciclo Flash de dois estágios



Figura 5 - Representação do ciclo Flash de três estágios

A extração do fluido no reservatório pode ser feita com auxílio de uma bomba ou não. Tal decisão dependerá da pressão e temperatura no interior do reservatório, já que, nos casos em que as condições de temperatura e pressão são moderadas (classe 3), eles ainda se encontram dentro dos limites operacionais da bomba (SANYAL, 2005). A partir disso, o fluido do reservatório deve poder escoar sem auxílio de bomba.

A eficiência do ciclo também depende do condensador, já que quanto menor a pressão no condensador, maior a geração de eletricidade (WORLD ENERGY COUNCIL, 2016). Logo, é importante que haja um condensador que se adeque bem ao sistema, para que a eficiência do ciclo atinja níveis maiores.

#### 2.2. Tecnologias para uso direto

Como demonstrado na tabela 1, a tecnologia mais utilizada considerando apenas o uso direto da energia geotérmica é a bomba de calor que usa o recurso geotérmico como fonte térmica. Através dela é possível encontrar muitos destinos à energia extraída.

Uma das finalidades consideradas nesse estudo é o uso dessa energia térmica em um ciclo de refrigeração por absorção, representado na figura 6. Esse ciclo tem funcionamento parecido com o ciclo de refrigeração convencional de compressão de vapor, porém o compressor é substituído por um sistema mais complexo composto por um absorvedor, uma bomba e um gerador (além de um trocador de calor). Esse tipo de ciclo se torna bastante vantajoso, quando há uma fonte de calor contínua e de baixo custo, como a proveniente do recurso geotérmico (KEÇECILER; ACAR; DOĞAN, 2000).



Figura 6 - Representação do ciclo de refrigeração por absorção de um estágio

Neste ciclo, quando utilizado para condicionamento ambiental, o fluido refrigerante (neste estudo, NH<sub>3</sub>) é absorvido por um fluido de transporte (H<sub>2</sub>O) no absorvedor formando uma mistura fraca, que segue para a bomba, onde a pressão da mistura é elevada significantemente. Logo após, ela é levada ao gerador que aquece a mistura, fazendo o fluido refrigerante, de menor ponto de ebulição, evaporar, separandoo do fluido de transporte, ou mistura forte. Ao sair do gerador, a mistura forte passa em um trocador de calor, transferindo calor para a solução fraca antes de ela entrar no gerador, uma fora de pré-aquecimento. O fluido de transporte é levado de volta ao absorvedor e o fluido refrigerante é levado a um condensador. Do condensador, ele segue, à baixa entalpia, para um evaporador, passando antes por uma válvula, onde sua pressão é reduzida. Após isso, o ciclo recomeça no absorvedor.<sup>2</sup>

Outra aplicação da energia geotérmica considerada neste estudo é o aproveitamento da energia térmica para pré-aquecer um ciclo Rankine em uma usina termelétrica, como está demonstrado na figura 7. Nesse caso, o ciclo funcionaria de forma diferente ao descrito anteriormente.



Figura 7 - Ciclo Rankine de uma termelétrica com (esquerda) e sem (direita) pré-aquecimento.

Em uma usina termelétrica, ao sair do condensador, o fluido é levado a uma bomba, que eleva a pressão do fluido e o direciona a uma caldeira. Nessa caldeira, a energia térmica é extraída através de um combustível. Assim, o vapor que sai desse equipamento segue para uma turbina, onde é expandido, gerando eletricidade. Finalmente, o vapor volta ao condensador, reiniciando o ciclo.

O sistema de pré-aquecimento seria composto apenas de um trocador de calor, onde o fluido geotérmico quente trocaria calor com o fluido do ciclo Rankine antes de entrar no evaporador, aumentando sua temperatura. Dessa forma seria possível reduzir o consumo de combustível para evaporar o fluido.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> No capítulo referente a metodologia será apresentado todo o detalhamento termodinâmico.

#### 3. Metodologia

#### 3.1. Mundo

Inicialmente, para que a análise fosse feita de forma adequada, os parâmetros de cada sítio geotérmico deveriam ser definidos. Por se tratarem dos parâmetros que definem a viabilidade de explotação do recurso para cada local e a sua qualidade como fonte de geração de energia elétrica, definiram-se:

- Temperatura do fluido no reservatório, propriedade muito importante que, inclusive, determina o tipo de recurso quanto a sua qualidade e finalidade;
- Profundidade do reservatório, parâmetro que ajuda na determinação da viabilidade de explotação de cada local, já que a perfuração do reservatório pode representar, aproximadamente, 40% do total do investimento (KIPSANG, 2015);
- Potência estimada, dado que auxiliou na definição do valor de entrada no simulador utilizado.

Para poucos casos, não foram encontrados todos esses parâmetros, quase sempre por não haver estudo suficiente sobre eles. Se não fosse encontrada a potência estimada, mas houvesse uma indústria instalada, a capacidade instalada era considerada em seu lugar.

Com os parâmetros definidos, a busca por esses dados foi feita, em sua maioria, através de artigos científicos, que mostravam os estudos feitos em cada local e os valores de cada item procurado. Quando não fosse possível encontrá-los por meio de artigos, a busca era feita em sites de instituições ou, quando houvesse geração de energia elétrica na região, era feita no site da empresa da indústria. Mais de 400 locais foram registrados e mais de 100 fontes foram consultadas a fim de que esses parâmetros fossem encontrados.

Para dimensionar os sistemas geotérmicos, foi utilizado o simulador System Advisor Model (SAM)<sup>3</sup>. Os dados de entrada no software foram a temperatura e a profundidade. Quatro valores de temperatura diferentes (150°C, 200°C, 270°C e 330°C) e quatro valores de profundidade diferentes (800m, 1500m, 2500m e 3500m) foram

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> System Advisor Model, desenvolvido por National Renewable Energy Laboratory (NREL), é um programa que simula a performance e a parte financeira de um projeto, para facilitar a tomada de decisões para as pessoas na indústria de energias renováveis. Posteriormente, nessa seção, o programa e suas funcionalidades serão descritos.

simulados pelo programa, totalizando 16 casos. O simulador também necessita como dado de entrada a potência estimada da planta. Neste caso, o valor utilizado foi de 30MW<sub>e</sub>, pois, embora haja locais com capacidade instalada superando 500MW<sub>e</sub>, como em Geysers (Califórnia, Estados Unidos) e Larderello (Toscana, Itália), há uma maior quantidade de localizações com valores próximos a 30MW<sub>e</sub>, como em Alasehir (Turquia) com 24MW<sub>e</sub> de capacidade instalada, Tauhara e Ngawha (Nova Zelândia) com, respectivamente, 24MW<sub>e</sub> e 25MW<sub>e</sub> de capacidade instalada, Yamagawa e Matskuwa (Japão) com, respectivamente, 30MW<sub>e</sub> e 23.5MW<sub>e</sub> de capacidade instalada, além de outras regiões no mundo.

Após simular cada caso, os dados de saída buscados foram: o investimento fixo (USD/W), o custo total de operação e manutenção (USD/Wh) e o total energia gerada (kWh). Para facilitar os cálculos e conseguir adequar os parâmetros para todos os casos, os dados foram substituídos, respectivamente, por: o custo fixo total dividido pela potência (USD/W), o custo de operação e manutenção, como porcentagem do investimento, e o fator de capacidade.

Com os valores de saída para cada caso encontrados, foi necessário criar uma equação para cada parâmetro em relação aos dados de entrada. Utilizando o programa Microsoft Excel, foi possível identificar como cada parâmetro de saída se comportava com a alteração de cada dado de entrada. Sendo assim, a equação para o investimento foi da forma:

$$Investimento = A_1 \times T^{-B_1} + C_1 \times z + D_1 \qquad (3.1)$$

A equação para o custo de operação e manutenção como porcentagem do investimento foi da forma:

$$0\&M = A_2 \times T^{-B_2} + C_2 \times z + D_2 \qquad (3.2)$$

E a forma da equação para o fator de capacidade encontrada foi:

$$FC = A_3 \times T^2 + B_3 \times T + C_3 \times z + D_3$$
 (3.3)

Sendo que "T" é a temperatura e "z" é a profundidade. As constantes A<sub>i</sub>, B<sub>i</sub>, C<sub>i</sub> e D<sub>i</sub> foram encontradas utilizando o método dos mínimos quadrados e o macro Solver do Microsoft Excel. Outro dado utilizado para a análise foi o LCOE (Levelized Cost of Energy), que segue a fórmula básica:

$$LCOE = \frac{[Investimento \times FRC + 0\&M]}{FC}$$
(3.4)

Sendo FRC o fator de recuperação de capital, definido pela fórmula:

$$FRC = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \qquad (3.5)$$

Com "r" representando a taxa de desconto (em %) e "n" a vida útil (em anos).

Finalmente, com todas as equações definidas juntamente do LCOE, os recursos geotérmicos das diversas regiões do mundo puderam ser dimensionados.

#### System Advisor Model (SAM)

Desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL), o SAM é um programa que simula a performance e a parte financeira de um projeto, para facilitar a tomada de decisões para as pessoas na indústria de energias renováveis. Como exemplo, há o estudo de GUZMAN; HENAO; VASQUEZA (2014), em que o SAM é utilizado para simular uma usina de geração de eletricidade através da energia solar e, assim, estimar o LCOE dessa usina. Além desse, no estudo de JAIN *et al.* (2012), o programa ajuda a desenvolver a performance técnica e estimar o preço da energia gerada para diferentes projetos de usinas de energia solar.

No programa, é possível considerar diversos tipos de parâmetros diferentes, que vão desde características específicas do recurso até fatores financeiros, como incentivos de investimentos e depreciação.

Para o aproveitamento de recursos geotérmicos, o SAM considera os seguintes parâmetros: Condições do ambiente, recurso geotérmico, usina e equipamento, bloco de potência, custos do sistema, parâmetros financeiros, dos fatores do tempo de entrega, incentivos e depreciação.

File 🗸 🕂 Add untitle	d 🗸 🔲 Help				
Geothermal, Single owner	NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)				
Ambient Conditions	Download the latest weather files from the NSRDB to add to your solar resource library: Download a typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, o choose files to download for single-year or PS0/P90 analyses. See Help for details.				
Geothermal Resource	Download a weather file for your location Choose files to download (advanced) Map on NSRDB website				
Plant and Equipment	SAM weather data website				
Power Block	Solar Resource Library				
System Costs	Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.				
Financial Parameters	Weather file C:\SAM\2017.9.5\solar_resource\USA CA Blythe Riverside Co Arpt (TMY3).csv				
Time of Delivery Factors	-Header Data from Weather File				
	City Blythe Riverside Co Arpt Time zone GMT -8 Latitude 33.617 °N Folder settings				
Incentives	State CA Elevation 119 m Longitude -114.717 *E *E Refresh library				
Depreciation	Country USA Data Source TMY3 Station ID 747188 Open default library folder				
	-Annual Averages Calculated from Weather File Data				
	Global horizontal 5.69 kWh/m²/day Average temperature 24.3 °C View weather file data				
	Direct normal (beam) 7.22 kWh/m²/day Average wind speed 3.5 m/s				
	Diffuse horizontal 1.38 kWh/m²/day				
	-Files in Library				
	Search for: Name V				
Simulate >	Name Station ID Latitude Longitude Time zone Elevation				
	USA CA Beale Afb (TMY3) 724837 39.133 -121.433 -8 38				
Parametrics Stochastic	USA CA Bishop Airport (TMY3) 724800 37.367 -118.35 -8 1250				
P50 / P90 Macros	USA CA Blue Canyon Ap (TMYS) /23845 39.3 -120./1/ -8 1609 ♥ ▼				

Figura 8 - Página das condições do ambiente

As condições do ambiente (Figura 8) permitem configurar as especificações do clima, para isso é necessário selecionar o local do recurso dentre algumas opções préestabelecidas pelo programa.

File 🗸 🕂 Add untitled	d 🗸 🧮 Help
Geothermal, Single owner	Resource Characterization
Ambient Conditions	Hydrothermal     Total Resource Potential     20 MW
	O Enhanced Geothermal System (EGS) Resource Temperature 100 °C
Geothermal Resource	View the NREL Geothermal Prospector online Resource Depth 3000 m
Plant and Equipment	Reservoir Parameters
Power Block	O Enter change in pressure across the reservoir in units of psi-h per 1000 lb: 0.35
System Costs	O Calculate the reservoir pressure change using simple fracture flow (EGS only)
System Costs	Calculate the reservoir pressure change using permeability " area
Financial Parameters	Width 500 m Fracture Aperature 0.0004 m
Time of Delivery Factors	Height 100 m Number of Fractures 6
1	Permeability 0.05 Darcy units Fracture Width 175 m
Incentives	Distance From Injection to Production Wells 1500 m Fracture Angle 15 deg from horizontal
Depreciation	Subsurface Water Loss 2 % of water injected
	Calculated Design
	Pressure Change Across Reservoir 1025.84 psi 70.7292 bar
	Average Reservoir Temperature 212 'F 100 'C
	Production Well Bottom Hole Pressure 3091.01 psi 213.118 bar
	Messages: No message
Simulate >	
Parametrics Stochastic	
P50 / P90 Macros	< >

Figura 9 - Página do recurso geotérmico

A página dos recursos geotérmicos (Figura 9) é uma das principais, nela é possível caracterizar o recurso, alterando fatores fundamentais como temperatura, profundidade, potencial, permeabilidade, entre outros.

File 🗸 🔶 Add 🛛 U	ntitled 🗸 🔲 Help
Geothermal, Single own	r Plant Configuration
Ambient Conditions	Specify plant output:     500 kW Number of Wells in Analysis 5.10004 wells
Geothermal Resource	O Use exact number of wells: 3 Actual Plant Efficiency 1.92681 w-hr/lb
	Conversion Plant Type Gross Plant Output 3.11968 MW
Plant and Equipment	Binary Plant Efficiency 95 % Net Plant Output 0.5 MW
Power Block	O Flash Subtype Unconstrained Single Flash
System Costs	Automatically set to resource temp
System Costs	Enter Plant Design Temperature (EGS only) 200 'C Plant Design Temperature 100 'C
Financial Parameters	Availability and Curtailment
Time of Delivery Facto	rs Curtailment and availability losses reduce the system output to represent Edit losses Constant loss: 0.0 %
Incontivos	Custom periods: None
incentives	
Depreciation	Temperature Decline
	Specify temp decline rate:     0.5 %/yr
	Calculate temp decline rate (EGS only)
	Max. temp decline before reservoir replacement 5 'C
	Pumping Parameters
	Production Well Flow Rate 40 kg/s per well Pump Depth 2572.5 ft
	Pump Efficiency 60 % Pump Work 2.61968 MW
Simulate >	Pressure Difference Across Surface Equipment 25 psi Pump Size 688.827 hp
Parametrics Stocha	Excess Pressure at Pump Suction 50.76 psi
P50 / P90 Macr	Production Well Diameter 10 inches Specify Pump Work
PS07PS0 Waci	Production Pump Casing Size 9.625 inches

Figura 10 - Página da usina e equipamento

Deve-se especificar dados referentes aos equipamentos usina de geração de eletricidade na página de usina e equipamento (Figura 10). Parâmetros como o tipo do ciclo da usina (Ciclo Binário ou Ciclo Flash), potência de saída, características da bomba, entre outros.

File 🗸 🕂 Add untitled	×				
Geothermal, Single owner	Power Block Model				
Ambient Conditions		1	Model: GETEM		$\sim$
Geothermal Resource	Power Block Design Point				
Plant and Equipment		Rated Cycle Co	onversion Efficiency	0.1	17
Power Block		Design Design	n Inlet Temperature	10	2' 00
System Costs		Boiler	Operating Pressure		2 bar
Since siel Deservations		Steam Cycle	Blowdown Fraction	0.0	13
Financial Parameters	Cooling System				
Time of Delivery Factors	Condenser type	Evaporative	$\sim$	Hybrid Dis	patch
Incentives	Ambient Temperature at Design	15	'C	Period 1:	0
Depreciation	Ref. Condenser Water dT	10	]'C	Period 2: Period 3:	0
'	Approach Temperature	5	l'C l'C	Period 4:	0
	Condenser Pressure Ratio	1.0028	]	Period 5: Period 6:	0
	Minimum Condenser Pressure	1.25	inHg	Period 7:	0
	Cooling System Part Load Levels	8	]	Period 8:	0
	Hybrid dispatch control parameters refer to below. These parameters are only available condensers	o the dispatch peri for hourly models	ods defined s using hybrid	Period 9:	0
	Condensels.				
Simulate >	Hybrid Cooling Dispatch Schedule				
Parametrics Stochastic	12am 1am 2am 2am 4am 6am 7am 8am	9am 10am 11am 12pm 1pm	грт 3рт 4рт 5рт 6рт 7рт	8pm 9pm 10pm 11pm	
P50 / P90 Macros	Jan         1	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	1 1 1 1 1 1 1 1	

Figura 11 - Página do bloco de potência

A página do bloco de potência (Figura 11) permite configurar os parâmetros do modelo que converte energia térmica em energia elétrica através de um ciclo Rankine convencional.

File 🗸	(+) Add	untitled	d 🗸							📕 Hel	lp
Geoth	nermal, Single	owner	<b>Number of Wells to Dr</b>	ill						_	1
Ambien	nt Conditior	าร	The number of product	tion wells required is o	letermined on the		Total Produc	ction Wells Required	5.10004		
Geother	rmal Resou	rce	Geothermal Plant page confirmation wells can	<ul> <li>Here you can decide be used for production</li> </ul>	if any of the n wells, and how ma	ny % of	Confirmation Wells	Used for Production	50 %		
			injection wells will be u	sed in the analysis.			Number of	Confirmation Wells	1		
Plant an	ia Equipme	ent				N	umber of Productio	n Wells to be Drilled	4.10004		
Power E	Block					Rat	Number of Injection	to Production Wells	2.55002		
System	Costs						Number of Injectio	n weis to be brilled	2.33002		
-	Deserves		Drilling and Associated	Costs	Centerrowall	# .6	Delline and	New delline cost	Tetel		
Financia	i Paramete	rs		(based on the cost	of a production well	# of wells	Drilling cost	Non-drilling cost	Total		
Time of	Delivery F	actors	Exploration	0.5	\$ 933,716	2	\$ 1,867,432	\$ 750,000	\$ 2,617,432		
Incentive	es		Confirmation	1.2	\$ 2,240,918	2	\$ 4,481,837	\$ 250,000	\$ 4,731,837		1
Deres			Deaduction	Cost curve	6 1 057 100	110004	67.000.040	1			
Depreci	lation		Injection	Low V	\$ 1,807,432	4.10004	\$ 7,000,048				
			p	roduction and Injection	on Wells to be Drilled	6.65006	\$ 12,418,538	\$ 250.000	\$ 12,668,538		
			Surface Equipment,	Installation	\$ 125,000.00	7.65006		\$ 956,258	\$ 956,258		
			Stimulation Cost		\$ 1,000,000.00	7.65006		\$ 7,650,062	\$ 7,650,062		
				a solition Total Dailling	Curfore Faultaneet	and Stinudation Co			\$ 20 624 126		
			3	specified Total Drilling	, surface Equipment	, and sumulation Co	30.0	3 Calculate	3 20,024,120		
Sim	oulate <b>&gt;</b>	1.4	Plant Capital Cost								
- 311			Gross Plant Outp	out 3,119.677	kW Cos	t \$ 1,800.00	\$/kW	Power Plant Cost	\$ 5,615,418		
Paramet	trics Sto	ochastic	Automatically estim	nate the plant cost per	kW	Specified Plant Co	st \$ 0.0	0 \$ 🗹 Calculate	\$ 5,615,418		
P50 / P	90 N	lacros									~

Figura 12 - Página dos custos do sistema

Para calcular o custo total das instalações e os custos de operação para utilizar nos modelos financeiros, o SAM disponibiliza a página dos custos do sistema (Figura 12).

Geothermal, Single owner       Solution Mode         Arnbient Conditions       © Specify IRR target       IRR target       IIR target       D         Geothermal Resource       Specify IRPA price       PPA price       D       Price       PA p	File 🗸 🕂 Add untitled	j 🗸 📃 Help
Plant and Equipment         Power Block         System Costs         Financial Parameters         Time of Delivery Factors         Incentives         Depreciation         Tax and Insurance Rates         Property Tax         State income tax rate         To Sales tax         Sy of installed cost         Property Tax         Analysis Period         Depreciation         Time of Delivery Factors         Incentives         Depreciation         Tax and Insurance Rates         Property Tax         Assessed percentage         1nsurance rate (annual)         0.5 % of installed cost         Sales tax         So of installed cost         Property tax rate         Net salvage value         0 % of installed cost         Net salvage value         0 % of installed cost         Simulate >         Project Term Debt         Obet percent         0 ScR         1.3	Geothermal, Single owner Ambient Conditions Geothermal Resource	Solution Mode         Escalation Rate                © Specify IRR target          IRR target          IRR target year          20                 Specify PPA price               PPA price               PPA price escalation               1             %/year                 Inflation does not apply to the PPA price.               Inflation does not apply to the PPA price.
Power Block       Analysis Parameters         System Costs       Analysis Parameters         Financial Parameters       Nominal discount rate         Time of Delivery Factors       Inflation rate         Incentives       Federal income tax rate         Depreciation       State income tax rate         Sales tax       5 % of total direct cost         Insurance rate (annual)       0.5 % of installed cost         Salvage Value       0 % of installed cost         Project Term Debt       Solvage value         Project Term Debt       50 % of total cap. cost         © Deck percent       50 % of total cap. cost         Simulate >       Solvage total cost         Signametrice       Stochastic	Plant and Equipment	
Financial Parameters       Nominal discount rate       8.14       %/year         Time of Delivery Factors       Incentives       -Property Tax       -Property Tax         Depreciation       Federal income tax rate       35       %/year       Assessed percentage       100       % of installed cost         State income tax rate       7       %/year       Assessed value       \$ 47,416,852.00         Depreciation       Sales tax       5       % of total direct cost       Annual decline       0       %/year         Salvage Value       0.5       % of installed cost       Property tax rate       1       %/year         Salvage Value       0       % of installed cost       End of analysis period value       \$ 0         Project Term Debt       Project Term Debt       Obst percent       50       % of total cap. cost       Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0       years         Parametric       Stochastic       13       Constrained       Fixed principal declining interest       Moratorium       0       years	Power Block System Costs	Analysis Parameters Analysis period 25 years Inflation rate 2.5 %/year Real discount rate 5.5 %/year
Time of Delivery Factors         Incentives         Depreciation         State income tax rate         Sales tax         S% of total direct cost         Annual decline         %/year         Sales tax         S% of total direct cost         Insurance rate (annual)         0.5         % of installed cost         Property Tax         Assessed value         Salvage Value         Net salvage value         % of total direct cost         Example to the tax rate         Salvage Value         Net salvage value         % of total direct cost         Example to the tax rate         Salvage Value         Net salvage value         % of total darge, cost         End of analysis period value         \$0         Project Term Debt         Obst percent       \$0         % of total cap. cost       Equal payments (standard amortization)         % Debt percent       \$0         % DSCR       1.3	Financial Parameters	Nominal discount rate 8.14 %/year
Incentives       Federal income tax rate       35       %/year       Assessed percentage       100       % of installed cost         Depreciation       State income tax rate       7       %/year       Assessed value       \$ 47,416,852.00         Sales tax       5       % of total direct cost       Annual decline       0       %/year         Insurance rate (annual)       0.5       % of installed cost       Property tax rate       1       %/year         Salvage Value       0       % of installed cost       End of analysis period value       \$ 0         Project Term Debt       9       Project Term Debt       0       % of total cap. cost       Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0       years         Parametrice       Stochastic       1.3       0       % of total cap. cost       Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0       years	Time of Delivery Factors	Tax and Insurance Rates
Depreciation       State income tax rate       7       %/year       Assessed value       \$ 47,416,852.00         Sales tax       5       % of total direct cost       Annual decline       0       %/year         Insurance rate (annual)       0.5       % of installed cost       Property tax rate       1       %/year         Salvage Value       0       % of installed cost       End of analysis period value       \$ 0         Project Term Debt       0       % of total cap. cost       © Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0         Parametrice       Stochastic       1.3       © Dest percent       0       % of total cap. cost       © Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0       years	Incentives	Federal income tax rate 35 %/year Assessed percentage 100 % of installed cost
Salvage Value          Salvage Value       0 % of installed cost       End of analysis period value       \$ 0         Project Term Debt         Operative       50 % of total cap. cost	Depreciation	State income tax rate     7     %/year     Assessed value     \$ 47,416,852.00       Sales tax     5     % of total direct cost     Annual decline     0     %/year       Insurance rate (annual)     0.5     % of installed cost     Property tax rate     1     %/year
Simulate >     Project Term Debt       O Debt percent     50 % of total cap. cost     © Equal payments (standard amortization)       © DSCR     1.3     Fixed principal declining interest		Salvage Value           Net salvage value         0         % of installed cost         End of analysis period value         \$ 0
Simulate > Debt percent © DSCR Debt percent © DscR Dsc		Project Term Debt
noose "Debt percent" to size the debt manually as a percentage of total installed cost. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service. See Help for details.	Simulate >	Project Term Debt         O Debt percent       50 % of total cap. cost       © Equal payments (standard amortization)       Moratorium       0 years         © DSCR       1.3       O Fixed principal declining interest       Moratorium       0 years         Choose "Debt percent" to size the debt manually as a percentage of total installed cost. Choose       "DSCR" to size the debt manually as a percentage of total installed cost. Choose

Figura 13 - Página dos parâmetros financeiros

A página dos parâmetros financeiros (figura 13) é onde deve-se especificar hipóteses que descrevam a estrutura financeira do projeto, taxas de impostos e outros fatores pertinentes.

File 🗸 🕂 Add untitled	d 🗸	Help
Geothermal, Single owner	Time-of-delivery (TOD) Factors	^
Ambient Conditions	TOD factors by schedule     TOD factors by time step     Edit data	
Geothermal Resource	TOD factors are multipliers that apply to the PPA price. Choose "TOD factors by shedule" to define factors using the TOD periods with weekday and weekend hour-by-month matrices. Choose "TOD factors by time step" to assign a factor to each simulation time step. See	
Plant and Equipment	Help for details.	
Power Block	Search for: Name V	
System Costs	Name Weekday Sche Weekend Sche TODF 1 TODF 2	
- ,	ry Uniform Dispatch [1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;	
Financial Parameters	Generic Summer Peak [6;6;6;6;5;5;5;	
Time of Delivery Factors	Poce 2016 Energy Unity [0(0(0(0(0))2),] [0(0(0(0(0))2),] (.4314 0.4317) DCBE 2016 Energy Unity [6666666655] K  K  K  K  K  K  K  K  K  K  K  K  K	
Incentives	The TOD data in the library is from documents prepared by California electric utility companies. For	
Depreciation	Apply values from library consistent with the requirements described in the appropriate solicitation documents for your project.	
	Period 1: 1 2 2 3 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 7 5 2 4 4 4 7 5 2 4 4 4 7 5 2 4 4 4 5 2 4 4 4 5 4 4 4 5 4 4 5 4 4 5 4 4 5 4 4 5 4 4 5 4	
	Period 2: 1 Feb 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
	Period 3: 1 Mar 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
	Period 4: 1 Apr 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
	Period 5: 1 May 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
Simulate >	Period 7: 1 Aug 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
Parametrics Stochastic	Period 8: 1 Sep 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
P50 / P90 Macros	Period 9: 1 Oct 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	~

Figura 14 - Página dos fatores do tempo de entrega

A página dos fatores do tempo de entrega (figura 14) tem a função de determinar os multiplicadores que ajustam o preço da eletricidade em cada momento específico de cada dia do mês. Dessa forma, o programa poderá realizar uma simulação horária considerando picos de consumo e, consequentemente, aumentos de tarifa relacionados a esses picos.

File 🗸 🕂 Add	untitleo	d 🗸										📕 Help	þ
Geothermal, Single	owner	Investment Tax	Credit (ITC)				ר ר <mark>P</mark> ו	roductio	n Tax Credit	(PTC)			^
Ambient Conditio	nc		Reduces Depreciation Basis										
Ambient Condition	15		Amount (\$)	F	ederal	State			Amount (	(\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)	
Geothermal Resou	irce	Federal	0.00		$\checkmark$	$\checkmark$		Federal	Value Sohed	0	10	0.00	
Plant and Equipme	ent	State	0.00					State	Sohed	0	10	0.00	
			Percentage (%)	Maximum (\$)				Inflation	does not app	ly to the PT	C amount. In Sche	dule mode, use	
Power Block		Federal	30	1e+038	$\checkmark$	$\checkmark$	111	nominal	(current) doll	lar values. Se	e Help for details.		
System Costs		State	0	1e+038									
Einancial Daramata		-Investment Bas	ed Incentive (IBI)										
Financial Parameters Time of Delivery Factors						Taxable Inc	entive	e R	educes Depr	reciation an	d ITC Bases		
Time of Delivery F	actors		Amount (\$)			Federal	State	e	Federal	State			
Incentives		Federal	0.00			$\checkmark$	$\checkmark$						
incentives		State	0.00			$\checkmark$	$\checkmark$						
Depreciation		Utility	0.00			$\checkmark$	$\checkmark$						
		Other	0.00			$\checkmark$	$\checkmark$						
			Percentage (%)	Maximum (\$)									
		Federal	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						
		State	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						
		Utility	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						
		Other	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						
		Capacity Based	ncentive (CBI)			Taxable Inc	entive	entive Reduces Depreciation and I			d ITC Bases		
Simulate >			Amount (\$/W)	Maximum (\$)		Federal	State	e	Federal	State			
		Federal	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						
Parametrics Sto	ochastic	State	0	1e+038		$\checkmark$	$\checkmark$						J
P50 / P90 N	Aacros	1											÷.

Figura 15 - Página dos incentivos

Na página dos incentivos (figura 15) é possível configurar parâmetros para diferentes tipos de incentivos fiscais e financeiros.

File V (+) Add untitled	~						
Geothermal, Single owner	Depreciation		P D	oprociation	ITC O	lification	
Ambient Conditions	Classes	Allocations	Eederal	State	Federal	State	
Geothermal Resource	5-yr MACRS	90 %		$\checkmark$		$\checkmark$	
Plant and Equipment	15-yr MACRS	1.5 %		$\checkmark$			
	5-yr Straight Line	0 %					
Power Block	15-yr Straight Line	2.5 %					
System Costs	20-yr Straight Line	3 %					
Financial Parameters	39-yr Straight Line	0 %					
Time of Dolivony Easters	Custom Edit	0 %					
	Non-depreciable assets	3 %	Bonus: 0 %	0 %			
ncentives							
Depreciation	The allocation for each depr depreciation.	eciation class is a pe	rcentage of the total capital c	ost. Allocations appl	y to both state depreciati	ion and federal	
	Total capital cost includes the total installed cost from the System Costs page and other financial costs and fees from the Financial Parameters page. SAM disclays the value in the Metrics table on the Results page.						
Check the box for each asset class that qualifies for federal or state bonus depreciation, and enter the bonus amount as a percentage of the total qualifying allocations.							
	Check the box for each asse amount.	t class that qualifies	for the investment tax credit (I	TC). This determines	s the basis used to calcul	ate the ITC	
Simulate >							
Parametrics Stochastic							
P50 / P90 Macros							

Figura 16 - Página sobre depreciação

A depreciação representa a redução do valor do projeto. As opções na página de depreciação (figura 16) permitem especificar como o SAM calcula as quantidades depreciadas.

#### **3.2. Brasil**

#### 3.2.1. Ciclo Flash de um estágio

Para estimar o potencial de geração de eletricidade através da energia geotérmica pelo ciclo flash de um estágio foi utilizado o mesmo método descrito na seção 3.1 para o mundo. No entanto, apenas foram considerados os recursos de classe 3 ou de maior entalpia, pois, pelo diagrama de Lindal (figura 17), os recursos compatíveis com esse ciclo devem possuir temperatura maior que 140°C.



Figura 17 - Diagrama de Lindal (KIRUJA, 2011)

#### 3.2.2. Ciclo Binário

Para a determinação do potencial pelo ciclo binário, novamente, o software *System Advisor Model* foi utilizado. Também serão considerados apenas os recursos dentro da faixa de temperatura listadas no diagrama de Lindal, isto é, entre 100°C e 150°C, aproximadamente. Os parâmetros considerados de cada recurso também foram a temperatura e profundidade.



Figura 18 - Página em que os dados de entrada foram inseridos

Além da temperatura e profundidade, outros dados de entrada do programa também foram alterados para que se adequassem aos recursos disponíveis e, assim, fosse possível obter um resultado muito mais detalhado. De acordo com a figura 18, os dados alterados foram:

 <u>Potência da planta:</u> A potência foi alterada para 500kW, essa alteração foi feita por causa da baixa temperatura e alta profundidade dos reservatórios brasileiros. Plantas de potência maior não funcionaram corretamente no programa.

2. <u>Vazão do poço de produção:</u> De modo que seja uma vazão possível de se garantir, ela foi alterada para 40kg/s, por ser um valor mais conservador em relação ao usual para esse tipo de projeto. Como na usina de Takigami (Japão), onde a salmoura com uma vazão de, aproximadamente, 50kg/s, mantém um ciclo Binário em funcionamento, o que gera 490kW de eletricidade (URA; SAITOU, 2000).

3. <u>Percentual de declínio de temperatura por ano:</u> O valor padrão no software era muito superior ao da tecnologia atual, isto é, há locais com tecnologias não tão avançadas e que possuem temperatura do poço muito mais estável ao longo dos anos, como em Wairakei (Nova Zelândia), onde o declínio de temperatura é inferior a 0,5°C/ano (CLOTWORTHY, 2000). Por isso, o valor escolhido foi de 0,5%/ano.

4. <u>Máximo declínio antes de substituir o reservatório:</u> Como um dos recursos se encontra na temperatura limite para o funcionamento do ciclo binário (100°C), esse valor de entrada foi substituído para 5°C, para os demais, permaneceu o valor padrão de 20°C, já que a abaixo disso a eficiência do ciclo cairia muito.

O restante dos valores de entrada permaneceu como os valores padrão que o próprio programa adota, seja por não encontrar valores específicos, como alguns dados específicos sobre os reservatórios, ou pelo fato de a alteração de um dado não ser muito significante para esse tipo de análise.

Os valores de saída extraídos do programa foram: o investimento fixo total (USD), o custo de operação e manutenção (USD) e o total de energia gerada (kWh). De modo a facilitar a análise e adequar os valores para uma usina de qualquer outra capacidade instalada, esses valores de saída foram alterados para: investimento fixo total dividido pela potência (USD/W), o percentual custo de operação e manutenção pelo investimento fixo total e o fator de capacidade. De modo semelhante ao realizado para o ciclo Flash.

Além disso, os valores de LCOE e o FRC também foram obtidos pelas mesmas fórmulas demonstradas na seção 3.1 (equações 3.4 e 3.5). Para a taxa de retorno r, dois valores foram considerados: 10% e 15% ao ano. Dessa forma, foi possível obter uma análise mais detalhada com dois casos distintos. O período de análise foi de 25 anos.

#### 3.2.3. Uso Direto

Inicialmente, foi necessário determinar a energia térmica extraída do recurso para que fosse possível entender o potencial máximo de cada recurso, portanto ela foi definida através da seguinte equação:

$$\dot{Q}_{res} = FC \times \dot{m} \times \left(h_{prod} - h_{inj}\right) \tag{3.6}$$

Sendo:

 $\dot{Q}_{res}$  – Potência térmica extraído do recurso [W]

FC – Fator de capacidade [%]

 $\dot{m}$  – Vazão mássica de salmoura extraída do recurso [kg/s]

h<sub>prod</sub> – Entalpia da salmoura extraída do poço de produção [kJ/kg]

hinj – Entalpia da salmoura ao entrar no poço de injeção [kJ/kg]

O fator de capacidade foi obtido por um método semelhante ao descrito na seção 3.1. Nesse caso, os valores de temperatura utilizados no programa foram 100°C, 130°C, 160°C e 200°C e os valores de profundidade foram 1000m, 2000m, 3000m e 4000m. A equação encontrada foi:

$$FC_{res} = A_4 \times z_{res} + B_4 \times T_{res} + C_4 \qquad (3.7)$$

No caso da vazão mássica da salmoura, o valor utilizado foi de 40kg/s em todos os casos. A escolha desse valor foi feita baseado na existência de casos de uso direto da energia geotérmica com vazão mássica do fluido geotérmico aproximada ao valor considerado no presente estudo, sendo, assim, um valor comum a esse tipo de aplicação. Como, por exemplo, no estudo de WANG *et al.* (2013), em que a energia térmica extraída da salmoura a 40kg/s é fornecido para um *chiller* de refrigeração por absorção.

A entalpia do fluido no recurso foi definida baseada no estudo de PALLISER (1998), que, considerando a salmoura como líquido saturado, encontrou a seguinte fórmula, onde T é a temperatura da salmoura, para determinar esse parâmetro:

$$h = 3,57384 \times T - 3,79 \times 10^{-3} \times T^2 + 1,60 \times 10^{-6} \times T^3$$
(3.8)

Para o dimensionamento do potencial dos recursos para uso direto, o cálculo para cada equipamento e processo foi feito separadamente, sendo os seguintes: perfuração dos poços, bomba (para extração de líquido do reservatório), trocador de calor e o *chiller* de refrigeração por absorção. Além desses, também houve um método específico para o cálculo da redução de gastos com combustíveis no caso do uso direto para o pré-aquecimento da água no ciclo Rankine de uma usina termelétrica, que será descrito posteriormente na seção 3.2.3.6.

#### **3.2.3.1.** Bomba

Para determinar a potência da bomba que utilizada para extrair a salmoura de dentro do reservatório, foi empregada a seguinte fórmula (DE MATTOS e DE FALCO, 2008):

$$Pot_b = \frac{H \times g \times \dot{m}}{\eta}$$
(3.9)

Sendo:

H – Carga da bomba [m]

g – Aceleração da gravidade [m/s<sup>2</sup>]

 $\dot{m}$  – Vazão mássica da salmoura [kg/s]

 $\eta$  – Eficiência da bomba [%]

O valor da eficiência considerado foi de 70%, pelo fato de ser um valor razoável, comum entre problemas relacionados a bombas industriais em livros didáticos, como no livro de FOX *et al* (2010). Para a aceleração da gravidade, o valor adotado foi de 9.81m/s<sup>2</sup>.

Finalmente, a carga da bomba (*head*) segue a equação (DE MATTOS e DE FALCO, 2008):

$$H = z_{res} + hf - \frac{(P_{res} \times 100000)}{\rho_{res} \times g}$$
(3.10)

Sendo:

zres – A profundidade do reservatório [m]

hf – A perda de carga [m]

Pres - A pressão no interior do reservatório [bar]

 $\rho_{res}$  – Densidade da salmoura [kg/m<sup>3</sup>]

A perda de carga foi calculada da seguinte maneira:

$$hf = f \times \frac{Le \times v_{res}^2}{d \times 2 \times g} \qquad (3.11)$$

f é o fator de atrito, Le é o comprimento equivalente dos dutos do reservatório até a bomba, v<sub>res</sub> é a velocidade do fluido do reservatório e d é o diâmetro do duto.

O fator de atrito foi encontrado através do Ábaco de Moody (Figura 19), em que são considerados o número de Reynolds (Re) e a rugosidade relativa  $(\frac{\varepsilon}{d})$ . O número de Reynolds foi obtido pela fórmula padrão (3.12), onde  $\mu$  é a viscosidade dinâmica da

salmoura [Pa\*s], e a rugosidade relativa foi obtida pelo gráfico que relaciona a rugosidade relativa com o diâmetro e o material da tubulação. O diâmetro considerado nesse trabalho foi de 250mm e o material foi o Aço Comercial:

(3.12)

 $Re = \frac{v \times \rho \times d}{\mu}$ 

$$H_{\text{relation}}$$

Figura 19 - Ábaco de Moody (DE MATTOS e DE FALCO, 2008)

O comprimento equivalente fixa o valor do comprimento reto da tubulação que reproduziria a mesma perda de carga que o acessório. Para a determinação do comprimento equivalente, foram considerados, junto ao comprimento total da tubulação do reservatório até a bomba, os seguintes acessórios: uma entrada de quina não arredondada e um joelho 90° de raio longo (raio = 1,5d).

A velocidade do fluido foi obtida multiplicando a vazão mássica (40kg/s) pela densidade do fluido e dividindo-os pela área da seção transversal do duto.
Junto à perda de carga, a pressão foi obtida através da fórmula do programa *Geothermal Electricity Technology Evaluation Model* (GETEM)<sup>4</sup>, apresentada a seguir:

$$P_{res} = P_{atm} + \left(\frac{1}{CP}\right) \left(exp\left\{\frac{\left[\rho_{atm} \times g \times CP(z_{res} - 0.5 \times CT \times dT \times z_{res}^2)\right]}{10^5}\right\} - 1\right)$$
(3.13)

Sendo:

Patm – Pressão atmosférica [bar]

 $\rho_{atm}$  – Densidade da salmoura nas condições atmosféricas [kg/m<sup>3</sup>]

- CP Gradiente de pressão [1/bar]
- CT Coeficiente do gradiente de temperatura [1/°C]
- dT Gradiente de temperatura da Terra [°C/m]

A pressão atmosférica considerada foi de  $P_{atm} = 1,014bar$ . A densidade da salmoura foi determinada baseando a pressão e temperatura como  $P_{atm}$  e  $T_{atm}=25^{\circ}C$ . O gradiente de pressão é uma constante de valor  $CP = 4,64x10^{-10}$  bar<sup>-1</sup> (DOE, 2006). O coeficiente do gradiente de temperatura e o gradiente de temperatura da Terra respeitam a seguintes equações, respectivamente (DOE, 2006):

$$CT = \frac{9 \times 10^{-4}}{30,796 \times T_{res}^{-0,552}}$$
(3.14)  
$$dT = \frac{T_{res} - T_{atm}}{Z_{res}}$$
(3.15)

O cálculo da densidade da salmoura foi feito de acordo com o estudo de PALLISER (1998). Considerando o fluido no estado líquido saturado, a densidade pode ser obtida através da fórmula:

$$\rho = 1220,4 - 609,462 \times \frac{T}{800} + 3173,9 \times \left(\frac{T}{800}\right)^2 - 17554,1 \times \left(\frac{T}{800}\right)^3 + 40800 \times \left(\frac{T}{800}\right)^4 - 37348,8 \times \left(\frac{T}{800}\right)^5 + 11878,4 \times \left(\frac{T}{800}\right)^6$$
(3.16)

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Similar ao *System Advisor Model*, o *Geothermal Electricity Technology Evaluation Model* é um programa que simula o potencial de um recurso geotérmico para geração de eletricidade. Esse programa foi desenvolvido pela secretária de eficiência energética e energia renovável dos Estados Unidos da América.

A viscosidade dinâmica da salmoura foi obtida através do estudo de KESTIN; KHALIFA; CORREIA (1981), em que os autores fizeram uma correlação entre a viscosidade dinâmica, temperatura e pressão e apresentaram os valores em formato de tabela. De acordo com as condições de cada reservatório e pelo método de interpolação, foi possível determinar os valores desse parâmetro (tabela 3).

	Viscosidade	Viscosidade
Local	Mínima (Pa.s)	Máxima (Pa.s)
Ponta Grossa	2,19 x10 <sup>-4</sup>	3,22 x10 <sup>-4</sup>
Guarani	4,45 x10 <sup>-4</sup>	5,80 x10 <sup>-4</sup>
Além Paraíba	2,61 x10 <sup>-4</sup>	3,74 x10 <sup>-4</sup>
Coronel	4,47 x10 <sup>-4</sup>	5,85 x10 <sup>-4</sup>
Fabriciano		
Cachoeira Pajéu	4,75 x10 <sup>-4</sup>	5,85 x10 <sup>-4</sup>
Diamantina	4,70 x10 <sup>-4</sup>	6,52 x10 <sup>-4</sup>
Guanhães	4,40 x10 <sup>-4</sup>	5,90 x10 <sup>-4</sup>
Itabira	3,69 x10 <sup>-4</sup>	4,99 x10 <sup>-4</sup>
Manhuaçú	2,73 x10 <sup>-4</sup>	3,95 x10 <sup>-4</sup>
Mantena	2,73 x10 <sup>-4</sup>	4,03 x10 <sup>-4</sup>
Medina	4,71 x10 <sup>-4</sup>	5,84 x10 <sup>-4</sup>
Angra dos Reis	4,03 x10 <sup>-4</sup>	4,03 x10 <sup>-4</sup>

Tabela 3 - Faixa de valores de viscosidade dinâmica em cada recurso

# **3.2.3.2.** Trocador de calor

Para dimensionar o trocador de calor, a seguinte equação padrão foi utilizada:

$$Q = U \times A \times \left[ \frac{(T_{qi} - T_{co}) - (T_{qo} - T_{ci})}{\ln \left[ \frac{(T_{qi} - T_{co})}{(T_{qo} - T_{ci})} \right]} \right]$$
(3.17)

Sendo:

- Q Calor trocado no trocador de calor [W]
- U Coeficiente de troca de calor global  $[W/(m^2 \circ C)]$

 $A - Area [m^2]$ 

- $T_{qo}$  Temperatura do fluido quente saindo [°C]
- $T_{qi}$  Temperatura do fluido quente entrando [°C]
- $T_{co}$  Temperatura do fluido frio saindo [°C]
- $T_{ci}$  Temperatura do fluido frio entrando [°C]

O coeficiente de troca de calor global é um valor fixo que depende das configurações do equipamento, portanto será considerado o mesmo para todos os casos:  $U = 1000 \text{ W/(m}^2 \text{ °C})$ . Esse valor foi escolhido, porque é uma média dos valores considerados no trabalho de CASTILLO (2007), semelhante a esse, que também dimensionou um sistema de refrigeração por absorção utilizando calor extraído de um recurso geotérmico.

No caso do uso direto da energia geotérmica para o sistema de refrigeração por absorção, o método utilizado para dimensionar o trocador se baseou em fixar os valores de temperatura do fluido frio de acordo com as configurações do fabricante de um *chiller* de absorção convencional. Nesse caso, as configurações do equipamento funcionam com o fluido entre  $T_{ci} = 70^{\circ}$ C e  $T_{co} = 80^{\circ}$ C (THERMAX, 2018). Os valores de  $T_{qi}$  serão apresentados na seção 4.2.1 e os valores de  $T_{qo}$  será  $T_{qo}=T_{qi}-20.^{5}$  A definição desse valor foi devido a recorrência de casos semelhantes para uso direto da energia geotérmica, como, por exemplo, no estudo de WANG *et al.* (2013) em que a temperatura da salmoura retirada é de 90°C e é injetada a 70°C e no estudo de HEPBASLI; CANAKCI (2003), em que o fluído de produção é resfriado de 118°C para 99°C em um sistema de aquecimento.

Para o caso do uso direto para pré-aquecer a água em um ciclo Rankine de uma usina termoelétrica, a metodologia utilizada se baseou em fixar a área a um valor de A=100m<sup>2</sup>, devido a ser um valor comum para problemas semelhantes em relação à quantidade de calor e variação de temperatura listados no livro de OZISIK (1990), e o

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Apesar de a temperatura do fluido quente estar fixada de acordo com a temperatura de entrada, essa seria uma questão de otimização, em que uma temperatura específica para cada recurso fosse encontrada para que a área do trocador fosse a melhor possível, ou aquela que minimizasse o custo do projeto.

 $T_{ci}$ =280°C, que corresponde à agua no estado líquido saturado a uma pressão de 65bar. Esta é a pressão de entrada na caldeira especificada pelo fabricante SIEMENS (2013). Logo, torna-se possível determinar o valor de  $T_{co}$  e a energia térmica absorvida pela água.

### 3.2.3.3. Refrigeração por absorção

#### Fluidos de Trabalho

O conjunto de fluidos (refrigerante e transporte) considerados nesse trabalho foi NH<sub>3</sub> (refrigerante) e H<sub>2</sub>O (transporte). Outro conjunto comumente empregado em ciclos de refrigeração por absorção é a dupla H<sub>2</sub>O (refrigerante) e LiBr (transporte). Há diversas diferenças entre eles que tornam cada um aplicáveis a casos diferentes.

A principal razão da escolha do conjunto amônia-água foi pelo faixa de temperatura de trabalho deles serem significante menor, devido ao ponto de ebulição da amônia ser inferior ao da água. Logo, para poder utilizar LiBr-Água, a temperatura do recurso deve ser mais alta, limitando ainda mais o potencial dos locais.

Contudo, ambos apresentam diferentes vantagens e desvantagens. O sistema de amônia e água tem como principal desvantagem o fato da água ser mais volátil em comparação com o brometo de lítio. No entanto, o brometo de lítio cristaliza a concentrações moderadas e quando o absorvedor é resfriado por ar, essas concentrações tendem a serem atingidas, limitando o sistema a ser resfriado com água (HORUZ, 1998).

Além desses dois conjuntos de fluido, há outros menos empregados, como uma soma dos três mais conhecidos (NH<sub>3</sub> + H<sub>2</sub>O + LiBr), a dupla NH<sub>3</sub> – LiNO<sub>3</sub>, alguns conjuntos utilizando álcool ou outros hidrocarbonetos como refrigerante, que apresentam bons resultados, embora, devido à falta de testes ou problemas como corrosão ou instabilidade, esses fluidos ainda não são muito difundidos comercialmente (SUN; FU; ZHANG, 2012).

#### Formulação termodinâmica



Figura 20 - Ciclo de refrigeração por absorção de um estágio

Devido a maioria dos recursos encontrados serem de mais baixas (abaixo de 100°C) e em uma tentativa de torna a análise mais geral para todos os casos, será considerado o ciclo de refrigeração por absorção de um estágio. A termodinâmica do processo é toda baseada na primeira lei da termodinâmica para um volume de controle:

$$\dot{Q} - \dot{W} + \dot{m_i}(h_i + \frac{v_i^2}{2} + gy_i) - \dot{m_o}(h_o + \frac{v_o^2}{2} + gy_o) = \frac{dE}{dt}$$
(3.18)

Sendo:

- $\dot{Q}$  Calor adicionado no sistema [J/s]
- $\dot{W}$  Trabalho realizado pelo sistema [J/s]
- $\dot{m_{l,o}}$  Vazão mássica entrando ou saindo [kg/s]
- $h_{i,o}$  Entalpia específica do fluido entrada ou saindo [kJ/kg]
- $v_{i,o}$  Velocidade do fluido entrando ou saindo [m/s]
- $y_{i,o}$  Altura do fluido entrando ou saindo [m]

 $\frac{dE}{dt}$  – Variação da energia interna com o tempo [J/s]

Considerando as alturas e as velocidades do fluido iguais e o sistema em um regime estacionário, a equação x seria:

$$\dot{Q} - \dot{W} = \dot{m_o} \times h_o - \dot{m_i} \times h_i \quad (3.19)$$

Portanto, de acordo com a numeração indicada na Figura 20 o ciclo de refrigeração por absorção pode ser dividido da seguinte forma:

Bomba (ponto 1 ao ponto 2):

$$\dot{W}_b = \dot{m}_1 \times h_1 - \dot{m}_2 \times h_2$$
 (3.20)

Trocador de calor (ponto 2 ao 3 e ponto 4 ao 5):

$$\dot{Q}_{HE} = \frac{\dot{m}_3 \times h_3 - \dot{m}_2 \times h_2}{\eta_{HE}} = \dot{m}_4 \times h_4 - \dot{m}_5 \times h_5 \qquad (3.21)$$

Gerador (ponto 3 ao 4 e 6):

$$\dot{Q}_{GE} = \dot{m}_4 \times h_4 + \dot{m}_6 \times h_6 - \dot{m}_3 \times h_3 \qquad (3.22)$$

Condensador (ponto 6 ao 7):

$$\dot{Q}_{CO} = \dot{m}_7 \times h_7 - \dot{m}_6 \times h_6 \quad (3.23)$$

Evaporador (ponto 8 ao 9):

$$\dot{Q}_{EV} = \dot{m}_8 \times h_8 - \dot{m}_7 \times h_7$$
 (3.24)

Absorvedor (ponto 9 e 5 ao 1):

$$\dot{Q}_{AB} = \dot{m}_1 \times h_1 - \dot{m}_5 \times h_5 - \dot{m}_8 \times h_8 \quad (3.25)$$

Importante destacar que  $\dot{Q}_{GE}$ ,  $\dot{Q}_{EV} > 0$  e  $\dot{Q}_{AB}$ ,  $\dot{Q}_{CO} < 0$ . Além disso, o coeficiente de performance (COP) é obtido pela seguinte fórmula:

$$COP_{real} = \frac{\dot{Q}_{EV}}{\dot{Q}_{GE} + \dot{W}_b} \quad (3.26)$$

Considerando o coeficiente de performance de um ciclo ideal apresentado na equação 3.27, é possível encontrar a eficiência do ciclo:

$$COP_{ideal} = \frac{T_6 - T_1}{T_6} \times \frac{T_9}{T_7 - T_9}$$
(3.27)  
$$\eta = \frac{COP_{real}}{COP_{ideal}}$$
(3.28)

#### 3.2.3.4. Pré-aquecimento em um ciclo Rankine

Além do trocador de calor, outro parâmetro importante nesse estudo é a economia de combustível associada ao uso da energia térmica extraída do recurso geotérmico como pré-aquecimento em um ciclo Rankine de uma usina de geração termoelétrica.

Para essa análise, o combustível escolhido foi o gás natural. O custo do gás natural considerado será o disponibilizado pela COMGAS (2018) em seu website no valor de 0,074BRL/kWh. O valor de conversão para dólar será a taxa de câmbio média do dia 29 de dezembro de 2017 (última cotação do ano), em que 1 USD = 3,3074 BRL (IPEA, 2018).

### 3.2.3.5. Investimento de capital fixo e custo de operação

A perfuração foi o primeiro parâmetro calculado. Para determinar esse custo da perfuração, novamente foi utilizado o programa *System Advisor Model*.

Um dos resultados intermediários do programa (Figura 12) é o custo total da perfuração. Dentro desse valor estão incluídos: o custo da perfuração do poço de exploração, da perfuração do poço de confirmação, da perfuração do poço de produção e do poço de injeção.

Considerando a profundidade de cada recurso e a mesma configuração utilizada no ciclo binário, isto é, com as mesmas modificações, exceto para o valor da temperatura do recurso, que foi considerado um valor fixo de 100°C, e para o valor da potência da planta, determinada considerando a potência necessária para que apenas um poço de produção fosse exigido, para que o valor final representasse o custo de perfuração por poço de produção. Os investimentos por profundidade estão listados na tabela 4.

Profundidade [m]	Investimento [USD]			
1000	6.291.060,00			
3000	10.264.510,00			
5000	18.880.632,00			
Tabela elaborada com dados do SAM				

Tabela 4 - Valor do investimento para cada profundidade do reservatório

Os investimentos do trocador de calor e da bomba foram calculados a partir das funções de custo consideradas no trabalho de CASTILLO (2007) corrigido pelo CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*)<sup>6</sup>:

$$I_{HE} = 736,2 \times A_{HE}^{0.8} \times \frac{CEPCI_{2017}}{CEPCI_{2007}}$$
(3.29)  
$$I_b = 11044,4 \times (0,01 \times Pot_b)^{0,6} \frac{CEPCI_{2017}}{CEPCI_{2007}}$$
(3.30)

Sendo:

I<sub>HE</sub> – Investimento do trocador de calor [USD]

 $A_{HE}$  – Área do trocador de calor [m<sup>2</sup>]

 $CEPCI_i - CEPCI \ do \ ano \ i$ 

 $I_b-Investimento \; da \; bomba \; [USD]$ 

Pot<sub>b</sub> – Potência da bomba [kW]

Para o ano de 2017, o CEPCI considerado foi de 558,6 e para o ano de 2007 foi de 525,4 (CHEMICAL ENGINEERING ONLINE, 2017).

O investimento do chiller de absorção foi baseado no trabalho de WANG *et al* (2013), porém proporcional a capacidade instalada para cada recurso e corrigido pelo CEPCI:

$$I_{Abs} = 720000 \times \frac{\dot{Q}_{EV}}{2000} \times \frac{CEPCI_{2017}}{CEPCI_{2013}} \quad (3.31)$$

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) é um índice que atualiza o custo de equipamentos da indústria química.

Sendo:

IAbs - Investimento do chiller de absorção

O CEPCI de 2013 é igual a 567,3 (CHEMICAL ENGINEERING ONLINE, 2017) e o  $\dot{Q}_{EV}$  será calculado de acordo com o COP, isto é:

$$\dot{Q}_{EV} = COP \times \left( \dot{Q}_{res} + \dot{Pot}_{chiller} \right) \quad (3.32)$$

Sendo:

 $\dot{Q}_{res}$  – Potência térmica extraída do recurso [kW]

Potchiller - Potência consumida para funcionamento do chiller [kW]

O  $\dot{Q}_{res}$  é calculado através da equação 3.6. A potência consumida para funcionamento do chiller é disponibilizada pelo fabricante no valor de 6,75kW (THERMAX, 2018). O valor do COP=0,55 considerado foi baseado no estudo de KEÇECILER; ACAR; DOĞAN (2000), por se tratar de um projeto bem semelhante ao considerado nesse trabalho.

Os fatores considerados para o cálculo do investimento fixo total, bem como seus respectivos valores foram baseados no trabalho de CASTILO (2007) e estão demonstrados na tabela 5 abaixo. O investimento fixo total é a soma de todos os fatores listados:

Tipo de custo	Valor
1.Custo Direto (CD)	
1.1.Custo das instalações	(Somar os investimentos da bomba e trocador (e chiller no caso da
	refrigeração)
1.1.1.Tubulação	5% do valor da bomba e trocador
	de calor
1.1.2.Controle e monitoramento	30% do valor da bomba, trocador
	e tubulação somados
1.2.Custo além das instalações	

Tabela 5 - Tipos e valores dos gastos considerados no investimento fixo total

1.2.1.Trabalho estrutural e arquitetônico	20% do custo das instalações (1.1)
1.2.2.Serviços gerais das instalações	25% do custo das instalações (1.1)
1.2.3.Contingências	15% do custo das instalações (1.1)
1.2.4.Perfuração	Tabela 4
2.Custo Indireto (CI)	Obs: os valores abaixo não consideram o custo da perfuração
2.1.Engenharia e supervisão	15% do custo direto (CD)
2.2.Custo da construção	15% do CD
2.3.Contingências	20% do CD
3.Outros gastos	
3.1.Custo de partida	6% do CI+CD
3.2.Capital de giro	5% do CI+CD
3.3.Custo de licenciamento, pesquisa e	4.5% do CI+CD
desenvolvimento	

O custo de operação e manutenção do caso considerando o sistema de refrigeração foi obtido pelo mesmo método utilizado no trabalho de CASTILLO (2007):

$$OM_{Abs} = I_{Fixo,Abs} \times 0,0112 + P_e \times hr \times (Pot_b + Pot_{chiller}) \quad (3.33)$$

Sendo:

OM<sub>Abs</sub> – Custo de operação e manutenção [USD]

IFixo,Abs – Investimento capital fixo do sistema de refrigeração total [USD]

hr - Número de horas de funcionamento do sistema em um ano

Pe-Preço da eletricidade [USD/kWh]

Pot<sub>b</sub> – Potência da bomba [kW]

O número de horas de funcionamento do sistema em um ano é igual a hr = 8760xFC, onde FC é o fator de capacidade, calculado pela equação 3.7. A potência do chiller é disponibilizada pelo fabricante (THERMAX, 2018).

O preço da eletricidade foi obtido através do estudo comparativo da ABRADEE (2016), considerando o valor médio nacional de 473BRL/MWh, corrigido pelo IPCA

(Índice nacional de preços ao consumidor amplo)<sup>7</sup> de maio de 2016 até dezembro de 2017 (tabela 6) e convertido em dólar pelo valor descrito na seção 3.2.3.4. O preço final encontrado foi igual a  $P_e = 0,1584USD/kWh$ .

Mês/Ano	Variação do IPCA no mês (%)
05/2016	0,78
06/2016	0,35
07/2016	0,52
08/2016	0,44
09/2016	0,08
10/2016	0,26
11/2016	0,18
12/2016	0,30
01/2017	0,38
02/2017	0,33
03/2017	0,25
04/2017	0,14
05/2017	0,31
06/2017	-0,23
07/2017	0,24
08/2017	0,19
09/2017	0,16
10/2017	0,42
11/2017	0,28
12/2017	0,44

Tabela 6 - Valores do IPCA entre Maio de 2016 e Dezembro de 2017 (IBGE, 2017).

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Índice nacional de preços ao consumidor amplo (IPCA) faz parte do sistema nacional de índices de preços ao consumidor (SNIPC), cujo objetivo é acompanhar a variação de preços de um conjunto de produtos e serviços. O IPCA é medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

O custo de operação e manutenção do caso em que a energia térmica extraída do recurso geotérmico é utilizada para pré-aquecer a água em um ciclo Rankine será determinada por uma equação semelhante a anterior (equação 3.33):

$$OM_{PA} = I_{Fixo,PA} \times 0,005 + P_e \times hr \times Pot_b \quad (3.34)$$

Sendo:

OM<sub>PA</sub> – Custo de operação e manutenção [USD]

IFixo,PA – Investimento capital fixo do sistema de pré-aquecimento [USD]

## 3.2.3.6. Análise

Após obter todos os parâmetros mencionados nas seções anteriores, a análise da viabilidade e do potencial de cada recurso será feita de forma comparativa. Primeiramente, será necessário calcular o custo anual pela seguinte equação:

$$C_A = I_{Fixo} \times FRC + OM \quad (3.35)$$

Sendo:

CA – Custo anual para o sistema de refrigeração [USD]

FRC – Fator de retorno de capital

O fator de retorno de capital será calculado pela equação x, considerando r=10% ao ano e n = 25 anos.

A análise será feita de forma comparativa entre o sistema de refrigeração por absorção com energia geotérmica e um sistema de refrigeração por compressão de vapor simples. Logo, será criado um parâmetro do custo anual por carga de resfriamento  $C_{C,Ref}$  [USD/kWh]:

$$C_{C,Ref} = \frac{C_{A,Ref}}{\dot{Q}_{EV} \times 8760}$$
 (3.36)

O sistema de refrigeração por compressão considerado terá potência do evaporador de mesmo valor do sistema de refrigeração por absorção. Para o cálculo do custo anual do sistema por compressão, o investimento fixo total será determinado pelos mesmos gastos listados na tabela 5, porém sem considerar os gastos pertinentes ao sistema

geotérmico, isto é, o investimento do trocador, da bomba, da tubulação (1.1.1) e perfuração. O custo do chiller será baseado no estudo de EICKER *et al.* (2015) convertido para dólar pela taxa de câmbio média de 2013 1USD = 0,75EUR (IPEA, 2018), corrigido pelo CEPCI, de acordo com a fórmula abaixo

$$I_{chiller,Comp} = 310 \times \frac{1}{0.75} \times \dot{Q}_{EV} \times \frac{CEPCI_{2017}}{CEPCI_{2013}}$$
(3.37)

O custo de operação e manutenção será calculado pela equação 3.38, similar a formulação para o ciclo de absorção (equação 3.33):

$$OM_{Comp} = I_{chiller,Comp} \times 0,012 + P_e \times Pot_{chiller,Comp} \times hr$$
(3.38)

A potência do chiller de compressão considerada será obtida pela equação 3.39:

$$Pot_{chiller,Comp} = \frac{\dot{Q}_{EV}}{COP_{chiller,Comp}}$$
(3.39)

O valor do  $\text{COP}_{\text{chiller,Comp}}$  será baseado em uma média dos valores encontrados no estudo de ARORA; KAUSHIK (2008), sendo  $\text{COP}_{\text{chiller,Comp}} = 3,3$ . Dessa forma, será possível analisar se o ciclo de refrigeração por absorção é economicamente viável comparando o custo anual por carga de resfriamento de ambos os sistemas e em quais condições os sistemas teriam esse parâmetro equivalente.

#### Pré-aquecimento de um ciclo Rankine

A análise no caso do uso da energia térmica extraída para pré-aquecer um ciclo Rankine também será em torno do custo anual obtido pela mesma equação 3.35. O custo anual será comparado por meio de um índice benefício-custo demonstrado na equação abaixo:

$$BC = \frac{P_{GN} \times Q_{PA} \times hr}{C_{A,PA}} \qquad (3.40)$$

Sendo:

BC – Índice benefício-custo

P<sub>GN</sub> – Preço do gás natural calculado de acordo com a seção 3.2.3.4 [USD/kWh]

 $\dot{Q}_{PA}$  – Potência adicionada no ciclo Rankine no pré-aquecimento [kW]

C<sub>A,PA</sub> – Custo anual do sistema de pré-aquecimento [USD]

A potência adicionada no ciclo Rankine no pré-aquecimento é igual a potência térmica extraída do recurso  $\dot{Q}_{res}$  calculada de acordo com a equação 3.6 na seção 3.2.3.

A partir do índice custo-benefício é possível determinar se o sistema de préaquecimento é vantajoso (BC>1) e em quais condições o sistema se equivale à economia de combustível.

#### 4. Resultados

### 4.1. Mundo

Após utilizar o método dos mínimos quadrados e o macro Solver do Microsoft Excel, as constantes A<sub>i</sub>, B<sub>i</sub>, C<sub>i</sub> e D<sub>i</sub> para as equações 3.1, 3.2 e 3.3, apresentadas no capítulo 3, estão descritas na tabela 7.

	Α	В	С	D
1	117482,6 $\frac{US\$}{W \times °C^{-2,29433}}$	2,29433	$0,0032 \frac{US\$}{W \times m}$	2,545397 $\frac{US\$}{W}$
2	$-0,176  {}^{\circ}C^{0,5402}$	0,5402	-3,6315 × 10 <sup>-6</sup> m <sup>-1</sup>	0,05828
3	$-3,1395 \times 10^{-5} \circ C^{-2}$	0,01574 °C <sup>−1</sup>	$2,2699 \times 10^{-5} m^{-1}$	-1,0699

Tabela 7 - Valores encontrados para as constantes

Os valores de entrada (profundidade e temperatura) foram separados pelo valor mínimo e valor máximo encontrados. Dessa forma, os valores de saída foram organizados de modo que eles representassem a pior (menor temperatura e maior profundidade do reservatório) e a melhor (maior temperatura e menor profundidade do reservatório) condição possível para cada local. Além disso, um valor de saída para a média dos valores de entrada também foi encontrado.

Quanto ao investimento fixo total sobre a potência, há uma amplitude muito grande nos valores de uma mesma região. Na China, por exemplo, considerando apenas a melhor condição possível, em Yangbajain o investimento fixo total seria de 2,80 USD/W, enquanto que em Nagqu, o investimento total fixo seria de 4,83 USD/W. Há grande variações para todas as regiões nos três tipos de condições (melhor, pior e média), o que demonstra como esse tipo de análise não pode ser feita sem considerar cada local individualmente.

Casos com temperatura muito baixa (Classe 2) e profundidade acima de 2500m atingiram os maiores valores, como em Gadyach (Ucrânia) e Traunreut (Alemanha), em que o custo fixo total pela potência ultrapassou 6,00 USD/W. Já os menores valores foram encontrados para casos com temperatura acima de 300°C e profundidade menores que 1000m, como, por exemplo, em Mariposa (Chile), Namafjall (Islândia) e Mokai (Nova Zelândia), locais em que o investimento fixo total pela potência atingiu valores menores que 3,00 USD/W.

Já o custo de operação e manutenção como porcentagem do investimento apresentou comportamento inverso ao do investimento fixo total pela potência, ou seja, os casos com maiores percentuais foram os casos com menores custos fixos totais. As piores condições também apresentaram, no geral, menores valores percentuais em comparação com as melhores condições. No entanto, em nenhuma situação houve um valor acima de 5%. Tal resultado mostra que o custo com operação e manutenção das usinas de geração de energia elétrica através de fontes geotérmicas é relativamente baixo.

Para o fator de capacidade, os valores foram bem diversos. No entanto, em muitos casos esses valores foram muito altos, ultrapassando 90%. O comportamento em relação aos valores de entrada variou muito, mas os que apresentaram os maiores percentuais foram os reservatórios de classe 4 e 5.

O LCOE foi dividido em outras duas categorias relacionadas à taxa de desconto (r), sendo uma para 10% ao ano, e outra para 15% ao ano, totalizando 6 valores diferentes. A vida útil considerada nos cálculos foi de 30 anos. Para a taxa de desconto de 10% ao ano, os resultados variaram, na maioria dos casos, entre 0,06 USD/kWh e 0,20 USD/kWh. Já para 15% ao ano de taxa de desconto, os resultados variaram entre 0,08 USD/kWh e 0,25 USD/kWh. Os locais de alta temperatura e pouca profundidade obtiveram os menores valores de LCOE, como Krysuvik e Hvíthólar (Islândia), que, considerando melhor condição e 10% de taxa de desconto, apresentaram, respectivamente, 0,0596 USD/kWh e 0,0603 USD/kWh.

Dogião	Custo Médio Nivelado (USD/kWh)		
Keglao	r=10% a.a.	r=15% a.a.	
América Latina	0,084	0,108	
Canadá	0,073	0,095	
EUA	0,103	0,134	
Europa	0,117	0,152	
Rússia	0,125	0,164	
Japão	0,069	0,089	
China	0,102	0,132	
Índia	0,109	0,141	
Ásia <sup>1</sup>	0,091	0,118	
Oceania	0,074	0,096	
África	0,093	0,121	

Tabela 8 - Custo médio nivelado pelo potencial para cada região separado pela taxa de retorno

1 - Exceto países listados na tabela.

Comparando o custo médio nivelado entre todas as regiões (Tabela 8), percebese que os valores entre as diferentes regiões são bem distintos, variando quase 50% entre o menor e maior valor, para 10% de taxa de desconto. Não obstante, regiões como América Latina, Canadá, Oceania e Japão se destacam como localidades de recursos mais competitivos do ponto de vista econômico.

A tabela 9 apresenta o potencial físico de cada região. Neste caso, nem todos os valores de potencial foram encontrados. Interessantemente, para os recursos de maior qualidade exergética, os EUA se destacam, enquanto para os recursos de baixa qualidade o destaque vai para Europa.

Docião	Potencial Identificado (MWe)				
Regiao	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5	Classe 6
América Latina	396	998	1.372	1.153	695
África	212	1.500	300	665	50
China	220	137	256	n.d.	n.d.
Índia	1	1	2.7	260	n.d.
Ásia <sup>1</sup>	118	200	1.490	3.234	260
Japão	n.d.	48	55	472	50
Rússia	555	691	389	760	n.d.
Oceania	304	210	731	1.730	300

Tabela 9 - Potencial identificado para cada região e separado por classe de recurso

Europa	1.382	828	110	1.779	n.d.
Canadá	n.d.	n.d.	330	n.d.	n.d.
EUA	657	1.535	2.317	331	2.630
Total	3.844	6.148	7.353	10.384	3.985

Nd: não disponível; 1 – Exceto países listados na tabela.

As Figuras 21 a 31 mostram dois tipos de gráfico para cada região. O situado à esquerda é um gráfico que representa o LCOE - para taxa de desconto de 10% (azul) e 15% (vermelho) - como função do Fator de Capacidade, à direita está um gráfico que representa a média do Fator de Capacidade para cada Classe do Recurso.

No gráfico de LCOE pelo fator de capacidade, é possível observar um padrão exponencial em todas as regiões para ambas taxas de desconto. Também é possível observar um padrão para os gráficos à direita. Neste caso, os recursos de Classe 5 e Classe 4 são sempre os que possuem maior média de Fator de Capacidade. Dessa forma, combinando-os, é possível notar que, em média, os recursos de Classe 5 e Classe 4 se tornam os recursos de menor LCOE.

Na América Latina, Chile e México são os países que se destacam. Juntos, representam 40% dos locais com LCOE inferior a 0,70 USD/kWh. Além deles, Bolívia e Costa Rica também apresentam sítios geotérmicos de alta qualidade exergética. Apesar de a América Latina ser uma região com muitos recursos de alta qualidade, o Brasil possui apenas recursos de Classe 2 e a grandes profundidades (acima de 3000m). Posteriormente, na seção 4.3.1, haverá uma análise mais detalhada sobre o potencial brasileiro. Logo, esses locais são de alto LCOE (acima do custo médio ponderado da região) e relativamente baixo fator de capacidade (abaixo de 70%).



Figura 21 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a América Latina



Figura 22 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a África



Figura 23 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Ásia



Figura 24 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para o Canadá



Figura 25 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a China



Figura 26 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para os EUA



Figura 27 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Europa



Figura 28 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Índia



Figura 29 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para o Japão



Figura 30 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Oceania



Figura 31 - LCOE em função do Fator de Capacidade (esq.) e Média do Fator de Capacidade por Classe de Recurso (dir.) para a Rússia

A figura 32 mostra a relação do LCOE com o potencial como uma curva de oferta, onde cada degrau representa um sítio diferente, agregados em ordem crescente de potencial. Portanto, é possível estimar o potencial que tem um custo menor que o de mercado para um determinado preço e estimar o investimento para um determinado potencial. Da mesma forma, nesta curva, é possível notar que quase 30 GWe de potencial com alto fator de capacidade se encontram com custos nivelados abaixo de 70 USD/MWh (taxa de desconto de 10% a.a.). A partir de 32 GWe, porém, os custos nivelados crescem assintoticamente. No entanto, considerando uma taxa de desconto de 15% ao ano, há muito menos potencial disponível abaixo dos 70 USD/MWh e os mesmos 30GWe se encontram com custos nivelados apenas abaixo de 110 USD/MWh.



#### Figura 32 - LCOE pelo potencial mundial

A comparação de custos nivelados entre fontes de geração de eletricidade a partir de fontes consideradas renováveis está apresentada na figura 33. Nela, é possível avaliar que a fonte de energia geotérmica pode ser muito competitiva no mercado. Também se depreende desta figura que os valores obtidos neste estudo se coadunam com aqueles disponíveis de forma consolidada na literatura técnico-científica. De certo modo, diante dos elevados fatores de capacidade e do baixíssimo custo de O&M da opção geotérmica, é possível afirmar a viabilidade do seu uso nos sítios onde este recurso se encontra a moderadas profundidades e razoável qualidade termodinâmica.



Figura 33 - Relação de investimento entre algumas fontes consideradas renováveis (IRENA, 2014) e o resultado obtido neste estudo

# 4.2. Brasil

## 4.2.1. Recursos

Devido à ausência de atividades tectonomagmáticas em tempos geológicos relativamente recentes, no Brasil há apenas ocorrência de recursos geotermais de classe 1 e 2 (tabela 2) (ARBOIT *et al.*, 2013). Por isso, a maioria dos recursos brasileiros possui características semelhantes quanto à qualidade (temperatura e profundidade).

A Bacia do Paraná concentra os recursos de melhor qualidade. No trabalho de GOMES (2009), os recursos desta bacia foram avaliados e os resultados demonstraram que há gradientes de temperatura variando de 16 a 46 °C/km e o fluxo térmico atinge 100mW/m<sup>2</sup>. Além disso, dois locais foram apontados como passíveis de aproveitamento geotérmico: sistema aquífero Guarani e sistema aquífero Ponta Grossa.

O sistema aquífero Guarani possui recursos de classe 1 em profundidade que varia de 1000m a 3000m. Segundo o estudo de RABELO; OLIVEIRA; REZENDE (2002), as temperaturas do sistema podem atingir de 35°C até 70°C. O sistema aquífero de Ponta Grossa possui recursos de classe 2 em profundidades que vão de 3000m até um limite de 5000m. A temperaturas avaliadas para esse recurso atingem entre 100°C e 150°C.

No Estado do Rio de Janeiro, também há diversas localidades com potencial de exploração da energia geotérmica, destacando-se as áreas costeiras de Angra dos Reis e Maricá, onde há indícios de fluxo geotérmico maiores que 80mW/m<sup>2</sup>. Estima-se que esses locais atinjam temperatura de 87,5°C em uma profundidade de 3000m (GOMES, 2003).

O Estado de Minas Gerais também possui diferentes regiões onde é possível aproveitar da energia extraída do subsolo, inclusive, há locais que apresentam fluxo geotérmico maiores que 80 mW/m<sup>2</sup> (ALEXANDRINO; HAMZA, 2008). No estudo de ALEXANDRINO; COUY; RODRIGUES (2012), os recursos do Estado foram avaliados e os autores determinaram que há potencial de exploração nos seguintes lugares: Além Paraíba, Coronel Fabriciano, Cachoeira Pajéu, Diamantina, Ganhães, Itabira, Manhuaçú, Mantena e Medina. Nesses lugares, as temperaturas variam de 47°C a 82°C a 3000m de profundidade, e de 63°C a 124°C a 5000m de profundidade. Aliás, também há outros lugares em Minas Gerais de alto potencial, porém, devido à carência de estudos de avaliação em todo o Estado, características como temperatura e profundidade ainda não foram estimadas.

A tabela 10 abaixo resume todos os recursos e seus respectivos parâmetros (temperatura e profundidade) considerados nesse trabalho.

	Temperatura	Temperatura	Profundidade	Profundidade
Local	Mínima (°C)	Máxima (°C)	Mínima (m)	Máxima (m)
Ponta Grossa	100	150	3000	5000
Guarani	50	70	1000	3000
Além Paraíba	83	124	3000	5000
Coronel	50	69	3000	5000
Fabriciano				
Cachoeira Pajéu	48	63	3000	5000
Diamantina	47	64	3000	5000
Guanhães	51	71	3000	5000
Itabira	61	87	3000	5000
Manhuaçú	80	120	3000	5000

Tabela 10 - Resumo dos recursos brasileiros considerados no trabalho

Mantena	82	120	3000	5000
Medina	49	66	3000	5000
Angra dos Reis	87,5	87,5	3000	3000

## 4.2.2. Ciclo Flash

Pelo Diagrama de Lindal apresentado na seção anterior (Figura 17), o único recurso que apresentou condições suficientes para geração de eletricidade através do ciclo Flash foi Ponta Grossa nas condições máximas, isto é, temperatura a 150°C e profundidade de 5000m.

Na tabela 11 abaixo, os valores de cada parâmetro referente ao sítio de Ponta Grossa são apresentados.

Local	Ponta Grossa
Temperatura	150°C
Profundidade	5000m
Custo fixo total dividido pela potência	5,34USD/W
O&M como porcentagem do investimento	2,84%
Fator de Capacidade	69,94%
LCOE (r = 10%)	0,12USD/kWh
LCOE (r = 15%)	0,16USD/kWh

Tabela 11 - Parâmetros encontrados referentes à Ponta Grossa

Comparando os resultados encontrados para o recurso brasileiro com a figura 33, que relaciona os valores de LCOE com outras fontes de geração de eletricidade, verifica-se que a fonte geotérmica em questão é razoavelmente competitiva, mesmo com LCOE superior à média dos valores encontrados para os recursos do planeta. Além disso, o fator de capacidade obtido também é inferior se comparado com os recursos geotérmicos, porém, comparando com outras fontes renováveis, como eólica e solar fotovoltaico, ainda é um valor muito alto. A figura 34 compara os parâmetros do recurso brasileiro com os parâmetros da América Latina.



Figura 34 - Comparativo de LCOE e fator de capacidade entre Ponta Grossa e resto da América Latina

Nessa figura, é possível verificar que, apesar de haver recursos em condições inferiores ao recurso brasileiro, este ainda está muito inferior a maioria da região, ou seja, custo muito alto para um fator de capacidade relativamente baixo.

## 4.2.3. Ciclo Binário

Novamente, considerando o Diagrama de Lindal (figura 17), que sugere as classes de recurso geotérmicos capazes de produzir eletricidade através do ciclo binário, os seguintes recursos foram analisados:

- Ponta Grossa na condição de temperatura máxima e profundidade máxima
- Ponta Grossa na condição de temperatura mínima e profundidade mínima
- Além Paraíba na condição de temperatura máxima e profundidade máxima
- Manhuaçú na condição de temperatura máxima e profundidade máxima
- Mantena na condição de temperatura máxima e profundidade máxima

Com os recursos definidos, cada caso foi simulado. Quase todos obtiveram resultados muito semelhantes, exceto para o caso de Ponta Grossa nas condições mínimas, sendo este o único recurso a profundidade diferente e sob condições de temperatura no limite inferior de 100°C. Por exemplo, enquanto para os outros recursos o programa indicou custo de operação e manutenção como percentual do investimento fixo total aproximadamente 9%, para Ponta Grossa nas condições mínimas, esse valor atingiu 15%, muito acima dos valores encontrados para o ciclo Flash na seção 4.1.

Similarmente ao procedimento anterior, o LCOE também foi estimado para as taxas de desconto de 10% e 15% ao ano. Os resultados de custo e fator de capacidade podem ser observados na figura 35 abaixo.



Figura 35 - Valores encontrados para LCOE e fator de capacidade

Como se nota, os resultados para Ponta Grossa nas condições mínimas foram os que se distanciaram mais entre todos. Devido a profundidade do recurso ser menor do que a dos demais sítios e considerando que a perfuração representa grande parte do investimento total<sup>8</sup>, o LCOE foi bastante reduzido, mesmo com o fator de capacidade também inferior aos demais.

Comparando o fator de capacidade entre os recursos, a diferença também foi bastante significativa. Enquanto os demais recursos atingiram valores aproximados a 80%, o fator de capacidade para Ponta Grossa nas condições mínimas não alcançou 60%. Isso deve decorrer do fato de a temperatura do recurso estar no limite inferior indicado

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Vide seção 3.1.

no Diagrama de Lindal e, à medida que a temperatura se reduz com o tempo, a energia elétrica gerada também se reduziu fortemente.

No geral, todos os recursos brasileiros apresentaram LCOE muito alto se comparados com os valores encontrados na seção 4.1 e com o custo da eletricidade no Brasil, que, baseando-se na média do Preço das Liquidações das Diferenças (PLD) de dezembro de 2017, esteve no valor de 232,86BRL/MWh (ou, considerando o valor do dólar apresentado na seção 3.2.3.4 de 1USD=3,3074BRL, no valor de 70,41USD/MWh) (CCEE, 2018). Logo, de forma a reduzir o custo final da eletricidade gerada nesse recurso, seriam necessários maiores incentivos econômicos ou fiscais para que o investimento total fosse reduzido a tal nível que viabilizasse a explotação do recurso, já que, tecnicamente, eles são aproveitáveis, mesmo a grandes profundidades. Com efeito, atualmente, há grandes projetos de desenvolvimento de exploração de recursos geotérmicos profundos (até 5000m): por exemplo, o projeto Islandês de Deep Drilling (FRIDLEIFSSON; ELDERS, 2005).

### 4.2.4. Uso direto

Inicialmente, após aplicar a metodologia a fim de determinar o fator de capacidade, as constantes A<sub>4</sub>, B<sub>4</sub> e C<sub>4</sub> foram encontradas – ver tabela 12.

	Α	В	С		
4	4,8292x10 <sup>-7</sup> m <sup>-1</sup>	3,34x10 <sup>-4</sup> °C <sup>-1</sup>	0,907164		

Tabela 12 -	<ul> <li>Valores das</li> </ul>	constantes	da equação	3.7
-------------	---------------------------------	------------	------------	-----

Com o fator de capacidade e a entalpia da salmoura de cada recurso determinados, foi possível obter a potência térmica de cada um, que pode ser verificada na figura 36.



Figura 36 - Faixa de potência térmica obtida para cada recurso

As faixas de potência térmica indicadas na figura 36 devem-se à diferença de temperaturas em cada recurso indicadas na tabela 10 da seção 4.2.1. Analisando-se o gráfico, verifica-se que os recursos têm potencial de geração térmica significante, com as potências térmicas de todos os recursos ultrapassando 2000kW<sub>t</sub>, com uma média de aproximadamente 2300kW<sub>t</sub> entre eles.

Além da potência térmica, outro fator comum aos casos de uso direto é o dimensionamento da bomba utilizada para extrair a salmoura do reservatório. Para tal, primeiro foram encontradas as pressões mínima (profundidade e temperatura mínimas), e máxima (profundidade e temperatura máximas), do interior de cada recurso.



Figura 37 - Pressão encontrada no interior de cada reservatório

A faixa de valores encontrados (figura 37), novamente, não mudou muito entre os reservatórios, exceto para o recurso de Guarani, onde a pressão mínima encontrada foi de 98,5 bar e a pressão máxima foi de 292bar. Para os demais recursos a pressão mínima estava em torno de 292bar e a pressão máxima ficou entre 475bar e 487bar.

Com a pressão de cada reservatório encontrada, a altura manométrica pode ser calculada através da equação 3.10 para, então, poder determinar a potência das bombas. Os valores encontrados para a potência de cada bomba se encontram nas tabelas 13 e 14. Nas condições mínimas (tabela 13) são consideradas a temperatura e profundidade mínima encontradas; já nas condições máximas (tabela 14), são consideradas a temperatura e profundidade máximas encontradas para cada local.

Condições mínimas								
Local         Temperatura (°C)         Profundidade (m)         Potência								
			bomba (kW)					
Ponta Grossa	100	3000	263,9					
Guarani	50	1000	88,7					
Além Paraíba	83	3000	267,1					

Tabela 13 - Potência das bombas para cada recurso nas condições mínimas

Coronel Fabriciano	50	3000	275,8
Cachoeira Pajéu	48	3000	276,5
Diamantina	47	3000	276,9
Guanhães	51	3000	275,4
Itabira	61	3000	272,4
Manhuaçú	80	3000	267,8
Mantena	82	3000	267,3
Medina	49	3000	276,1
Angra dos Reis	87,5	3000	266,2

Tabela 14 - Potência das bombas para cada recurso nas condições máximas

Condições máximas							
Local	Temperatura (°C)	Profundidade (m)	Potência da				
			bomba (kW)				
Ponta Grossa	150	5000	430,2				
Guarani	70	3000	270,0				
Além Paraíba	124	5000	436,5				
Coronel Fabriciano	69	5000	453,7				
Cachoeira Pajéu	63	5000	456,3				
Diamantina	64	5000	455,9				
Guanhães	71	5000	452,9				
Itabira	87	5000	447,2				
Manhuaçú	120	5000	437,7				
Mantena	120	5000	437,7				
Medina	66	5000	455,0				
Angra dos Reis	87,5	3000	266,2				

Pelos valores encontrados, nota-se a influência da profundidade no dimensionamento da bomba. Enquanto nas condições mínimas de Guarani, em que a profundidade é de 1000m, a potência da bomba é apenas de 88,7kW, para os recursos com profundidade de 5000m, a potência atinge valores entre 430,2kW e 456,3kW, aproximadamente cinco vezes maior.

Outro fator interessante, é o fato de a potência se alterar com a temperatura. Para Ponta Grossa, recurso de maior temperatura, a potência da bomba é inferior à dos demais recursos de profundidade semelhante.

### 4.2.4.1. Refrigeração por absorção

Após dimensionar a bomba e determinar a potência térmica extraída da salmoura, o trocador de calor utilizado para inserir calor no chiller de absorção também foi dimensionado através do método descrito anteriormente (seção 3.2.3.2).

Para calcular a área do trocador de calor, primeiramente calculou-se a diferença de temperaturas, isto é, o terceiro fator da equação 3.17. Esse foi o fator limitante dos recursos, pois, para a maioria, essa diferença dava um valor negativo, o que forneceria um valor de área negativo, ou seja, esses recursos não são capazes de serem utilizados em um ciclo de refrigeração por absorção de um estágio. Por outro lado, caso fossem adotados ciclos com mais de um estágio, talvez nenhum recurso se adequaria. Logo, os únicos locais adequados para tal finalidade foram os seguintes:

- Ponta Grossa, nas condições de temperatura e profundidade máximas
- Ponta Grossa, nas condições de temperatura e profundidade mínimas
- Além Paraíba, nas condições de temperatura e profundidade máximas
- Manhuaçú, nas condições de temperatura e profundidade máximas
- Mantena, nas condições de temperatura e profundidade máximas

	Diferença de	Área do trocador		
Local	Temperatura (°C)	de calor (m <sup>2</sup> )		
Ponta Grossa (Máx)	64,87	30,83		
Ponta Grossa (Min)	14,43	153,04		
Além Paraíba	38,79	54,36		
Manhuaçú	34,76	61,13		
Mantena	34,76	61,13		

Tabela 15 - Parâmetros encontrados do trocador de calor

Há uma variação muito grande entre a área do trocador para cada recurso. Em Ponta Grossa, por exemplo, dependendo das condições, a área do trocador pode aumentar em cinco vezes, o que resulta em um investimento muito superior.

Outro fator importante para o dimensionamento do potencial de refrigeração é a potência removida pelo chiller no evaporador. Utilizando o método descrito na seção 3.2.3.5, os resultados encontrados estão representados na figura 38. Como a potência no evaporador é diretamente proporcional à potência térmica extraída do recurso (equação 3.6), os valores correspondem ao esperado e mostram que os locais brasileiros têm capacidade de resfriamento razoavelmente alto. Ciclos de refrigeração por absorção com potencial nesse nível são capazes de condicionar o ambiente de frigoríficos de pequeno e médio porte, além de grandes edificações, como grandes escritórios e galerias de comércio.

Com o chiller, trocador de calor e bomba dimensionados, foi possível determinar o investimento fixo total necessário para cada recurso. A tabela 16 apresenta os investimentos de cada equipamento (bomba, trocador de calor e chiller) para os diferentes locais.



Figura 38 - Potência absorvida no evaporador para cada recurso

Tabela 16 - Investimento de cada equipamento para cada recurso

	Investimento (USD)
--	--------------------

Local	Bomba	Trocador de Calor	Chiller
Ponta Grossa (Min)	21.021,32	43.797,59	431.775,47
Ponta Grossa (Max)	28.180,67	12.157,31	391.299,49
Além Paraíba	28.429,96	19.134,02	412.343,57
Manhuaçú	28.473,24	21.020,11	415.626,51
Mantena	28.473,24	21.020,11	415.626,51

A partir dos valores de cada equipamento, os outros custos que integram o cálculo do investimento fixo total também foram determinados, sendo exibidos na tabela 17.

Tabela 17 - Investimento fixo total e seus componentes de cada recurso

Local	Custo Direto	Custo Indireto	Outros custos	Investimento
	(USD)	(USD)	(USD)	fixo total (USD)
Ponta Grossa	11.349.072,11	542.281,06	252.160,69	12.143.512,86
(Min)				
Ponta Grossa	19.823.328,22	471.348,11	219.176,87	20.513.853,20
(Max)				
Além Paraíba	19.885.070,09	502.219,05	233.531,86	20.620.821,00
Manhuaçú	19.896.453,78	507.910,89	236.178,56	20.640.543,24
Mantena	19.896.453,78	507.910,89	236.178,56	20.640.543,24

Determinar o investimento fixo total possibilitou definir o custo de operação e manutenção e o custo anual de capital para o sistema de refrigeração por absorção. Os valores estão listados na tabela abaixo.

Sistema Geotérmico							
Local	Custo de Operação e	Custo anual de					
	fixo total (USD)	Manutenção (USD)	capital (USD)				
Ponta Grossa (Min)	12.143.512,86	489.834,94	1.827.662,45				
Ponta Grossa (Max)	20.513.853,20	811.598,47	3.071.570,13				
Além Paraíba	20.620.821,00	815.926,67	3.087.682,77				
Manhuaçú	20.640.543,24	816.786,26	3.090.715,12				
Mantena	20.640.543,24	816.786,26	3.090.715,12				

Tabela 18 - Componentes e o custo anual de capital para cada recurso

Como forma de comparar o custo anual desse projeto, de modo a determinar sua viabilidade, também foram determinados o investimento fixo total, custo de operação e manutenção e custo anual de capital de um sistema de refrigeração por compressão de vapor simples com mesma potência térmica absorvida no evaporador. Os valores desse outro sistema estão listados na tabela abaixo.

Talada	10	Curata	and a soul	de ea	midal a	0.044440.044.044.04		and and a sea a	1.	mafrei a a			
rapeia	19	- Cusio	anuai i	ae ca	nnai e	componenies	para um	sisiema	ae	reirige	racao	por	compressao
					P		P					r	e ep · e e e e e e

Sistema de Refrigeração por Compressão							
Local	Investimento	Custo de Operação e	Custo anual de				
	fixo total (USD)	Manutenção (USD)	capital (USD)				
Ponta Grossa (Min)	1.786.456,61	503.903,32	700.713,80				
Ponta Grossa (Max)	1.618.988,60	464.864,08	643.224,93				
Além Paraíba	1.706.057,77	485.617,77	673.570,86				
Manhuaçú	1.719.640,85	488.825,56	678.275,07				
Mantena	1.719.640,85	488.825,56	678.275,07				

Como é possível notar, o custo anual de capital para o sistema de refrigeração por compressão de vapor é muito inferior ao do sistema de refrigeração por absorção. Na figura abaixo, essa diferença fica mais visível, ao se utilizar o indicador de custo anual por carga de resfriamento



Figura 39 - Gráfico comparando o custo anual por carga de resfriamento

Dessa forma, nota-se que os recursos brasileiros ainda não são capazes de serem utilizados como fontes térmicas para o funcionamento de um ciclo de refrigeração por absorção, já que o custo anual desse tipo de projeto pode chegar a mais de quatro vezes o custo anual de um sistema de refrigeração por compressão simples. Contudo, como para este último há um gasto muito alto com eletricidade, também foi determinado qual a condição do preço da eletricidade que tornaria o sistema por absorção viável em comparação ao sistema por compressão (tabela 20).

Local	Preço da eletricidade
	(USD/kWh)
Ponta Grossa (Min)	0,5284

Tabela 20 - Preço da eletricidade que tornaria o ciclo por absorção viável
Ponta Grossa (Max)	1,0219
Além Paraíba	0,9805
Manhuaçú	0,9746
Mantena	0,9746

Assim, mesmo o chiller por compressão consumindo muita eletricidade em seu funcionamento, para que os sistemas tivessem o mesmo custo anual de capital, o preço da eletricidade deveria atingir valores muito superiores ao atual de aproximadamente 0,1584USD/kWh (descrito na seção 3.2.3.5).

## 4.2.4.2. Pré-aquecimento em um ciclo Rankine

Para determinar a viabilidade dos recursos para serem utilizados como fonte térmica de um pré-aquecimento em um ciclo Rankine, inicialmente foi necessário calcular a temperatura de saída do trocador da água do ciclo Rankine. No entanto, como a temperatura de saída da bomba do ciclo se encontra muito acima da temperatura da salmoura de todos os recursos brasileiros identificados, nenhum recurso possuiu potencial para uso direto nessa finalidade

## 5. Conclusão

Este estudo ajuda a estruturar o mercado de energia geotérmica do mundo, enquanto aborda cada região isoladamente. O potencial e o investimento para cada local foram analisados, bem como o de todo o planeta, mostrando a atuação que essa fonte de energia pode ter entre as consideradas renováveis. No caso do de todo o planeta, há um potencial disponível de até 30GW<sub>e</sub> em recursos de alto fator de capacidade e custo nivelado (considerando uma taxa de retorno de 10% ao ano) abaixo de 70 USD/MWh.

Ademais, o potencial brasileiro de geração de eletricidade através de recursos geotérmicos para dois tipos de tecnologia diferentes e o potencial do país para o uso direto dessa mesma fonte térmica também foram analisados. Para geração de eletricidade, por exemplo, o custo da energia variou entre 0,12USD/kWh (ciclo Flash) e 0,95USD/kWh (ciclo binário). No caso do uso direto para refrigeração por absorção de um estágio, o custo por carga de resfriamento 0,17USD/kWh a 0,32USD/kWh, já a potência térmica absorvida no evaporador atingiu valores altos de até 1218kW<sub>t</sub>.

Diante dos recursos de baixa qualidade exergética disponíveis no Brasil, estudos como esse, podem ajudar a determinar o papel que essa fonte de energia pode ter dentro da matriz energética nacional. Analisar o uso dos diferentes tipos de tecnologia no país é essencial para que seja possível determinar a melhor forma de explorar os recursos.

Como para as finalidades de uso direto estudadas o potencial é muito baixo, outras formas diferentes de explotação desses recursos também podem ser analisadas para melhor aproveitamento de cada um deles. Por exemplo, seria interessante avaliar o potencial do uso direto para aquecimento de residências, finalidade muito comum em todo o planeta, ou, para os recursos localizados em áreas agrícolas, poderia ser avaliado o potencial do uso da energia térmica em aquecimento de estufas.

No caso do potencial mundial, também seria interessante a avaliação do potencial de geração de eletricidade utilizando o ciclo binário e, inclusive, o potencial do uso direto dos recursos do planeta para finalidades como as estudadas nesse trabalho, podendo utilizar, inclusive, a mesma metodologia adotada.

Além disso, outras metodologias para comparar a viabilidade também seriam importantes, como verificar incentivos econômicos e fiscais (valorar benefícios

ambientais ou reduzir a taxa de desconto, por exemplo), de modo a reduzir o custo anual de capital a tal ponto em que as tecnologias de aproveitamento geotérmico sejam mais competitivas financeiramente, já que, diante do valor pago ao produtor de eletricidade, ainda há muitos recursos de maior custo nivelado.

## 6. Referências Bibliográficas

ABRADEE. Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica. 2016.

ALEXANDRINO, C. H.; COUY, S. E. M.; RODRIGUES, F. L. "Avaliação Dos Recursos Geotérmicos De Minas Gerais". **Revista Vozes dos Vales da UFVJM**, 2012. v. 1, p. 17.

ALEXANDRINO, C. H.; HAMZA, V. M. "Estimates of heat flow and heat production and a thermal model of the São Francisco craton". **International Journal of Earth Sciences**, 2008. p. 18.

ARBOIT, N. K. S. *et al.* "Potencialidade De Utilização Da Energia Geotérmica No Brasil
– Uma Revisão De Literatura". Revista do Departamento de Geografia - USP, 2013.
v. 26, n. 2013, p. 155–168.

ARORA, A.; KAUSHIK, S. C. "Theoretical analysis of a vapour compression refrigeration system with R502, R404A and R507A". International Journal of Refrigeration, 2008. v. 31, n. 6, p. 998–1005.

BERTANI, R. "Geothermal Power Generation in the World 2010 – 2014 Update Report". 2015. p. 19.

CASTILLO, J. C. A. "Cost Estimation of Using an Absorption Refrigeration System With Geothermal Energy for Industrial Applications in El Salvador". 2007. V. 4, p. 25–54.

CCEE. PLD - Preços em formato xls. Disponível em < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\_publico/o-que-

fazemos/como\_ccee\_atua/precos/precos\_csv?\_afrLoop=272739683323546#!%40%40 %3F\_afrLoop%3D272739683323546%26\_adf.ctrl-state%3D4ptvzjufi\_17>. Acesso em: 20 fev 2018, 21:09:58

CHEMICAL ENGINEERING ONLINE. CEPCI. Disponível em < http://www.chemengonline.com/pci-home>. Acesso em: 22 dez 2017, 14:03:11

COMGAS. Tarifas do gás canalizado. Disponível em < https://www.comgas.com.br/tarifas/termoeletricas/>. Acesso em: 31 jan 2018, 22:16:30

CLOTWORTHY, A. "Response of Wairakei geothermal reservoir to 40 years of production". 2000. p. 2057–2062.

66

DE MATTOS, E.E. e DE FALCO, R.: **Bombas Industriais**, 2<sup>a</sup> edição. Rio de Janeiro: Interciência, 1998.

DOE. Geothermal Electricity Technology Evaluation Model (GETEM): Volume III - Detailed Technical Appendixes. 2006. V. III.

EICKER, U. *et al.* "Comparison of photovoltaic and solar thermal cooling systems for office buildings in different climates". **Solar Energy**, 2015. v. 118, p. 243–255.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia. 2017.

FOX, R. W. et al. Introdução à mecânica dos fluidos. 7ª Edição, Editora LTC, 2010.

FRIDLEIFSSON, G. O.; ELDERS, W. A. "The Iceland Deep Drilling Project: A search for deep unconventional geothermal resources". **Geothermics**, 2005. v. 34, n. 3, p. 269–285.

GOMES, A. Avaliação de Recursos Geotermais do Estado do Rio de Janeiro. 2003.

GOMES, A. J. D. L. Avaliação de recursos geotermais da Bacia do Paraná. 2009.

GUOMUNDSDÓTTIR, M.; KETILSON, J. 2016 "Iceland Country Report". IEA Geothermal, 2017.

GUZMAN, L.; HENAO, A.; VASQUEZA, R. "Simulation and optimization of a parabolic trough solar power plant in the city of Barranquilla by using system advisor model (SAM)". **Energy Procedia**, 2014. v. 57, p. 497–506.

HEPBASLI, A.; CANAKCI, C. "Geothermal district heating applications in Turkey: a case study of Izmir – Balcova". **Energy**, 2003. v. 44, p. 1285–1301.

HORUZ, I. "A comparison between ammonia-water and water-lithium bromide solutions in absorption heat transformers". **International Communications in Heat and Mass Transfer**, 1998. v. 25, n. 5, p. 711–721.

IBGE. Indicadores IBGE - Sistema Nacional de Índices ao Consumidor IPCA e INPC. 2017.

IPEA.Macroeconômico-Câmbio.Disponívelem<</th>http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>.Acesso em: 31 jan 2018, 21:20:33

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2014 : An Overview. Irena. 2014.

IRENA. **REthinking Energy**. **REthinking Energy 2017:** Accelerating the global energy transformation. 2017.

JAIN, A. *et al.* "Optimization studies for hybrid and storage designs for parabolic solar through systems with the System Advisor Model". **Environmental science & technology**, 2012. v. 32, n. 4, p. 1247–1254.

KEÇECILER, A.; ACAR, H. İ.; DOĞAN, A. "Thermodynamic analysis of the absorption refrigeration system with geothermal energy: an experimental study". **Energy Conversion and Management**, 2000. v. 41, n. 1, p. 37–48.

KESTIN, J.; KHALIFA, H. E.; CORREIA, R. J. "Tables of the Dynamic and Kinematic Viscosity of Aqueous KCI Solutions in the Temperature Range 25-150 °c and the Pressure .Range 0.1-35 MPa". Journal of Physical and Checmical Reference Data, 1981. v. 10, p. 57–70.

KIPSANG, C. "Cost Model for Geothermal Wells". **World Geothermal Congress 2015**, 2015. p. 12.

KIRUJA, J. "Direct utilization of geothermal energy". 2011. p. 10.

LUND, J. W.; BOYD, T. L. "Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review". 2015. p. 31.

MME. Balanço Energético Nacional 2015: Ano Base 2014. 2015.

ONS. Histórico da Operação - Capacidade Instalada de Geração. Disponível em < http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\_instalada.aspx>. Acesso em: 22 nov 2017, 20:01:55

OZISIK, M. N.: TRANSFERÊNCIA DE CALOR - Um texto básico. Editora Guanabara, 1990

PALLISER, C. C. A model for deep geothermal brines: state space description and thermodynamic properties. 1998.

PARADA, A. F. M. "Geothermal Binary Cycle Power Plant Principles, Operation and Maintenance". **UNU-GTP**, 2013. v. 20, p. 443–476.

RABELO, J. L.; OLIVEIRA, J. N.; REZENDE, R. J. "Aproveitamento Da Energia Geotérmica Do Sistema Aquífero Guarani - Estudo De Caso". 2002. p. 13.

SANYAL, S. K. "Classification of Geothermal Systems - A possible Scheme". 2005. p. 8.

SIEMENS. Industrial Steam Turbines. Disponível em: <a href="https://w3.siemens.com.cn/energy/cn/zh/mechanical-">https://w3.siemens.com.cn/energy/cn/zh/mechanical-</a>

drives/Documents/Industrial\_Steam\_Turbines\_EN\_2013.pdf>. Acesso em: 01 dez 2017, 21:23:45.

SUN, J.; FU, L.; ZHANG, S. "A review of working fluids of absorption cycles". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2012. v. 16, n. 4, p. 1899–1906.

THERMAX. **Multi-energy Vapour Absorption Machines Brochure**. Disponível em: <a href="http://www.thermaxglobal.com/pdf/Exhaust-Driven.pdf">http://www.thermaxglobal.com/pdf/Exhaust-Driven.pdf</a>>. Acesso em: 30 jan 2018 21:44:50

URA, K.; SAITOU, S. "Geothermal binary power generation system". 2000. p. 3327–3333.

WANG, X. *et al.* "Application of geothermal absorption air-conditioning system: A case study". **Applied Thermal Engineering**, 2013. v. 50, p. 71–80.

WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Resources: Geothermal. 2016.