



GUIDO DE FREITAS NETO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE USINAS
GEOTÉRMICAS DO TIPO ROCHA SECA NO BRASIL**

**LAVRAS - MG
2022**

GUIDO DE FREITAS NETO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE USINAS GEOTÉRMICAS DO TIPO
ROCHA SECA NO BRASIL**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras como parte das exigências do Curso de Engenharia Mecânica para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Prof. DSc. Dimas José Rua Orozco
Orientador

LAVRAS – MG

2022

GUIDO DE FREITAS NETO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE USINAS GEOTÉRMICAS DO TIPO
ROCHA SECA NO BRASIL
TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF HOT DRY ROCK
GEOTHERMAL POWERPLANTS IN BRAZIL**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras como parte das exigências do Curso de Engenharia Mecânica para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

APROVADA em 14 de setembro de 2022.

Prof. DSc. Dimas José Rua Orozco – UFLA

Prof. Dr. Márcio Montagnana Vicente Leme - UFLA

Prof. DSc. Dimas José Rua Orozco

Orientador

LAVRAS – MG

2022

AGRADECIMENTOS

A nossa personalidade diz muito sobre a nossa bagagem, e a nossa bagagem, sobre as pessoas que estão à nossa volta.

Sendo assim, gostaria de agradecer à cada pessoa que passou pela minha vida durante este período e, principalmente, aos que se fizeram presentes.

À minha família, serei grato eternamente aos meus pais, Márcia e Rildo, e ao meu irmão, Carlos André, por terem me proporcionado todo o apoio durante meu período na Universidade e por terem sido minhas grandes referências ao longo de todo o meu desenvolvimento como SER humano. Aos meus tios Rilke, Adelaide, Auremir e suas famílias por terem se tornado meu porto seguro em Lavras. Ao restante de toda a minha família, por todo o carinho que sempre tiveram e demonstraram. E um agradecimento especial aos meus avós Guido, Selma e Apetrina, *in memoriam*, que foram algumas das pessoas mais importantes na minha vida e que, infelizmente, não puderam vivenciar a conclusão desta minha etapa.

Por fim, gostaria de agradecer aos meus amigos de minha cidade natal, Itajubá - MG, e, principalmente, às grandes amizades que fiz na Universidade, pois todos eles fizeram o caminho se tornar mais leve e foram eles que estiveram comigo nos melhores momentos desse período da minha vida. Um agradecimento especial aos meus colegas de trabalho de Ribeirão Preto – SP, que se tornaram muito mais do que colegas e, sim, grandes amigos.

Gostaria de agradecer, também, aos excelentes professores que encontrei nesse caminho e que se tornaram grandes referências profissionais, em especial ao meu orientador, Prof. Dimas.

Cada um de vocês se faz presente na personalidade que tenho hoje, na pessoa que me tornei e no senso humanitário que possuo.

RESUMO

Para este trabalho, objetivou-se verificar a viabilidade técnica e econômica da instalação de usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca (HDR – *Hot Dry Rock*) no Brasil ao se utilizar dos recursos naturais da geografia do país (gradiente geotérmico do solo) e, também, da possibilidade de utilização de poços de petróleo e gás natural que se encontram em situação de abandono, para a redução de custos de investimento. Para isso, foi feita a análise técnica pelo *software Engineering Equation Solver* (EES) para os ciclos termodinâmicos Rankine Orgânico ORC-1 recuperador e Kalina KCS-34. O ciclo Rankine Orgânico (ORC – *Organic Rankine Cycle*) se destacou e, para uma localidade encontrada na bacia do São Francisco, em Minas Gerais, o ciclo apresentou uma eficiência energética de 16,57%, capaz de gerar uma potência líquida de 3.445,65 kW, o suficiente para abastecer até 14.180 residências. Por fim, foi feita uma análise econômica a fim de encontrar a viabilidade financeira da implantação da usina utilizando a Técnica de Custeio por Módulos (MCT – *Module Costing Technique*), cujo investimento de capital encontrado foi de R\$ 103.924.320,55 para a instalação da planta, sendo um custo aproximado de 30.161,02 R\$/kW. Com isso, encontrou-se o valor do VPL (Valor Presente Líquido) de R\$ - 28.989.127,30 e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 9,45%, o que não garante a viabilidade financeira do projeto.

Palavras-chave: Usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca. Ciclo Rankine Orgânico. Ciclo Kalina. Análise técnica e econômica.

ABSTRACT

This thesis intends to verify the feasibility of Hot Dry Rock (HDR) geothermal plants installation in Brazil, using the natural geographic resources of the country and, also, the possibility to use abandoned gas and oil wells to reduce investment costs. The technical analysis of the Organic Rankine Cycle (ORC) with 1 regenerator and the Kalina KCS-34 Cycle was made with the Engineering Equation Solver. The ORC highlighted and, for a place located in São Francisco Basin, in Minas Gerais, the energetic efficiency of the cycle was found at 16,57%, capable of generating a net power of 3.445,65 kW, enough to supply up to 14.180 residences. In the end, an economic analysis was made to found the financial feasibility of the plant's installation using the Module Costing Technique (MCT), in which capital costs investment was found around R\$ 103.924.320,55 for the plant installation, with the energy cost ratio at 30.161,02 R\$/kW. And, with that, the Net Present Value (NPV) was calculated at R\$ - 28.989.127,30 and the International Rate of Return (IRR) was estimated at 9,45%, not ensuring the financial feasibility of the project.

Palavras-chave: Hot Dry Rock. Organic Rankine Cycle. Kalina Cycle. Technical and Economic Analysis.

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 6.1 – Relação probabilística de acordo com o teste de hipóteses.	39
GRÁFICO 6.2 – Influência das variáveis de entrada sobre dados energéticos do ciclo ORC.	40
GRÁFICO 6.3 – Influência das variáveis de custo sobre o LCOE.	43
GRÁFICO 6.4 – Influência das variáveis de custo sobre o VPL.	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Medições prévias aos estudos de Hamza, Eston & Araujo.....	8
Tabela 4.2 – Medições recentes ao estudo de Hamza, Eston & Araujo.	9
Tabela 5.1 – Considerações de eficiências do modelo.	24
Tabela 5.2 – Considerações de ΔT_{pinch} do modelo.	24
Tabela 5.3 – Condições iniciais para modelagem do ciclo Kalina.	28
Tabela 6.1 – Considerações iniciais da modelagem.	35
Tabela 6.2 – Propriedades termodinâmicas para cada ponto do ciclo ORC. (Continua)	35
Tabela 6.3 – Dados energéticos do ciclo ORC obtidos pela modelagem.	36
Tabela 6.4 – Considerações iniciais da modelagem.	37
Tabela 6.5 – Propriedades termodinâmicas para cada ponto do ciclo Kalina.	37
Tabela 6.6 – Dados energéticos do ciclo Kalina obtidos pela modelagem.	38
Tabela 6.7 – Teste de hipóteses – Análise Técnica.	39
Tabela 6.8 – Custos de equipamento para caso de instalação da planta no poço 1RFO1MG.	41
Tabela 6.9 – Considerações para modelagem da análise econômica.	42
Tabela 6.10 – Custo nivelado de energia em uma análise de sensibilidade para taxa de juros.	43
Tabela 6.11 – Teste de hipóteses – Análise Econômica.	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 – Estrutura interna da Terra.	5
Figura 4.2 – Fluxo da transferência de calor da Terra.....	6
Figura 4.3 – Círculo de Fogo do Pacífico.....	6
Figura 4.4 – Disposição das placas tectônicas.....	7
Figura 4.5 – Distribuição do fluxo de calor na superfície terrestre.....	7
Figura 4.6 – Localização das plantas geotérmicas já existentes.....	8
Figura 4.7 – Diagrama Lindal.	10
Figura 4.10 – Ilustração do plano final para escavamento de um dos poços em Fenton Hill.	12
Figura 4.11 – Diagrama esquemático de poços de injeção (a) e produção (b).....	13
Figura 4.12 – Esquema de um sistema HDR.....	13
Figura 4.13 – Diagrama T-s de um ciclo ideal Rankine.....	14
Figura 4.14 – Diagrama T-s de um ciclo básico Kalina.	15
Figura 4.15 – Taxa de perda de água à pressão constante.....	16
Figura 4.16 – Crescimento do volume da reserva geotérmica.	17
Figura 4.17 – Esquema de um ciclo Rankine orgânico.	18
Figura 4.18 – Esquema de um ciclo Kalina.....	18
Figura 4.19 – Capacidade geotérmica instalada entre os países que exploram a tecnologia.	19
Figura 4.20 – Mapa de recurso base geotermal do Brasil.	19
Figura 4.21 – Esquema do poço reaproveitado para utilização geotérmica.	22
Figura 5.1 – Esquema da modelagem para o segundo estágio do ciclo ORC.....	25
Figura 5.2 – Esquema da modelagem do segundo estágio do ciclo KCS-34.	28
Figura 6.1 – Gradiente geotérmico de Minas Gerais.....	40
Figura A.1 – Resultados parciais da modelagem do ciclo termodinâmico ORC.	55
Figura A.2 – Resultados finais da modelagem do ciclo termodinâmico ORC.....	55
Figura B.1 – Resultados parciais da modelagem do ciclo termodinâmico Kalina.....	59
Figura B.2 – Resultados finais da modelagem do ciclo termodinâmico Kalina.	59

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. JUSTIFICATIVA.....	3
3. OBJETIVOS	4
3.1. OBJETIVO GERAL	4
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
4.1. TECNOLOGIAS ENVOLVIDAS.....	5
4.2. USINA GEOTÉRMICA DO TIPO ROCHA SECA	12
4.3. CICLOS TERMODINÂMICOS.....	14
4.4. APLICAÇÃO DE CICLOS TERMODINÂMICOS EM USINAS HDR.....	16
4.5. ANÁLISE ECONÔMICA	20
4.6. UTILIZAÇÃO DE POÇOS ABANDONADOS	21
5. METODOLOGIA.....	23
5.1. ANÁLISE TÉCNICA	23
5.2. ANÁLISE ECONÔMICA.....	31
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	35
6.1. ANÁLISE TÉCNICA	35
6.2. ANÁLISE ECONÔMICA.....	41
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
7.1. CONCLUSÕES	46
7.2. CONTINUAÇÃO EM TRABALHOS FUTUROS	46
REFERÊNCIAS	48
APÊNDICE A	53
APÊNDICE B.....	56

1. INTRODUÇÃO

O recurso de absorver calor das camadas interiores da Terra sempre foi recorrente pela humanidade, cujo interesse é demonstrado por pinturas rupestres, sendo a mais antiga datada por 6.200 a.C., que ilustra a erupção de um vulcão no mediterrâneo (CATALDI & ARIAGA, 2016). Porém, nos dias atuais, é possível aproveitar esse calor em diferentes formas, desde sua utilização na climatização de ambientes até no seu potencial de gerar energia elétrica.

O mundo moderno apresenta uma grande dependência de energia, que, em sua maioria é proveniente de combustíveis fósseis, o que gera uma apreensão política e socioambiental, visto que os combustíveis fósseis são escassos, trazem danos ao meio ambiente e, ainda, geram conflitos geopolíticos ao redor do mundo, pois as instituições políticas contemporâneas dependem de energia para sua manutenção e funcionamento apropriado, em que a energia, por conseguinte, está diretamente relacionada ao sistema tecnológico-produtivo de cada sociedade (OLIVEIRA, 2012).

Deste modo, há um apelo por uma maior obtenção de energia oriunda de fontes limpas e renováveis e, assim, diminuir o impacto causado pelos combustíveis fósseis. Como exemplo, pode-se citar a energia hídrica, eólica e solar, que são as mais utilizadas para a geração de energia mecânica ou térmica e, posteriormente, em energia elétrica. No Brasil, em específico, existe um domínio de usinas hidrelétricas, com capacidade de geração de 418 TWh, provendo 70,5% do fornecimento de energia no país (REN21, 2020), mas apresenta uma crescente de usinas termelétricas, principalmente com a queima de biodiesel e etanol, aumentando a capacidade de geração para 55 TWh (REN21, 2020) que, muitas vezes, suprem a demanda de energia elétrica, pois essas fontes renováveis de energia estão sujeitas a fatores externos, que tendem a ser sazonais ou limitadas, além de necessitarem de características específicas de clima e topografia, apresentando dependência das forças naturais e de locais apropriados e em períodos particulares (GAVRONSKI, 2007).

No entanto, surgem opções de energia, que visam providenciar energia elétrica por meio de fontes alternativas: biocombustíveis, nucleares, maremotriz e as geotérmicas. Sendo que a queima de biocombustíveis, embora parte de ciclos biogeoquímicos, é capaz de gerar gases de efeito estufa, enquanto as usinas nucleares geram lixo radioativo, que devem ser armazenados de maneira correta para não danificarem o meio ambiente. Restando, entretanto, as usinas maremotriz e geotérmicas. As usinas maremotrizes apresentam um custo elevado, necessidade de manutenção constante devido ao ambiente aquoso e alcalino e

afetam o ecossistema marinho (LELLIS, 2007), fazendo com que a usina geotérmica apresente um grande potencial para se tornar uma das principais fontes de energia limpa no futuro.

Diferentemente das fontes já destacadas, a usina geotérmica não necessita de condições específicas de fenômenos naturais variáveis, como a luz do sol, ventos e volume de água. Por ser resultante do calor interno da Terra, sua geração de energia, até então, não apresenta limitações no fornecimento e, portanto, conseguiria gerar energia constantemente.

Contudo, a energia geotérmica tem sido explorada apenas em regiões próximas das fronteiras de placas tectônicas (DUQUE, 2011) e, pela localização geológica do Brasil, que se encontra no centro de uma placa tectônica, essa fonte de energia não é aproveitada, pois não apresenta altas temperaturas subterrâneas na faixa de profundidade típica de usinas ao redor do mundo, de 1300 a 3000 m (GUPTA & ROY, 2007). Portanto, a usina geotérmica escolhida é a do tipo Rocha Seca, cujo princípio de estruturação é o mesmo, porém para obter a temperatura necessária, deve-se aprofundar mais na construção do poço, atingindo profundidades de 4 a 6 km e sendo aplicado o bombeamento de água nas fissuras de rochas para aproveitar a temperatura da região (RASHID, 2016).

Apesar de seu investimento ser muito alto, há a vantagem de, no Brasil, existirem poços construídos para remoção de petróleo e gases naturais, que se encontram abandonados por diferentes motivos e que podem ser proveitosos na concepção de usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca, pois oferecem uma fonte de energia geotérmica que pode ser utilizada na geração de energia elétrica renovável, sem a necessidade de novas perfurações (WIGHT & BENNETT, 2015). Até 2017, o Brasil apresentava 14.385 poços petrolíferos abandonados ou em processo de abandono, sendo 9.514 localizados em área terrestre (BATISTA, 2019).

Por sua vez, o Brasil apresenta gradientes geotérmicos suficientes para a aplicação de usinas geotérmicas em certas localidades do país, onde os estados de Alagoas e Sergipe apresentam gradientes médios de 25 °C/km e contêm 121 poços perfurados (HAMZA, ESTON & ARAUJO, 1979), caracterizando o Brasil como o terceiro país com maior potencial de geração de energia elétrica por fontes geotérmicas até 2050 (AGHAHOSSEINI & BREYER, 2020).

2. JUSTIFICATIVA

Com a demanda crescente por energia, agregada a valores socioambientais, torna-se necessária a aplicação de diferentes fontes para obtenção de energia elétrica, e é visto nas usinas geotérmicas um grande potencial para geração de eletricidade que, por se aproveitar do calor proveniente do núcleo terrestre, é uma fonte de energia limpa, contínua e capaz de ser aproveitada de diferentes maneiras.

Embora o Brasil não apresente atividades vulcânicas e seu potencial geotérmico é relativamente baixo, a usina geotérmica do tipo Rocha Seca pode ser proveitosa e acrescentar, ao Brasil, a possibilidade de aproveitar dessa fonte de energia limpa para a geração de energia elétrica e suprir a demanda energética da nação.

O aproveitamento da energia geotérmica no Brasil acarretaria em uma maior parcela de energia elétrica proveniente de fontes limpas e forneceria energia para suprir uma porção da alta demanda energética do país.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo Geral

Avaliar, tecnicamente e economicamente, usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca no Brasil.

3.2. Objetivos específicos

Analisar, tecnicamente, a operação de uma usina geotérmica do tipo Rocha Seca para os ciclos termodinâmicos Rankine Orgânico e Kalina e determinar qual dos ciclos possui uma maior eficiência para, a partir daí, realizar uma análise de sensibilidade a fim de identificar regiões com potencial geotérmico que atendam às necessidades técnicas.

Analisar, economicamente, a implantação de uma planta geotérmica a partir de custos e ganhos, obtendo a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) junto à uma outra análise de sensibilidade, esta voltada para a análise econômica.

4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

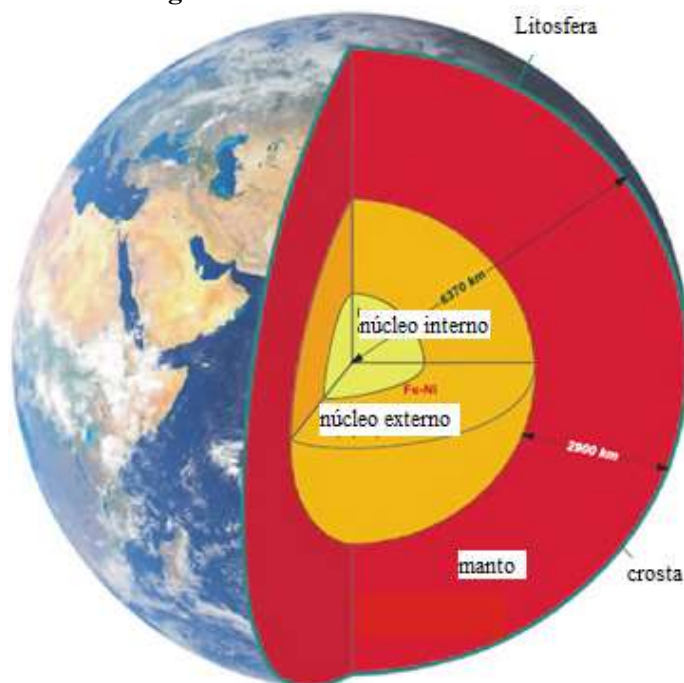
A fim de entender melhor os conceitos presentes no estudo da energia geotérmica e sua aplicação, fez-se uma pesquisa bibliográfica com o intuito de especificar as informações que serão utilizadas durante o trabalho.

4.1. Tecnologias envolvidas

As fontes geotérmicas têm sido utilizadas para a geração de energia elétrica, por meio de ciclos termodinâmicos, que permitem o aproveitamento da energia proveniente do interior do planeta Terra para a obtenção dos diferentes tipos de energia.

O planeta Terra apresenta uma estrutura interna ativa, constituída de um núcleo interno rígido, um núcleo externo líquido, a manta terrestre, litosfera e a crosta, como mostra a Figura 4.1.

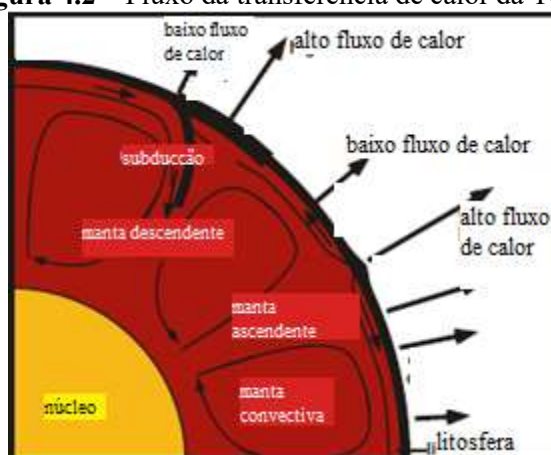
Figura 4.1 – Estrutura interna da Terra.



Fonte: Adaptado de STOBBER & BUCHER, 2013.

Essa estrutura interna possui uma energia enorme que acaba se transferindo em forma de calor para a crosta terrestre, de maneira não uniforme, a depender da formação da crosta terrestre, conforme ilustra a Figura 4.2.

Figura 4.2 – Fluxo da transferência de calor da Terra.



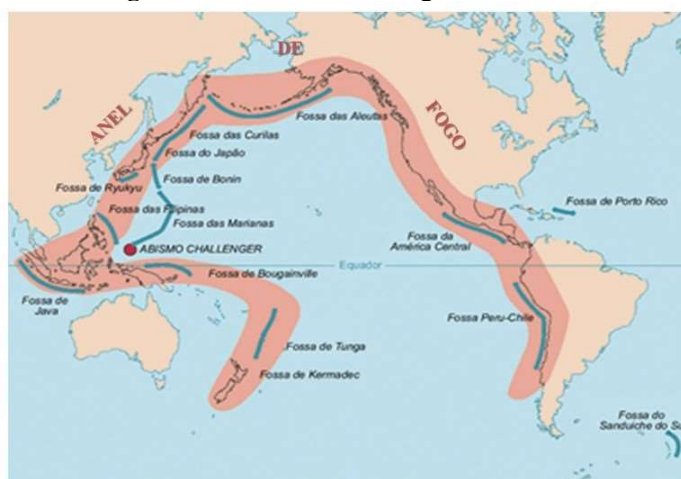
Fonte: Adaptado de STOBBER & BUCHER, 2013.

A transferência de calor no planeta se dá por radiação, condução e convecção. Segundo Stein (1995, citado por GLASSLEY, 2010), a energia geotérmica é proveniente de duas frentes, sendo a primeira aproveitada pelo calor remanescente da formação do núcleo da terra (aproximadamente 40%) e, a segunda, pelo decaimento de meias-vidas de isótopos radioativos (aproximadamente 60%), encontrados no manto da Terra.

A crosta, em muitas localidades, apresenta escapes para a energia geotérmica, que, quando se manifestam, formam conhecidos fenômenos naturais em formas de erupções, que são os casos de gêiseres, vulcões e termas.

Essas localidades costumam estar em determinados pontos específicos do planeta, sendo delimitados nas proximidades dos intervalos entre placas tectônicas, que são as brechas da crosta terrestre dos quais a energia interna do planeta desprende-se. Esse é o caso do Círculo de Fogo do Pacífico (Figura 4.3), uma gama de localidades que se encontram nesses intervalos e sofrem diversas interferências da energia geotérmica.

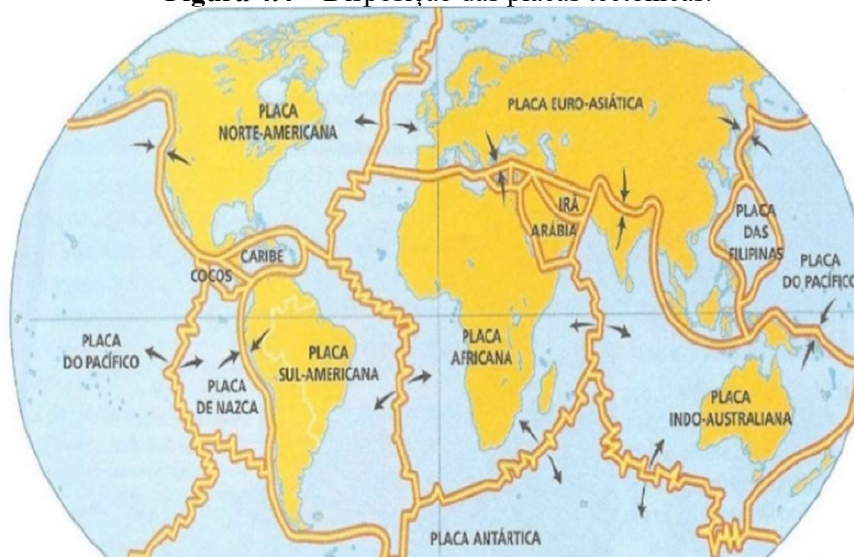
Figura 4.3 – Círculo de Fogo do Pacífico.



Fonte: PENA, 2021.

Embora as placas tectônicas se movimentem constantemente, suas movimentações não são capazes de alterar, em larga escala, sua ocupação no planeta, cuja disposição se encontra próxima da apresentada pela Figura 4.4.

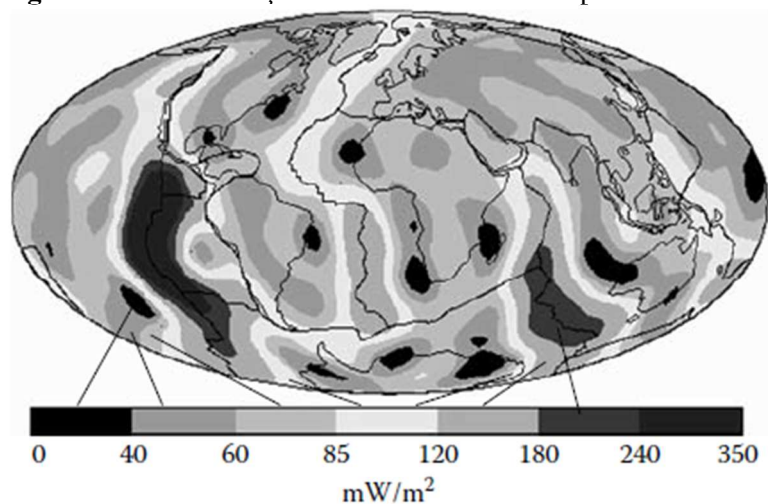
Figura 4.4 – Disposição das placas tectônicas.



Fonte: CAMPOS, 2017.

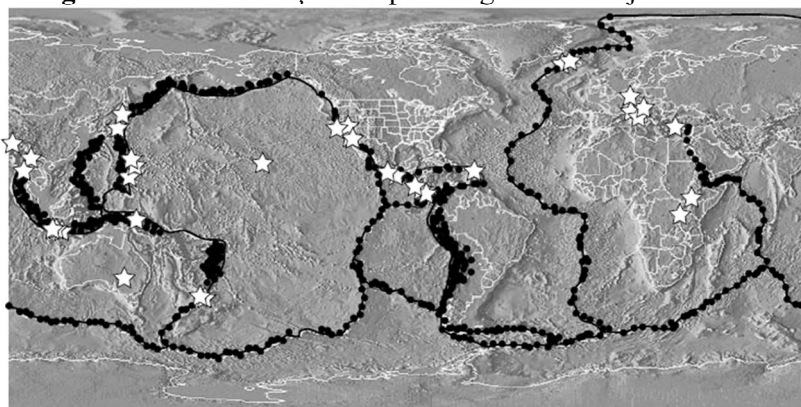
Assim, a energia geotérmica tem sua disponibilidade, de formas naturais, em localidades próximas a zonas de vulcões, gêiseres e termas. A Figura 4.5 mostra como essas regiões são regiões de alto fluxo de calor e relaciona a distribuição do calor, em mW/m^2 , pela localização das placas tectônicas.

Figura 4.5 – Distribuição do fluxo de calor na superfície terrestre.



Fonte: GLASSLEY, 2010.

São nessas localidades, próximas aos limites das placas tectônicas, que essa energia costuma ser aproveitada para a geração de energia elétrica, em plantas geotérmicas, que, em sua maioria, já se encontram nesses pontos, conforme ilustra a Figura 4.6.

Figura 4.6 – Localização das plantas geotérmicas já existentes.

Fonte: GLASSLEY, 2010.

Segundo Dickson & Fanelli (1995), a média do gradiente geotérmico no planeta é de 2,5 – 3 °C a cada 100 m de profundidade. Isso significa que a 2000 m de profundidade, a temperatura está no intervalo entre 65 a 75 °C e, aos 3000 m de profundidade, a temperatura se encontra entre 90-105 °C.

Esse gradiente não se aplica a todos os pontos do planeta, fazendo jus a análise do gradiente térmico encontrado em solos brasileiros. Segundo Hamza, Eston & Araujo (1978), cujo estudo trouxe um panorama de localidades, tipo de rocha e gradiente térmico no Brasil, é possível visualizar uma gama enorme de diversidades. A Tabela 4.1 fornece os locais de maiores gradientes térmicos anteriores ao estudo.

Tabela 4.1 – Medições prévias aos estudos de Hamza, Eston & Araujo.

Localização	Latitude	Longitude	Gradiente Geotérmico (°C/km)
Água Grande	12°24'	38°22'	36,0
Miranga	12°21'	38°12'	30,3
Buracica	12°14'	38°28'	26,0
Bacia do Paraná I	26°50'	51°50'	14,2
Bacia do Paraná II	23°35'	50°30'	14,7
Bacia do Paraná III	21°45'	54°40'	19,2
Plataforma Continental	11°08'	37°03'	25,3
Leste do Brasil I	10°07'	36°27'	25,6
Leste do Brasil II	9°42'	35°41'	27,3
Leste do Brasil III	10°00'	36°10'	25,3

Fonte: Adaptado de HAMZA, ESTON & ARAUJO, 1978.

Ao fim do trabalho, Hamza, Eston & Araujo (1978) fornecem novas localidades com altos gradientes térmicos, realizados ao longo do estudo. Essas localidades seguem apresentadas pela Tabela 4.2.

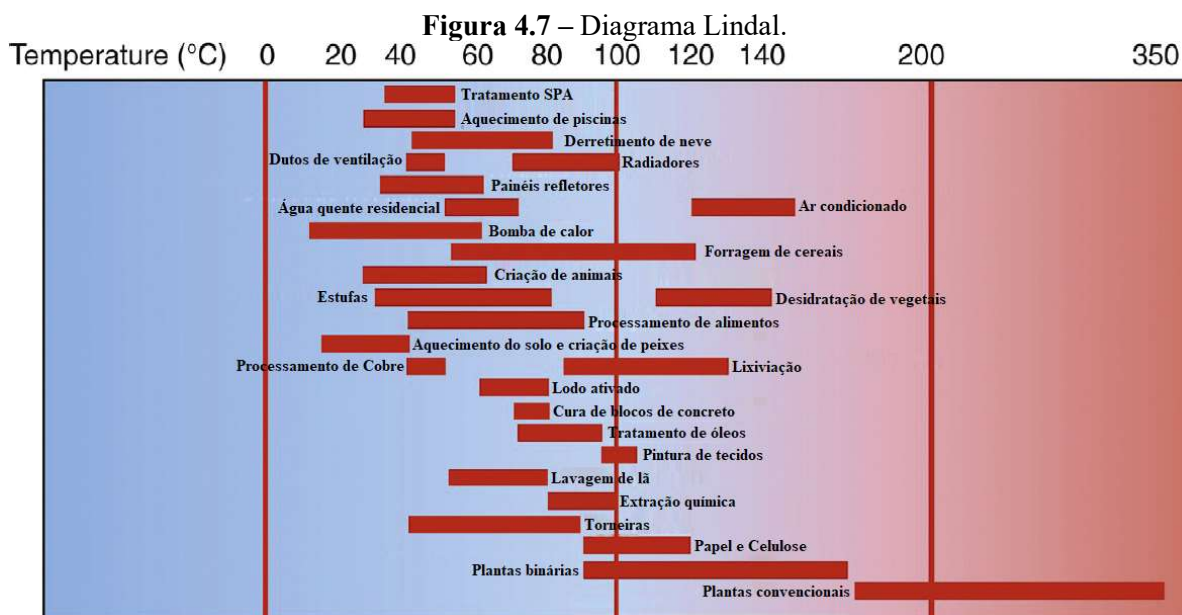
Tabela 4.2 – Medições recentes ao estudo de Hamza, Eston & Araujo.

Localização	Latitude	Longitude	Profundidade (m)	Tipo de Rocha	Gradiente Geotérmico (°C/km)
Itápolis – SP	21°36'	48°49'	90-130	Basalto (SG)	25,2
			130-140	“	49,8
			140-180	“	24,5
Olímpia – SP	20°45'	48°55'	200-480	Basalto (SG)	23,7
			480-670	Basalto (Fraturado)	19,3
Uchoa – SP	20°58'	49°10'	100-130	Basalto (SG)	19,7
			130-170	Basalto (SG)	33,8
			170-180	Basalto (SG)	40,0
Presidente Prudente – SP	22°08'	51°24'	130-230	Basalto (SG)	37,0
Butiá-Rio Pardo – RS	30°05'	52°30'	-	Xisto e Calcário	30,0-42,0
Cachoeira do Sul – RS	30°00'	52°55'	-	Xisto e Calcário	25,0-35,0
Araranguá-Lauro Muller – SC	28°40'	49°30'	-	Xisto e Calcário	26,0-40,0
Papanduva-Taió – SC	26°23'	50°08'	-	Xisto e Calcário	23,0-28,0
Figueira – PR	24°00'	50°25'	-	Sedimentária	22,2-28,0
Intrusões alcalinas					
Poços de Caldas – MG	21°55'	46°25'	> 400	Rochas Alcalinas	25,0-35,0
Piqueri - RS	30°11'	52°55'	120-700	Rochas Alcalinas	24,0-26,0

Fonte: Adaptado de HAMZA, ESTON & ARAUJO, 1978¹.

A partir do gradiente de temperatura, pode-se subentender como a faixa de temperatura que irá ser alcançada com o poço e, a partir daí, é possível definir em qual operação a planta geotérmica irá atuar. Dickson & Fanelli (2014 apud. RASHID, 2016), em seu trabalho, citam o diagrama Lindal, que define faixas de temperatura a que determinadas fontes geotérmicas são operadas e suas utilizações. O diagrama Lindal é apresentado na Figura 4.7.

¹ A Figura 8 traz apenas alguns dos dados obtidos por Hamza, Eston & Araujo.



Fonte: Adaptado de RASHID, 2016.

É possível visualizar que as maiores faixas de temperatura estão para a geração de energia elétrica. Como a intenção desse trabalho é a obtenção da energia elétrica, faz-se necessária a análise dos tipos de usinas existentes a serem utilizados nas plantas geotérmicas.

Segundo Gupta & Roy (2007), um recurso geotérmico é simplesmente definido como uma reserva em que se pode extrair o calor geotérmico. A extração pode ocorrer tanto pelo calor das rochas quanto por fluidos que preenchem as fraturas e poros existentes na rocha. Uma reserva geotérmica, por sua vez, difere-se de recurso pelo alto custo envolvido, pois se refere à escavação a altas profundidades e deve ser levada em conta a invariabilidade de dados existentes do local, que partem por meio de uma estimativa a partir dos dados da superfície.

Todas essas variáveis envolvidas na definição e instalação de uma planta geotérmica devem estar diretamente ligadas ao tipo de usina que será escolhida. Existem, porém, diferentes tipos de usinas geotérmicas. Gupta & Roy (2007) classificam-nas como: usinas a vapor, usinas à água quente, usinas geopressurizadas, usinas do tipo rocha seca (*Hot Dry Rock – HDR*) e sistemas do tipo magma.

Para entender os tipos de usinas geotérmicas, Rummel & Kappelmeyer (1993 apud. GUPTA & ROY, 2007) informam os fatores que devem ser levados em conta para a definição do tipo de usina geotérmica, de acordo com o recurso geotérmico: “i) profundidade, espessura e extensão do aquífero geotérmico; ii) propriedades da rocha de

formação; iii) salinidade e geoquímica dos fluidos presentes no aquífero; iv) temperatura, porosidade e permeabilidade das rochas de formação.”

As usinas a vapor são aquelas cujo recurso geotérmico fornece uma reserva de água quente (a temperaturas acima do ponto de vaporização) que, ao furar o poço até essa reserva, ela imediatamente libera a água proveniente da reserva, que sai como vapor às condições atmosféricas. Para evitar a escassez dessa reserva, deve-se adicionar água à reserva por meio de tubulações.

As usinas à água quente, segundo Gupta & Roy (2007), se diferem das usinas a vapor pela temperatura da água encontrada na reserva, que se dá entre 60 °C e 100 °C e ocorrem a profundidades entre 1500 a 3000 m.

Gupta & Roy (2007) também afirmam que os sistemas geopressurizados ocorrem em profundidades elevadas, de 6 a 8km de profundidade, onde a pressão local atinge pressões acima de 130 MPa e temperaturas na faixa de 150 e 180 °C.

As usinas do tipo Rocha Seca, porém, não necessitam de uma reserva de água. Brown et al. (2012), descrevem esse tipo de usina por meio de um sistema de poços, em que um poço envia o fluido de operação até determinada profundidade para seu aquecimento (posto de injeção) e, logo depois, esse fluido retorna por um outro poço (posto de produção). Essa estrutura faz com que esse tipo de usina seja a mais flexível, pois todo seu funcionamento dependerá da profundidade que os poços atingirem e a temperatura encontrada, o que coloca a variável custo como a variável que deve ser analisada com bastante cuidado.

Por fim, os sistemas do tipo magma vêm sendo estudados, pois, aparentemente, as condições para trabalho no magma seriam melhores. Gupta & Roy (2007) descrevem o magma como mais leve que as rochas, e sua cristalização ocorre entre 600 e 1400 °C, se tornando, assim, o ápice dentre todos os recursos geotérmicos. Porém, ainda não há a tecnologia necessária para extrair o calor do magma.

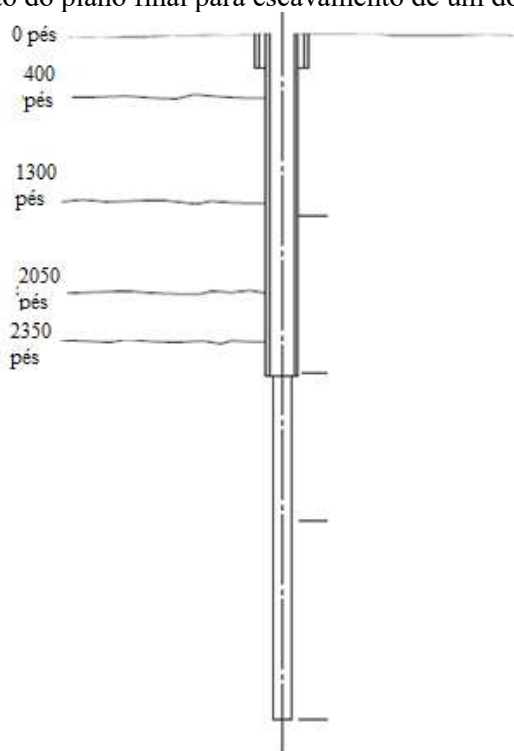
Portanto, ao tratar de uma instalação de uma usina geotérmica no Brasil, dentre os 5 tipos de usinas mencionados, devido aos baixos índices de gradiente geotérmico, se faz interessante analisar a viabilidade para o caso das usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca.

4.2. Usina Geotérmica do tipo Rocha Seca

Como falam Wei et. al (2015), a ideia básica de uma usina geotérmica do tipo Rocha Seca é estabelecer uma reserva artificial na densa camada de rochas secas. A partir daí, bombeia-se água fria para o interior da camada e, a extrai, a uma temperatura aquecida.

Para atingir as elevadas profundidades, deve-se escavar poços, por onde passarão o fluido operante. A Figura 4.10 informa o plano final de um escavamento para o segundo teste de poço de granito, apresentado pelo estudo de caso GT-2 em Fenton Hill (BROWN et. al, 2012).

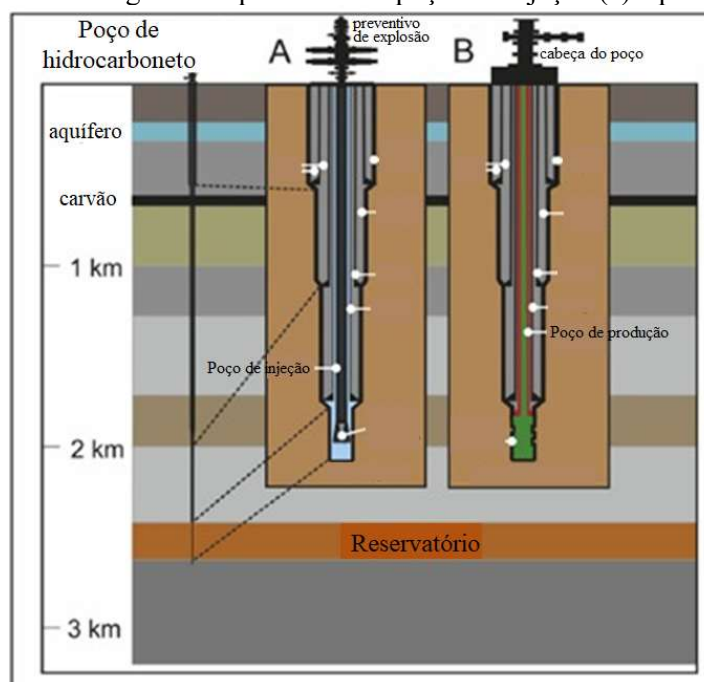
Figura 4.10 – Ilustração do plano final para escavamento de um dos poços em Fenton Hill.



Fonte: Adaptado de BROWN et. al, 2012.

Existem algumas diferenças entre o poço de injeção e o posto de produção, que afetam a cimentação e o selamento desses poços, que só devem trocar calor com o interior da Terra. Essas diferenças são visualizadas na Figura 4.11, cujas profundidades de cimentação se alteram nas camadas mais inferiores.

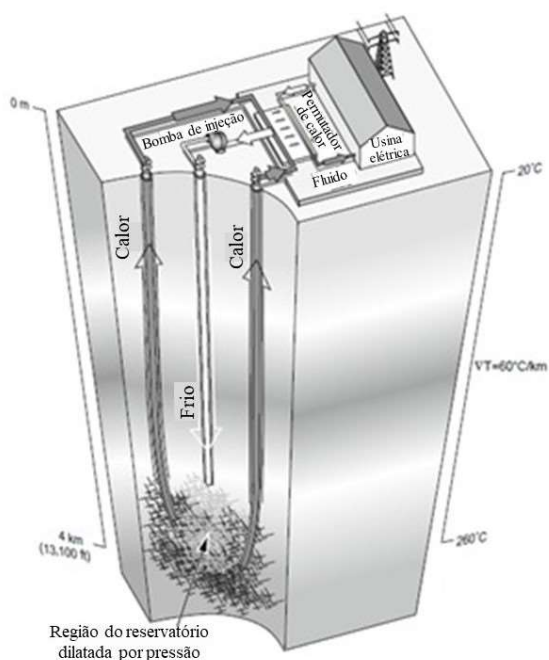
Figura 4.11 – Diagrama esquemático de poços de injeção (a) e produção (b).



Fonte: Adaptado de DAVIES et. al, 2013.

A partir do momento em que os poços são construídos, é possível se atentar ao restante da usina, que deve ser composta, além de uma planta de geração de energia, por uma bomba de injeção e um trocador de calor. Brown et. al (2012) apresenta um esquema-conceito de um sistema HDR, ilustrado na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Esquema de um sistema HDR.



Fonte: Adaptado de BROWN et. al, 2012.

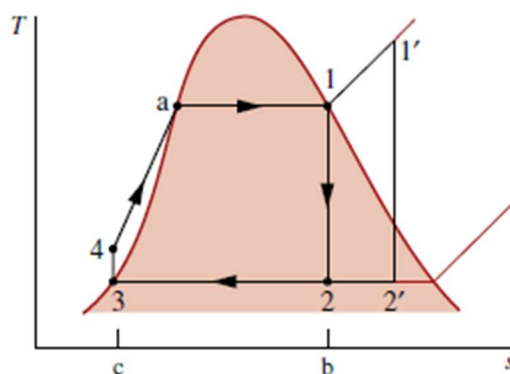
A planta de geração, em sua maioria, operará no ciclo Rankine, por se trabalhar com vapores. O que alteraria, por sua vez, seria o fluido operante entre diversas opções de fluidos orgânicos ou, até mesmo, mistura água-amônia (ciclo Kalina), mudando, assim, o ciclo termodinâmico de operação da planta.

4.3. Ciclos termodinâmicos

Moran et. al (2018) diz que usinas geradoras de energia elétrica à vapor operam, em sua maioria, no ciclo Rankine, que é, basicamente, a estrutura de operação de usinas à vapor. Os componentes variam de acordo com o tipo de usina, mas, de maneira generalizada, funcionam da seguinte maneira: um fluido é bombeado até uma câmara de aquecimento, que fornece calor ao fluido até que ele se torne vapor, que é direcionado à turbina e, após gerar trabalho mecânico, que gera energia elétrica com o auxílio de um gerador, passa por um condensador e retorna à sua fase líquida.

O processo do ciclo Rankine pode ser esquematizado em um diagrama. Moran et. al (2018) mostram na Figura 4.13 o diagrama T-s (Temperatura vs Entropia) de um ciclo ideal.

Figura 4.13 – Diagrama T-s de um ciclo ideal Rankine.



Fonte: MORAN et. al, 2018.

Pelo fato de um ciclo Rankine convencional trabalhar a altas temperaturas de entrada na turbina, entre 600 e 700 °C em usinas consideradas supercríticas (Moran et. al, 2018), o ciclo Rankine orgânico (*Organic Rankine Cycle* – ORC) surge como uma alternativa de geração de energia a temperaturas menos elevadas. Segundo Kobashigawa & Mello (2017), os ciclos ORC operam entre temperaturas de 80 e 150 °C.

Fiaschi, Manfrida & Tempesti (2014 apud. NIAN & CHENG, 2017) ao afirmarem que o ciclo Rankine orgânico pode converter as temperaturas baixas e médias obtidas por recursos geotérmicos em energia elétrica. Isso se dá devido ao fluido de operação presente

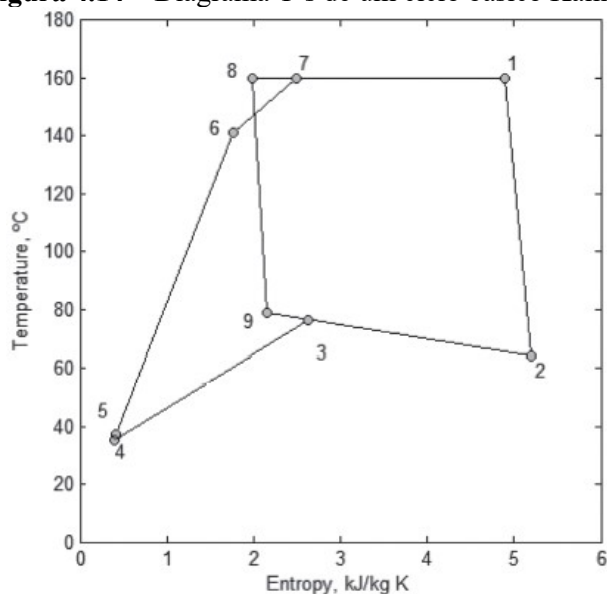
no ciclo. Moran et. al (2018) introduz o conceito de ORC como sendo ciclos que empregam hidrocarbonetos, fluidos orgânicos, como fluidos de operação e isso permite com que sejam feitas misturas a fim de obter melhores resultados de eficiência.

Aproveitando-se da ideia de utilizar outros fluidos em ciclos Rankine, surgiu o ciclo Kalina, que utilizam plantas do tipo binário alimentadas por um fluido de operação obtido por meio de uma mistura entre água e amônia (MIT, 2006). A mistura costuma ter 70% de amônia e 30% de água e tem sua vantagem em cima dos ORCs pelo fato de possuir uma maior gama para a temperatura de vaporização (GUPTA & ROY, 2007).

Como analisam Wei et. al (2015), o ciclo Kalina foi proposto por Alexander Kalina e apresenta uma melhor relação de transferência de calor a temperaturas médias e baixas, além de ter provado ser um ciclo com maiores vantagens para essas aplicações, sendo utilizadas em plantas geotérmicas, solares, entre outras.

Assim como o ciclo Rankine orgânico, os componentes variam de acordo com o tipo de usina, com a exceção de que o ciclo Kalina deve possuir um sistema de separação de fluidos, pois, segundo Rashid (2016), usando dois fluidos com diferentes pontos de ebulição, a mistura evapora e condensa sobre uma gama de temperaturas, podendo extrair maior quantidade de calor do fluido geotérmico. A utilização de um separador de fluidos deve ocorrer após o aquecimento da mistura, separando-a e encaminhando somente a mistura em estado de vapor para a turbina enquanto o restante da mistura passa por um sistema de reaproveitamento de calor, até que ambas as partes se unam novamente em um estágio futuro do ciclo. A Figura 4.14 ilustra o diagrama T-s do ciclo.

Figura 4.14 – Diagrama T-s de um ciclo básico Kalina.



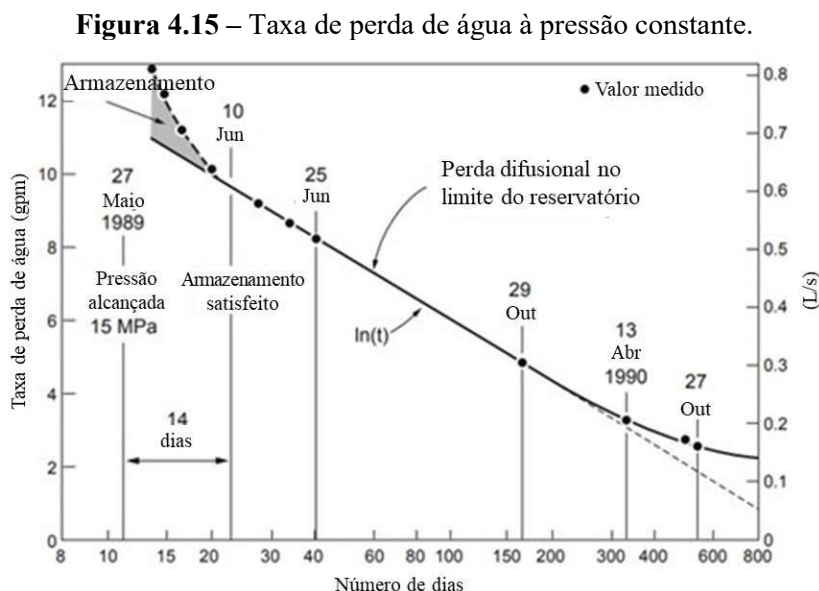
Fonte: Adaptado de GANESH, SHANKAR & SRINIVIAS, 2019.

4.4. Aplicação de ciclos termodinâmicos em usinas HDR

A primeira usina geotérmica do tipo Rocha Seca foi criada, por experimentos, em Los Alamos – Novo México, EUA, no ano de 1970 (RASHID, 2016). O motivo dos experimentos se deu pelo alto potencial de energia geotérmica da região, como detalham Brown et. al (2012), e, pela característica local, os dois primeiros poços não ultrapassaram os 2000 m. A partir daí, o laboratório, criado para o estudo dessas usinas, conseguiu confirmar a viabilidade desse tipo de usina. Surgiram, daí, projetos similares na Austrália, França, Alemanha, Japão e Reino Unido (RASHID, 2016).

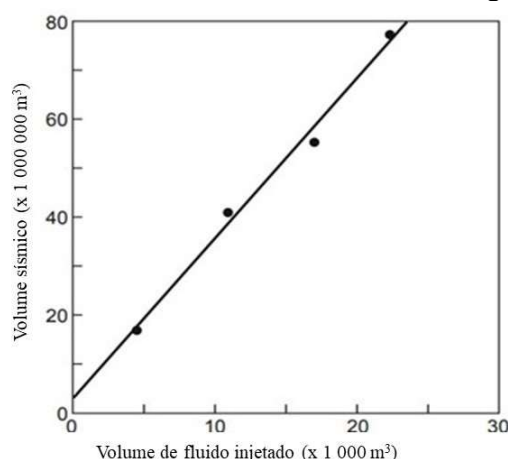
Como já descrito anteriormente, no Brasil, a aplicação de usinas geotérmicas mais interessante seriam as usinas do tipo Rocha Seca. Essas usinas apresentam algumas vantagens em relação a outras e, isso se deve ao fenômeno de confinamento que ocorre em sua instalação.

Brown et. al (2012) descreve esse fenômeno a partir da resposta elástica do solo para a pressão gerada pela dilatação que, combinada à constrição por parte da grande massa selada da rocha, faz com que o sistema seja confinado, resultando em características não encontradas em outras plantas energéticas, como a pouca perda de água no sistema devido à uma pressão constante (Figura 4.15) aplicada nos dutos.



Fonte: Adaptado de BROWN et. al, 2012.

Há, também, um crescimento linear do volume de água da região da reserva geotérmica com o passar do tempo, como retrata a Figura 4.16.

Figura 4.16 – Crescimento do volume da reserva geotérmica.

Fonte: Adaptado de BROWN et. al, 2012.

As usinas do tipo Rocha Seca são as únicas usinas geotérmicas que são capazes de serem totalmente projetadas, sendo passível de modelar a temperatura de produção, o tamanho da reserva, pressão e fluxo de injeção, contrapressão do poço de produção e o posicionamento dos poços (BROWN et. al, 2012).

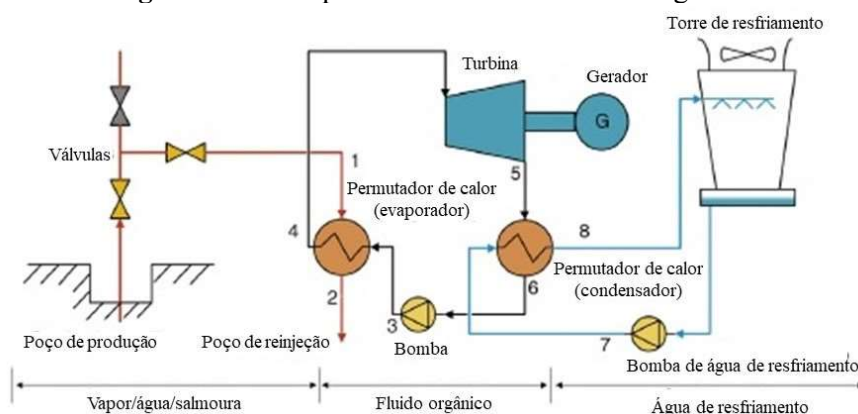
Para a seleção do sítio para a usina, Brown et. al (2012), em seu envolvimento com a seleção de Fenton Hill como local apropriado para receber uma usina geotérmica do tipo Rocha Seca, sugerem como principais critérios de escolha do local da planta: a proximidade de um centro urbano para oferta de água, energia e acesso a estradas, placas tectônicas em repouso, rochas cristalinas às altas profundidades e gradiente térmico adequado.

Atualmente, as usinas HDR têm atingido profundidades de até 3000 m, segundo Jesus (2016), e seu potencial, com a tecnologia atual, está estimado em 100 GWe nos Estados Unidos, equivalente a 30 vezes a capacidade geotérmica já instalada.

Devido a temperaturas abaixo de 200 °C, Rashid (2016) afirma que é ideal a utilização de fluidos alternativos para a produção de energia elétrica e, para isso, a água aquecida pelo poço geotérmico deve aquecer um fluido secundário, como fluidos orgânicos, em um ciclo fechado (ciclo binário).

A operação de uma usina HDR no ciclo Rankine orgânico tem sua utilização para baixas temperaturas e sua complexidade é um pouco maior em referência a um ciclo Rankine comum. Sua disponibilização se dá conforme Figura 4.17.

Figura 4.17 – Esquema de um ciclo Rankine orgânico.



Fonte: Adaptado de RASHID, 2016.

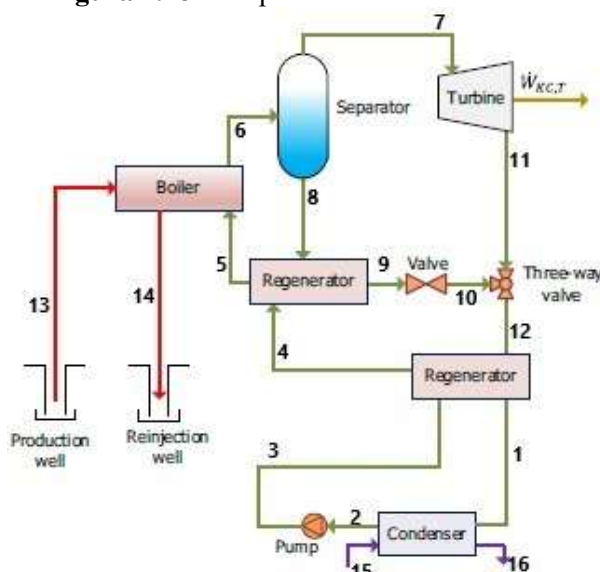
Para o caso de uma planta binária de produção de energia elétrica, o sistema funciona a partir de três estágios. O primeiro estágio é o estágio de aquecimento, em que a água aquecida, proveniente do poço de produção, aquece um determinado fluido orgânico por um trocador de calor (no caso, um evaporador).

O segundo estágio é o equivalente ao ciclo Rankine comum, onde o fluido, após ser aquecido pelo evaporador, é expandido em uma turbina à vapor, que aciona um gerador elétrico. Ao sair da turbina, o fluido é resfriado por um condensador e, na fase líquida, passa por uma bomba, onde tem sua pressão elevada.

O terceiro estágio é o estágio de resfriamento, que, por um condensador, uma torre de resfriamento resfria o fluido orgânico após saída da turbina.

Para o ciclo Kalina, o esquema de três estágios se mantém. No entanto, o esquema do segundo estágio se difere ao ciclo ORC, conforme apresentado pela Figura 4.18.

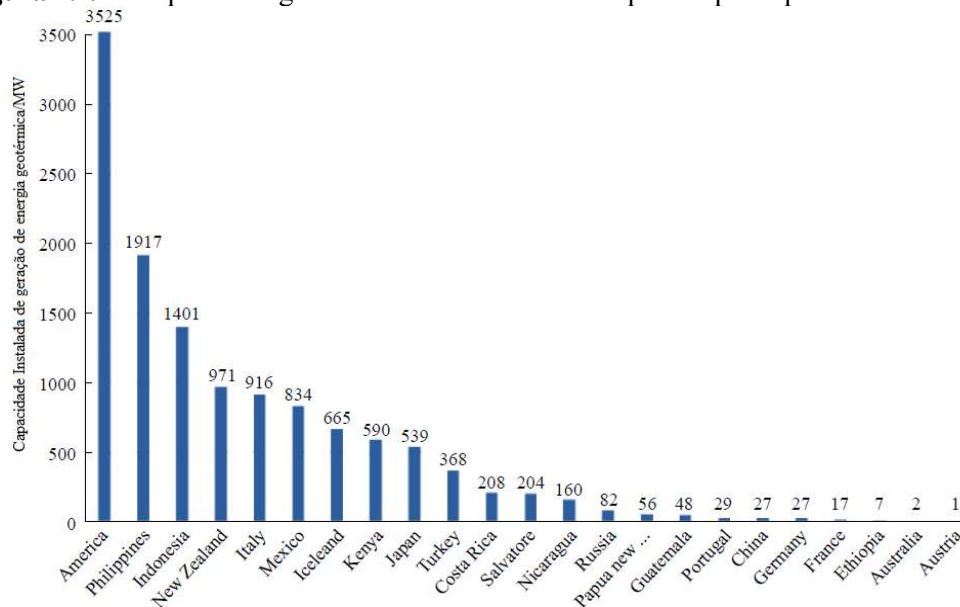
Figura 4.18 – Esquema de um ciclo Kalina.



Fonte: Adaptado de DINCER & OZTURK, 2021.

Até o presente momento, essa tecnologia não é aproveitada no Brasil, que, infelizmente, está largando para trás em seu desenvolvimento, como mostram Wang et. al (2018), e detalhado na Figura 4.19 os países que possuem capacidade geotérmica instalada para a geração de potência elétrica.

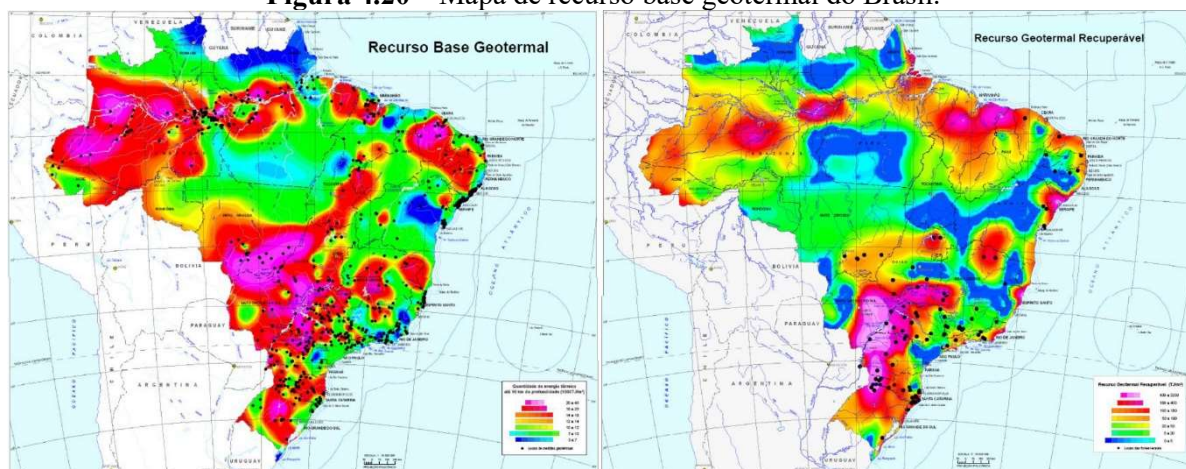
Figura 4.19 – Capacidade geotérmica instalada entre os países que exploram a tecnologia.



Fonte: Adaptado de WANG et. al, 2018.

Mesmo assim, o Brasil apresenta um elevado potencial a ser explorado no que diz respeito aos recursos geotérmicos, como informam Montenegro & Junior (2020) ao ilustrarem o mapa de recurso base geotermal, fornecido pelo IBGE (2010), apresentado pela Figura 4.20.

Figura 4.20 – Mapa de recurso base geotermal do Brasil.



Fonte: MONTENEGRO & JUNIOR, 2020.

Resta ao país, então, estudar a viabilidade da aplicação de usinas geotérmicas. Para isso, pode-se seguir os passos do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) ao

desenvolverem o maior projeto geotérmico de usinas do tipo Rocha Seca, o FORGE (*Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy*), que aplicou três estágios para a implementação, como descrevem Wang et. al (2018), sendo o primeiro estágio o de construção das plantas, o segundo estágio é responsável pela caracterização das reservas geotérmicas e monitoramento das variáveis para elaboração de melhorias no modelo e, por fim, o terceiro estágio, que se dá pela operação total da planta.

4.5. Análise econômica

A análise econômica tem como objetivo estimar os custos envolvidos em um projeto de uma planta geotérmica, como abordam Nian & Cheng (2017), e envolve a análise de custos de investimento, operação e manutenção (O&M), entre outros, sendo custos diretos e indiretos.

Um dos maiores vies para a instalação de usinas geotérmicas do tipo Rocha Seca se dá pelo alto custo de perfuração e exploração dos poços. Segundo Ceratti (2016, citado por MONTENEGRO & JUNIOR, 2020), o custo inicial de explorar e perfurar de três a cinco poços geotérmicos varia de US\$ 20 milhões a US\$ 30 milhões.

Barbier (2002 apud. NIAN & CHENG, 2017), afirma que o custo do escavamento pode ser equivalente a 50% do custo total de um projeto de plantas geotérmicas, enquanto Lukawski, Silverman & Tester (2016), o custo da escavação de um novo poço é equivalente a 23% do custo total da planta e tem, em uma distribuição probabilística, o custo de US\$ 30,00/pés. A partir daí, surgiu a possibilidade de utilização de poços de petróleo e gás natural abandonados, de aproximadamente 20 – 30 milhões ao redor do mundo (Kotler, 2011 – citado por NIAN & CHENG, 2017).

Jesus (2016) afirma que a tecnologia de usinas HDR só se tornam economicamente viáveis quando a temperatura alcançada é acima de 100 °C e a profundidade não ultrapassa os 5 km.

Turton et. al (2018) apresenta cinco classificações para estimativas de custos de capital, sendo elas:

- 1 – Estimativa detalhada;
- 2 – Estimativa definitiva;
- 3 – Estimativa preliminar;
- 4 – Estimativa de estudos;
- 5 – Estimativa de ordem de magnitude.

Onde, segundo Turton et. al (2018), essas classificações se diferem uma da outra de acordo com o nível de definição do projeto e estão atreladas à acurácia da estimativa de custos, sendo a estimativa detalhada a que requer uma engenharia completa de todo o projeto.

Para estimar o custo de uma planta, Turton et. al (2018) apresenta a metodologia de custeio de módulo, a qual é possível estimar o custo de componentes presentes em instalações químicas industriais.

A análise econômica está diretamente ligada aos custos envolvidos na construção de uma usina elétrica qualquer, que se subdivide em análise dos diversos custos presentes na instalação, O&M, taxas, etc, seguindo conceitos apresentados por Nian & Cheng (2017).

Além disso, o custo minimizado ao trabalhar com um poço abandonado deve ser levado em conta como um investimento na instalação da usina, pois é nele que retém a maior parcela do investimento inicial.

A ideia da análise econômica é poder prever os gastos e o retorno financeiro a longo prazo do investimento, para que, caso seja viável a implementação de uma usina geotérmica no Brasil, ela possa ser instalada, de fato.

Para isso, Turton et. al (2018), afirma que a técnica de custeio por módulo (MCT – *Module Costing Technique*) é aceita como a melhor técnica para se fazer estimativas preliminares de custo.

4.6. Utilização de poços abandonados

Estudos recentes de Bronicki (2016), explica que a escavação de poços é um nicho cujo foco está nas indústrias de petróleo, gás e minerais, o que dificulta e encarece a construção de poços geotérmicos, que se diferem dos outros em alguns aspectos únicos, que, devido às maiores profundidades alcançadas, enfrentam temperaturas maiores e ambientes menos propícios para a escavação.

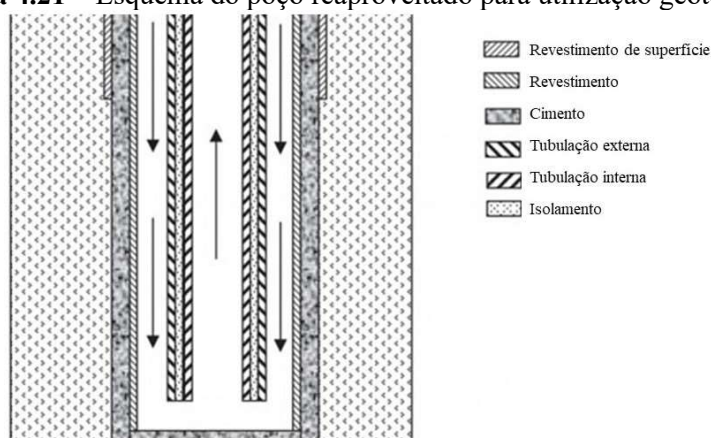
Para a geração de energia elétrica, os poços devem ser mais largos que poços de petróleo e gás natural para que haja maiores fluxos e só geram retorno financeiro após a planta se encontrar em funcionamento (BRONICKI, 2016).

Segundo Bronicki (2016), é interessante que o poço também faça o monitoramento que deve ser realizado constantemente, desde a sua escavação ao seu uso contínuo, durante a operação da planta energética.

O avanço da tecnologia garantiu novos meios para a escavação, cuja tecnologia atual de escavação a altas temperaturas que, embora ainda sofra com a necessidade de materiais mais avançados, pesquisas recentes (WANG et. al, 2018) oferecem o desenvolvimento de ferramentas e instrumentos, fluido de trabalho (escavação) e estruturas mais elaboradas e resistentes, que, no futuro, poderão ser bem trabalhados nessa área.

Na modelagem trabalhada por Nian & Cheng (2017), o poço abandonado utilizado foi cimentado, selado e estruturado para ser utilizado como poços geotérmicos, apresentando o esquema representado pela Figura 4.21.

Figura 4.21 – Esquema do poço reaproveitado para utilização geotérmica.



Fonte: Adaptado de NIAN & CHENG, 2017.

Nian & Cheng (2017) souberam explorar uma questão que deve ser mais analisada nas modelagens de usinas do tipo HDR. Em seu estudo, foi analisada a temperatura do fundo do poço, com o intuito de verificar se ela se manteria constante e forneceria, sempre, o calor necessário para o sistema. No caso, para um poço que atingia 125 °C inicialmente, a temperatura do fundo do poço atingiu estabilidade aos 119 °C, com a usina em operação. Isso mostra a importância do estudo da transferência de calor para esse sistema.

5. METODOLOGIA

Para a realização do trabalho, será feita uma modelagem técnica da planta geotérmica operando a um ciclo ORC e a um ciclo Kalina no *software* EES (*Engineering Equation Solver*), em que será definido alguns padrões de variação para uma análise de sensibilidade. Essa modelagem levará em conta os três estágios do ciclo binário, cujo 1º e 3º estágio terão, como fluido operante, a água. Para o 2º estágio do ciclo ORC, assim como Niknam et. al (2020), optou-se pela escolha do fluido refrigerante R1233zd(E), principalmente pelo menor impacto ambiental causado e, também, por se tratar de um fluido apropriado para a ocasião, apresentando características não-corrosivas e não-inflamáveis. Enquanto, para o 2º estágio do ciclo Kalina, de acordo com exemplo de Srinivas (2021), foi considerada uma mistura de 40% de concentração para a mistura Água-Amônia ($\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}$).

Depois de realizar a modelagem para os dois ciclos em questão, será feita uma comparação entre os resultados a partir da eficiência do ciclo e a potência líquida convertida em energia elétrica.

Após a modelagem técnica, será feita uma análise de sensibilidade para entender os parâmetros que atuam diretamente na eficiência energética do sistema e como influenciam no resultado da eficiência. Essa análise de sensibilidade levará em conta os fatores de gradiente de temperatura, vazão mássica da água e profundidade do poço.

Com a análise técnica pronta, serão verificadas localidades no Brasil que atendam às necessidades encontradas pela modelagem, para que o sistema possa ser implantado.

Por fim, será feita a análise econômica do sistema pelo *software* Microsoft Excel. Para isso, será calculado a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) para diferentes cenários propostos por meio de uma análise de sensibilidade em relação aos custos de investimento e de ganho do projeto.

Com o auxílio do *software* Oracle Crystal Ball (versão Trial), será feita uma simulação estatística dos resultados. Ao simular valores de entrada das variáveis de interesse, é possível obter a melhor situação e qual a situação mais provável de acontecer.

5.1. Análise Técnica

A começar pelo primeiro estágio, a modelagem técnica consistirá na definição de uma temperatura, proveniente do fundo do poço, que será responsável pela evaporação do fluido orgânico, essa temperatura é definida pela expressão designada pela Equação 5.1.

$$T_{\text{poço}} = \Gamma * Z_{\text{poço}} \quad (\text{Eq. 5.1})$$

Sendo $T_{\text{poço}}$ a temperatura de evaporação, Γ é o gradiente geotérmico e $Z_{\text{poço}}$ é a profundidade do poço. No primeiro estágio, também se faz a definição das propriedades termodinâmicas dos pontos do poço de injeção e poço de produção e vazão mássica de fluido geotérmico (\dot{m}_{geo}). Como utilizado por Niknam et. al (2021), será considerada uma pressão geotérmica de 1.000 kPa.

Para o terceiro estágio, serão consideradas propriedades termodinâmicas de água em estado ambiente, isto é, pressão atmosférica e temperatura de 25 °C e será considerado um ganho de temperatura de 10 °C entre a entrada de água e sua saída do condensador devido ao calor rejeitado pelo segundo estágio nessa troca de calor (FALLAH et. al, 2016).

Para o segundo estágio, a modelagem se deu diferente de acordo com o ciclo modelado. O ciclo ORC tem sua modelagem detalhada no tópico 5.1.1, enquanto o ciclo Kalina é detalhado no tópico 5.1.2.

Após o resultado das análises técnicas, será escolhido o ciclo com maior eficiência energética e, posteriormente, será feita uma análise de sensibilidade que verificará a contribuição dos parâmetros considerados para a geração de potência elétrica.

5.1.1. Ciclo Rankine Orgânico

Para o segundo estágio, é feita a maior parte da modelagem, já que é nesse estágio que o ciclo Rankine é operado a partir do fluido orgânico. No caso, faz-se algumas considerações em relação as eficiências envolvidas aos componentes, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Considerações de eficiências do modelo.

$\eta_{t,TV}$	$\eta_{t,B}$	$\eta_{\text{evap}}, \eta_{\text{cond}} \text{ e } \eta_{\text{rec}}$	η_{GE}	$\eta_{el,B}$
88% ^(NIKNAM, 2021)	85% ^(NIKNAM, 2021)	93% ^(FAKHERI, 2014)	98% ^(SRINIVAS, 2021)	98% ^(SRINIVAS, 2021)

Fonte: Do autor, 2022.

Também se fez considerações a respeito das diferenças de temperatura dos trocadores de calor, conhecidas como ΔT_{pinch} . Essas considerações e suas referências podem ser visualizadas na Tabela 5.2.

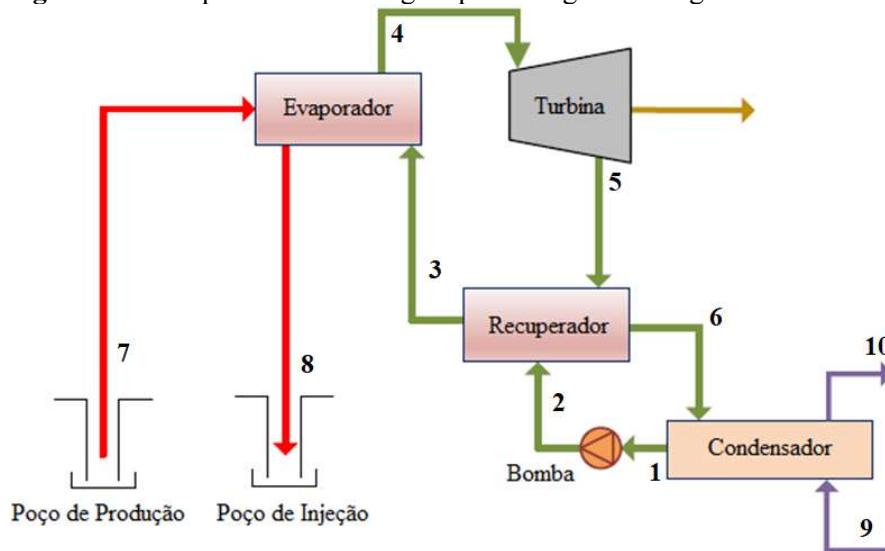
Tabela 5.2 – Considerações de ΔT_{pinch} do modelo.

$\Delta T_{\text{pinch, evap}}$	$\Delta T_{\text{pinch, cond}}$	$\Delta T_{\text{pinch, rec}}$
10 °C ^(SRINIVAS, 2021)	5 °C ^(IZIDORO, 2016)	10 °C ^(SRINIVAS, 2021)

Fonte: Do autor, 2022.

A configuração esquemática do ciclo Rankine está expressa na Figura 5.1, em que foi escolhido um ciclo ORC com um recuperador com a intenção do fluido passar por um processo de preaquecimento antes de chegar ao evaporador, aproveitando energia restante proveniente do fluido residual da turbina.

Figura 5.1 – Esquema da modelagem para o segundo estágio do ciclo ORC.



Fonte: Adaptado de DINCER & OZTURK, 2021.

A modelagem matemática para esse estágio se dará entre seus pontos:

- **1 → 2: Bomba Hidráulica**

De início, duas considerações são feitas neste momento. Primeiramente, deve-se considerar o fluido como líquido saturado, pois o fluido está prestes a entrar na bomba hidráulica e deve se encontrar em fase líquida. A outra consideração diz respeito à temperatura de baixa, ou seja, a temperatura do fluido orgânico após a troca de calor pelo condensador. Utilizando ambas as considerações, é possível obter as propriedades termodinâmicas do fluido neste ponto.

As características a serem obtidas se darão por meio de uma análise em uma perspectiva ideal, em que a bomba opera de maneira isentrópica. Assim, utiliza-se a eficiência isentrópica definida para obter os dados reais dos pontos. Logo, é possível obter a entalpia real do ponto 2, por meio da Equação 5.2.

$$h_2 = \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_{t,B}} + h_1 \quad (\text{Eq. 5.2})$$

Cuja entalpia real no ponto 2 (h_2) é a soma entre dois termos, o primeiro é a relação da entalpia ideal do ponto 2 (h_{2s}) e a entalpia do ponto 1 (h_1) dividida pela eficiência isentrópica da bomba ($\eta_{t,B}$) e o segundo termo é a entalpia do ponto 1 (h_1).

Com o resultado obtido para h_2 , poderá calcular o trabalho realizado pela bomba (\dot{W}_B), utilizando a Equação 5.3.

$$\dot{W}_B = \dot{m}_2 * (h_2 - h_1) \quad (\text{Eq. 5.3})$$

- **2 → 3: Recuperador**

Após a saída da bomba, faz-se a consideração da pressão de alta, de 1550 kPa (ALMEIDA, 2020) e, com a entalpia obtida para o ponto 2, é possível obter as demais propriedades termodinâmicas do ponto.

A fim de obter a troca de calor realizada pelo recuperador, utiliza-se a Equação 5.4 para calcular o calor recuperado para o sistema.

$$\dot{Q}_{\text{rec}} = \frac{\dot{m}_2 * (h_3 - h_2)}{\eta_{\text{rec}}} \quad (\text{Eq. 5.4})$$

- **3 → 4: Evaporador**

Para prosseguir com o evaporador, é feita a consideração de temperatura no ponto pós-recuperador de 59 °C (DINCER & OZTURK, 2021).

A modelagem do evaporador se dá apenas pela utilização das propriedades térmicas do fluido orgânico, cujo interesse é obter a fonte de calor para o sistema (\dot{Q}_{evap}) por meio da diferença de entalpia entre os pontos 4 (h_4) e 3 (h_3), conforme Equação 5.5.

$$\dot{Q}_{\text{evap}} = \frac{\dot{m}_3 * (h_4 - h_3)}{\eta_{\text{evap}}} \quad (\text{Eq. 5.5})$$

- **4 → 5: Turbina a vapor**

A turbina a vapor, assim como a bomba, necessita da consideração de um processo isentrópico para o cálculo das propriedades reais do sistema. Também é feita a consideração de vapor saturado para o fluido no ponto pré-turbina.

A Equação 5.6 informa a relação entre a eficiência isentrópica da turbina ($\eta_{t,TV}$), a entalpia ideal no ponto 5 (h_{5s}) e as entalpias reais dos pontos 4 (h_4) e 5 (h_5) para calcular a entalpia real do fluido após sua passagem pela turbina.

$$h_5 = [(h_{5s} - h_4) * \eta_{t,TV}] + h_4 \quad (\text{Eq. 5.6})$$

Enquanto o trabalho gerado pela turbina (\dot{W}_{TV}) é apresentado pela Equação 5.7.

$$\dot{W}_{TV} = \dot{m}_4 * (h_4 - h_5) \quad (\text{Eq. 5.7})$$

- **5 → 6: Recuperador**

Com o retorno do fluido para o recuperador a fim de pré-aquecer o fluido na passagem entre os pontos 2 e 3, a consideração de um ΔT_{pinch} de 10 °C para o trocador de calor, possibilita a obtenção das demais propriedades termodinâmicas do ponto 6.

- **6 → 1: Condensador**

Por fim, a modelagem do condensador consiste na obtenção da carga do trocador de calor (\dot{Q}_{cond}) por meio da diferença de entalpia entre os pontos de entrada e saída do condensador no 3º estágio. Obtém-se a temperatura e demais propriedades termodinâmicas do ponto 1 a partir da diferença de temperatura ΔT_{pinch} do condensador.

Para isso, é necessário obter a vazão mássica do fluido de resfriamento, obtido pela Equação 5.8.

$$\dot{m}_{\text{água}} = \frac{\dot{m}_1 * (h_6 - h_1)}{h_{10} - h_9} \quad (\text{Eq. 5.8})$$

Assim, utilizando a Equação 5.9, é possível obter o calor liberado pelo condensador.

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \frac{\dot{m}_{\text{água}} * (h_{10} - h_9)}{\eta_{\text{cond}}} \quad (\text{Eq. 5.9})$$

Para concluir o cálculo, é necessário calcular a vazão mássica de fluido orgânico no ciclo, obtida pela Equação 5.10.

$$\dot{m}_{\text{fluido_ORC}} = \frac{\dot{m}_{\text{geo}} * (h_8 - h_7)}{h_3 - h_4} \quad (\text{Eq. 5.10})$$

Logo, será possível realizar a modelagem de todo o ciclo, calculando a potência líquida (\dot{W}_{LIQ}) e a eficiência do ciclo (η_C), cujas descrições se encontram apresentadas pelas Equações 5.11 e 5.12, respectivamente.

$$\dot{W}_{\text{LIQ}} = \eta_{\text{GE}} * W_{\text{TV}} - \frac{W_{\text{B}}}{\eta_{\text{el,B}}} \quad (\text{Eq. 5.11})$$

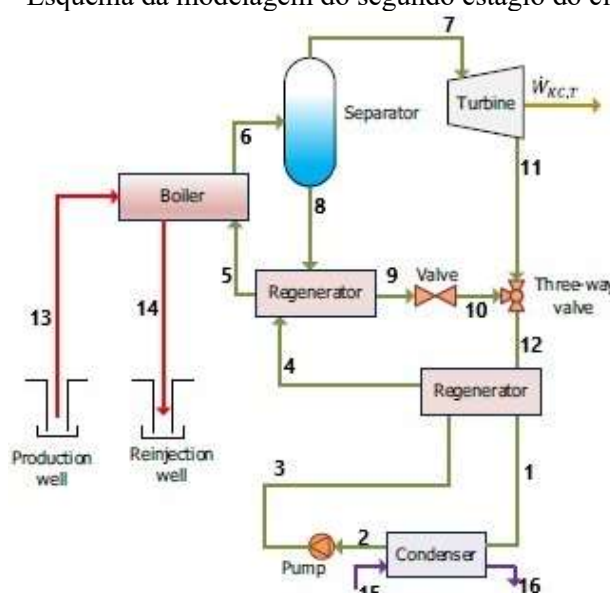
$$\eta_C = \dot{W}_{\text{LIQ}} / \dot{Q}_{\text{evap}} \quad (\text{Eq. 5.12})$$

O Apêndice A traz a modelagem feita para o ciclo ORC no *software* EES.

5.1.2. Ciclo Kalina

Para a configuração do ciclo Kalina, levou-se em consideração a conclusão obtida por Guzović et. al (2010 apud. FALLAH et. al, 2016), de que o ciclo Kalina KCS-34 apresenta melhores resultados para fontes de energia de baixas temperaturas. Mlcak (2002) afirma que é recomendável a utilização do ciclo KCS-34 para temperaturas de até 121 °C. Operando, então, o ciclo termodinâmico de acordo com o ciclo Kalina KCS-34, especificado pela Figura 5.2, fez-se as mesmas considerações de eficiências (isentrópicas, operação e elétricas).

Figura 5.2 – Esquema da modelagem do segundo estágio do ciclo KCS-34.



Fonte: Adaptado de DINCER & OZTURK, 2021.

A modelagem matemática para esse estágio se dará entre seus pontos a partir das condições propostas pela Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Condições iniciais para modelagem do ciclo Kalina.

Variável	Valor considerado
$\eta_{t,TV}$	88% (NIKNAM, 2021)
$\eta_{t,B}$	85% (NIKNAM, 2021)
η_{evap} , η_{cond} , η_{TA} e η_{TB}	93% (FAKHERI, 2014)
η_{GE}	98% (SRINIVAS, 2021)
$\eta_{el,B}$	98% (SRINIVAS, 2021)
$\Delta T_{pinch, evap}$	10 °C (SRINIVAS, 2021)
$\Delta T_{pinch, cond}$	5 °C (IZIDORO, 2016)
$\Delta T_{pinch, TA}$ e $\Delta T_{pinch, TB}$	10 °C (SRINIVAS, 2021)

Fonte: Do autor, 2022.

- **1 → 2: Condensador**

Com as propriedades obtidas ao longo da modelagem, poderá calcular o calor cedido pelo condensador (\dot{Q}_{cond}), utilizando a Equação 5.13.

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \frac{\dot{m}_{\text{água}} * (h_{16} - h_{15})}{\eta_{\text{cond}}} \quad (\text{Eq. 5.13})$$

- **2 → 3: Bomba**

Para o fluido entrar na bomba, considera-se o fluido em estado de líquido saturado, é definida uma temperatura de baixa de 30 °C e uma pressão de alta de 1550 kPa.

A partir da Equação 5.14, é possível calcular a entalpia real do ponto 3 do ciclo e, a partir da Equação 5.15, pode-se calcular a potência da bomba.

$$h_3 = \frac{h_{3s} - h_2}{\eta_{t,B}} + h_2 \quad (\text{Eq. 5.14})$$

$$\dot{W}_B = \dot{m}_2 * (h_2 - h_1) \quad (\text{Eq. 5.15})$$

- **3 → 4: Recuperador de Baixa**

No retorno do fluido ao recuperador de baixa, dessa vez para seu aquecimento, obtém-se apenas suas propriedades termodinâmicas.

- **4 → 5: Recuperador de Alta**

Para dar continuidade à modelagem, é considerado o fluido como líquido saturado, antes do mesmo ser aquecido pela troca de calor com o evaporador e são obtidas as propriedades termodinâmicas do ponto 5.

- **5 → 6: Evaporador**

A modelagem do evaporador se dá apenas pela utilização das propriedades térmicas da mistura água-amônia, cujo interesse é obter a fonte de calor para o sistema (\dot{Q}_{evap}) por meio da diferença de entalpia entre os pontos 6 (h_6) e 5 (h_5), conforme Equação 5.16. E é, no ponto 6, que se submete a condição de mistura da amônia.

$$\dot{Q}_{\text{evap}} = \frac{\dot{m}_5 * (h_6 - h_5)}{\eta_{\text{evap}}} \quad (\text{Eq. 5.16})$$

- **6 → 7 + 8: Separador de Fluidos**

A etapa de separação dos fluidos é muito importante na modelagem, pois é nela que é feita a consideração das fases dos fluidos separados, sendo, portanto, o fluido do ponto 7 caracterizado como vapor saturado e o fluido do ponto 8 caracterizado como líquido saturado.

A partir daí, os fluidos serão destinados da maneira correta para seguir com o fluxo do ciclo.

- **7 → 11: Turbina a vapor**

A turbina a vapor necessita da consideração de um processo isentrópico para o cálculo das propriedades reais do sistema.

É, então, calculada a entalpia real do ponto 11 pela Equação 5.17.

$$h_{11} = [(h_{11s} - h_7) * \eta_{t,TV}] + h_7 \quad (\text{Eq. 5.17})$$

Enquanto o trabalho gerado pela turbina (\dot{W}_{TV}) é apresentado pela Equação 5.18.

$$\dot{W}_{TV} = \dot{m}_7 * (h_7 - h_{11}) \quad (\text{Eq. 5.18})$$

- **8 → 9: Recuperador de Alta**

No retorno do fluido ao recuperador de alta, dessa vez para ceder calor ao trocador de calor, obtém-se apenas suas propriedades termodinâmicas.

- **9 → 10: Válvula de Expansão**

A válvula de expansão é um componente muito importante no sistema, pois é ela que vai fazer com que o fluido se expanda e retorne à pressão de baixa. Também é feita a consideração de um processo isentálpico nesta etapa.

- **10 + 11 → 12: Válvula de 3 vias**

É neste componente que as duas porções da mistura separadas anteriormente se unem novamente. Neste momento, o balanço de massa é feito para garantir que haverá o equilíbrio de massas pré-separação e pós-separação.

- **12 → 1: Recuperador de baixa**

Com o fluido a uma temperatura aproveitável, ainda, ele se dirige ao recuperador de baixa para fornecer calor ao trocador, considerando um ΔT_{pinch} de 10 °C.

A partir daí, é possível fazer o cálculo para as outras propriedades do ciclo.

$$\dot{m}_{\text{água}} = \frac{\dot{m}_1 * (h_1 - h_2)}{h_{16} - h_{15}} \quad (\text{Eq. 5.19})$$

Assim, utilizando a Equação 5.20, é possível obter o calor liberado pelo condensador.

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \frac{\dot{m}_{\text{água}} * (h_{16} - h_{15})}{\eta_{\text{cond}}} \quad (\text{Eq. 5.20})$$

Para concluir o cálculo, é necessário calcular a vazão mássica de fluido orgânico no ciclo, obtida pela Equação 5.21.

$$\dot{m}_{\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}} = \frac{\dot{m}_{\text{geo}} * (h_8 - h_7)}{h_3 - h_4} \quad (\text{Eq. 5.21})$$

Assim, pode-se calcular a potência líquida (\dot{W}_{LIQ}) e a eficiência do ciclo (η_{C}), cujas descrições são descritas pelas Equações 5.22 e 5.23, respectivamente.

$$\dot{W}_{\text{LIQ}} = \eta_{\text{GE}} * W_{\text{TV}} - \frac{W_{\text{B}}}{\eta_{\text{el,B}}} \quad (\text{Eq. 5.22})$$

$$\eta_{\text{C}} = \dot{W}_{\text{LIQ}} / \dot{Q}_{\text{evap}} \quad (\text{Eq. 5.23})$$

O Apêndice B traz a modelagem feita para o ciclo Kalina no *software* EES.

5.2. Análise Econômica

Para a estimativa de custos, será utilizada a metodologia de Técnica de Custeio de Módulo (*Module Costing Technique* – MCT) utilizada por Turton et. al (2018). Essa metodologia baseia-se na estimativa de custos dos equipamentos a partir da capacidade energética de uma determinada planta.

A primeira parte desta metodologia se dá pelo custeio simples dos equipamentos em módulo (C_{BM}), representada pela Equação 5.24, que representa custos diretos e indiretos para cada componente por meio de um fator de custo para cada material e suas especificidades (F_{BM}), considerando o custo de compra dos materiais mais comuns encontrados no mercado (C_{p}^0).

$$C_{\text{BM}} = C_{\text{p}}^0 * F_{\text{BM}} \quad (\text{Eq. 5.24})$$

Em alguns casos de equipamentos, o fator de custo F_{BM} pode ser substituído pela multiplicação de dois fatores: fator de material (F_{M}) e fator de pressão (F_{P}), sendo o fator de material um índice tabelado e o fator de pressão encontrado pela Equação 5.31.

Para obter esses parâmetros, é necessário, porém, dimensionar os componentes. Para isso, deve-se obter a taxa de transferência de calor para os trocadores de calor (evaporador e condensador). A taxa de transferência de calor pode ser representada conforme Equação 5.25.

$$q = U * A * \Delta T_{ml} \quad (\text{Eq. 5.25})$$

Onde q representa a taxa de transferência de calor, U é o coeficiente global de transferência de calor, A é a área de contato em que ocorre a transferência de calor e ΔT_{ml} é a variação da temperatura média logarítmica. O coeficiente global de transferência de calor será obtido em relação ao fluido de operação. A área de contato será obtida pela Equação 5.25 e a variação da temperatura média logarítmica é obtida pela Equação 5.26.

$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta T_{sai} - \Delta T_{ent}}{\ln \frac{\Delta T_{sai}}{\Delta T_{ent}}} \quad (\text{Eq. 5.26})$$

Onde ΔT_{sai} é a diferença de temperatura de saída entre as superfícies quente e fria e ΔT_{ent} é a diferença de temperatura de entrada entre as superfícies quente e fria.

Caso o componente não esteja dentro da capacidade tabelada por Turton et. al (2018), há um fator de correção destinado a razão de capacidade, definido pela Equação 5.27.

$$C_{B,a}^0 = C_{B,b}^0 * \left(\frac{A_a}{A_b} \right)^n \quad (\text{Eq. 5.27})$$

Em que $C_{B,a}^0$ é o custo do equipamento desejado, $C_{B,b}^0$ é o custo do equipamento conhecido, n é o fator de correção e A_a/A_b é a razão de capacidade. Para fins de padronização, segue-se a recomendação de Turton et. al (2018) de utilizar a regra dos seis décimos, isto é, considerar n como 0,6.

Para calcular o custo base dos componentes, serão utilizadas as equações logarítmicas de custo, apresentadas pelas Equações 5.28 e 5.29.

$$\log_{10} C_B^0 = K_1 + K_2 * \log_{10} \dot{W} + K_3 * \log_{10}^2 \dot{W} \quad (\text{Eq. 5.28})$$

Em que a Equação 5.28 será utilizada para o cálculo do custo base da bomba e turbina. Os coeficientes K_1 , K_2 e K_3 são obtidos por meio do tipo de componente escolhido, tabelados por Turton et. al (2018).

Já a Equação 5.29 calculará o custo base dos trocadores de calor:

$$\log_{10} C_B^0 = K_1 + K_2 * \log_{10} A + K_3 * \log_{10}^2 A \quad (\text{Eq. 5.29})$$

O próximo passo será a resolução do custo modular dos componentes, representado pela Equação 5.30.

$$C_{\text{MOD}} = C_{\text{BM}}^0 * F_{\text{MOD}} \quad (\text{Eq. 5.30})$$

Em seguida, será definido o fator de pressão, dado pela expressão apresentada na Equação 5.31.

$$\log_{10} F_P = c_1 + c_2 * \log_{10} P + c_3 * \log_{10}^2 P \quad (\text{Eq. 5.31})$$

Por fim, serão feitas as correções de importação (Equação 5.32), utilizando-se a conversão real-dólar, e atualização monetária (Equação 5.33), com os atuais índices CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index* – Índice de Custos de Plantas em Engenharia Química).

$$C_{\text{Planta}} = \sum C_{\text{MOD}} + F_{\text{imp.}} * \sum C_B^0 \quad (\text{Eq. 5.32})$$

$$C_{\text{Planta},2022} = C_{\text{Planta}} * \frac{\text{CEPCI}_{2022}}{\text{CEPCI}_{2001}} \quad (\text{Eq. 5.33})$$

Após a análise de custos, será feita a análise de sensibilidade, a partir da metodologia de Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE), que será realizada conforme Equação 5.34. Assim, poderá verificar a viabilidade do investimento.

$$\text{LCOE} = \frac{\left(C_{\text{Planta},2022} * \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right) + C_{\text{O\&M}}}{\dot{W} * H_A} \quad (\text{Eq. 5.34})$$

Em que i representa a taxa de juros aplicada, t é o tempo de operação total da planta, $C_{\text{O\&M}}$ se diz respeito aos custos de operação e manutenção e H_A é o tempo de operação da planta em um ano.

O parâmetro a ser verificado para esta análise, além dos custos envolvidos, será o custo nivelado de energia, em que se pode determinar a viabilidade da utilização deste sistema.

Por fim, será feita uma análise do valor presente líquido e da taxa interna de retorno, pelo Excel, de modo a confirmar se é viável financeiramente a implantação da planta.

Utilizando o *software* Crystal Ball, serão assumidos alguns valores de entrada para que sejam coletadas as informações de interesse em uma simulação, considerando distribuições estatísticas discretas, triangulares e normais.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1. Análise Técnica

6.1.1. Ciclo ORC

Em uma análise técnica em que os três estágios se complementam, pôde-se obter alguns resultados interessantes. Para essa primeira análise (modelagem presente no corpo do Apêndice A), considerou-se a interferência que ocorre no evaporador entre o primeiro e segundo estágios. Assim, utilizando os dados da modelagem e as Equações 5.2 a 5.12, encontrou-se uma oferta de calor para o sistema ORC de 25.389 kW para um aproveitamento de 4.450 kW de potência bruta na Turbina. As considerações iniciais da modelagem se encontram na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Considerações iniciais da modelagem.

Propriedade	Consideração
Gradiente Geotérmico (°C/km)	30
Profundidade do poço (°C/km)	4
T[3] (°C)	59 (DINCER & OZTURK, 2021)
Pressão de Alta (kPa)	1.550 (ALMEIDA, 2020)
Vazão mássica de água – poço geotérmico (kg/s)	100-180 (DINCER & OZTURK, 2021)

Fonte: Do autor, 2022.

A partir da faixa de vazão mássica de água provinda dos poços, entre 100 - 180 kg/s, considerou-se o valor médio, de 140 kg/s. Ao longo da modelagem, foi obtida a pressão de baixa, de 154,5 kPa. As considerações relativas ao poço e à torre de resfriamento foram importantes para a visualização da troca de calor que acontece nos trocadores e faz a transferência de calor entre os estágios. Enquanto o gradiente geotérmico e a profundidade do poço determinaram uma temperatura de 120 °C para a água no estágio 1 e, conseqüentemente, de 110 °C, devido ao ΔT_{pinch} , para o fluido R1233zd(E) após trocar calor no evaporador. Assim, pôde-se obter as propriedades termodinâmicas para cada ponto, conforme demonstrado pela Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Propriedades termodinâmicas para cada ponto do ciclo ORC. (Continua)

Ponto	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)
1	154,5	30	237,117	1,12862

Tabela 6.2 – Propriedades termodinâmicas para cada ponto do ciclo ORC. (Conclusão)

Ponto	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)
2	1550	30,69	238,428	1,12927
2s	1550	-	238,231	1,12862
3	1550	59	274,127	1,24158
4	1550	110	480,632	1,78537
5	154,5	48,30	441,712	1,80205
5s	154,5	-	436,405	1,78537
6	154,5	40,69	435,210	1,78158

Fonte: Do autor, 2022.

Realizando os últimos cálculos da modelagem, chegou-se aos resultados da troca de energia que acontece nos componentes e, conseqüentemente, resulta em uma carga para todo o ciclo. Esses resultados se encontram na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Dados energéticos do ciclo ORC obtidos pela modelagem.

$\dot{m}_{R1233zd(E)}$ (kg/s)	\dot{W}_B (kW)	\dot{W}_{TV} (kW)	\dot{Q}_{evap} (kW)	\dot{Q}_{cond} (kW)	\dot{Q}_{rec} (kW)	\dot{W}_{LIQ} (kW)	η_c
114,3	149,9	4.450	25.389	24.355	4.389	4.208	16,57%

Fonte: Do autor, 2022.

Como apresentado pela Tabela 6.3, as condições iniciais geraram, pela modelagem, uma vazão mássica do fluido orgânico de 114,3 kg/s, que, de acordo com Srinivas (2021), o ciclo ORC permite altas taxas de vazão mássica, devido às altas massas moleculares dos fluidos adequados. No entanto, está acima da vazão mássica de 54,93 kg/s, segundo Rodríguez et. al (2013). Para o caso do sistema não suportar a vazão mássica obtida como resultado, existe a opção de fazer sistemas ORC em paralelo.

As condições resultaram em uma potência líquida de 4.208 kW, a uma eficiência de 16,57% para o ciclo ORC, eficiência que se encontra dentro da faixa estimada por Srinivas (2021), de 10 – 20%.

6.1.2. Ciclo Kalina

Para a modelagem do ciclo Kalina (presente no Apêndice B), foram feitas as considerações iniciais de modelagem presentes na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Considerações iniciais da modelagem.

Variável	Consideração
Gradiente Geotérmico (°C/km)	30
Profundidade do Poço (km)	4
X[6] (kg _{H2O} /kg _{NH3H2O})	40% (SRINIVAS, 2021)
Temperatura de preaquecimento - T[4] (°C)	59 (DINCER & OZTURK, 2021)
Pressão de alta (kPa)	1550 (ALMEIDA, 2020)
Vazão mássica de água no poço (kg/s)	100-180 (DINCER & OZTURK, 2021)

Fonte: Do autor, 2022.

Para o ciclo Kalina, também foi considerada a vazão mássica média, de 140 kg/s. Junto às demais considerações iniciais, as condições promoveram os resultados de propriedades termodinâmicas dos pontos ilustrados pela Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Propriedades termodinâmicas para cada ponto do ciclo Kalina.

Ponto	Pressão (kPa)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Vazão mássica (kg/s)	Título (-)	Fração Mássica (kg/kg)
1	206,2	40,14	92,863	0,92362	164,9	0,0884	40,00%
2	206,2	30	-94,681	0,31782	164,9	0,0000	40,00%
3	1550	30,14	-92,845	0,31872	164,9	-0,001	40,00%
3s	1550	-	-93,121	0,31782	-	-	-
4	1550	59	34,223	0,71891	164,9	0,0731	40,00%
5	1550	101	225,077	1,25970	164,9	0,0000	40,00%
6	1550	110	368,270	1,63579	164,9	0,0726	40,00%
7	1550	110	1.559,052	4,92026	11,97	1,0000	93,87%
8	1550	110	275,076	1,37874	152,9	0,0000	35,78%
9	1550	69	88,836	0,86491	152,9	0,0751	35,78%
10	206,2	45,34	88,836	0,88340	152,9	0,2079	35,78%
11	206,2	37,67	1.288,015	5,03994	11,97	0,9280	93,87%
11s	206,2	-	1.251,056	4,92026	-	-	-
12	206,2	45,06	175,876	1,18530	164,9	0,2592	40,00%

Fonte: Do autor, 2022.

Aplicando as equações gerais da modelagem, obteve-se os resultados encontrados pela Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Dados energéticos do ciclo Kalina obtidos pela modelagem.

\dot{W}_B (kW)	\dot{W}_{TV} (kW)	\dot{Q}_{evap} (kW)	\dot{Q}_{cond} (kW)	\dot{W}_{LIQ} (kW)	η_c
302,6	3.244	25.389	33.253	2.870	11,30%

Fonte: Do autor, 2022.

Com os resultados obtidos pela modelagem do ciclo Kalina, é possível afirmar que a potência líquida calculada é de 2.870 kW e, sua eficiência, de 11,30%, que, segundo Rodríguez et. al (2013), está dentro da faixa adequada de 7 e 15,9%.

Em grande parte do ciclo, também há a demanda de uma carga alta de vazão mássica do fluido de operação. Mais uma vez, deve-se analisar se há a necessidade de instalar sistemas Kalina em paralelo, já que Rodríguez et. al (2013) obteve um resultado de 34,75 kg/s.

6.1.3. Comparação entre ciclos

Para as condições simuladas, ao comparar os resultados, pode-se afirmar que o ciclo ORC obteve resultados melhores para a geração de potência líquida, em que atingiu uma potência líquida 4.208 kW, equivalente a 146,6% acima da potência gerada pelo ciclo Kalina.

Em relação à eficiência térmica do ciclo, o ciclo ORC também se sobressaiu ao ciclo Kalina, aproveitando 46,64% a mais a energia proveniente do poço geotérmico, visto que apresentou uma eficiência de 16,57% contra 11,30% do ciclo Kalina.

Devido à estratégia de modelagem utilizada, ambos contam com um alto fluxo de fluido de operação, sendo de 114,3 kg/s para o ciclo ORC e 164,9 kg/s para o ciclo Kalina.

Por fim, o ciclo ORC será o escolhido para dar sequência no trabalho. Vale lembrar que o ciclo Kalina conta com uma gama de componentes ainda maior, podendo elevar o custo de instalação da planta, o que também influencia diretamente nessa decisão.

6.1.4. Análise de Sensibilidade

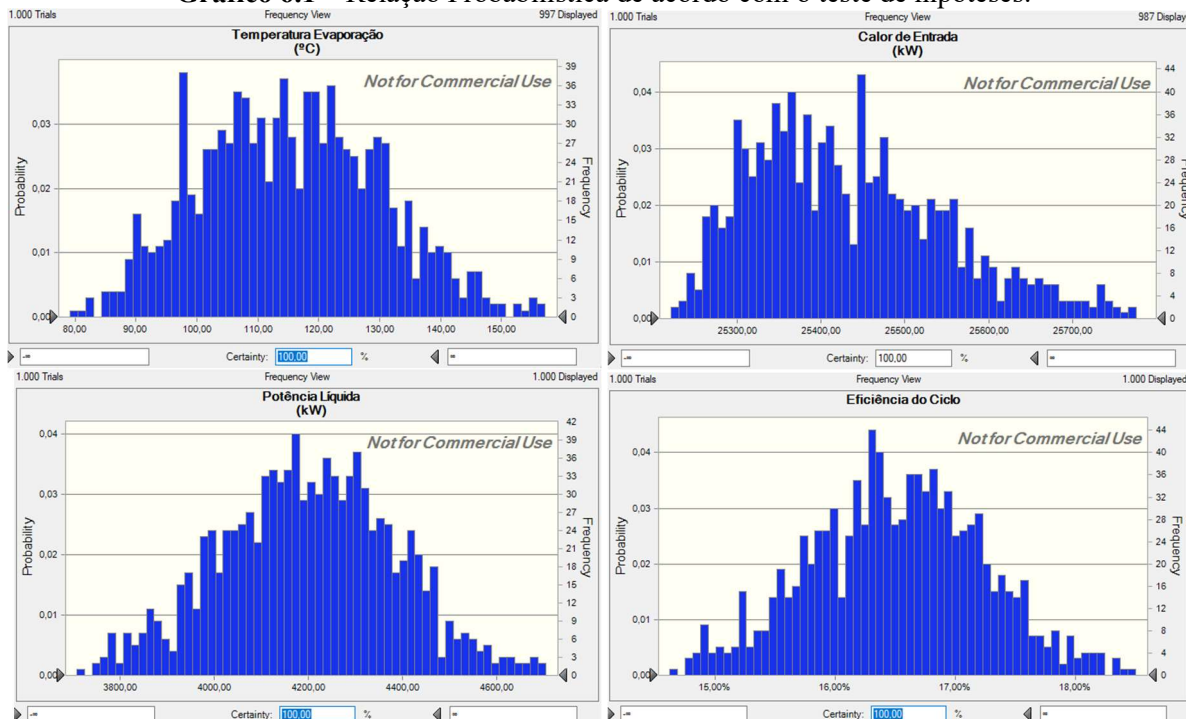
Com o auxílio do *software* Crystal Ball, fez-se a análise de sensibilidade para o ciclo ORC a partir das hipóteses de variações presentes na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Teste de hipóteses – Análise Técnica.

Variável	Faixa de distribuição	Tipo de distribuição
Gradiente Geotérmico (°C/km)	30 – 40	Discreta
Profundidade do Poço (km)	2,90 – 4,38	Triangular
T[3] (°C)	40 – 70	Triangular
Pressão de alta (kPa)	1.350 – 2.000	Triangular

Fonte: Do autor, 2022.

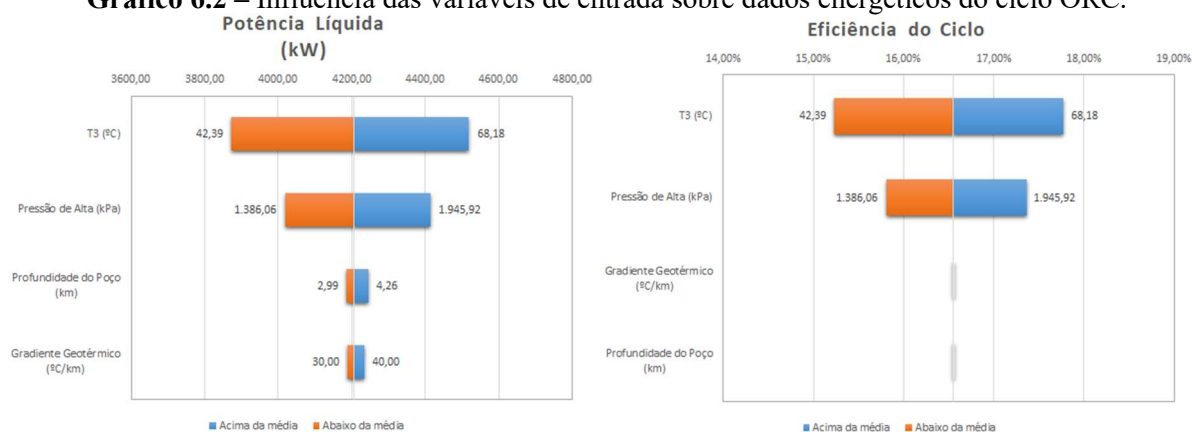
Ao fim do teste de hipóteses, obteve-se uma relação probabilística a respeito da influência das variáveis representadas pela Tabela 6.7 sobre a Temperatura de Evaporação (°C), Calor de Entrada (kW), Potência Líquida (kW) e Eficiência do Ciclo. Essa relação é descrita pela Gráfico 6.1.

Gráfico 6.1 – Relação Probabilística de acordo com o teste de hipóteses.

Fonte: Do autor, 2022.

Levando em conta a distribuição probabilística do teste de hipóteses, é possível visualizar os pontos medianos para cada resultado e verificar o caso mais provável de acontecer. Sendo que, para, aproximadamente, 4% dos casos, a potência líquida gerada pela planta foi de aproximadamente 4.160 kW, com maiores chances de o ciclo chegar à uma eficiência de, aproximados, 16,34%.

Pôde-se, então, verificar, também, a influência dos parâmetros de entrada sobre a potência líquida e eficiência do ciclo. Conforme, visualizado pelo Gráfico 6.2, a temperatura de preaquecimento (T[3]) e a pressão de alta são as variáveis que mais exercem influência no resultado.

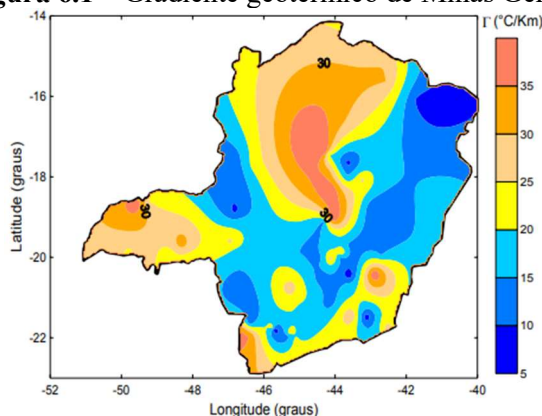
Gráfico 6.2 – Influência das variáveis de entrada sobre dados energéticos do ciclo ORC.

Fonte: Do autor, 2022.

Verifica-se, no entanto, que a temperatura de evaporação, dada pelo gradiente geotérmico e pela profundidade do poço, não exerce influência sobre a eficiência do ciclo. Isso ocorre, pois ao elevar a temperatura no evaporador para que o fluido se expanda na turbina, a energia que a turbina gerará a mais se equivale com quantidade de calor a mais que entrará no sistema. E é por isso que a temperatura de preaquecimento se torna uma variável de enorme poder de influência sobre os resultados, pois ao preaquecer o fluido, irá diminuir a quantidade de calor que entra no sistema pela troca de calor que ocorre no evaporador. Ainda assim, o aumento da temperatura de evaporação ocasionará no aumento de potência líquida gerada pela planta.

6.1.5. Possíveis locais para instalação da planta

Pensando na aplicação desse sistema em um poço já existente e em situação de abandono, para o estado de Minas Gerais, verificou-se o gradiente geotérmico do estado, presente na Figura 6.1.

Figura 6.1 – Gradiente geotérmico de Minas Gerais.

Fonte: ALEXANDRINO, 2008.

Pela Figura 6.1 e pelas conclusões de Alexandrino (2008), o centro da Bacia do São Francisco apresenta gradientes superiores a 30 °C/km, sendo uma das regiões de maior gradiente geotérmico do estado de Minas Gerais.

A fim de encontrar a existência de poços abandonados na região, pela Tabela de Poços cadastrados pela ANP (Superintendência de Dados Técnicos da ANP, 2021), localizou-se a existência de diversos poços em situação de abandono na bacia do São Francisco, em Minas Gerais. Ainda foi possível adquirir outros dados importantes para essa análise, como a classificação, titularidade e a profundidade vertical dos poços.

Segundo a ANP (2021), para a classificação de poços secos, abandonados e sem indícios de gás natural, o poço de maior profundidade é o poço 1RFO1MG, cuja titularidade atual é pública e, embora esteja abandonado, está em um processo de avaliação. Esse poço se configura do tipo “Exploratório”, na categoria de “Pioneiro” e classificado como “Seco, sem indícios.”. Sua profundidade vertical é de 1.686,9 m, que, para um gradiente de 30 °C/km, seria capaz de fornecer uma temperatura aproximada de 50 °C.

Substituindo esses valores na modelagem realizada, obtém-se uma potência líquida de 3.455,65 kW e uma eficiência de 16,57% do ciclo, valores que se encontram dentro das expectativas.

6.2. Análise Econômica

Utilizando-se da Técnica de Custeio de Módulo, foi realizada a estimativa de custos de instalação, operação e manutenção da planta, cujos resultados de custos de equipamentos se encontram na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Custos de equipamento para caso de instalação da planta no poço 1RFO1MG.

Componente	Custo de Instalação (R\$)	Custo de O&M (R\$/ano)
Turbina	R\$ 49.204.807,64	R\$ 811.879,33
Bomba	R\$ 1.767.131,98	R\$ 29.157,68
Evaporador	R\$ 48.004,80	R\$ 792,08
Condensador	R\$ 47.086.017,59	R\$ 776.919,29
Recuperador	R\$ 5.818.358,55	R\$ 96.002,92

Fonte: Do autor, 2022.

Para chegar ao resultado apresentado pela Tabela 6.8, foi considerado o índice de custo CEPCI₂₀₂₂ como sendo 831,7, de acordo com Maxwell (2022), cotação dólar-real em R\$ 5,4129 (Banco Central do Brasil, 2022) e taxa de operação e manutenção equivalente a

1,65% do custo de instalação (GAO & CHEN, 2018). Demais considerações se encontram na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Considerações para modelagem da análise econômica.

#	Variáveis a considerar	Consideração	Fonte
1	Coefficiente global de transferência de calor (U) [kW/m ² .K]	Evaporador – 0,4259 Condensador – 0,4968 Recuperador – 0,2271	Flynn, Akashige & Theodore, 2019.
2	Coefficientes K, c e B – Evaporador de água quente	K1 – 2,0829; K2 – 0,9074; K3 – 0,0243 c1 – -0,00164; c2 – -0,00627; c3 – 0,01230 B1 – 0; B2 – 0	Turton et. al, 2018.
3	Coefficientes K, c e B – Condensador – TC tubo fixo casca de aço carbono-tubo de Cobre	K1 – 4,3247; K2 – -0,3030; K3 – 0,1634 c1 – 0; c2 – 0; c3 – 0 B1 – 1,63; B2 – 1,66	Turton et. al, 2018.
4	Coefficientes K, c e B – Recuperador – TC tubo fixo casca de aço carbono-tubo de Cobre	K1 – 4,3247; K2 – -0,3030; K3 – 0,1634 c1 – -0,00164; c2 – -0,00627; c3 – 0,01230 B1 – 1,63; B2 – 1,66	Turton et. al, 2018.
5	Coefficientes K, c e B – Bomba Centrífuga de aço inoxidável	K1 – 3,3892; K2 – 0,0546; K3 – 0,1538 c1 – -0,39350; c2 – 0,39570; c3 – -0,00226 B1 – 1,89; B2 – 1,35	Turton et. al, 2018.
6	Coefficientes K, c e B – Turbina Radial de aço inoxidável	K1 – 2,7051; K2 – 1,4398; K3 – -0,1776 c1 – 0; c2 – 0; c3 – 0 B1 – 0; B2 – 0	Turton et. al, 2018.
7	CEPCI ₂₀₀₁	397	Turton et. al, 2018.

Fonte: Do autor, 2022.

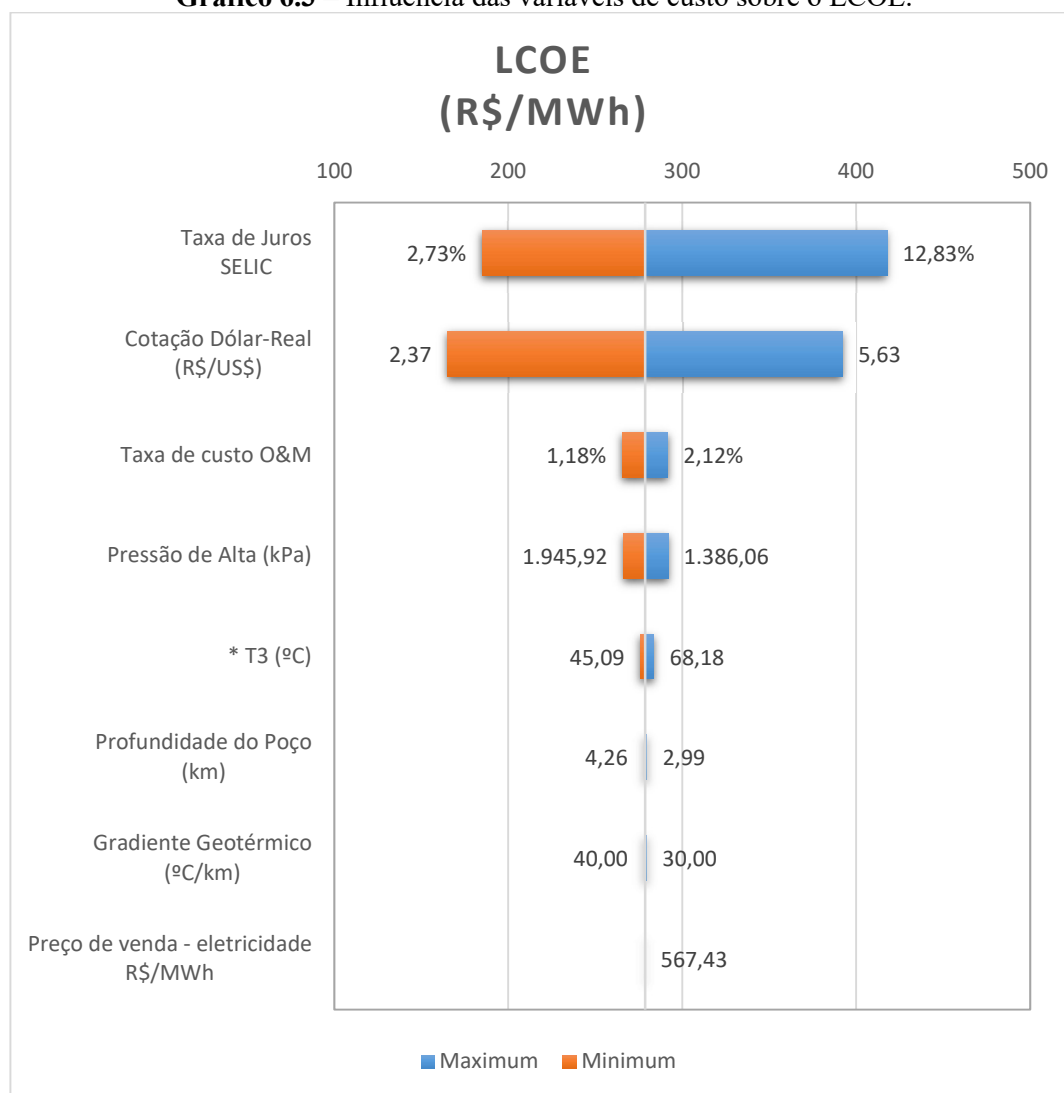
O baixo valor do equipamento “Evaporador” se deu em conta da fixação de alguns parâmetros técnicos do sistema. Devido a essa sistemática de modelagem, a variação da temperatura de evaporação, aumenta a variação de temperatura média logarítmica, causando a redução de área de transferência de calor do evaporador.

Para dar sequência à estimativa do custo nivelado de energia (LCOE), será considerada uma taxa de juros de 13,75% (Banco Central do Brasil, 2022), preço de venda de energia elétrica conforme tarifa preço-teto do leilão de térmicas de 444 R\$/MWh (CNN Brasil, 2022) e uma carga de funcionamento de 8.000 h/ano (RODRÍGUEZ et. al, 2013). Essa carga de funcionamento ocasiona em uma capacidade de oferta de energia de 27.565,23 MWh/ano, ocasionando em um retorno financeiro anual de R\$ 12.238.962,12.

Para a configuração atual das considerações feitas no último parágrafo, o LCOE apresenta, então, um custo de 591,70 R\$/MWh.

A fim de medir a variação da taxa de juros a ser aplicada, fez-se uma análise de sensibilidade e obteve-se, também, a relação de influência de alguns parâmetros sobre o custo nivelado de energia (LCOE), conforme apresentado pelo Gráfico 6.3.

Gráfico 6.3 – Influência das variáveis de custo sobre o LCOE.



Fonte: Do autor, 2022.

Pelo Gráfico 6.3, é possível visualizar que a taxa de juros é o parâmetro que desempenha maior influência sobre o custo nivelado de energia. Sendo assim, fez-se a estimativa de alguns dados do LCOE para determinadas taxas de juros, conforme Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Custo nivelado de energia em uma análise de sensibilidade para taxa de juros.

Investimento	LCOE (R\$/MWh)					
	i = 2%	i = 4%	i = 6%	i = 8%	i = 10%	i = 12%
R\$ 103.924.320,55	230,54	280,23	336,10	397,10	462,14	530,24

Fonte: Do autor, 2022.

Portanto, pode-se dizer que o custo nivelado de energia obtido não oferece lucro para a viabilização do projeto, pois, com o preço de venda de energia elétrica a 444 R\$/MWh, o LCOE de 591,70 R\$/MWh ocasionará em um prejuízo de 25% na comercialização da energia produzida. Para obter um retorno financeiro na geração de energia, é necessário que a taxa de juros Selic esteja abaixo de 9,45%

Por fim, com a intenção de verificar a viabilização da implantação dessa usina geotérmica do tipo Rocha Seca, fez-se o cálculo do Valor Presente Líquido e da Taxa Interna de Retorno, pelo Excel, para uma vida útil de 30 anos (RODRÍGUEZ et. al, 2013), retornando os seguintes resultados:

- VPL: - R\$ 28.989.127,30;
- TIR: 9,45%;
- *Payback*: 10,87 anos.

Os resultados obtidos mostram que há, sim, um retorno financeiro para a implantação da usina, vide TIR e *payback*. No entanto, pelo VPL ser negativo, isto significa que, ao converter os valores de vida útil para o tempo presente, o investimento sofre uma desvalorização enorme, gerando um prejuízo de 27,89% do custo de investimento.

Ao fazer uma análise de sensibilidade, detalhada pela Tabela 6.11, para a análise econômica, verifica-se que, em outras condições, seria, sim, viável o investimento.

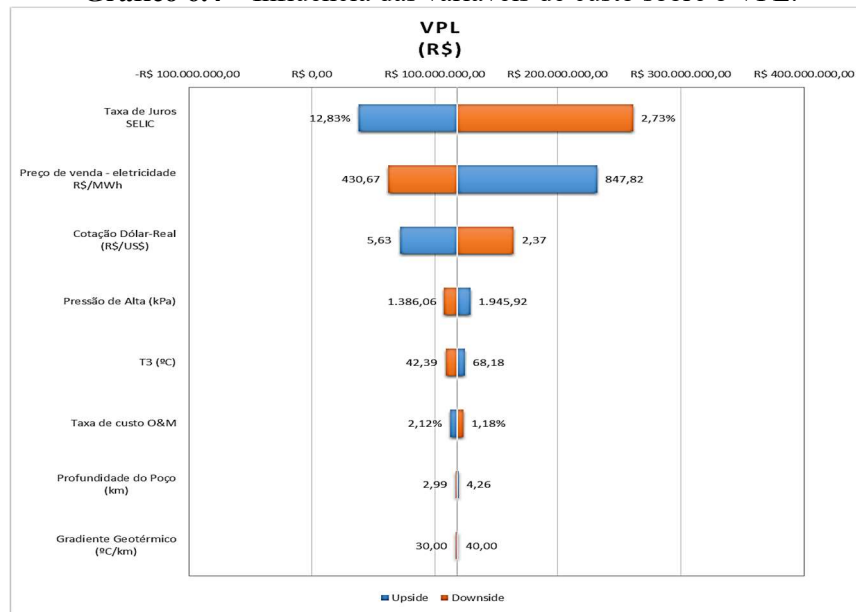
Tabela 6.11 – Teste de hipóteses – Análise Econômica.

Variável	Faixa de distribuição	Tipo de distribuição
Taxa de Custo O&M	1,65 ± 0,2% (desvio padrão)	Normal
Taxa de Juros SELIC	2,00 – 13,75	Triangular
Preço de venda – Eletricidade (R\$/MWh)	420 – 894 (CVU)	Triangular
Cotação Real-Dólar (R\$/US\$)	4,00 ± 0,7% (desvio padrão)	Normal

Fonte: Do autor, 2022.

Como exemplo, ao visualizar o Gráfico 6.4, verifica-se que, principalmente, o valor alto de juros da taxa Selic nos dias de hoje está diretamente relacionado com o baixo VPL do investimento, que, somado ao alto valor de cotação real-dólar, prejudicam ainda mais o investimento.

Gráfico 6.4 – Influência das variáveis de custo sobre o VPL.



Fonte: Do autor, 2022.

Portanto, chega-se à conclusão de que, no momento, não se justifica o investimento.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. Conclusões

É possível concluir, portanto, que o ciclo termodinâmico ORC com 1 recuperador se mostrou o mais eficiente para a viabilidade técnica da usina geotérmica do tipo Rocha Seca. Para isso, considerou-se sua aplicação em um poço abandonado, 1RFO1MG, localizado na Bacia do São Francisco, em Minas Gerais.

O ciclo operou conforme esperando, garantindo eficiência energética de 16,57% com uma capacidade de geração de potência líquida de 3.445,65 kW. Pensando na oferta de energia para uma determinada região, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) informa uma média de consumo residencial de 162 kWh/mês para o ano de 2019 (EPE, 2020). Isso significa que, essa usina, operando nas condições impostas, conseguiria gerar energia para 14.180 residências.

Entretanto, devido às condições econômicas nas quais o país se encontra, dois fatores foram muito relevantes na inviabilização financeira do projeto: taxa de juros Selic em 13,75%, um valor muito alto se comparado ao histórico de anos anteriores, e a cotação Real-Dólar, em 5,4129 R\$/US\$, que elevou o custo de investimento da planta. Com esses fatores, o VPL apresentado foi negativo, de R\$ 28.989.127,30, informando um prejuízo ao investidor, de que o investimento não se paga.

Também, percebe-se, ao longo do trabalho, que o Brasil possui um enorme potencial para a geração de energia elétrica por meio de fontes geotérmicas. E, com a viabilidade técnica e condições para viabilização financeira do projeto, é possível afirmar que a implantação de uma usina geotérmica do tipo Rocha Seca no Brasil será vantajosa para a população, para o meio ambiente e para a economia.

7.2. Continuação em trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, considera-se o levantamento de uma análise exergoeconômica, a fim de obter maiores eficiências dos componentes e alteração dos ciclos termodinâmicos com a intenção de incluir sistemas de cogeração de energia para ter um maior aproveitamento energético, além da opção de incluir sistemas de absorção por um *chiller* para o condicionamento de ar em construções.

Para obter maiores dados geotérmicos, é interessante que haja uma análise mais completa a respeito da troca de calor que ocorre nos poços de transporte do fluido geotérmico, além de incluir estudos mais elaborados sobre os tipos de solo encontrados no país e sua relação com o aproveitamento da energia geotérmica.

Deve ser realizado, também, uma análise econômica mais profunda em relação às estimativas de custeio, para que se obtenha valores mais concisos acerca do investimento inicial da planta.

REFERÊNCIAS

AGHAHOSSEINI, A.; BREYER, C. From hot rock to useful energy, A global estimated of enhanced geothermal systems potential. **Applied Energy**, Nova Iorque, vol. 279, 2020.

ALEXANDRINO, Carlos H. **Campo termal da província estrutural São Francisco e faixas móveis adjacentes**. Tese (Pós-graduação em Geofísica) – Observatório Nacional, Rio de Janeiro, 2008.

ALMEIDA, Philipe de. **Geração de potência usando o ciclo Kalina em comunidades isoladas no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2020.

ÁZARA, M. P. M. de. **Avaliação preliminar de fluidos orgânicos não azeotrópicos em sistemas ORC para geração de potência elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Conversor de Moedas. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Acesso em 08 set. 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa de juros básicas - Histórico. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em 08 set. 2022.

BATISTA, T. C. **Pré-viabilidade de usinas geotérmicas em poços de petróleo terrestres abandonados no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

BRONICKI, L. Y. Introduction to geothermal power generation. **Geothermal Power Generation: Developments and Innovation**, 2016, n. 97. p. 1-3.

BROWN, D. W.; DUCHANE, D. V.; HEIKEN, G.; HRISCU, V. T. **Mining the Earth's Heat: Hot Dry Rock Geothermal Energy**. Los Alamos: Springer-Verlag, 2012.

CAMPOS, Adriana F. et al. **Um panorama sobre a energia geotérmica no Brasil e no Mundo: Aspectos ambientais e socioeconômicos**. Revista Espacios, 2017. v. 38. p. 8-25.

CATALDI, R.; ARIAGA, M. C. S. Our Geothermal Legacy: A historic overview. **IGA News**, Bochum, IGA News Special Number, p. 2-70, 2016.

CHEMICAL ENGINEERING. Economic Indicators. **Chemical Engineering Journal**. Nova Iorque, 2018, p. 160.

CNN Brasil. Aneel aprova leilão para contratar energia de térmicas da lei da Eletrobras. **CNN Brasil**. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/business/aneel-aprova-leilao-para-contratar-energia-de-termicas-da-lei-da-eletobras/#:~:text=O%20pre%C3%A7o%2Dteto%20do%20leil%C3%A3o,Ricardo%20Tili%2C%20relator%20do%20processo.>>. Acesso em: 15 set. 2022.

DAVIES, R. et. al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. **Marine and Petroleum Geology**, 2014, v. xxx. p. 1-16.

DICKSON, Mary H.; FANELLI, Mario. **Geothermal Energy**. Chichester: John Wiley & Sons, 1995.

DINCER, Ibrahim; OZTURK, Murat. **Geothermal Energy Systems**. Amsterdam: Elsevier Inc, 2021.

DUQUE, M. R. A. **Energia geotérmica: Alguns comentários**. Évora: Universidade de Évora - Departamento de Física e Centro de Geofísica, 2011.

EPE. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, jan. 2020, nº 148.

FAKHERI, Ahmad. Efficiency analysis of heat exchangers and heat exchangers network. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, 2014, n. 76. p. 99-104.

FALLAH, M.; MAHMOUDI, S. M. S.; YARI, M; GHIASI, A. Advanced exergy analysis of the Kalina cycle applied for low temperature enhanced geothermal system. **Energy Conversion and Management**, 2016, n. 108, p. 190-201.

FLYNN, A. M.; AKASHIGE, T.; THEODORE, L. **Kern's Process Heat Transfer**. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2019.

GANDRA, Alana. Custo da Energia elétrica para pequena e média indústria caiu 10,7% em 2016. **Agência Brasil**, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-02/custo-da-energia-eletrica-para-pequena-e-media-industria-caiu>>.

GANESH, N. S.; SHANKAR, R.; SRINIVAS, T. **Flexible Kalina Cycle Systems**. Oakville: Apple Academic Press, Inc., 2019.

GAO, Hong; CHEN, Fuxiang. Thermo-Economic Analysis of a Bottoming Kalina Cycle for Internal Combustion Engine Exhaust Heat Recovery. **Energies**, 2018, n. 11, art. 3044.

GAVRONSKI, J. D. **Carvão mineral e as energias renováveis no Brasil**. Tese (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

GLASSLEY, William E. **Geothermal Energy: Renewable Energy and the Environment**. Nova Íorque: CRC Press, 2010.

GUPTA, Harsh.; ROY, Sukanta. **Geothermal Energy: An alternative resource for the 21st century**. Amsterdam: Elsevier B. V., 2007.

HAMZA, V. M.; ESTON, S. M; ARAUJO, R. L. C. Geothermal Energy Prospects in Brazil: A Preliminary Analysis. *In*: RYBACH, L.; STEGENA, L (orgs). **Geothermics and Geothermal Energy**, Basileia: Springer Basel AG, v. 7. p. 180-195, 1979.

IZIDORO, Diego L. **Recuperação de calor residual de baixa qualidade em usinas termelétricas de ciclo combinado**. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

JESUS, Agnes de C. Environmental benefits and challenges associated with geothermal power generation. **Geothermal Power Generation: Developments and Innovation**, 2016, n. 97. p. 477-498.

KLEIN, S. A.; NELLIS, G. F. **Mastering EES: Version 9.370**. F-Chart Software, 2020. Disponível em: <<http://fchartsoftware.com/assets/downloads/Mastering-EES-Chapter1.pdf>>.

KOBASHIGAWA, F. K.; MELLO, P. E. B. de. **Modelo termodinâmico para um ciclo de rankine orgânico de pequeno porte**. VII Simpósio de Iniciação Científica, Didática e de Ações Sociais da FEI: São Bernardo do Campo, 2017.

LELLIS, M. M. **Fontes alternativas de Energia Elétrica no Contexto da Matriz Energética Brasileira: meio ambiente, mercado e aspectos jurídicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

LUKAWSKI, M. Z.; SILVERMAN, R. L.; TESTER J. W. **Uncertainty analysis of geothermal well drilling and completion costs**. *Geothermics*, 2015, v. 64, p. 382-391.

MAXWELL, Charles. Cost Indices. **Towering Skills**, 2022. Disponível em: <<https://www.toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>>. Acesso em: 08 set. 2022.

MIT. **The future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century**. Idaho Falls: MIT, 2006.

MLCAK, Henry A. Kalina Cycle Concepts for Low Temperature Geothermal. **Geothermal Resources Council Transactions**, 2002, v. 26. p. 707-713.

MONTENEGRO, T. S.; JUNIOR, M. A. C. **Utilização de poços de petróleo abandonados para a produção de energia geotérmica**. Aracaju: Cadernos de graduação, 2020, v. 6. p. 37-52.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. **Fundamentals of Engineering Thermodynamics**. 9th. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2018.

NIAN, Y.; CHENG, W. Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. **Energy**, 2018, v. 142. p. 592-607.

NIKNAM, Pouriya H. et. al. Sensitivity analysis and dynamic modelling of the reinjection process in a binary cycle geothermal power plant of Larderello area. **Energy**, 2021, v. 214, p. 1-14.

Oracle Crystal Ball. **The Oracle Crystal Ball Reference and Examples Guide**. Oracle, 2022. Disponível em: <https://docs.oracle.com/cd/E40248_01/epm.1112/cb_statistical/frameset.htm?index.html>.

OLIVEIRA, L. K. de. **Energia como recurso de Poder na Política Internacional: Geopolítica, Estratégia e o papel do Centro de Decisão Energética**. Tese (Doutorado em Ciência Política) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

PENA, Rodolfo F. A. **Anel de Fogo do Pacífico**. Brasil Escola, 2021. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/geografia/anel-fogo-pacifico.htm>>.

RASHID, M. H. **Electric Renewable Energy Systems**. Londres: Elsevier Inc., 2016.

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report: A comprehensive annual overview of the state of renewable energy**. Paris, 2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2020/>. Acesso em: 13 nov. 2020.

RODRÍGUEZ, C. E. C. et. al. **Exergetic and economic comparison of ORC and Kalina cycle for low temperature enhanced geothermal system in Brazil**. Applied Thermal Engineering, 2013, v. 52. p. 109-119.

SANAYE, S.; KHAKPAAY, N. CHITSAZ, A. **Thermo-economic and environmental multi-objective optimization of a novel arranged biomass-fueled gas engine and backpressure steam turbine combined system for pulp and paper mills**. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2020, v. 40, p. 1-18.

SCAGNOLATTO, Guilherme. **Análise teórica de ciclos Rankine orgânico e projeto de bancada de testes em pequena escala**. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

SERTH, Robert W. **Process Heat Transfer: Principles and Applications**. 1st ed. Waltham: Elsevier Science & Technology Books, 2007.

SRINIVAS, Tangellapalli. **Thermal Cycles of Heat Recovery Plants**. 1st. ed. Singapore: Bentham Science Publishers Pte. Ltd. Singapore, 2021.

STOBER, I.; BUCHER, K. **Geothermal Energy: From Theoretical Models to Exploration and Development**. Berlim: Springer-Verlag, 2013.

SUPERINTENDÊNCIA DE DADOS TÉCNICOS DA ANP. **Tabela de Poços de Petróleo do Brasil** (fev. 2021). Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2021. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/ad/tabela_pocos_2021_fevereiro_1aquinzena.xlsx>.

TURTON, Richard et. al. **Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes**. 5th ed. E-book. Pearson Education, Inc., 2018.

UOL Economia. **Câmbio: Dólar comercial**. UOL, 2021. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/>>.

UOL Economia. **Juros: Em 1ª reunião de 2021, BC decide manter juros em 2% ao ano**. UOL, 2021. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2021/01/20/bc-copom-selic-20-janeiro-2021.htm#:~:text=Juros->

,Em%201%C2%AA%20reuni%C3%A3o%20de%202021%2C%20BC%20decide,juros%20em%202%25%20ao%20ano&text=O%20Copom%20(Comit%C3%AA%20de%20Pol%C3%ADtica,de%20pre%C3%A7os%20nos%20%C3%BAltimos%20meses.>.

WANG, G. et. al. Overview on hydrothermal and hot dry rock researches in China. **China Geology**, 2018, v. 2. p. 273-285.

WEI, G.; MENG, J.; DU, X.; YANG, Y. Performance analysis on a hot dry rock geothermal resource power generation system based on Kalina cycle. **Energy Procedia**, 2015, v. 75. p. 937-945.

WIGHT, N. M.; BENNETT, N. S. **Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore**. Edimburgo: Heriot-Watt University, 2015.

WINSTON, Wayne L. **Microsoft Excel 2019: Data Analysis and Business Modeling**. Microsoft, 2019.

APÊNDICE A

A.1 – Modelagem do Ciclo Termodinâmico ORC

$$T_{ref} = 25$$

$$P_{ref} = 101,325$$

$$DELTA_T_Pinch_Evap = 10$$

$$DELTA_T_Pinch_Cond = 5$$

$$DELTA_T_Pinch_Rec = 10$$

$$\eta_{s_T} = 0,88$$

$$\eta_{s_B} = 0,85$$

$$\eta_{GE} = 0,98$$

$$\eta_{el_B} = 0,98$$

$$\eta_{evap} = 0,93$$

$$\eta_{rec} = 0,93$$

$$\eta_{cond} = 0,93$$

$$m_{dot_geo} = 140$$

$$Gradiente_geotermico_poco = 30$$

$$Prof_poco = 4$$

$$m[7] = m_{dot_geo}$$

$$T[7] = Gradiente_geotermico_poco * Prof_poco$$

$$P[7] = 1000$$

$$h[7] = Enthalpy(Water;P=P[7];T=T[7])$$

$$m[8] = m[7]$$

$$T[8] = 80$$

$$P[8] = P[7]$$

$$h[8] = Enthalpy(Water;P=P[8];T=T[8])$$

$$m[9] = m_{dot_agua}$$

$$T[9] = T_{ref}$$

$$P[9] = P_{ref}$$

$$h[9] = Enthalpy(Water;P=P[9];T=T[9])$$

$$m[10] = m[9]$$

$$T[10] = T[9] + 10$$

$$P[10] = P[9]$$

$$h[10] = Enthalpy(Water;P=P[10];T=T[10])$$

$$q[1] = 0$$

$$T[1] = T[10] - DELTA_T_Pinch_cond$$

$$P[1] = Pressure(R1233zd(E);x=q[1];T=T[1])$$

$$h[1] = Enthalpy(R1233zd(E);P=P[1];x=q[1])$$

$$s[1] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[1]; \text{x}=\text{q}[1])$$

$$m[2] = m[1]$$

$$\text{P}[2] = \text{P}[4]$$

$$h_s[2] = \text{Enthalpy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{s}=\text{s}[1]; \text{P}=\text{P}[2])$$

$$\text{T}[2] = \text{Temperature}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[2]; \text{h}=\text{h}[2])$$

$$s[2] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[2]; \text{h}=\text{h}[2])$$

$$q[2] = \text{Quality}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[2]; \text{h}=\text{h}[2])$$

$$m[3] = m[2]$$

$$\text{P}[3] = \text{P}[2]$$

$$\text{T}[3] = 59$$

$$h[3] = \text{Enthalpy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[3]; \text{T}=\text{T}[3])$$

$$s[3] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[3]; \text{T}=\text{T}[3])$$

$$q[3] = \text{Quality}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[3]; \text{T}=\text{T}[3])$$

$$m[3] = (m[7]*(h[8] - h[7]))/(h[3] - h[4])$$

$$m[4] = m[3]$$

$$\text{P}[4] = 1550$$

$$q[4] = 1$$

$$\text{T}[4] = \text{T}[7] - \text{DELTA_T_Pinch_evap}$$

$$h[4] = \text{Enthalpy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[4]; \text{x}=\text{q}[4])$$

$$s[4] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[4]; \text{x}=\text{q}[4])$$

$$m[5] = m[4]$$

$$\text{P}[5] = \text{P}[1]$$

$$h_s[5] = \text{Enthalpy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[5]; \text{s}=\text{s}[4])$$

$$\text{T}[5] = \text{Temperature}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[5]; \text{h}=\text{h}[5])$$

$$s[5] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[5]; \text{h}=\text{h}[5])$$

$$q[5] = \text{Quality}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[5]; \text{h}=\text{h}[5])$$

$$m[6] = m[5]$$

$$\text{P}[6] = \text{P}[1]$$

$$\text{T}[6] = \text{T}[2] + \text{DELTA_T_Pinch_Rec}$$

$$h[6] = \text{Enthalpy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[6]; \text{T}=\text{T}[6])$$

$$s[6] = \text{Entropy}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[6]; \text{T}=\text{T}[6])$$

$$q[6] = \text{Quality}(\text{R1233zd}(\text{E}); \text{P}=\text{P}[6]; \text{T}=\text{T}[6])$$

$$\text{eta_s_B} = (h_s[2] - h[1])/(h[2] - h[1])$$

$$\text{eta_s_T} = (h[4] - h[5])/(h[4] - h_s[5])$$

$$m_dot_agua = (m[1]*(h[6] - h[1]))/(h[10] - h[9])$$

$$W_T = m[4]*(h[4] - h[5])$$

$$-W_B = m[2]*(h[2] - h[1])$$

$$\text{eta_GE} = W_el_T / W_T$$

$$\text{eta_el_B} = W_B / W_el_B$$

$$W_liq = W_el_T + W_el_B$$

$$\eta_{\text{evap}} = (m[3] \cdot (h[4] - h[3])) / Q_{\text{evap}}$$

$$\eta_{\text{ciclo}} = W_{\text{liq}} / Q_{\text{evap}}$$

$$\eta_{\text{rec}} = (m[3] \cdot (h[3] - h[2])) / Q_{\text{rec}}$$

$$\eta_{\text{cond}} = (m[9] \cdot (h[10] - h[9])) / Q_{\text{cond}}$$

A.2 – Resultados da Modelagem do Ciclo Termodinâmico ORC

Figura A.1 – Resultados parciais da modelagem do ciclo termodinâmico ORC.

Sort	h _i	m _i	P _i	q _i	s _i	T _i	h _{s,i}
[1]	237,1	114,3	154,5	0	1,129	30	
[2]	238,4	114,3	1550	-100	1,129	30,69	238,2
[3]	274,1	114,3	1550	-100	1,242	59	
[4]	480,6	114,3	1550	1	1,785	110	
[5]	441,7	114,3	154,5	100	1,802	48,3	436,4
[6]	435,2	114,3	154,5	100	1,782	40,69	
[7]	504,3	140	1000			120	
[8]	335,7	140	1000			80	
[9]	104,8	541,5	101,3			25	
[10]	146,7	541,5	101,3			35	

Fonte: Do autor, 2022.

Figura A.2 – Resultados finais da modelagem do ciclo termodinâmico ORC.

$\Delta T_{\text{Pinch,Cond}} = 5$	$\Delta T_{\text{Pinch,Evap}} = 10$	$\Delta T_{\text{Pinch,Rec}} = 10$
$\eta_{\text{ciclo}} = 0,1657$	$\eta_{\text{cond}} = 0,93$	$\eta_{\text{el,B}} = 0,98$
$\eta_{\text{evap}} = 0,93$	$\eta_{\text{GE}} = 0,98$	$\eta_{\text{rec}} = 0,93$
$\eta_{\text{s,B}} = 0,85$	$\eta_{\text{s,T}} = 0,88$	Gradiente _{geotermico,poco} = 30
$\dot{m}_{\text{agua}} = 541,5$	$\dot{m}_{\text{geo}} = 140$	Prof _{poco} = 4
$P_{\text{ref}} = 101,3$	$Q_{\text{cond}} = 24355$	$Q_{\text{evap}} = 25389$
$Q_{\text{rec}} = 4389$	$T_{\text{ref}} = 25$	$W_{\text{B}} = -149,9$
$W_{\text{el,B}} = -153$	$W_{\text{el,T}} = 4361$	$W_{\text{liq}} = 4208$
$W_{\text{T}} = 4450$		

Fonte: Do autor, 2022.

APÊNDICE B

B.1 – Modelagem do Ciclo Termodinâmico Kalina

$$T_{ref} = 25$$

$$P_{ref} = 101,325$$

$$DELTA_T_Pinch_Evap = 10$$

$$DELTA_T_Pinch_Cond = 5$$

$$DELTA_T_Pinch_TA = 10$$

$$DELTA_T_Pinch_TB = 10$$

$$\eta_{s_T} = 0,88$$

$$\eta_{s_B} = 0,85$$

$$\eta_{GE} = 0,98$$

$$\eta_{el_B} = 0,98$$

$$\eta_{evap} = 0,93$$

$$\eta_{cond} = 0,93$$

$$\eta_{TA} = 0,93$$

$$\eta_{TB} = 0,93$$

$$m_{dot_geo} = 140$$

$$Gradiente_geotermico_poco = 30$$

$$Prof_poco = 4$$

$$m[13] = m_{dot_geo}$$

$$T[13] = Gradiente_geotermico_poco * Prof_poco$$

$$P[13] = 1000$$

$$h[13] = Enthalpy(Water;P=P[13];T=T[13])$$

$$m[14] = m[13]$$

$$T[14] = 80$$

$$P[14] = P[13]$$

$$h[14] = Enthalpy(Water;P=P[14];T=T[14])$$

$$m[15] = m_{dot_agua}$$

$$T[15] = T_{ref}$$

$$P[15] = P_{ref}$$

$$h[15] = Enthalpy(Water;P=P[15];T=T[15])$$

$$m[16] = m[15]$$

$$T[16] = T[15] + 10$$

$$P[16] = P[15]$$

$$h[16] = Enthalpy(Water;P=P[16];T=T[16])$$

$$m[1] = m[5]$$

$$x[1] = x[6]$$

$$\begin{aligned}
P[1] &= P[2] \\
T[1] &= T[3] + \text{DELTA_T_Pinch_TB} \\
h[1] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[1]; x=x[1]; T=T[1]) \\
s[1] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[1]; x=x[1]; T=T[1]) \\
q[1] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[1]; x=x[1]; T=T[1])
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
m[2] &= m[5] \\
x[2] &= x[1] \\
T[2] &= T[16] - \text{DELTA_T_Pinch_cond} \\
q[2] &= 0 \\
P[2] &= \text{Pressure}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; T=T[2]; q=q[2]; x=x[2]) \\
h[2] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; T=T[2]; q=q[2]; x=x[2]) \\
s[2] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; T=T[2]; q=q[2]; x=x[2])
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
m[3] &= m[5] \\
P[3] &= P[6] \\
x[3] &= x[2] \\
h_s[3] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; s=s[2]; P=P[3]; x=x[3]) \\
T[3] &= \text{Temperature}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[3]; x=x[3]; h=h[3]) \\
s[3] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[3]; x=x[3]; h=h[3]) \\
q[3] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[3]; x=x[3]; h=h[3])
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
m[4] &= m[5] \\
x[4] &= x[3] \\
P[4] &= P[3] \\
h[4] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[4]; x=x[4]; T=T[4]) \\
s[4] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[4]; x=x[4]; T=T[4]) \\
q[4] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[4]; x=x[4]; T=T[4]) \\
T[4] &= 59
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
x[5] &= x[4] \\
P[5] &= P[3] \\
q[5] &= 0 \\
T[5] &= \text{Temperature}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[5]; x=x[5]; q=q[5]) \\
h[5] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[5]; T=T[5]; x=x[5]) \\
s[5] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[5]; T=T[5]; x=x[5]) \\
m[5] &= (m[13] * (h[14] - h[13])) / (h[5] - h[6])
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
m[6] &= m[5] \\
P[6] &= 1550 \\
x[6] &= 0,40 \\
T[6] &= T[13] - \text{DELTA_T_Pinch_Evap} \\
h[6] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[6]; T=T[6]; x=x[6]) \\
s[6] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[6]; T=T[6]; x=x[6]) \\
q[6] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[6]; T=T[6]; x=x[6]) \\
m[6] &= m[7] + m[8]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
q[7] &= 1 \\
P[7] &= P[6] \\
T[7] &= T[6]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}h[7] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[7]; T=T[7]; q=q[7]) \\s[7] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[7]; T=T[7]; q=q[7]) \\x[7] &= \text{MassFraction}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[7]; T=T[7]; q=q[7])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}q[8] &= 0 \\P[8] &= P[6] \\T[8] &= T[6] \\h[8] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[8]; T=T[8]; q=q[8]) \\s[8] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[8]; T=T[8]; q=q[8]) \\x[8] &= \text{MassFraction}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[8]; T=T[8]; q=q[8])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m[9] &= m[8] \\P[9] &= P[8] \\x[9] &= x[8] \\h[9] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[9]; x=x[9]; T=T[9]) \\s[9] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[9]; x=x[9]; T=T[9]) \\q[9] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[9]; x=x[9]; T=T[9])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m[10] &= m[9] \\x[10] &= x[9] \\P[10] &= P[2] \\h[10] &= h[9] \\s[10] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[10]; x=x[10]; h=h[10]) \\q[10] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[10]; x=x[10]; h=h[10]) \\T[10] &= \text{Temperature}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[10]; x=x[10]; h=h[10])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m[11] &= m[7] \\x[11] &= x[7] \\P[11] &= P[2] \\h_s[11] &= \text{Enthalpy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; s=s[7]; P=P[11]; x=x[11]) \\T[11] &= \text{Temperature}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[11]; x=x[11]; h=h[11]) \\s[11] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[11]; x=x[11]; h=h[11]) \\q[11] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[11]; x=x[11]; h=h[11])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m[12] &= m[11] + m[10] \\x[12] &= x[6] \\P[12] &= P[2] \\T[12] &= \text{Temperature}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[12]; x=x[12]; h=h[12]) \\s[12] &= \text{Entropy}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[12]; x=x[12]; h=h[12]) \\q[12] &= \text{Quality}(\text{NH}_3\text{H}_2\text{O}; P=P[12]; x=x[12]; h=h[12])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{eta_s_B} &= (h_s[3] - h[2]) / (h[3] - h[2]) \\ \text{eta_s_T} &= (h[7] - h[11]) / (h[7] - h_s[11])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m[6]*h[6] &= m[7]*h[7] + m[8]*h[8] \\m_dot_agua &= (m[1]*(h[1] - h[2])) / (h[16] - h[15]) \\W_T &= m[7]*(h[7] - h[11]) \\-W_B &= m[3]*(h[3] - h[2])\end{aligned}$$

$$\text{eta_GE} = W_el_T / W_T$$

$$\eta_{el,B} = W_B / W_{el,B}$$

$$W_{liq} = W_{el,T} + W_{el,B}$$

$$\Delta T_{T,Pinch,TA} = T[9] - T[4]$$

$$m[12]*h[12] = m[10]*h[10] + m[11]*h[11]$$

$$\eta_{evap} = (m[5]*(h[6] - h[5]))/Q_{evap}$$

$$\eta_{ciclo} = W_{liq} / Q_{evap}$$

$$\eta_{cond} = (m[15]*(h[16] - h[15]))/Q_{cond}$$

B.2 – Resultados da Modelagem do Ciclo Termodinâmico Kalina

Figura B.1 – Resultados parciais da modelagem do ciclo termodinâmico Kalina.

Sort	1	2	3	4	5	6	7	8
	h_i	m_i	P_i	q_i	s_i	T_i	x_i	$h_{s,i}$
[1]	92,86	164,9	206,2	0,0884	0,9236	40,14	0,4	
[2]	-94,68	164,9	206,2	0	0,3178	30	0,4	
[3]	-92,85	164,9	1550	-0,001	0,3187	30,14	0,4	-93,12
[4]	369,3	164,9	1550	0,07307	1,638	110,1	0,4	
[5]	225,1	164,9	1550	0	1,26	101	0,4	
[6]	368,3	164,9	1550	0,07258	1,636	110	0,4	
[7]	1559	11,97	1550	1	4,92	110	0,9387	
[8]	275,1	152,9	1550	0	1,379	110	0,3578	
[9]	430,5	152,9	1550	0,07511	1,777	120,1	0,3578	
[10]	430,5	152,9	206,2	0,2079	1,918	66	0,3578	
[11]	1288	11,97	206,2	0,928	5,04	37,67	0,9387	1251
[12]	492,8	164,9	206,2	0,2592	2,148	64,55	0,4	
[13]	504,3	140	1000			120		
[14]	335,7	140	1000			80		
[15]	104,8	739,3	101,3			25		
[16]	146,7	739,3	101,3			35		

Fonte: Do autor, 2022.

Figura B.2 – Resultados finais da modelagem do ciclo termodinâmico Kalina.

$\Delta T_{Pinch,Cond} = 5$	$\Delta T_{Pinch,Evap} = 10$	$\Delta T_{Pinch,TA} = 10$
$\Delta T_{Pinch,TB} = 10$	$\eta_{ciclo} = 0,113$	$\eta_{cond} = 0,93$
$\eta_{el,B} = 0,98$	$\eta_{evap} = 0,93$	$\eta_{GE} = 0,98$
$\eta_{s,B} = 0,85$	$\eta_{s,T} = 0,88$	$\eta_{TA} = 0,93$
$\eta_{TB} = 0,93$	Gradiente _{geotermico,poco} = 30	$\dot{m}_{agua} = 739,3$
$\dot{m}_{geo} = 140$	Prof _{poco} = 4	$P_{ref} = 101,3$
$Q_{cond} = 33253$	$Q_{evap} = 25389$	$T_{ref} = 25$
$W_B = -302,6$	$W_{el,B} = -308,8$	$W_{el,T} = 3179$
$W_{liq} = 2870$	$W_T = 3244$	

Fonte: Do autor, 2022.