



PROJETO DE GRADUAÇÃO

**ANÁLISE COMPARATIVA PARA GERAÇÃO DE
ENERGIA HELIOTÉRMICA EM DIFERENTES
REGIÕES BRASILEIRAS**

Por,
Laís Costa e Castro

Brasília, 29 de Janeiro de 2016

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica

PROJETO DE GRADUAÇÃO

ANÁLISE COMPARATIVA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM DIFERENTES REGIÕES BRASILEIRAS

POR,

Laís Costa e Castro – 09/0120426

Relatório submetido para obtenção
do grau de Engenharia Mecânica.

Banca Examinadora

Prof. Mário Benjamin B. Siqueira, UnB/ ENM
(Orientador)

Prof^a. Alberto Carlos Guimarães Castro Diniz, UnB/
ENM

Prof. Eugênio Fortaleza, UnB/ ENM

Brasília, 29 de Janeiro de 2014

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades. Ao orientador Prof. Mário Siqueira pelo suporte, pelas correções e incentivos. Aos amigos, que me apoiaram na reta final, quando eu já não acreditava mais, aos meus pais pelo amor e apoio incondicional e a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação. Muito obrigada,

Laís C. Castro

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma avaliação técnica da tecnologia solar concentrada disponível e em desenvolvimento, além de conceitos sobre radiação solar, aspectos econômicos e o potencial brasileiro. Também é ilustrado o cenário mundial e nacional das plantas heliotérmicas.

Com auxílio do software específico SAM, System Advisor Model, o conceito de simulações de plantas heliotérmicas é introduzido como forma de prever o funcionamento técnico e a viabilidade econômica, bem como a comparação entre diferentes tecnologias e localidades de implantação.

Palavras-chave: heliotérmica, energia solar, recurso energético.

ABSTRACT

This paper presents a technical evaluation of available concentrated solar power technology and its development, as well as concepts of solar radiation and the Brazilians potential. It is also illustrated the national and world perspective for Heliothermal plants. With the aid of the specific software SAM, System Advisor Model, is introduced the concept of heliothermal plants simulations in order to predict the technical operation and economic viability, as well the comparison between different technologies and deployment locations.

Key-words: heliothermal, solar energy, energy resource.

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---------------------------------------|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 | MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO PROPOSTO | 1 |
| 1.2 | MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO PROPOSTO | 2 |
| 1.3 | HELIOTERMIA | 3 |
| 1.4 | CENÁRIO MUNDIAL E PERSPECTIVA FUTURA | 4 |
| 2 | RECURSO SOLAR | 7 |
| 2.1 | ASPECTOS GERAIS | 7 |
| 2.2 | RADIAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO | 10 |
| 3 | REVISÃO DA TECNOLOGIA CSP | 13 |
| 3.1 | HISTÓRICO | 13 |
| 3.2 | TIPOS DE TECNOLOGIA CSP | 14 |
| 3.2.1 | CONCENTRADOR FRESNEL | 14 |
| 3.2.2 | CONCENTRADOR PARABÓLICO | 15 |
| 3.2.3 | CONCENTRADOR DE TORRE CENTRAL | 16 |
| 3.3 | ARMAZENAMENTO | 18 |
| 3.4 | RECURSOS HÍDRICOS | 20 |
| 3.5 | SISTEMAS HÍBRIDOS | 20 |
| 4 | ASPECTOS ECONÔMICOS | 22 |
| 4.1 | CUSTO NORMALIZADO DE ENERGIA (LCOE) | 22 |
| 4.2 | CUSTO DE INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX) | 24 |
| 4.3 | CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX) | 25 |
| 5 | SIMULAÇÕES | 27 |
| 5.1 | O SOFTWARE SAM | 27 |
| 5.2 | SIMULAÇÃO | 28 |
| 5.2.1 | O PROCESSO DE MODELAGEM DA PLANTA | 29 |
| 5.2.2 | PARÂMETROS FINANCEIROS | 29 |
| 5.2.3 | CASO I: CALHA PARABÓLICA | 32 |
| 5.2.4 | CASO II: TORRE CENTRAL | 33 |
| 5.2.5 | CASO III | 33 |
| 5.2.6 | RESULTADOS | 33 |
| 5.3 | COMPARAÇÃO DE RESULTADOS | 46 |
| 6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 47 |
| 6.1 | ANÁLISE GERAL | 47 |
| 6.2 | TRABALHOS FUTUROS | 50 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 51 |
| | ANEXOS | 55 |
| | ANEXO 1. Equipamentos de medição | 55 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 Ilustração de uma planta heliotérmica com tecnologia cilindro parabólica com armazenamento térmico. Fonte: IEA, 2010..... | 4 |
| Figura 1.2 Plantas heliotérmicas ao redor do mundo. Elaboração própria. Fonte de dados: CSPToday. | 5 |
| Figura 1.3 Tipos de tecnologia das plantas heliotérmicas em operação. Elaboração própria. Fonte de dados: CSPToday. Cilindro parabólico (azul) – 4331,09 MW. Linear Fresnel (laranja) – 296,94 MW. Torre Solar (cinza) – 761,1 MW. | 5 |
| Figura 1.4 Situação das plantas heliotérmicas ao redor do mundo. Elaboração própria. Fonte de dados: CSPToday Announced + Planning – 7816,41 MW. Development + Construction – 2567,1 MW. Operation – 5390,13 MW. On Hold – 4605,4 MW..... | 6 |
| Figura 2.1 Curva padrão do espectro eletromagnético da radiação solar com comprimento de onda (μm) vs irradiação (W/m^2), dada a constante solar de $1366,1 \text{ W}/\text{m}^2$. Fonte: Solar Energy Engineering – Processes and Systems | 7 |
| Figura 2.2 Tipos de radiação solar e seus efeitos. Fonte: Solar Resources on Brazilian Territory – Fernando Martins. | 8 |
| Figura 2.3 Mapa mundial com índices de radiação direta. Fonte: SolarGIS..... | 10 |
| Figura 2.4 Índices de radiação direta para o Brasil. Fonte: SolarGIS. | 11 |
| Figura 2.5 Média anual de DNI em cada horário do dia para cada localidade escolhida..... | 11 |
| Figura 2.6 Mapa do Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS..... | 12 |
| Figura 3.1 Ilustração das tecnologias CSP. Da esquerda para direita: concentrador Fresnel, concentrador de torre solar, disco parabólico e concentrador parabólico. Fonte: IEA, 2014c..... | 14 |
| Figura 3.2 Diferença entre o concentrador parabólico e o concentrador Fresnel. Fonte: Concentrated Solar Power, State of Art – Günter Schneider..... | 14 |
| Figura 3.3 Concentrador parabólico. Fonte: Archimedes Solar Energy (editado). | 15 |
| Figura 3.4 Ilustração de uma planta com tecnologia concentrador de torre central e armazenamento. Fonte: apostila | 17 |
| Figura 3.5 Picos de consumo de eletricidade no Brasil. Fonte: Brazilian Renewable Energy Challenges – Ricardo Ruther | 19 |
| Figura 4.1 Distribuição típica dos fatores do LCOE para torre central de 100MW e 15 horas de armazenamento. Fonte: Tower CSP technology: State of art and market overview – Projeto Energia Heliotérmica | 22 |
| Figura 4.2 Comparação e projeção entre o custo de capital inicial para uma planta heliotérmica sem armazenamento e com armazenamento de 6 horas. Fonte: IEA, 2014c – Hi-Ren cenário | 25 |
| Figura 4.3 Variação de custo total para diferentes tecnologias de geração de energia. Fonte: IRENA, 2015 – custo total | 26 |
| Figura 5.1 Roteiro para escolha das plantas do software SAM..... | 29 |
| Figura 5.2 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa..... | 34 |
| Figura 5.3 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília..... | 35 |
| Figura 5.4 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba | 36 |
| Figura 5.5 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina..... | 37 |
| Figura 5.6 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa | 38 |
| Figura 5.7 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília..... | 39 |
| Figura 5.8 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba | 40 |
| Figura 5.9 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina..... | 41 |
| Figura 5.10 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa | 42 |
| Figura 5.11 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília..... | 43 |

| | |
|--|----|
| Figura 5.12 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba | 44 |
| Figura 5.13 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina..... | 45 |
| Figura 5.14 Produção anual para calha parabólica (Caso I) para cada cidade | 46 |
| Figura 5.15 Produção anual para torre central (Caso II) para cada cidade..... | 46 |
| Figura 5.16 Produção anual para fresnel (Caso III) para cada cidade..... | 46 |
| Figura 6.1 Produção anual..... | 47 |
| Figura 6.2 Irradiação Direta Normal (DNI) - Média Anual | 48 |
| Figura 6.3 Perfis de irradiação solar (DNI) para Brasília - mensal..... | 48 |
| Figura 6.4 Perfis de irradiação solar (DNI) para Petrolina - mensal | 49 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1.1 Produção e projeção de geração de eletricidade por fontes renováveis. Fonte: IEA, 2014b. | 2 |
| Tabela 3.1 Principais fluidos utilizados em concentradores de torre solar. Fonte?..... | 17 |
| Tabela 3.2 Tabela de comparação básica entre as tecnologias heliotérmicas. PTC – parabolic trough collector; LFR – linear fresnel; SPT – solar power tower; PDC – parabolic dish collector..... | 20 |
| Tabela 4.1 LCOE estimado para calha parabólica e torre solar. Fonte: Tower CSP technology: State of art and market overview – Projeto Energia Heliotermica. | 23 |
| Tabela 5.1 Custo Direto – Fatores ligados à terra | 29 |
| Tabela 5.2 Custo Direto – Fatores ligados à geração | 30 |
| Tabela 5.3 Custos Diretos Totais | 30 |
| Tabela 5.4 Custos Indiretos de Capital..... | 30 |
| Tabela 5.5 Custos de Operação e Manutenção (O&M) | 31 |
| Tabela 5.6 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa | 34 |
| Tabela 5.7 Informações relevantes sobre Brasília..... | 35 |
| Tabela 5.8 Informações relevantes sobre Curitiba | 36 |
| Tabela 5.9 Informações relevantes sobre Petrolina..... | 37 |
| Tabela 5.10 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa | 38 |
| Tabela 5.11 Informações relevantes sobre Brasília..... | 39 |
| Tabela 5.12 Informações relevantes sobre Curitiba | 40 |
| Tabela 5.13 Informações relevantes sobre Petrolina..... | 41 |
| Tabela 5.14 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa | 42 |
| Tabela 5.15 Informações relevantes sobre Brasília..... | 43 |
| Tabela 5.16 Informações relevantes sobre Curitiba | 44 |
| Tabela 5.17 Informações relevantes sobre Petrolina..... | 45 |

LISTA DE SÍMBOLOS

Índices:

Símbolos Latinos

| | | |
|----------|-------------------------|---------------------|
| <i>m</i> | Comprimento | [m] |
| <i>T</i> | Temperatura | [°C] |
| <i>P</i> | Pressão | [bar] |
| <i>I</i> | Intensidade de Radiação | [W/m ²] |
| <i>E</i> | Energia | [Wh] |

Siglas

| | |
|----------|---|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| IEA | International Energy Agency |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| SAM | System Advisor Model |
| CSP | Concentrated Solar Power |
| GIZ | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit |
| DKTI-CSP | Projeto de Apoio ao Desenvolvimento de Energia Heliotérmica no Brasil |
| DNI | Direct Normal Irradiance |
| OMM | Organização Meteorológica Mundial |
| ISO | International Standards Organization |
| SWERA | Solar and Wind Energy Resource Assessment |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| IRENA | International Renewable Energy Agency |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| ERDA | Energy Research and Development Administration |
| DOE | U.S. Department of Energy |
| CEC | Commission of the European Communities |
| SEGS | Solar Electric Generating System |
| PCM | Phase Change Material |
| LCOE | Levelized Cost of Electricity |
| LEC | Levelized Electricity Cost |
| CAPEX | Capital Expenditure |
| OPEX | Operation Expenses |
| O&M | Operação e Manutenção |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| IRR | Internal Rate of Return |

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO PROPOSTO

Cada dia mais os engenheiros buscam soluções para aumentar a produção de energia, diminuir a emissão de poluentes e tornar processos mais eficientes. Essa missão se torna extremamente importante em um país que é o 8º maior consumidor de energia e o 10º maior produtor no mundo de acordo com o relatório anual da International Energy Agency (IEA). Essas posições são devidas a vários fatores combinados, como por exemplo, o fato de o país ser o 2º maior produtor e consumidor de etanol e possuir o 3º maior setor elétrico das Américas, com capacidade instalada de 127 MW (IEA, 2014a).

O Brasil tem sua matriz energética baseada na fonte hidráulica com 62,05% da geração nacional, segundo o Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – BIG, 2015), entretanto, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2013 houve um decréscimo de 5,4% na oferta de energia proveniente da fonte hidráulica e um aumento do consumo em aproximadamente 3,6%. Dessa forma, é de se esperar que fontes alternativas e renováveis de energia sejam exploradas, pois apesar da fonte hidráulica ser considerada limpa e renovável, os danos causados por se represar um rio vão além do simples fato da área a ser inundada.

O EPE lançou em 2013/2014 seu relatório de previsão para a demanda de energia em 2050 destacando a avaliação de incertezas na introdução de novas tecnologias, como por exemplo, o grau de penetração das alternativas na matriz de transporte e o uso de fontes renováveis na produção industrial. Para ajudar a resolver essas incógnitas, o governo lançou um pacote de programas com destaque para o Programa Nacional de Eficiência Energética, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica e o Plano Inova Energia.

Toda a pressão pela diversificação da matriz energética nacional e a redução de poluentes pode ter um efeito moderado. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia para 2019, do Ministério de Minas e Energia (MME), projeta-se um declínio do consumo de gasolina em 2,1% ao ano, devido ao aumento do consumo do etanol e uma expansão de 13% da capacidade de fontes alternativas. Baseado no consumo final energético por fonte, o consumo de eletricidade também apresenta diminuição, de 17,2% para 16,7%, influenciado por programas como os citados anteriormente. Entretanto o consumo per capita de eletricidade no Brasil passará de 2.345 kWh/habitante em 2010, para 3.447 kWh/habitante em 2019. Para suportar a nova demanda, o investimento previsto para expansão em geração é de R\$175 bilhões, sendo R\$108 bilhões para novas usinas (70% em hidrelétricas, 30% em fontes renováveis). Toda expansão na geração deve ser transmitida pela rede e a previsão é de 36.797 km de novas linhas, totalizando 132.379 km de rede de transmissão em 2019. As perdas em

transmissão chegam a contar com 15%, mas de acordo com a classificação desenvolvida pelo MME, as linhas de transmissão são classificadas como “muito alta sustentabilidade” em 80% da rede.

Em se tratando de energia renovável, a geração global em 2013 cresceu aproximadamente 5%, chegando a quase 22% da produção total (IEA, 2014b). Essa média de crescimento anual é esperada até o ano de 2020. A Tabela 1.1 mostra a evolução prevista pela IEA da geração de eletricidade por fontes renováveis:

Tabela 1.1 Produção e projeção de geração de eletricidade por fontes renováveis. Fonte: IEA, 2014b.

| | 2007 | % of total gen, 2007 | 2012 | % of total gen, 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|--------------|--------------|----------------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Hydropower | 3 166 | 15.9% | 3 756 | 16.5% | 3 828 | 3 982 | 4 104 | 4 223 | 4 340 | 4 469 | 4 581 | 4 669 |
| Bioenergy | 233 | 1.2% | 379 | 1.7% | 396 | 433 | 457 | 483 | 514 | 547 | 581 | 615 |
| Wind | 171 | 0.9% | 521 | 2.3% | 633 | 721 | 830 | 936 | 1 042 | 1 156 | 1 279 | 1 409 |
| Onshore | 168 | 0.8% | 505 | 2.2% | 612 | 695 | 797 | 896 | 992 | 1 095 | 1 204 | 1 318 |
| Offshore | 3 | 0.0% | 15 | 0.1% | 21 | 26 | 32 | 40 | 50 | 61 | 75 | 90 |
| Solar PV | 7 | 0.0% | 97 | 0.4% | 131 | 188 | 237 | 286 | 334 | 382 | 431 | 482 |
| Solar CSP | 1 | 0.0% | 5 | 0.0% | 6 | 11 | 14 | 16 | 19 | 23 | 27 | 32 |
| Geothermal | 62 | 0.3% | 70 | 0.3% | 73 | 78 | 81 | 85 | 90 | 94 | 99 | 104 |
| Ocean | 0 | 0.0% | 1 | 0.0% | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 |
| Total | 3 641 | 18.3% | 4 829 | 21.2% | 5 068 | 5 414 | 5 724 | 6 030 | 6 340 | 6 672 | 7 000 | 7 313 |

Notes: gen = generation. Hydropower includes generation from pumped storage, which was reported at 84 TWh for 2012. Data for 2013 are estimates; the split for onshore and offshore wind is estimated for historical data.

1.2 MOTIVAÇÃO PARA O ESTUDO PROPOSTO

Com o aumento da demanda elétrica mundial e o cenário de preservação ambiental, a planta de energia solar é uma ótima alternativa, tendo em vista as condições climáticas do Brasil. Serão apresentados diferentes tipos de plantas existentes, tomando a tecnologia de cilindro parabólico como foco desse projeto.

A partir das mudanças apresentadas no comportamento mundial e brasileiro no setor energético ao longo desse relatório, o cenário das energias renováveis e o recente crescimento da energia heliotérmica concentrada, esse projeto de graduação tem como objetivos gerais:

- Apresentar heliotermia e seu contexto;
- Apresentar os recursos solares disponíveis;
- Apresentar as tecnologias disponíveis e outros conceitos básicos;
- Introduzir parâmetros básicos econômicos;
- Introduzir o software *System Advisor Model* (SAM);

- Simular, com parâmetros básicos, plantas heliotérmicas em diferentes regiões do Brasil.

Dentro desse contexto dos objetivos gerais, existem três objetivos específicos nesse trabalho que devem ser cuidadosamente observados:

- Apresentar os parâmetros de simulação;
- Introduzir a otimização dos resultados a partir de parâmetros selecionados;
- Analisar os resultados após a otimização.

Esse trabalho é dividido em 6 capítulos. O capítulo 1 da presente tese apresenta a introdução do assunto, tratando da motivação e dos objetivos primeiramente, e em seguida introduz a heliotermia e o cenário mundial. O capítulo 2 apresenta os principais conceitos sobre recurso solar e a radiação no Brasil e no mundo, com dados atualizados no ano de 2015. O capítulo 3 traz uma revisão sobre a tecnologia solar concentrada, apresentando quais os tipos de plantas comercialmente existentes e alguns fatores que devem ser selecionados para garantir que a planta atenda às restrições de projeto. O capítulo 4 apresenta os aspectos econômicos básicos por trás de uma planta heliotérmica e sua influência no custo final. O capítulo 5 traz a aplicação dos conceitos através da apresentação do software *System Advisor Model* (SAM) que é usado para fazer simulações de plantas heliotérmicas (e vários outros tipos), incluindo a simulação de aspectos econômicos.

1.3 HELIOTERMIA

No Brasil, a fonte hidráulica é a base de produção de energia. Apesar dessa fonte renovável, observa-se o crescimento do parque eólico nos últimos anos, atingindo uma capacidade instalada de 5,86 GW e 266 usinas. Outra fonte de energia renovável, que vem se destacando ao longo dos anos, é a solar. A energia solar pode ser usada para painéis fotovoltaicos e concentradores solares (heliotermia). Já existem 15,18 MW de capacidade instalada em painéis fotovoltaicos e a previsão de três plantas heliotérmicas (ANEEL – BIG, 2015).

Com as mudanças climáticas observadas ao longo das décadas, a produção de energia de forma limpa, segura e sem emissões de gases do efeito estufa são pontos que estão em foco. Com a heliotermia, a produção de eletricidade gera baixos índices de gases de efeito estufa e sua capacidade de armazenamento, diferentemente da tecnologia fotovoltaica, provém uma entrada e saída da rede nas horas de pico a fim de suavizar as variações.

Basicamente, uma planta heliotérmica (também chamada de CSP – *Concentrated Solar Power*) funciona da seguinte forma: a radiação solar direta é concentrada em um ponto (ou ao longo de um tubo) no qual existe um fluxo de fluido de transferência de calor. Após a troca de calor, o fluido vai para o bloco de potência onde sua alta energia térmica é transformada em energia mecânica, e

posteriormente em energia elétrica na turbina e no gerador, respectivamente. O fluido de transferência de calor é resfriado e então volta para o ciclo. Caso a planta tenha armazenamento, a energia térmica excedente durante o dia é armazenada para que seja utilizada após o pôr do sol. A Figura 1.1 ilustra uma planta CSP com a tecnologia cilindro parabólico:

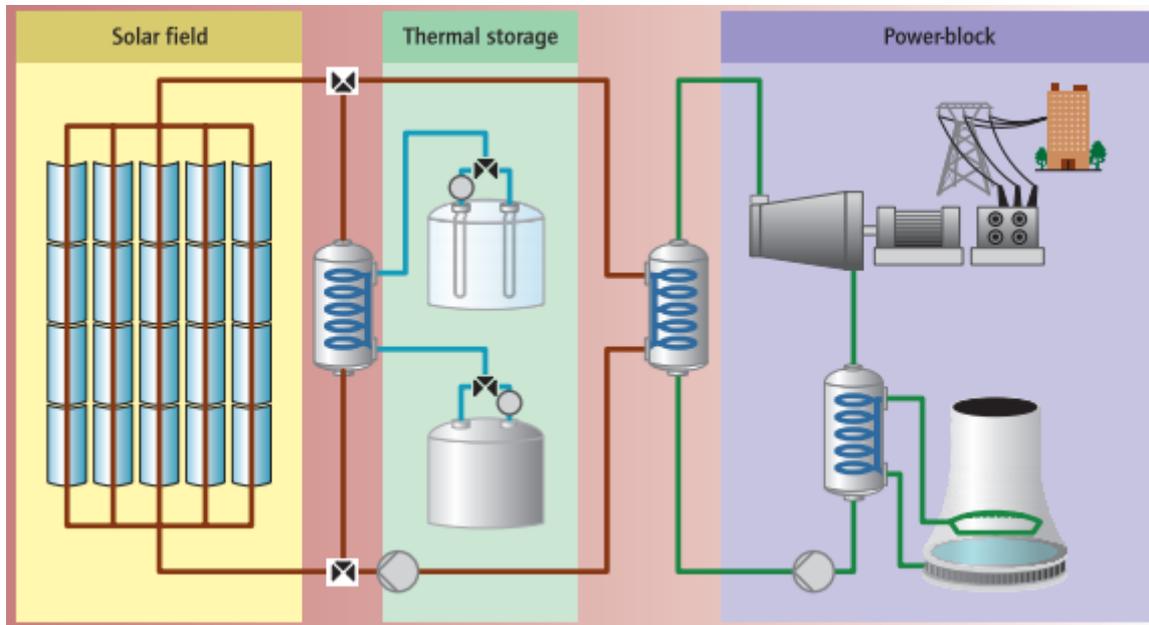


Figura 1.1 Ilustração de uma planta heliotérmica com tecnologia cilindro parabólica com armazenamento térmico. Fonte: IEA, 2010.

Para a viabilização de uma planta CSP é necessário mais do que altas taxas de radiação direta. Segundo Guimarães et al., a disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia elétrica baseado no ciclo Rankine e para lavagem dos espelhos; a proximidade com a rede elétrica para os casos de interligação e; a existência de uma infraestrutura mínima para transporte de equipamentos e para manutenção da planta são fatores que devem ser levados em conta e serão discutidos dentro de capítulos seguintes.

1.4 CENÁRIO MUNDIAL E PERSPECTIVA FUTURA

Atualmente existem pouco mais de 100 plantas em operação em diversas partes do mundo. A capacidade instalada varia, assim como o tipo de fluido e a tecnologia empregada. A Figura 1.2 mostra a participação de cada país, de acordo com sua capacidade instalada.

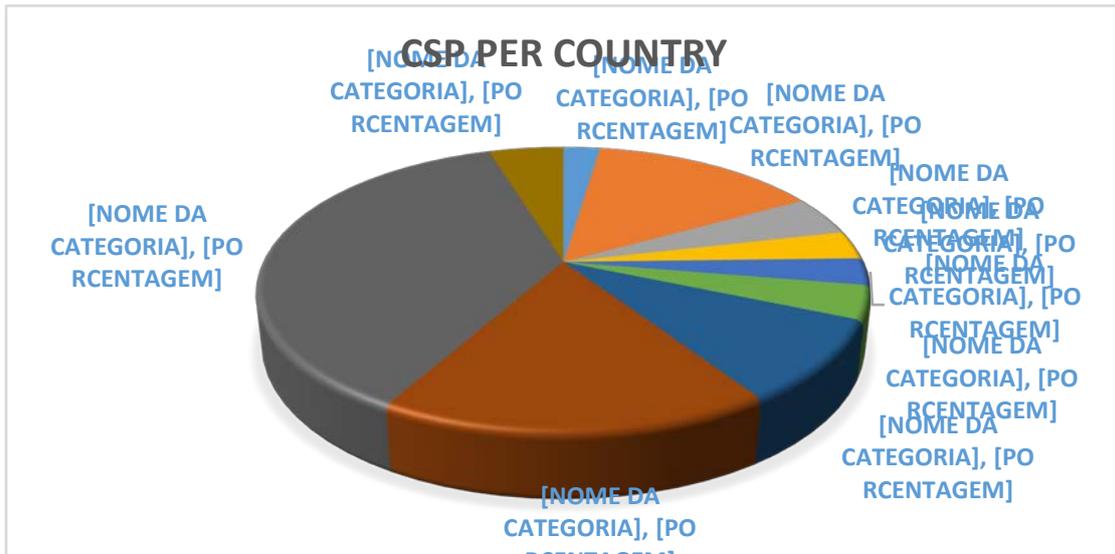


Figura 1.2 Plantas heliotérmicas ao redor do mundo. Elaboração própria. Fonte de dados: CSPToday.

Como mencionado anteriormente, a tecnologia de cilindro parabólico é a mais desenvolvida e madura. A Figura 1.3 mostra a porcentagem de participação na produção de cada tipo de tecnologia em plantas que estão em operação no mundo (a tecnologia de satélite foi excluída, pois possui uma porcentagem irrelevante em comparação com as outras).



Figura 1.3 Tipos de tecnologia das plantas heliotérmicas em operação. Elaboração própria. Fonte de dados: CSPToday. Cilindro parabólico (azul) – 4331,09 MW. Linear Fresnel (laranja) – 296,94 MW. Torre Solar (cinza) – 761,1 MW.

Além das plantas já existentes, o desenvolvimento de novas plantas é notável. A Figura 1.4 mostra o cenário atual para plantas em planejamento, em construção, em operação e em espera. O crescimento nos últimos quatro anos do número de plantas foi expressivo, porém menor do que o relatório *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* em 2010 previa (IAE, 2014c).

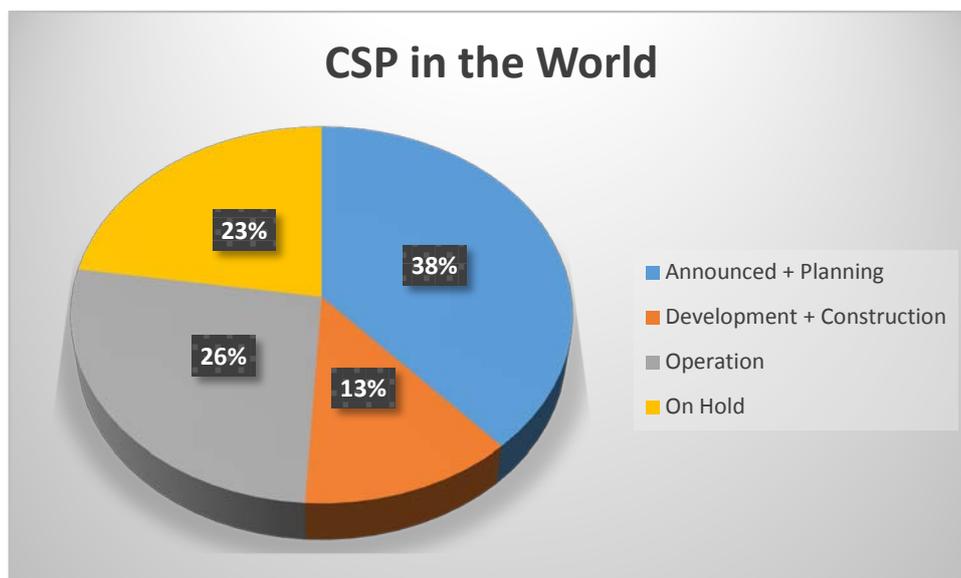


Figura 1.4 Situação das plantas heliotérmicas ao redor do mundo. Elaboração própria. Fonte de dados: CSP Today. Announced + Planning – 7816,41 MW. Development + Construction – 2567,1 MW. Operation – 5390,13 MW. On Hold – 4605,4 MW.

A parceria entre Brasil e Alemanha através da GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) existe faz quase 50 anos e, recentemente, firmaram um acordo para desenvolvimento da heliotermia. O Projeto de Apoio ao Desenvolvimento de Energia Heliotérmica no Brasil (DKTI-CSP) está dando seus primeiros passos e pretende ter seu primeiro resultado em 2016, com a primeira planta CSP no Brasil, em Petrolina. Além da planta em Petrolina, duas outras plantas foram anunciadas, mas sem previsão de construção – uma em Feira de Santana, Bahia, e outra em Coremas, Paraíba. Fortalecer a colaboração internacional em pesquisa e desenvolvimento, trocando as melhores práticas é uma das atitudes sugeridas pela IEA em seu relatório sobre o futuro da energia solar (IEA, 2014c).

2 RECURSO SOLAR

2.1 ASPECTOS GERAIS

O sol é um emissor de energia eletromagnética que fornece aproximadamente $6,25 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2$. Porém a radiação não incide diretamente sobre a superfície, pois a atmosfera tem a presença de vários gases e cada um absorve radiação em um comprimento de onda.

Para padronizar os cálculos, foi criada a constante solar que pode ser definida como a quantidade de energia por unidade de tempo, na distância média entre o sol e a Terra, recebida por unidade de área de uma superfície normal ao sol (no topo da atmosfera) (Solar Energy Engineering – Processes and Systems, 2009). Esse valor muda de acordo com a posição da Terra em sua órbita, portanto a radiação extraterrestre tem limite inferior e superior. Existe uma fórmula para o cálculo exato da constante solar, mas existe também um valor médio padrão que pode ser usado.

A radiação solar global é a soma da radiação direta, difusa, e ainda uma componente refletida (pelo solo). Dentro do espectro solar emitido, o intervalo de comprimento de onda entre $0,15$ e $3 \mu\text{m}$ é o mais importante para aplicações de energia (Solar Energy Engineering – Processes and Systems), como mostrado na Figura 2.1. Além disso, a quantidade desses tipos de radiação é distribuída, como mostrado na Figura 2.2.

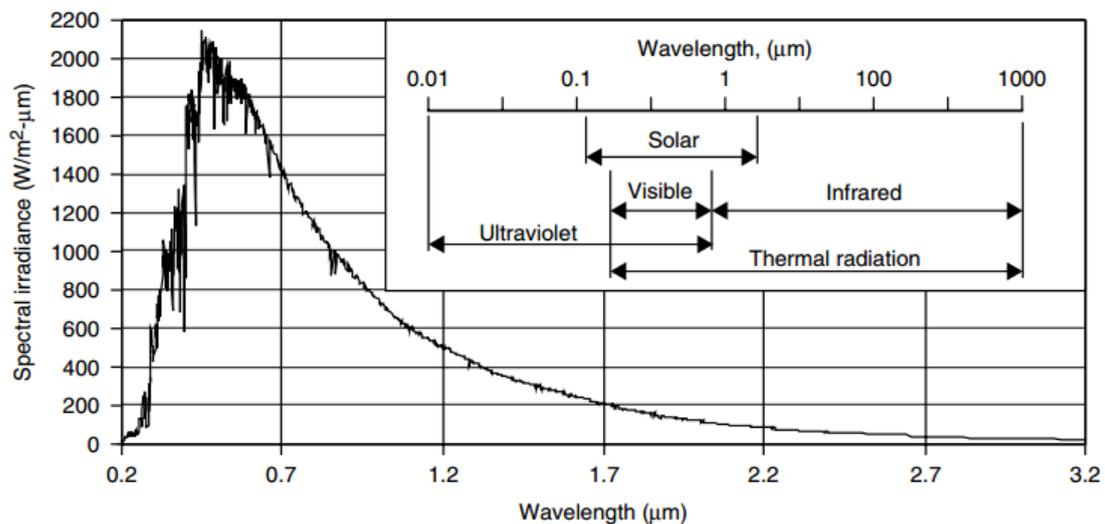


Figura 2.1 Curva padrão do espectro eletromagnético da radiação solar com comprimento de onda (μm) vs irradiância (W/m^2), dada a constante solar de $1366,1 \text{ W/m}^2$. Fonte: Solar Energy Engineering – Processes and Systems

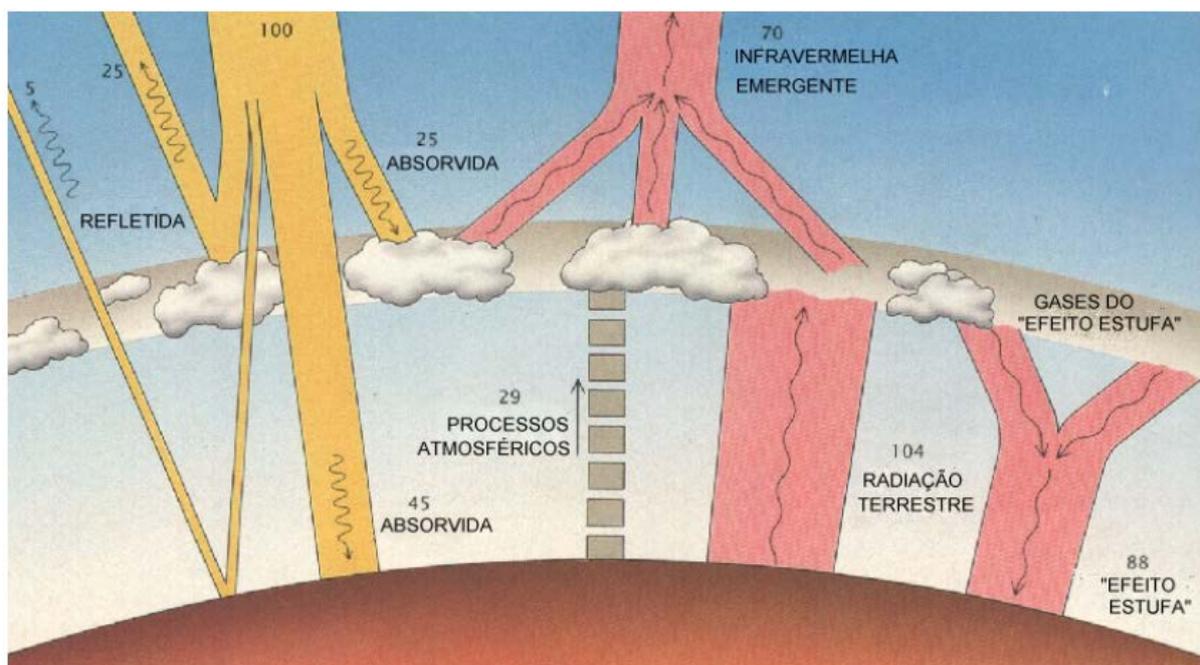


Figura 2.2 Tipos de radiação solar e seus efeitos. Fonte: Solar Resources on Brazilian Territory – Fernando Martins.

Concentradores solares trabalham somente com radiação solar direta (DNI – Direct Normal Irradiance). Esse tipo de radiação pode ser definido como a radiação que incide diretamente e perpendicularmente sobre uma superfície. Fatores como a latitude, longitude, condições atmosféricas e estação do ano influenciam na escolha da melhor posição da superfície para maior incidência. O sol não é estacionário, ou seja, com o passar do dia a posição na qual a superfície recebe a maior radiação direta varia, portanto, um sistema de rastreamento do sol é necessário para se obter os melhores índices de incidência. Em dias nublados ou com nuvens, a radiação é do tipo difusa e não tem nenhuma influência para a tecnologia CSP, pois esse tipo de radiação não pode ser concentrada.

O banco de dados de radiação solar pode ser obtido pela instrumentação no solo e pelos satélites. Os resultados podem mostrar diferentes tipos de radiação incidente sobre a superfície terrestre em determinada região e em determinado período de tempo. Essa fonte de informação deve ser a mais precisa possível, pois é sabido que a incidência de radiação direta é um dos fatores que determinam a viabilidade da planta. De acordo com o relatório da IEA *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power*, estudiosos definem um limite inferior de DNI de 1900 kWh/m²/ano a 2100 kWh/m²/ano, e abaixo disso outras fontes solares são mais competitivas, tirando proveito da radiação direta e difusa.

As medidas de previsão dependem de alguns parâmetros de entrada básicos como a medida de radiação feita por instrumentos no solo, imagens de satélites, modelagem e simulação do tempo e caso a planta esteja em operação, os dados de produção da mesma. (Siqueira, 2015).

A aquisição deve ser feita com intervalos de um segundo e armazenamento de integralização a cada dez minutos; o total de falhas na coleta de dados deve ser inferior a 10% e falhas contínuas não devem ser superiores há 15 dias. Além disso, ela deve conter:

- a) Irradiação solar global com 2 piranômetros FirstClass;
- b) Temperatura do ar;
- c) Umidade relativa;
- d) Velocidade do vento.

A radiação solar pode ser modelada de forma estatística ou física. O modelo estatístico utiliza formas empíricas entre medidas de radiação incidente e condições locais, necessitando de uma base de dados representativa. O modelo físico soluciona equações de transferência radiativa por meio de parametrização dos processos radiativos que ocorrem na atmosfera pelo conhecimento das condições meteorológicas. Além da modelagem, a radiação solar é medida por instrumentos no solo.

Essa medição é realizada por instrumentos que podem conter basicamente três tipos de sensores: termopilhas, par bimetálico e fotocélulas de silício monocristalino. As termopilhas medem a diferença de temperatura entre duas superfícies, normalmente pintadas de branco e preto, transformando essa diferença em potência e em seguida radiação; o par bimetálico registra a radiação pela diferença de dilatação entre duas superfícies metálicas; e a fotocélula mede diretamente a radiação pelo número de fótons com energia maior que a estabelecida.

A distribuição espectral influencia na medida dos instrumentos, modificando-se com a massa de ar e cobertura de nuvens. O local e a instalação dos instrumentos devem ter devida atenção, evitando-se obstruções e objetos com alta refletividade nas proximidades, tendo inspeção contínua e calibração periódica em laboratórios certificados pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) (Atlas Solarimétrico do Brasil, 2000). A estação *World Radiation Centre* em Davos, na Suíça, é a referência para calibração de instrumentos e unidades.

Uma estação solarimétrica possui duas configurações segundo o Ofício circular 004-2012-SPE-ANEEL: geral e de alta precisão. O sistema de alta precisão precisa ter uma estrutura provida com o sistema de rastreamento de dois eixos controlados por sensores solares, um piranômetro livre para medição de irradiação global, um piranômetro sombreado para medição de irradiação difusa e um pireliômetro ao sol pelo sistema de sombreado, todos de categoria *firstclass* – essa especificação tem restrições de tempo de resposta, resolução, seleção do espectro de radiação, resposta em função da temperatura, entre outros.

No ANEXO I estão listados os principais instrumentos de medição, os quais seguem normas ISO para classificação, calibração e especificação. Para medidas que serão usadas como referência para a elaboração de um projeto, é recomendada que a norma ISO 9060 fosse seguida.

2.2 RADIAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO

Os maiores índices de radiação direta são encontrados na região oeste dos Estados Unidos e da Austrália, no Chile, nas regiões Norte e Sul da África, e em outros pontos isolados, como pode ser visto na Figura 2.3.

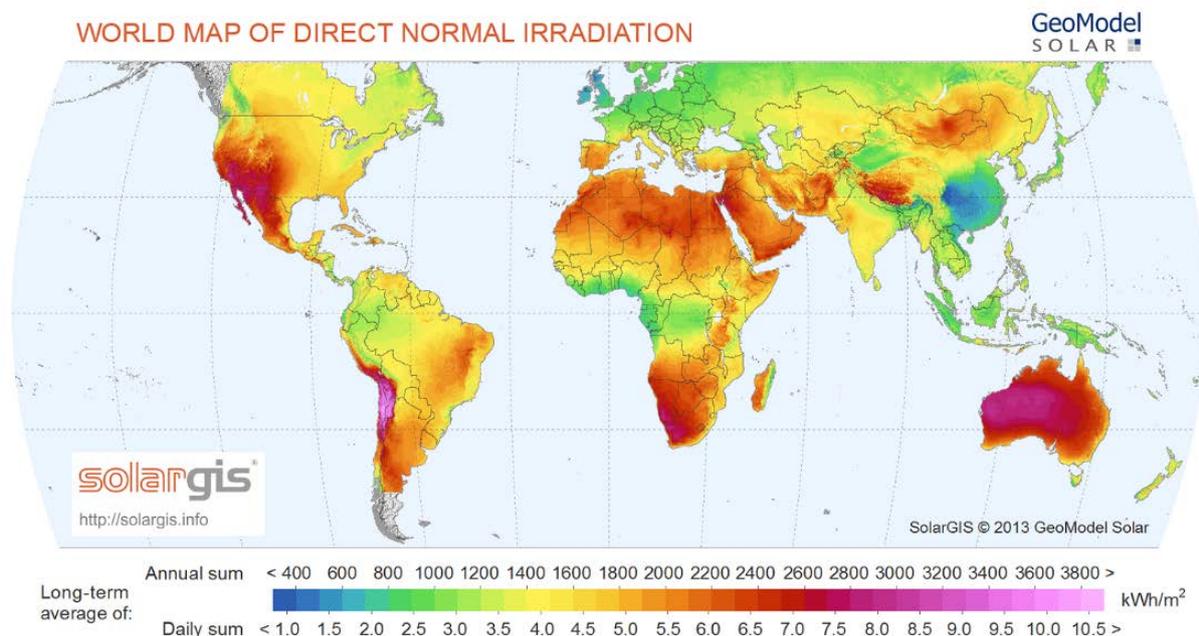


Figura 2.3 Mapa mundial com índices de radiação direta. Fonte: SolarGIS.

Diversas entidades já desenvolveram um mapa de radiação direta mundial - no caso do Brasil, esforços foram feitos para gerar medidas mais específicas. Como resultado, foram feitas as seguintes publicações: Atlas de Irradiação Solar no Brasil (1998), Atlas Solarimétrico do Brasil (2000) e Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006). Devido às mudanças climáticas, faz-se necessário a atualização desses dados.

O programa SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), feito pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), também fornece dados mundiais sobre índices de radiação, entre outros, aberto ao público. O programa conta com a opção de ampliação e controle do mapa, assim como a seleção de diferentes filtros. Outro programa usado para avaliar diferentes recursos é o Global Atlas for renewable energy, desenvolvido pelo IRENA (International Renewable Energy Agency). O usuário também controla os filtros que podem ser utilizados e pode adicionar informação como população e topografia, tudo feito pela plataforma online. Outros programas com geoprocessamento foram desenvolvidos para este tipo de medição, tendo em vista primeiramente aplicações com painéis fotovoltaicos – por exemplo, o programa SolarGIS, que se trata de um sistema de informação geográfico projetado para atender a demanda da indústria solar. Ele integra o recurso solar com dados meteorológicos e ferramentas para planejamento e monitoramento do desempenho de sistemas solares (solargis.info). A Figura 2.4 e a Figura 2.5 foram retiradas desse site, ambas com

atualização em 2013. A faixa que vai do semiárido baiano até o noroeste do sul possui bons índices de radiação solar, ilustrado na Figura 2.4. A Figura 2.5, em seguida, mostra a DNI ao longo do dia nas localidades escolhidas para estudo nesse projeto.



Figura 2.4 Índices de radiação direta para o Brasil. Fonte: SolarGIS.

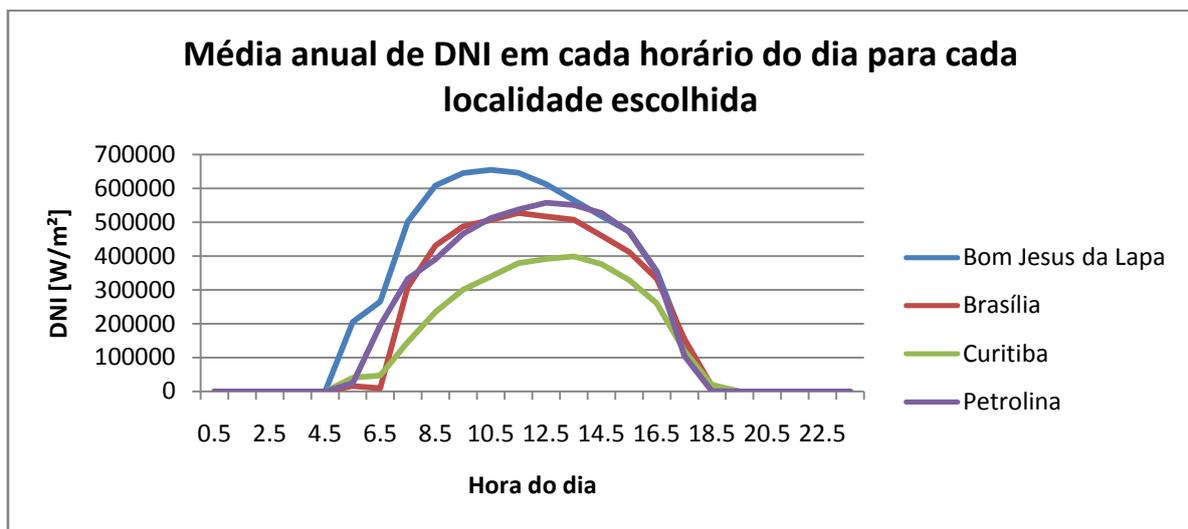


Figura 2.5 Média anual de DNI em cada horário do dia para cada localidade escolhida.

Além da quantidade de radiação direta, existem outros fatores que devem ser levados em conta para estudar a viabilidade de uma planta CSP. Como citado anteriormente, Guimarães et al. considera a proximidade com a rede elétrica para interligação como um desses fatores. Para suprir essa

necessidade o Brasil conta com o Sistema Interligado Nacional (SIN) com a administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O ONS tem como principal função os procedimentos de rede. Esses procedimentos são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador (ONS website).

A Figura 2.6 mostra o mapa do SIN para o ano 2013-2015. A determinação da melhor posição de uma planta CSP deve ter uma restrição de distância máxima até a rede e garantir que a planta não será feita em vão, pois existem, atualmente, alguns geradores eólicos que não tem conexão com a rede, apesar de produzirem energia. Como mencionado anteriormente, a previsão é de 36.797 km de novas linhas, totalizando 132.379 km de rede de transmissão em 2019.

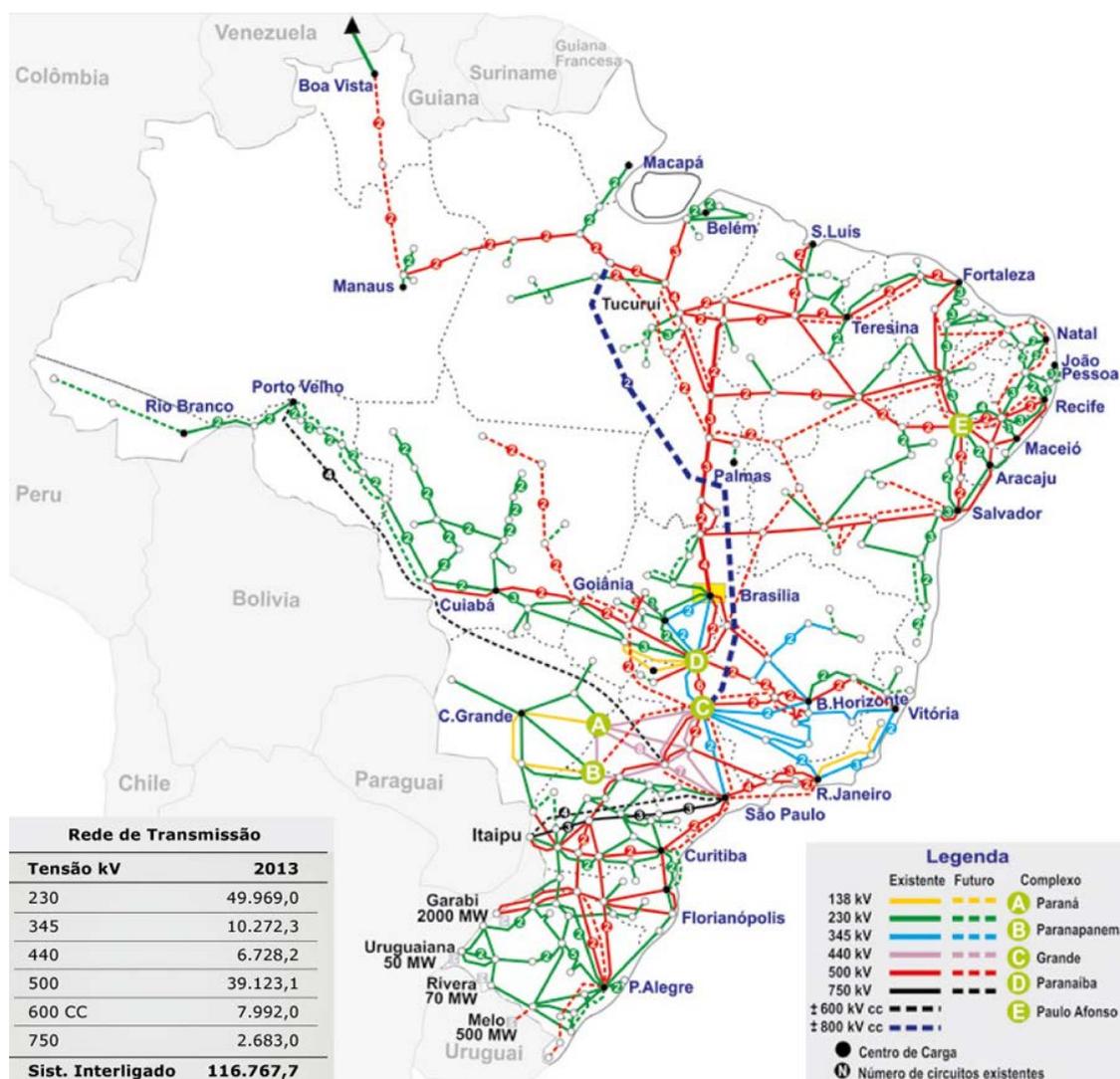


Figura 2.6 Mapa do Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS.

3 REVISÃO DA TECNOLOGIA CSP

3.1 HISTÓRICO

O primeiro registro de experiência com coletor parabólico varia entre 1864 e 1870, quando o engenheiro John Ericsson construiu um coletor que abastecia um motor de 373 W através de vapor direto gerado no coletor. Diversas outras experiências foram feitas por Ericsson e em 1907 é datado o primeiro registro de patente de um coletor parabólico com geração de vapor direto por Wilhem Maier e Adolf Remshardt na Alemanha (Fernández-García, 2010).

Após a Primeira Guerra Mundial, os avanços tecnológicos na área do petróleo e combustíveis fósseis foram notáveis, colocando em segundo plano o investimento em tecnologia solar. Esforços na área solar foram revividos na Europa e Estados Unidos nos anos 70, com a Energy Research and Development Administration (ERDA), International Energy Agency (IEA) e U.S. Department of Energy (DOE). Baharoon et al. cita o início da criação em 1976 da planta com tecnologia de torre solar chamada EURELIOS, em Sicília, na Itália, com parceria da Commission of the European Communities (CEC). Nos anos 80 foram construídas duas plantas que marcaram a volta das pesquisas, sendo a mais famosa, a planta SEGS I (Solar Energy Generating Systems), na Califórnia, Estados Unidos, com tecnologia de cilindro parabólico. Por mais de 15 anos os investimentos e pesquisas na área solar, ênfase na parte de concentração, praticamente não existiram. Em 2006, grandes projetos na Espanha e Estados Unidos reviveram a heliotermia, que desde então, foi objeto de estudos mais aprofundados.

A Espanha lidera o mercado de heliotermia, seguido pelos Estados Unidos. O governo espanhol limitou as operações de plantas heliotérmicas para no máximo 50 MW, “prejudicando” o desenvolvimento da tecnologia, apesar do número de plantas construídas (IEA, 2014c). Em outros países, as plantas não têm limite, de forma que as maiores plantas estão instaladas nos Emirados Árabes, Índia e Estados Unidos.

Diversas mídias foram criadas para divulgação de dados, como por exemplo, o site CSPToday.com. Recentemente aconteceu em Brasília, Distrito Federal, uma oficina técnica sobre “Aspectos Ambientais das Energias Heliotérmicas” e em Florianópolis, Santa Catarina, aconteceu um seminário sobre o projeto “Avaliação Termodinâmica e Econômica de uma Usina de Cogeração a Bagaço de Cana assistida por Energia Solar”. Esses eventos mostram que a energia heliotérmica no Brasil está crescendo e se moldando a realidade brasileira, buscando formas de hibridização. Entretanto, as publicações científicas ainda não são expressivas e até o momento o foco dessas publicações são o semiárido nordestino. Um recente evento foi a Escola Internacional de Energia Solar, realizada na Universidade de Brasília em fevereiro de 2015, que contou com a participação de palestrantes internacionais e workshops.

3.2 TIPOS DE TECNOLOGIA CSP

A tecnologia de concentração solar conta com quatro tipos: cilindro parabólico, torre solar, linear fresnel e disco parabólico, ilustradas na Figura 3.1. A concentração da radiação solar pode ser feita de forma pontual ou linear ao longo de um tubo, e o receptor pode ser classificado em estacionário ou móvel. Cada tecnologia é diferente no que diz respeito ao design, forma do receptor, tipo de fluido de transferência de calor adequado, temperatura de trabalho e formas de armazenamento (IEA, 2014c).

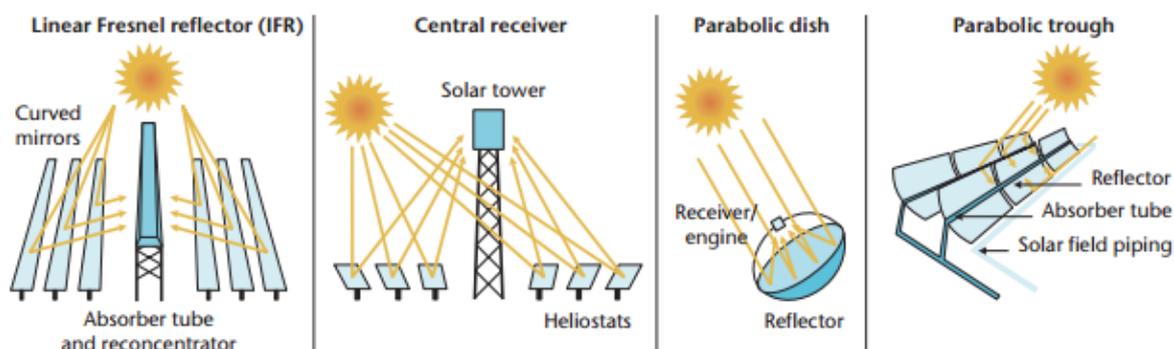


Figura 3.1 Ilustração das tecnologias CSP. Da esquerda para direita: concentrador Fresnel, concentrador de torre solar, disco parabólico e concentrador parabólico. Fonte: IEA, 2014c.

3.2.1 CONCENTRADOR FRESNEL

O sistema Linear Fresnel é composto por diversos espelhos planos que juntos podem formar quase uma parábola ou então estão espalhados no mesmo plano, mas com inclinações diferentes. Ela se assemelha a tecnologia de cilindro parabólico pelo fato de que a radiação é refletida ao longo de um tubo. Entretanto, o tubo absorvedor é montado sobre uma estrutura fixa e somente os espelhos que se movem para a posição ótima de reflexão através de um sistema de rastreamento do sol, como mostrado na Figura 3.2.

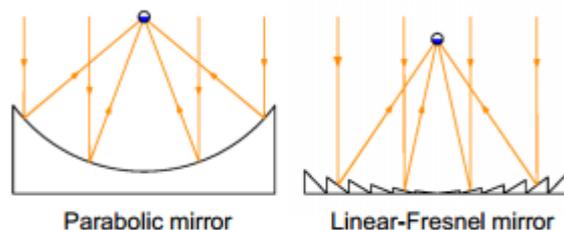


Figura 3.2 Diferença entre o concentrador parabólico e o concentrador Fresnel. Fonte: Concentrated Solar Power, State of Art – Günter Schneider.

Segundo Zhang et al. (2013), esse sistema necessita de baixo investimento, pois é mecanicamente o mais simples e o fato de que o receptor é fixo facilita a geração de vapor direto, eliminando a necessidade de um fluido de transferência de calor. Apesar dessas vantagens, é difícil integrar o armazenamento e o sistema não gera temperaturas muito altas, conseqüentemente, tem uma baixa eficiência. Baharoom et al. (2015) justifica a baixa eficiência ótica devido à (1) altas perdas de cosseno

por conta do bloqueio e sombra de espelhos adjacentes, (2) espelhos planos não conseguem atingir a formação de parábola perfeita e (3) sombra do tubo absorvedor.

3.2.2 CONCENTRADOR PARABÓLICO

A tecnologia de cilindro parabólico é a mais madura entre as disponíveis. Sua estrutura é formada por 3 partes principais: o coletor, o tubo absorvedor e a estrutura em si, ilustrados na Figura 3.3. O coletor é formado por um espelho parabólico que foca os feixes de luz na direção do tubo absorvedor, o qual está montado na linha de ponto focal do espelho. O movimento e o posicionamento dos coletores seguem o sol de forma a manter o foco no tubo e esse movimento se dá norte-sul ou leste-oeste. O movimento norte-sul tem a vantagem de ficar voltado para o sol ao meio-dia, porém tem desempenho reduzido no início e final do dia. O movimento leste-oeste aponta mais diretamente para o sol nos períodos de início e fim do dia e tem uma maior movimentação (Oliveira Filho, 2014). O tubo absorvedor é conectado às extremidades da seção dos espelhos, de forma que esse se move juntamente com os espelhos. Esse tubo é normalmente formado por diversas camadas para aumentar a absorvidade e diminuir as perdas de calor. O fluido de transferência de calor passa dentro do tubo absorvedor e o mesmo pode chegar a temperaturas de 390°C até 650°C (Schneider et al., 2015).

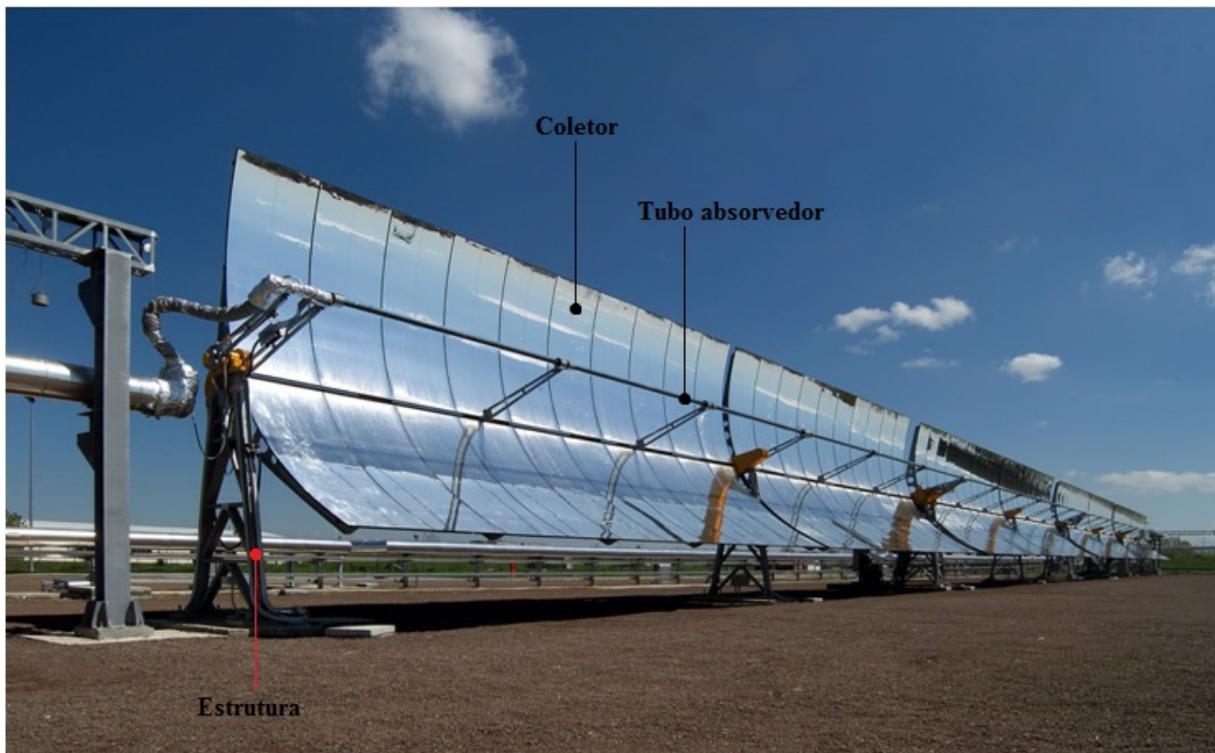


Figura 3.3 Concentrador parabólico. Fonte: Archimedes Solar Energy (editado).

O tipo de fluido de transferência de calor escolhido vai determinar o tipo de planta de energia após o campo de coletores. A estrutura que sustenta os coletores é de extrema importância para esse tipo de tecnologia, pois devido ao tamanho e a quantidade dos espelhos, a estrutura fica sujeita a esforços provenientes dos ventos. Os campos solares são formados por diversos coletores e sua estrutura

individual possui cerca de 12 metros, sendo que, com todas elas conectadas, pode chegar a 150 metros (EuroTrough) (Schneider et al., 2015), portanto sua rigidez é fundamental para manter os coletores imóveis e permitir que a radiação direta seja devidamente direcionada. O tipo de mecanismo instalado para o movimento da estrutura também é importante, pois deve obedecer a restrições de velocidade e ângulo mínimo de movimento. Essas restrições têm como base o fato de que, caso a planta detecte uma tempestade, o mecanismo deve ser capaz de mover os coletores para a posição de segurança, bem como, ser capaz de variar a angulação de forma precisa, para manter o foco dos coletores no tubo absorvedor.

3.2.3 CONCENTRADOR DE TORRE CENTRAL

A tecnologia com torre solar, também conhecida como sistema de receptor central, é composta por quatro elementos principais. Os heliostatos são as estruturas montadas com os espelhos, que são quase planos. Toda estrutura é controlada por um sistema de rastreamento do sol (Schneider et al., 2015), que pode ser de um ou de dois eixos. A posição e a distribuição dos heliostatos ao redor da torre é projetada de acordo com a localização da planta. O sistema de rastreamento é diferente do empregado na tecnologia de cilindro parabólico, pois o ponto de concentração da radiação refletida é fixo. O tamanho de um heliostato depende do peso e cargas de vento que a estrutura pode suportar – heliostatos menores são mais leves, porém é necessário um número muito grande de cabeamento e unidades de controle nesse caso. O custo de cabeamento e comunicação pode ser reduzido caso cada heliostato tenha uma pequena placa fotovoltaica (Schneider et al., 2015). O receptor é posicionado no topo da torre e é responsável por absorver a radiação refletida. Essa radiação é transformada em energia térmica pela troca calor com o fluido de transferência de calor, que pode atingir temperatura de 550°C. Segundo a “apostila da GIZ sobre torre solar”, seguem as seguintes classificações dos receptores:

- a) Receptores externos: os elementos de absorção estão instalados na parte de fora da estrutura (torre), geralmente usado para campos redondos;
- b) Receptores de cavidade: os elementos de absorção estão instalados em uma cavidade, com abertura menor que a superfície de absorção;
- c) Receptores de absorção indireta: a radiação solar esquenta uma superfície e então o calor é conduzido por convecção e condução para o fluido de transferência de calor – uma série de tubos interligados;
- d) Receptores de absorção direta: a radiação solar é absorvida diretamente pelo fluido de transferência de calor.

Diversos tipos de fluido de transferência de calor podem ser utilizados nesse tipo de aplicação e dependendo do tipo escolhido existe um receptor especial. As temperaturas atingidas são as mais altas, quando comparadas com as demais, portanto teoricamente a eficiência do ciclo de potência é maior e o

armazenamento pode ser feito por períodos maiores de tempo. Entretanto, segundo um estudo realizado por TardieuAlaphilippe M. (2007), citado em IEA, 2014c, existe um ponto de temperatura de trabalho ideal dado um fator de concentração. Ou seja, a teoria do ciclo ideal de Carnot que afirma que o rendimento será maior quando maior a temperatura da fonte quente é plausível até certa temperatura.

A Tabela 3.1traz uma apresenta uma tabela com a comparação entre os principais fluidos que podem ser utilizados:

Tabela 3.1 Principais fluidos utilizados em concentradores de torre solar. Fonte?

| | Heat transfer | Temperature range | price | Environmental hazard | remarks |
|-----------------|---------------|-------------------|---------|----------------------|-------------------------------|
| air | bad | good | good | no | |
| water/steam | good | average | good | no | |
| molten salt | good | average | average | no | can be used as storage medium |
| liquid metals | excellent | good | bad | potentially | |
| solid particles | good | excellent | good | no | can be used as storage medium |

A torre deve ser projetada com cuidado, levando-se em conta que sua estrutura deve resistir aos ventos e sua sombra afeta o campo de heliostatos. Dependendo do tipo de geração que será escolhida, a torre deve ter capacidade de abrigar os equipamentos necessários e se possível ser feita com um design que possibilite mudanças. (Schneider et al., 2015). Esse tipo de tecnologia permite a geração direta de vapor ou o armazenamento térmico – esses dois tópicos serão tratados a frente.

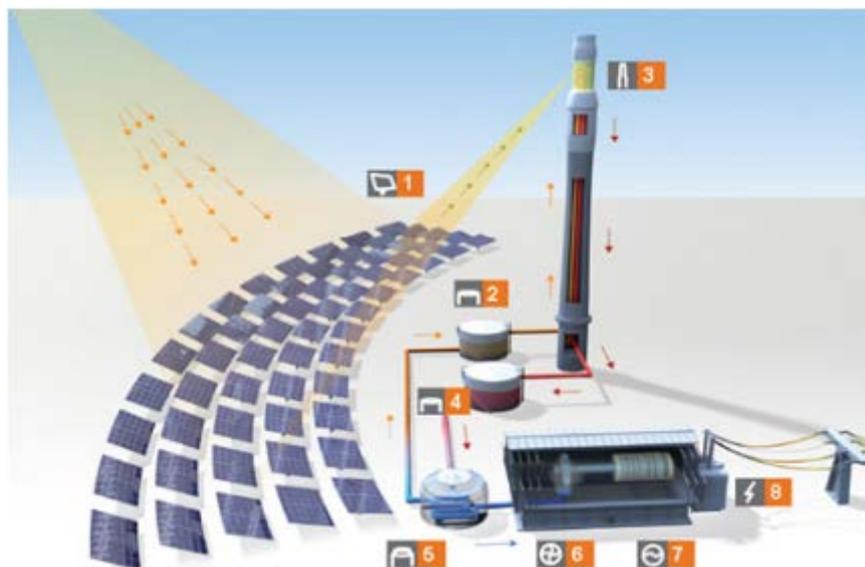


Figura 3.4Ilustração de uma planta com tecnologia concentrador de torre central e armazenamento. Fonte: apostila

A Figura 3.4representa uma planta CSP com tecnologia de torre solar. O campo solar com os heliostatos (1) recebe e reflete a radiação para o receptor na torre (3). O tanque (2) é utilizado para armazenar o fluido de transferência de calor antes de ir para a torre. O armazenamento quente é feito

no tanque (4) e quando necessário é utilizado para ajudar na troca de calor (5). O vapor superaquecido é usado no ciclo de potência (6) que por meio de um gerador (7) produz energia elétrica para distribuição na rede (8).

3.3 ARMAZENAMENTO

O armazenamento térmico é um fator que diferencia as plantas heliotérmicas das outras tecnologias renováveis. A rápida redução de custos para a tecnologia fotovoltaica parece deixar a tecnologia de concentrador solar irrelevante, se usada sem armazenamento (IEA, 2014c). O conceito de armazenamento térmico é bem simples: durante o dia, o excesso de calor é desviado para um material de armazenamento (ex.: sal derretido) que é usado em um período de alta demanda e baixa/nenhuma radiação. Uma das vantagens do armazenamento é a disponibilidade, ao passo que quando necessário, ele é usado.

O armazenamento direto é quando o fluido de transferência de calor é o mesmo usado no armazenamento, e indireto quando é utilizado outro tipo. Além dessa classificação, o sistema de armazenamento térmico também pode ser classificado como sensível, com mudança de fase e termomecânico.

Entre as funções do armazenamento, Kuravi et al.(2013) cita o buffering, período de despacho de energia e aumento do fator de capacidade. Primeiramente, fator de capacidade é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a produção total máxima neste mesmo período (heliotermica.gov.br). Quando existem nuvens no céu ou a radiação não é suficiente, a função buffering se encarrega de prover energia térmica para alcançar as demandas de produção. Após o pôr do sol, o despacho de energia ainda continua utilizando o armazenamento térmico. Dessa forma, a planta está produzindo quase todo o tempo em que está operante, aumentando seu fator de capacidade. O pico de consumo do Brasil está mudando como mostra a Figura 3.5, de forma que esses picos coincidem com os picos de produção de uma planta CSP em condições ideais.

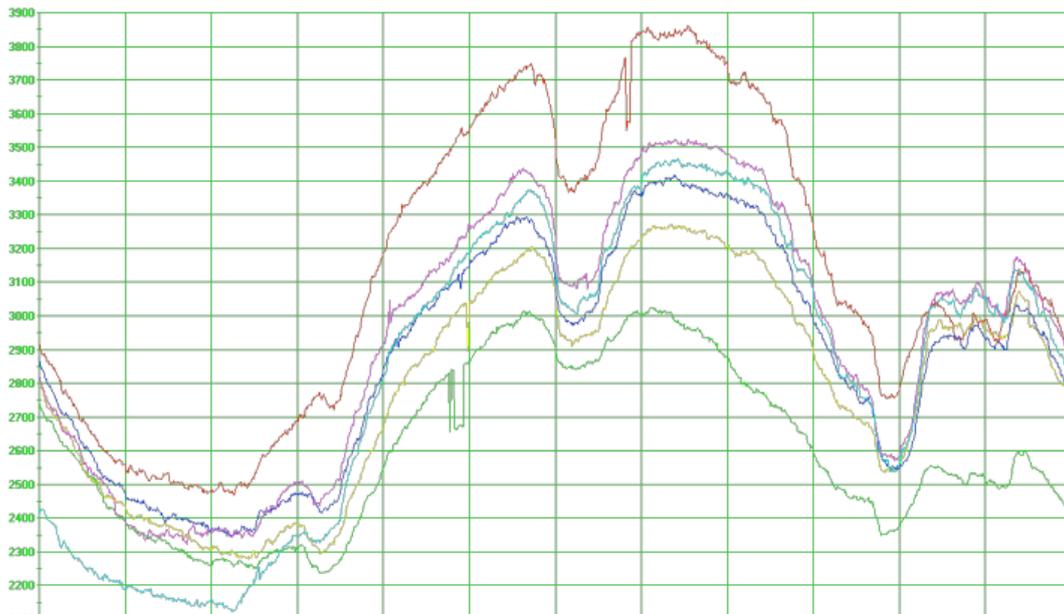


Figura 3.5 Picos de consumo de eletricidade no Brasil. Fonte: Brazilian Renewable Energy Challenges – Ricardo Ruther

Uma outra vantagem é a redução do tempo de início de operação, já que existe um fluido pré-aquecido. Caso a planta não possua armazenamento, ela deve possuir caldeiras auxiliares para a complementação de vapor para auxiliar no início das operações, bem como quando os fatores climáticos não estão em condições ideais de radiação direta normal.

De acordo com Tian&Zhao (2013), o projeto do sistema de armazenamento leva em conta três fatores principais: as propriedades técnicas, custo e impacto ambiental. Kuravi et al. (2013) citando Herrmann e Kearney, adiciona outros fatores como baixas perdas térmicas e compatibilidade química. O primeiro item diz respeito às propriedades de cada fluido, entre elas, estabilidade química e alta taxa de capacidade térmica. O custo vai determinar o período em que esse investimento será pago, e geralmente o custo de fluido de armazenamento é um fator de peso na planta CSP. O impacto ambiental causado pelo fluido deve ser levado em consideração pois, sendo a planta inteira ecologicamente correta, o fluido deve acompanhar os patamares de sustentabilidade.

Estudos de Kuravi et al.(2013) mostram que a introdução do armazenamento térmico de 6 horas em uma planta de 50 MWe com tecnologia cilindro parabólico, leva as seguintes consequências: aumento da eficiência anual; custo normalizado de energia reduzido em 10%; adição de perda de calor; planta solar maior do que uma sem armazenamento; e aumento do investimento inicial, com geração de mais energia, resultando um custo de energia menor.

De acordo com a apresentação de Günter Schneider sobre a tecnologia CSP, o armazenamento apresenta diversas formas. O armazenamento de vapor já foi provado e está em fase de aprimoramento. O sal derretido já foi provado e está sendo aplicado, assim como a cerâmica (usada

em menor quantidade). Outros tipos como armazenamento com PCM (PhaseChange Material), partículas sólidas e armazenamento termomecânico estão em fase de pesquisa.

3.4 RECURSOS HÍDRICOS

Como mencionado anteriormente, Guimarães et al. considera a disponibilidade de recursos hídricos para o processo de geração de energia elétrica baseado no ciclo Rankine e para lavagem dos espelhos um dos fatores principais para o sucesso de uma planta CSP. Outro ponto em que a água é utilizada é para o resfriamento, que pode ser feito por três processos: úmido, seco e híbrido. 8-avaliação comparativa citando Miller e Lumby, 2012, apresenta valores na faixa de 60 a 90 L/MWh para lavagem dos espelhos. O autor indica o uso de resfriamento seco para regiões com carência de água, apesar de custos de capital maiores e perda de desempenho. Indica também o resfriamento úmido para regiões com muita água, por conta do melhor custo eficiência, e explica que o resfriamento híbrido utiliza menor quantidade de água que o sistema úmido não reduzindo tanto a eficiência, mas aumentando o custo de equipamento. Segundo Zhang et al. (2013), a única tecnologia que realmente não necessita de água para o resfriamento é a de prato parabólico (satélite), pois está diretamente em contato com o ar. A Tabela 3.2Tabela de comparação básica entre as tecnologias heliotérmicas. PTC – parabolictroughcollector; LFR – linear fresnel; SPT – solar powertower; PDC – parabolicdishcollectorfoi retirada do mesmo artigo, citando IEA, Barlev et al. e NREL, e apresenta uma breve comparação entre as tecnologias existentes.

Tabela3.2Tabela de comparação básica entre as tecnologias heliotérmicas. PTC – parabolic trough collector; LFR – linear fresnel; SPT – solar power tower; PDC – parabolic dish collector

| | Relative cost | Land occupancy | Cooling water (L/MW h) | Thermo-dynamic efficiency | Operating T range (°C) | Solar concentration ratio |
|-----|---------------|----------------|------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| PTC | Low | Large | 3,000 or dry | Low | 20–400 | 15–45 |
| LFR | Very low | Medium | 3,000 or dry | Low | 50–300 | 10–40 |
| SPT | High | Medium | 1,500 or dry | High | 300–565 | 150–1500 |
| PDC | Very high | Small | None | High | 120–1500 | 100–1000 |

3.5 SISTEMAS HÍBRIDOS

As condições meteorológicas são fundamentais para a viabilidade da geração em sistemas CSP, porém, esses fatores nem sempre são ideais na região em que se pretende desenvolver tal projeto. Para garantir a viabilidade ou para garantir geração contínua mesmo no pior cenário meteorológico e quando o armazenamento térmico estiver vazio ou não existe armazenamento algum, por exemplo, é possível integrar um sistema de queima para geração do calor necessário. Esse sistema é especialmente importante em regiões que possuem baixa capacidade de reserva na rede, que geralmente apresentam crescente demanda energética.

As alterações necessárias para hibridização de uma planta CSP são mínimas, tendo em vista que já existe um ciclo de termogeração, bastando acrescentar o queimador, trocadores de calor e equipamentos auxiliares como armazenamento e distribuição de combustível. O combustível em si depende diretamente dos recursos locais disponíveis, podendo ser combustível fóssil (derivados do petróleo, gás natural, carvão...) ou biomassa.

As opções anteriores priorizam o sistema CSP, mas também é possível acrescentar um pequeno campo de coletores como auxiliares a uma planta térmica já existente, diminuindo os gastos com combustíveis. Sistema que pode ser vantajoso, por exemplo, para usinas refinadoras de cana, que aproveitam o bagaço como combustível, evitando o uso de outros combustíveis em períodos fora da safra, quando o bagaço já foi consumido. Por um ponto de vista ecológico, pode reduzir a emissão de poluentes em usinas termoelétricas à carvão.

4 ASPECTOS ECONÔMICOS

4.1 CUSTO NORMALIZADO DE ENERGIA (LCOE)

O principal critério econômico para a construção de uma planta CSP é o seu custo normalizado de energia, do termo original em inglês “levelizedcostofelectricity” (LCOE) ou também denominado “levelizedelectricitycost” (LEC). O LCOE representa o custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida útil do projeto levando em conta o investimento inicial (CAPEX), custos de manutenção e operação (OPEX) e demais custos associados a juros sobre quaisquer empréstimos. Este fator não representa o preço de venda ao consumidor, por não incluir pagamentos de impostos ou o lucro objetivado pelo desenvolvedor, mas sim o custo relacionado à tecnologia em si e é independente desses fatores e não varia com o tempo (Tower CSP Technology – Stateoftheartand Market overview, 2014). Abaixo está um diagrama(Figura 4.1) que representa um típico LCOE para uma planta de torre solar para 100MW com 15 horas de armazenamento:

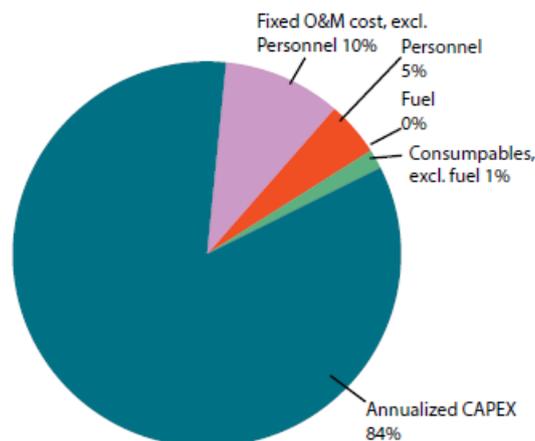


Figura 4.1 Distribuição típica dos fatores do LCOE para torre central de 100MW e 15 horas de armazenamento.
Fonte: Tower CSP technology: State of art and market overview – Projeto Energia Heliotermica

Ao contrário de outros sistemas de geração elétrica, plantas CSP apresentam a maior parte dos seus custos envolvidos na fase inicial do investimento. O estudo dos investimentos iniciais necessários influencia diretamente a credibilidade sobre o real custo da tecnologia, incentivando políticas de investimento em recursos renováveis (IRENA, 2015).

São diversos os parâmetros de custo a serem avaliados, dessa forma também existem vários modelos para o cálculo do LCOE. Levando em consideração que não só parâmetros técnicos são intrínsecos a cada projeto, condições como impostos e financiamentos também são variáveis relevantes. Abaixo segue o modelo proposto pela IEA, como um exemplo simplificado:

$$LCOE = \frac{Inv.FCR + O\&M}{E_{el}}$$

$$FCR = \frac{i \cdot (i + 1)^n}{(i + 1)^n - 1}$$

Onde:

Inv: custo de investimento;

FCR: despesa fixa sobre juros e financiamentos;

O&M: custo anual de operação, manutenção e seguros;

E_{el} : rendimento anual de eletricidade;

i: taxa de juros real da dívida;

n: período de amortização em anos;

LCOE: custo normalizado de energia.

Para esse modelo é considerado 100% de financiamento e a depreciação se dá para o tempo de operação considerando anuidades para os cálculos. Impostos são desconsiderados e o crescimento da inflação e dos custos durante a construção e para critérios de operação e manutenção também. A Tabela 4.1 apresenta um comparativo de LCOE entre as tecnologias de calhas parabólicas e de torre central:

Tabela 4.1. LCOE estimado para calha parabólica e torre solar. Fonte: Tower CSP technology: State of art and market overview – Projeto Energia Heliotermica.

| CSP type and source | 2011 | | 2012 | | Notes |
|-------------------------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--|
| | Low estimate | High estimate | Low estimate | High estimate | |
| 2010 (USD/kWh) | | | | | |
| Parabolic trough | | | | | |
| IEA, 2010 | 0.20 | 0.295 | 0.10 | 0.14 | Large plant, 10% discount rate |
| Fichtner, 2010 | 0.22 | 0.24 | | | Proposed plant in South Africa. 8% discount rate. Lower end is for 100 MW plant with storage |
| | 0.33 | 0.36 | | | LCOE for India, lower value is for wet-cooled and higher value for dry-cooled |
| | 0.22 | 0.23 | | | LCOE for Morocco, lower value is for wet-cooled and higher value for dry-cooled |
| Basedon Kutscher ,et al. 2010 | 0.22 | | 0.10 | 0.11 | Data for the United States, adjusted to exclude impact of tax credits |
| Hinkley, et al. 2011 | 0.21 | | 0.13 | | Data for a 100 MW plant in Queensland, Australia, 7% discount rate |
| Solar Tower | | | | | |
| Fichtner, 2010 | 0.186 | 0.202 | | | Proposed plant in South Africa. 8% discount rate. Lower end is for 100 MW plant with storage |
| | 0.27 | 0.26 | | | LCOE for India, lower value is for wet-cooled and higher value for dry-cooled |
| | 0.22 | 0.23 | | | LCOE for Morocco, lower value is for wet-cooled and higher value for dry-cooled |
| Kolb, et al. 2010 | 0.16 | 0.17 | 0.08 | 0.09 | Data for the United States, adjusted to exclude impact of tax credits |
| Hinkley, et al. 2011 | 0.21 | | 0.16 | | Data for a 100 MW plant in Queensland, Australia, 7% discount rate |

4.2 CUSTO DE INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX)

Usinas geradoras com combustíveis fósseis como fonte de energia apresentam custos relativos à sua matriz energética ao longo do seu tempo de operação, diferentemente de plantas CSP onde cerca de 80% do LCOE está na fase inicial e os demais custos são para operação e manutenção ou para seguros.

Os principais gastos iniciais são:

- Heliostatos;
- Sistema receptor;
- Torre (em sistemas de torre central);
- Armazenamento térmico.

Tendo grande peso sobre o valor do LCOE de uma planta CSP, o custo de investimento inicial pode variar muito dependendo do tipo de tecnologia empregada, se possui ou não armazenamento (para quantas horas), incentivos fiscais e mão de obra local. Esse custo inclui todo o equipamento, material, mão de obra, desenvolvimento do projeto e construção (Sulyok, 2014).

“Plantas PTC sem armazenamento em países que não pertencem a OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) atingiram custos menores que países pertencentes a OECD com custos de capital entre USD 3500 e USD 7300/kW. O custo de plantas PTC e torre solar com armazenamento térmico entre 4 e 8 horas é tipicamente entre USD 6800 e USD 12800/kW, baseado em dados disponíveis (IRENA, 2015).”

Segundo a IEA, um aumento na eficiência de 15% a 25% permite uma redução de 20% no custo de investimento geral e os custos de investimento podem se reduzir de 30% a 40% na próxima década, ilustrado na Figura 4.2.

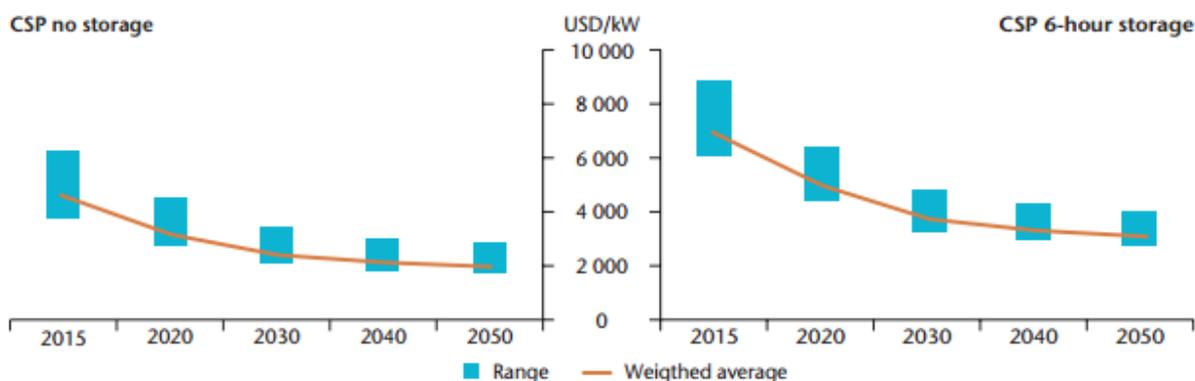


Figura 4.2 Comparação e projeção entre o custo de capital inicial para uma planta heliotérmica sem armazenamento e com armazenamento de 6 horas. Fonte: IEA, 2014c – Hi-Ren cenário

4.3 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)

“Não existem dados disponíveis em domínio público sobre custos de operação e manutenção de plantas CSP atuais. Esses custos são fortemente dependentes da localização e do tipo de mão de obra especializada. Entretanto, um detalhamento foi feito para as plantas pioneiras SEGS (Solar Electricity Generating System) e o custo de O&M foi estimado em USD 0,04/kWh (IRENA, 2015).”

Estudos feitos por Turchi (2010) e Fichtner (2010) estimam custos de O&M em torno de USD 0,03/kWh para tecnologia de PTC e torre solar com 100 MW. “De forma geral, dada a recente experiência e os resultados de melhora nos procedimentos de O&M, para longo prazo pode ser possível atingir custos de O&M de USD 0,025/kWh ou menos, até em países pertencentes a OECD. O seguro da planta também pode representar um custo anual entre 0,5% e 1% do custo de capital inicial (IRENA, 2015).”

Como mencionado anteriormente, o tamanho da planta afeta os custos de operação e manutenção, porém esses custos não são tão proporcionais quanto maior o tamanho da planta. Por exemplo, uma planta de 50 MW com cilindro parabólico precisa de aproximadamente 30 funcionários para operação e 10 funcionários em campo para manutenção, enquanto uma planta de 300 MW precisa do mesmo

número de funcionários para operação e um adicional de 10 a 20 funcionários para manutenção. (IEA, 2014c)

A Figura 4.3 apresenta uma comparação dos valores dos custos totais de plantas CSP e outras tecnologias para diferentes partes do mundo com ano base de 2014.

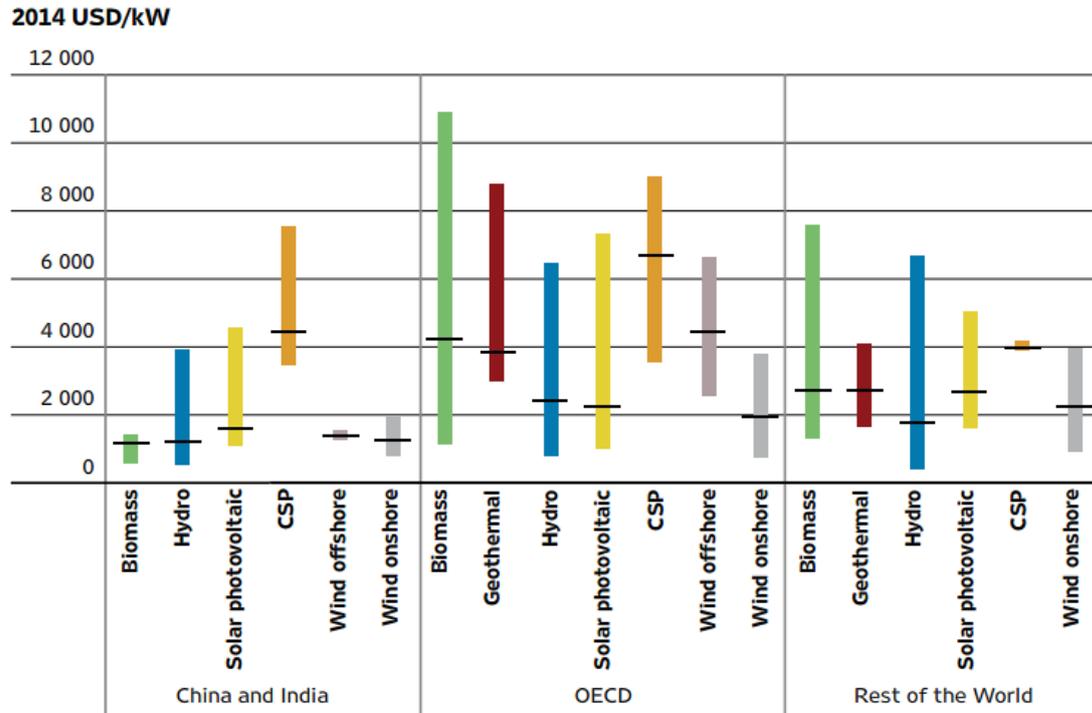


Figura 4.3 Variação de custo total para diferentes tecnologias de geração de energia. Fonte: IRENA, 2015 – custo total

5 SIMULAÇÕES

5.1 O SOFTWARE SAM

O projeto de uma planta CSP engloba uma grande quantidade de fatores essenciais ao seu sucesso, como discutido anteriormente. Por demandar grandes investimentos financeiros, é necessário proporcionar segurança aos financiadores e uma forma de prever o funcionamento técnico e a viabilidade econômica é o software SAM (System AdvisorModel).

Diverso autores já usaram o software SAM para modelar diversos tipos de planta na área CSP, por exemplo: Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: a Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização (Soria, 2011), Perspectivas Para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada (Lodi, 2011), Metodologia Para Estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil (Oliveira Filho, 2014). Os modelos do SAM são baseados na realidade do setor elétrico norte-americano, portanto os parâmetros de entrada devem ser selecionados cuidadosamente já que o Brasil apresenta uma estrutura de financiamento, incentivo e taxação própria.

SAM é um modelo de performance e financeiro projetado para facilitar as tomadas de decisão por pessoas envolvidas na indústria de energia renovável (Blair et al., 2014). A simulação é feita por passo a passo de tempo, gerando informações por hora ao longo de um ano e também calcula os parâmetros financeiros (gerando até mesmo um fluxo de caixa).

Juntamente com a interface de usuário, o SAM também disponibiliza suas sub-rotinas de programação em caso de o usuário decidir modificar o código para seu projeto. Na versão 2015.1.30, o software oferece projetos na área de painéis fotovoltaicos, energia eólica, biomassa, geotérmica, aquecimento de água e as quatro tecnologias de concentradores solares, porém ainda não modela sistemas híbridos.

O usuário tem total controle sobre as variáveis de entrada, apesar de que cada modelo já está preenchido com dados padrão baseado no modelo original (no caso da planta CSP, as plantas SEGS). Ou seja, cabe ao usuário modificar e ajustar as variáveis de entrada de acordo com as restrições de projeto. O SAM conta com uma biblioteca com condições climáticas e dados de desempenho, de forma que (a) o usuário pode selecionar uma variável existente na biblioteca com todos os parâmetros definidos, (b) pode editar os parâmetros de uma variável existente, (c) pode criar sua própria variável com parâmetros específicos e (d) pode fazer o download de modelos em sites de confiança e que atendem o formato dos arquivos para fazer o upload no SAM.

A interface do programa é dividida em abas que contém subsistemas da tecnologia selecionada, no caso da tecnologia de concentrador parabólico, tem-se por exemplo os coletores, receptores, bloco de potência e parâmetros financeiros. Nem todas as variáveis podem ser editadas, pois essas já são calculadas em função das preenchidas anteriormente, facilitando a visualização. Após a simulação, a interface do SAM possui uma série de controles de manipulação de dados para se obter as análises desejadas, como por exemplo a criação de gráficos, visualização de dados por hora, mensal e anual, comparação entre variáveis em um mesmo gráfico e exportação de dados.

O SAM também conta com uma ferramenta de otimização que facilita a análise de dados. É possível criar diversas variáveis de entrada e de saída com valores em intervalos definidos pelo usuário. Cada otimização é mostrada graficamente e em forma de dados, dessa forma o usuário pode exportar os dados. Devido a grande dinâmica da otimização, existem efeitos colaterais e esses devem ser analisados de acordo com as restrições – um aumento na produção pode resultar em aumento do tamanho do campo, porém essa pode ser uma variável restritiva.

5.2 SIMULAÇÃO

A intenção das seguintes simulações é comparar diferentes resultados para um mesmo local, analisando a influência da escolha da tecnologia e dos recursos solares disponíveis por meio do SAM e, posteriormente, comparar para diferentes localidades.

Foram escolhidas as tecnologias cilindro parabólico, fresnel e torre central com o modelo PPA *Single Owner*, do inglês *Power Purchase Agreement* (acordo de compra de energia). Os parâmetros financeiros não são o ponto principal dessa análise, entretanto os resultados e otimizações serão baseados no LCOE e no PPA para o primeiro ano.

Independente da localização, os parâmetros foram escolhidos iguais para cada tecnologia, sendo três tipos de estudo, um para cada tecnologia. Chamarei, então:

- Caso I: Calha parabólica
- Caso II: Torre central
- Caso III: Linear fresnel

Além disso, os parâmetros econômicos também são iguais para todos os casos, considerando o Brasil como condições homogêneas de tais fatores. É possível que incentivos locais, bem como custos de mão de obra e terra possam interferir nos resultados, mas são desconsiderados para uma análise puramente do recurso solar disponível.

5.2.1 O PROCESSO DE MODELAGEM DA PLANTA

De acordo com a literatura (SAM Reference Manual for CSP Trough Systems, NREL, 2009; ParabolicTroughReferencePlant for CostModelingwiththe SAM, Turchi, 2010; Technical Manual for the SAM PhysicalTroughModel, Wagner & Gilman, 2011; SAM Tutorial Video for PhysicalTroughModel, SAM, 2015), apresenta-se um roteiro de forma a facilitar a modificação dos parâmetros da planta. O SAM é um software muito dinâmico e essa ordem é somente uma sugestão, seguida para a obtenção sistemática de resultados.

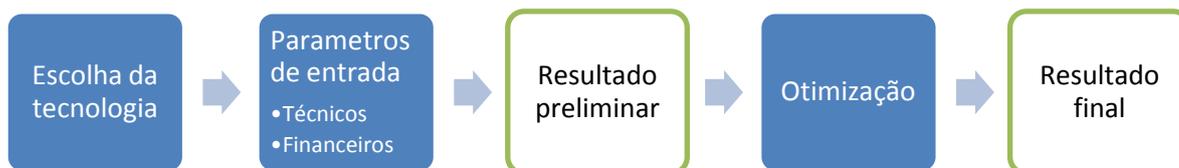


Figura 5.1 Roteiro para escolha das plantas do software SAM

Os parâmetros de entrada são apresentados em dois momentos. Primeiro são dados os parâmetros financeiros, que são idênticos em todos os casos simulados. Posteriormente os parâmetros técnicos são mostrados, pois variam para cada tecnologia. O último item é obtido com o uso da ferramenta Parametric do SAM. Essa ferramenta permite que o usuário escolha parâmetros de entrada e saída, de forma a variar os inputs e obter resultados gráficos.

5.2.2 PARÂMETROS FINANCEIROS

Os custos do projeto de uma usina heliotérmica estão divididos em três categorias, os custos diretos os custos indiretos e os custos de operação e manutenção. O custo direto envolve de maneira geral os valores para: preparação do terreno, equipamentos, instalação do sistema e mão de obra. O custo indireto: consultoria, contabilidade, compra do terreno. E o por fim os custos de operação e manutenção abrangem: os custos com o processo de funcionamento da usina, assim como os custos de garantia de qualidade.

Na Tabela 5.1 são apresentados valores referente ao custo direto, segundo o manual do programa melhorias no campo é o valor por metro quadrado de área de campo solar gasto com a preparação do terreno e equipamento, Campo solar se refere ao valor por metro quadrado gasto com instalação do sistema solar incluindo mão de obra e equipamento. A variável de sistema de HTF é relacionada com o valor gasto por metro quadrado com o sistema de transferência de calor.

Tabela 5.1 Custo Direto – Fatores ligados à terra

| Tipo de Área | Área | Custo com a Área/ m ² | Custo Total da área |
|--------------------|-----------------------|----------------------------------|---------------------|
| Melhorias no campo | 948300 m ² | 25 \$/m ² | \$ 23.707.500,00 |
| Campo solar | 948300 m ² | 295 \$/m ² | \$ 279.748.512,00 |

| | | | | | |
|----------------|--------|----------------|----|------------------------|--------------------------|
| Sistema de HTF | 948300 | m ² | 90 | \$/m ² | \$ 85.347.000,00 |
| | | | | Total Parcial 1 | \$ 388.803.012,00 |

Na Tabela 5.2 outros valores referentes ao custo direto são apresentados, a variável de armazenamento se refere ao valor de instalação do sistema de armazenamento, Backup fóssil se refere ao valor de instalação do sistema de backup fóssil para bloco de potência. Balanço da planta inclui valores de torres de resfriamento tratamento de água e controles elétricos. A Tabela 5.2 apresenta o subtotal e o valor da contingência que é o custo com as incertezas e despesas inesperadas, correspondente a 20% do projeto.

Tabela 5.2 Custo Direto – Fatores ligados à geração

| | Potência | Custo com Potência/KWht | Custo Total |
|------------------------|---------------|-------------------------|--------------------------|
| Armazenamento | 1603.1 MWht | 80 \$/kWht | \$ 128.245.888,00 |
| Backup fóssil | 55 Mwe, Bruto | 940 \$/kWe | \$ 51.700.000,00 |
| Planta de potência | 55 Mwe, Bruto | 1200 \$/kWe | \$ 66.000.000,00 |
| Balanço da planta | 55 Mwe, Bruto | 110 \$/kWe | \$ 6.050.000,00 |
| Total Parcial 2 | | | \$ 251.995.888,00 |

A Tabela 5.3 apresenta o subtotal e o valor da contingência que é o custo com as incertezas e despesas inesperadas, correspondente a 20% do projeto, assim como o valor total dos custos diretos.

Tabela 5.3 Custos Diretos Totais

| | | | | | |
|--------------|----|---------------|--|--------------------------------|--------------------------|
| | | | | Total Parcial 1 | \$ 388.803.012,00 |
| | | | | Total Parcial 2 | \$ 251.995.888,00 |
| | | | | Subtotal | \$ 640.798.912,00 |
| Contingência | 20 | % de subtotal | | | \$ 128.159.776,00 |
| | | | | Total de Custos Diretos | \$ 768.958.656,00 |

Os custos indiretos são apresentados na Tabela 5.4 e apresentam a área total, o valor de EPC (*engineer-procure-construct*) que é referente ao valor da construção da planta, consultoria e contabilidade. O valor de custo total do terreno está diretamente relacionado com a compra do terreno, dessa maneira temos o valor total de gastos indiretos.

Tabela 5.4 Custos Indiretos de Capital

| Custos Indiretos de Capital | Área total | 856 | acres | |
|--|------------------------|-----|------------------|--------------------------|
| | EPC | 15 | % do custo total | \$ 115.343.800,00 |
| | Custo total do terreno | 3,5 | % do custo total | \$ 26.913.552,00 |
| | Taxa de venda (ICMS) | 0 | % | \$ - |
| Total de Custos Indiretos | | | | \$ 142.257.344,00 |
| Total de Custos de Investimento | | | | \$ 911.216.000,00 |

| | |
|---|------------------------|
| Custo total de investimento por capacidade líquida | \$ 18.408,40/kW |
|---|------------------------|

Por fim temos os valores gastos com manutenção e instalação, os dados estão listados na tabela XX. Nenhum custo fixo anual foi fixado, porém foi estabelecido um custo fixo por capacidade, assim como um custo variável por geração.

Tabela 5.5 Custos de Operação e Manutenção (O&M)

| | | | |
|--------------------------|-----------------------------|----|-----------|
| Custos de O&M | Custo fixo anual | - | R\$/ano |
| | Custo fixo por capacidade | 70 | \$/kW-ano |
| | Custo variável por geração | 3 | \$/MWh |
| | Custo do combustível fóssil | - | \$/MMBTU |

Os demais fatores financeiros são listados abaixo, com sua respectiva referência:

- Taxa de inflação: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística;
- Taxa real de desconto: Soria (2011);
- ICMS – Projeto Energia Heliotérmica, 2014^a;
- IPI – Projeto Energia Heliotérmica (2014^a);
- PIS/PASEP e COFINS – Projeto Energia Heliotérmica, 2014^a;
- TEC –Projeto Energia Heliotérmica (2014a);
- CSLL e IRPJ – (www.portaltributario.com.br);
- Tributo Federal – (Soria, 2011);
- Taxa de venda: equivale ao ICMS;
- Taxa de seguro anual: Valor padrão do SAM;
- Declínio anual: desvalorização do terreno. Não considerada por falta de dados das regiões;
- Taxa de propriedade: (www.sefaz.salvador.ba.gov.br);
- Taxa de Adiantamento: valor pago no ato da contratação. Valor padrão do SAM;
- Taxa de adiantamento: Valor padrão do SAM;
- Meses até operação: Valor padrão do SAM;
- Taxa anual de interesse: equivalente ao juros anual do empréstimo;
- Taxa de interesse da reserva: valor do rendimento do Banco do Brasil em novembro de 2015;
- Reserva de funcionamento: Valor padrão do SAM;

5.2.3 CASO I: CALHA PARABÓLICA

Para a simulação de plantas do tipo calha parabólica, os parâmetros são separados em 13 abas, listadas e descritas abaixo:

Localização e recurso

Permite-nos selecionar a localização entre as disponíveis no banco de dados do próprio SAM, ou importar de outras fontes. Foram escolhidas cidades já disponíveis no banco de dados, por serem de procedência confiável.

Campo solar

Aqui são definidos os parâmetros de campo, sendo possível optar pela análise a partir do múltiplo solar, ou pelo terreno disponível. Optou-se pela variação do múltiplo solar, pois no caso hipotético estudado não há tal limitação. Os demais parâmetros foram mantidos padrão, para garantir a repetibilidade, evitando possíveis erros de comparação.

Coletor

Assim como a definição de localização, aqui é possível escolher dentre os tipos disponíveis no próprio software. Foi deixado o padrão pré-selecionado, Solargenix SGX-1, pois também será o mesmo escolhido para todas as localizações.

Receptores

Também foram mantidos inalterados, pelos motivos já apresentados na aba **Coletor**.

Ciclo de potência

Como os dois anteriores, foi mantido padrão. Aqui seria possível variar o ciclo de potência e editar fatores como uso de combustíveis fósseis de reserva, eficiência do ciclo usado e sistema de resfriamento.

Armazenamento térmico

Por ser um fator determinante para a viabilidade da planta, foi reservado para análise de pós-otimização.

Parasitário

Nesse fator, são estudados os gastos em eletricidade para o funcionamento da própria planta, como bombeamento do fluido, sistema de rastreamento, entre outros. Foram mantidos padrão para todas simulações, assim como os anteriores.

Custo do sistema

Responsável pelo cálculo dos custos diretos, indiretos, e de O&M. Os valores usados foram os descritos na seção de parâmetros financeiros.

Vida útil

Inclui a degradação da planta com o passar do tempo. Não foi alterada, assim como os outros mantidos padrão.

Parâmetros financeiros

Parte associada ao financiamento, já descrita na seção Parâmetros financeiros.

Fator de horário de fornecimento

O preço de venda de energia varia conforme a relação oferta e demanda. Dessa forma, em horários de pico ou quando a oferta é baixa (apagões) o valor da energia é maior. Aqui é possível programar para que a planta forneça mais energia nos momentos em que o seu preço de venda é maior, garantindo maior lucro. Não foi alterado pelos mesmos motivos anteriores.

Incentivos

Também foram desconsiderados.

Depreciação

Também foram desconsiderados.

5.2.4 CASO II: TORRE CENTRAL

O segundo caso, torre central, apresenta 12 abas, sendo **Campo de heliostatos** a única aba preenchida de forma distinta. Nela é possível selecionar a geração automática do campo, bem como aperfeiçoar as posições. A aba **Torre e receptor** é semelhante às abas **Coletores** e **Receptores** no caso anterior e foi tratada da mesma forma.

5.2.5 CASO III: FRESNEL

Para o ultimo caso, as abas de opções são semelhantes ao primeiro caso, o que se pode esperar tendo em vista a semelhança entre as tecnologias fresnel e calha parabólica. Os mesmo fatores mantidos padrão no primeiro caso são repetidos nesse caso, utilizando os valores pré-determinados do SAM.

5.2.6 RESULTADOS

Após a conclusão das 12 combinações de simulação (3 tecnologias x 4 cidades), foram gerados relatórios e as informações relevantes para o nosso estudo são apresentadas nos gráficos e nas tabelas a seguir.

Caso I- Calha parabólica

- São Jesus da Lapa

Tabela 5.6 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 298,313,856 kWh |
| Gross-to-net conversion | 94.0 % |
| Capacity factor | 34.1% |
| PPA price (Year 1) | 104.43 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 111.92 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 104.58 ¢/kWh |
| Net present value | \$159,380,304 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,766,069,376 |
| Equity | \$883,034,688 |
| Size of debt | \$883,034,688 |
| Minimum DSCR | 1.00 |

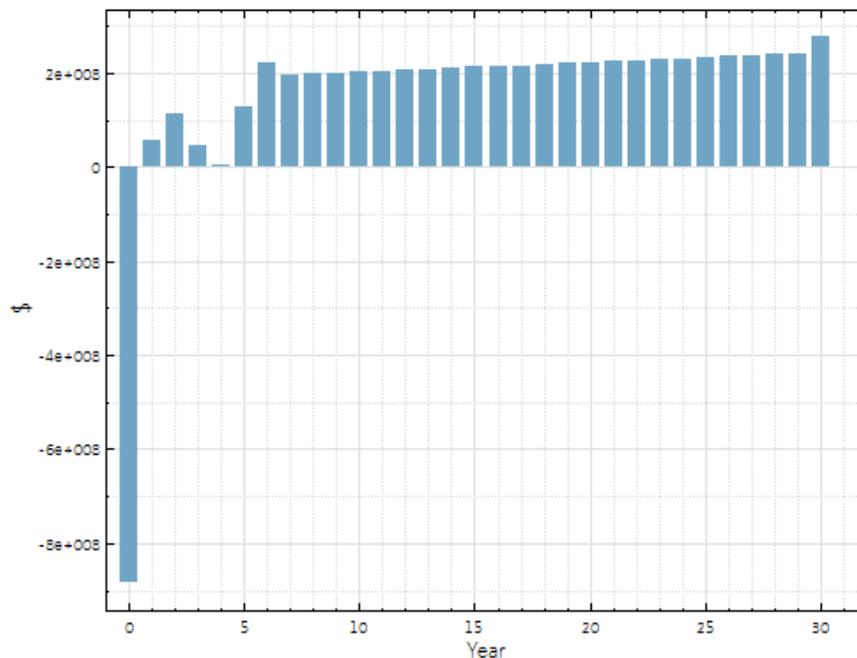


Figura 5.2 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa

- Brasília

Tabela 5.7 Informações relevantes sobre Brasília

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 223,899,952 kWh |
| Gross-to-net conversion | 93.4 % |
| Capacity factor | 25.6% |
| PPA price (Year 1) | 139.01 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 148.98 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 139.20 ¢/kWh |
| Net present value | \$159,395,968 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,765,947,136 |
| Equity | \$882,973,568 |
| Size of debt | \$882,973,568 |
| Minimum DSCR | 1.00 |

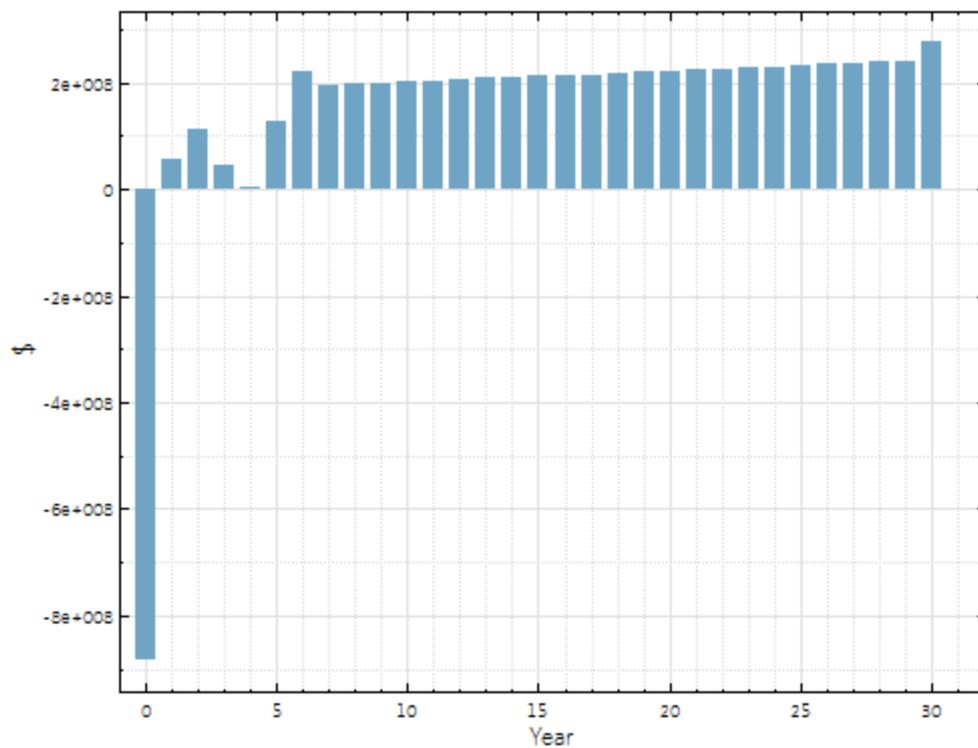


Figura 5.3 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília

- Curitiba

Tabela 5.8 Informações relevantes sobre Curitiba

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 134,409,760 kWh |
| Gross-to-net conversion | 90.7 % |
| Capacity factor | 15.4% |
| PPA price (Year 1) | 231.31 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 247.90 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 231.61 ¢/kWh |
| Net present value | \$159,414,800 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,765,800,192 |
| Equity | \$882,900,096 |
| Size of debt | \$882,900,096 |
| Minimum DSCR | 1.00 |

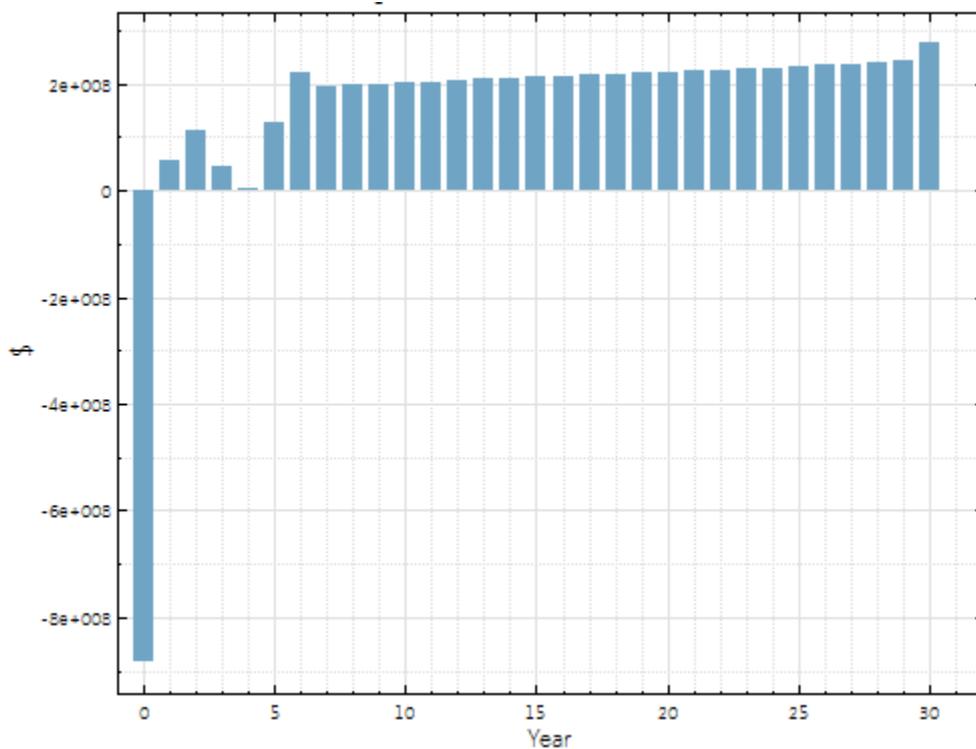


Figura 5.4 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba

- Petrolina

Tabela 5.9 Informações relevantes sobre Petrolina

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 248,039,136 kWh |
| Gross-to-net conversion | 93.6 % |
| Capacity factor | 28.3% |
| PPA price (Year 1) | 125.52 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 134.52 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 125.69 ¢/kWh |
| Net present value | \$159,390,880 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,765,986,816 |
| Equity | \$882,993,408 |
| Size of debt | \$882,993,408 |
| Minimum DSCR | 1.00 |

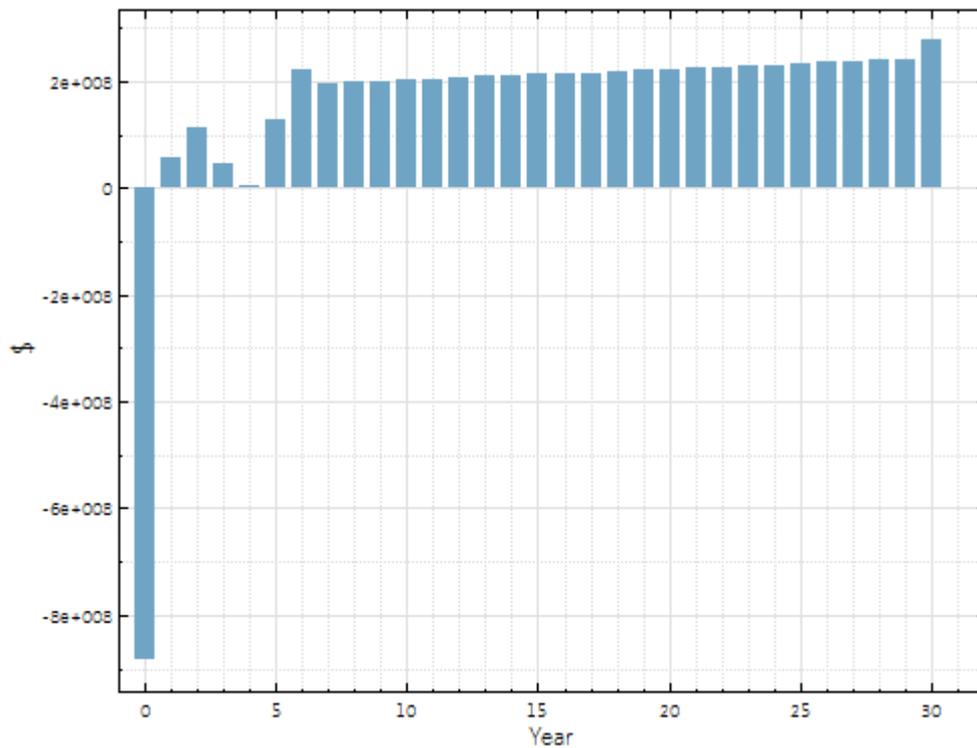


Figura 5.5 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina

Caso II- Torre central

- **São Jesus da Lapa**

Tabela 5.10 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 447,713,216 kWh |
| Capacity factor | 51.1% |
| PPA price (Year 1) | 41.89 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 46.60 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 43.68 ¢/kWh |
| Net present value | \$95,216,624 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,062,942,080 |
| Equity | \$531,471,040 |
| Size of debt | \$531,471,040 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

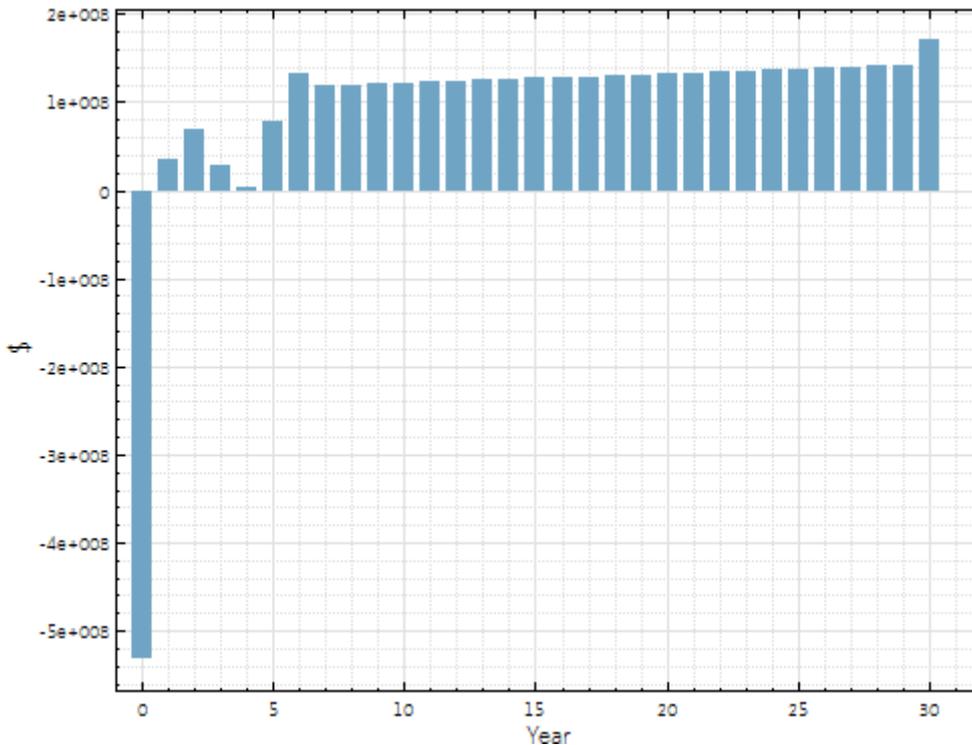


Figura 5.6 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa

- **Brasília**

Tabela 5.1 Informações relevantes sobre Brasília

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 232,602,688 kWh |
| Capacity factor | 26.5% |
| PPA price (Year 1) | 78.60 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 87.11 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 81.63 ¢/kWh |
| Net present value | \$92,809,136 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,035,533,376 |
| Equity | \$517,766,688 |
| Size of debt | \$517,766,688 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

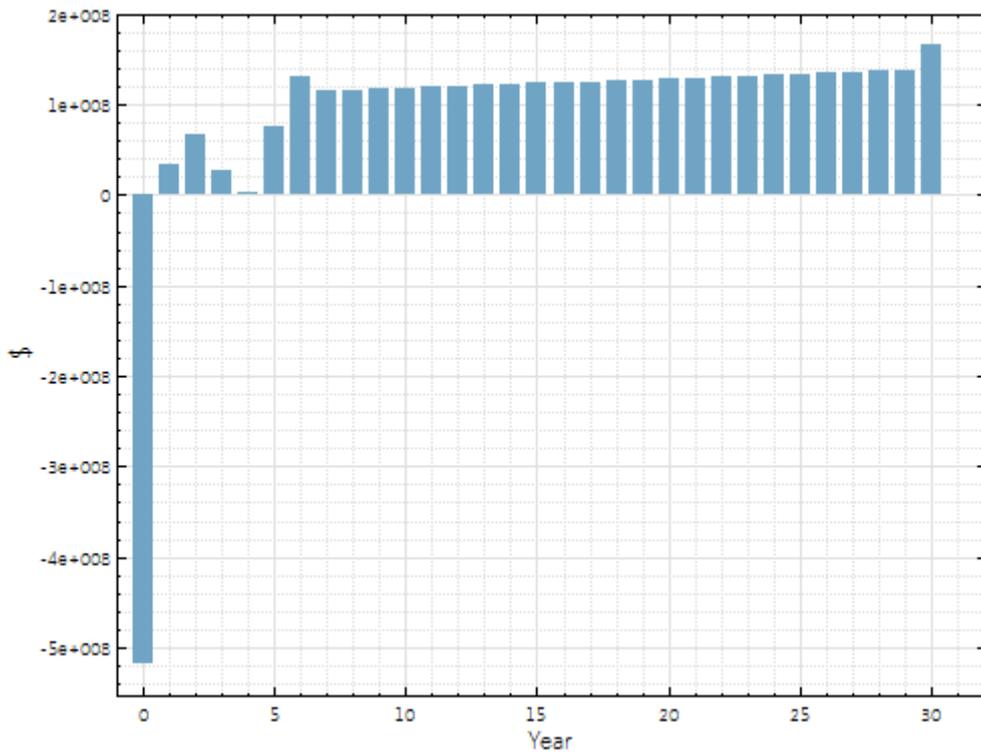


Figura 5.7 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília

- Curitiba

Tabela 5.12 Informações relevantes sobre Curitiba

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 243,377,104 kWh |
| Capacity factor | 27.8% |
| PPA price (Year 1) | 79.64 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 88.53 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 82.95 ¢/kWh |
| Net present value | \$98,881,720 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,102,559,872 |
| Equity | \$551,279,936 |
| Size of debt | \$551,279,936 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

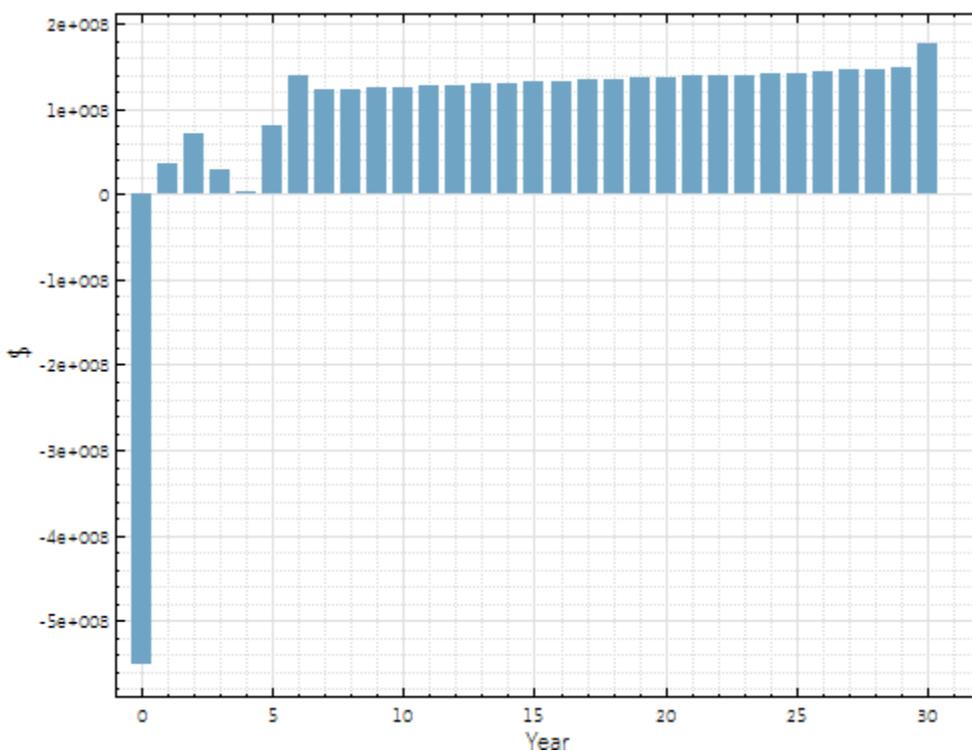


Figura 5.8 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba

- Petrolina

Tabela 5.13 Informações relevantes sobre Petrolina

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 371,691,456 kWh |
| Capacity factor | 42.4% |
| PPA price (Year 1) | 50.48 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 56.13 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 52.61 ¢/kWh |
| Net present value | \$95,372,440 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,064,359,360 |
| Equity | \$532,179,680 |
| Size of debt | \$532,179,680 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

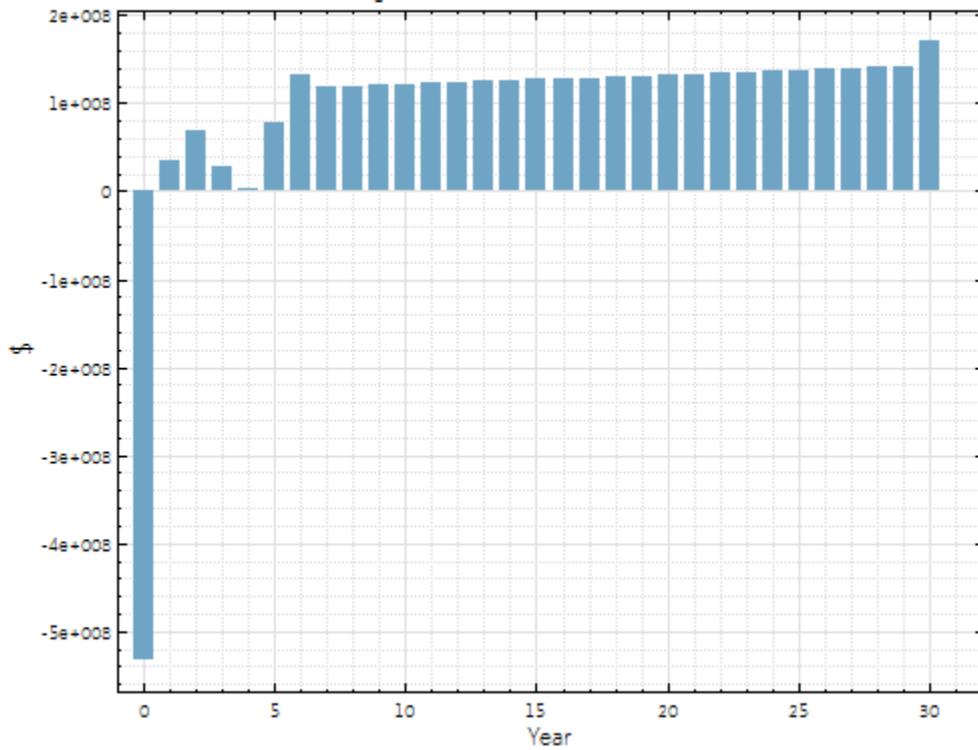


Figura 5.9 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina

Caso III- Linear Fresnel

- **São Jesus da Lapa**

Tabela 5.14 Informações relevantes sobre São Jesus da Lapa

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 392,532,512 kWh |
| Capacity factor | 43.3% |
| PPA price (Year 1) | 70.88 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 78.81 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 73.77 ¢/kWh |
| Net present value | \$144,221,648 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,604,580,992 |
| Equity | \$802,290,496 |
| Size of debt | \$802,290,496 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

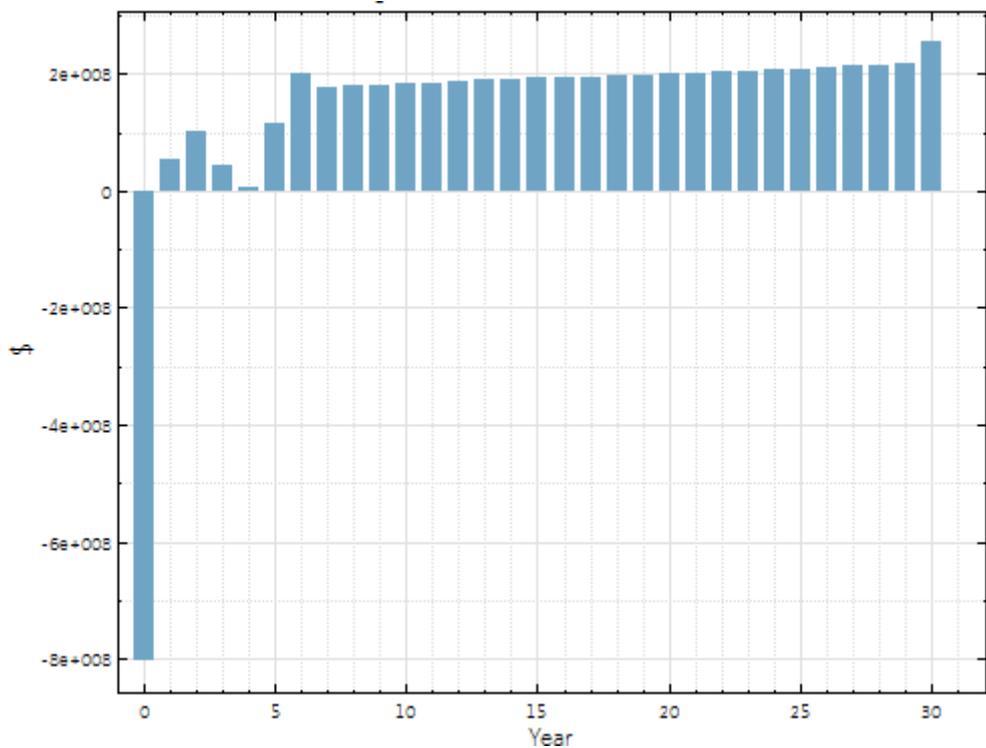


Figura 5.10 Fluxo de caixa do projeto referentes à São Jesus da Lapa

- **Brasília**

Tabela 5.15 Informações relevantes sobre Brasília

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 303,373,856 kWh |
| Capacity factor | 33.5% |
| PPA price (Year 1) | 91.49 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 101.86 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 95.33 ¢/kWh |
| Net present value | \$144,240,416 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,604,434,560 |
| Equity | \$802,217,280 |
| Size of debt | \$802,217,280 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

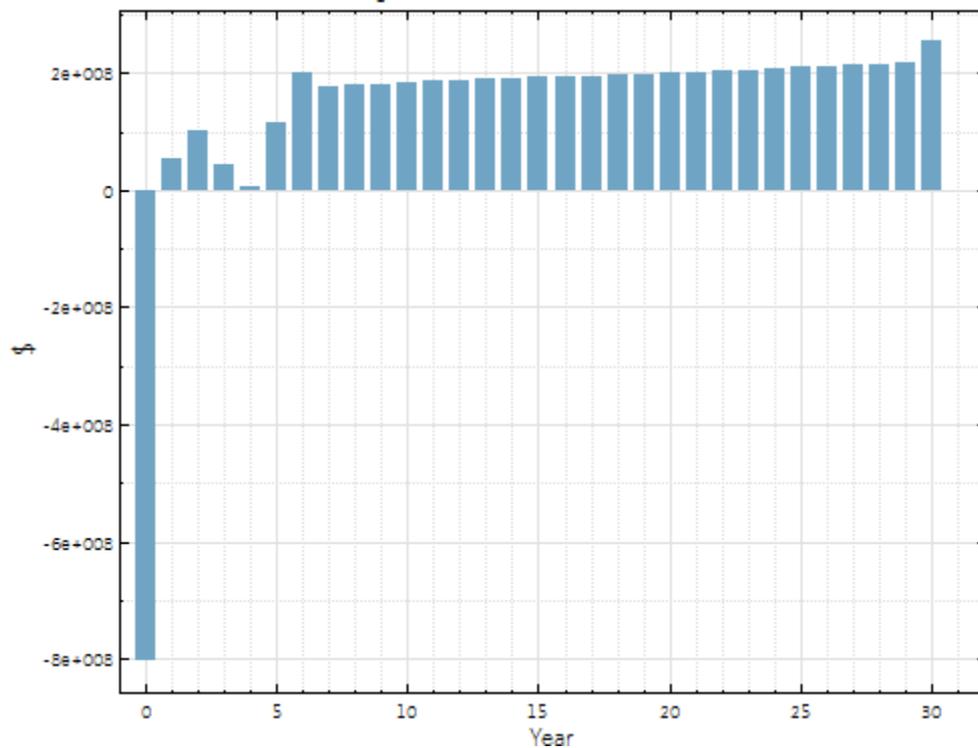


Figura 5.11 Fluxo de caixa do projeto referentes à Brasília

- Curitiba

Tabela 5.16 Informações relevantes sobre Curitiba

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 205,499,968 kWh |
| Capacity factor | 22.7% |
| PPA price (Year 1) | 135.28 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 150.18 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 140.54 ¢/kWh |
| Net present value | \$144,261,008 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,604,273,792 |
| Equity | \$802,136,896 |
| Size of debt | \$802,136,896 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

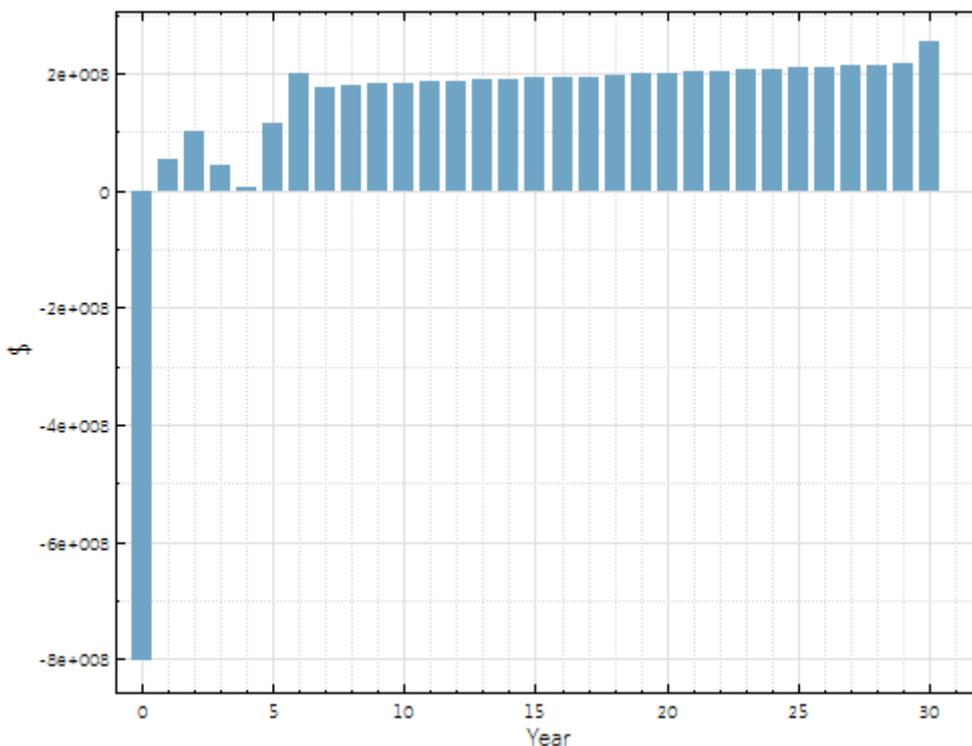


Figura 5.12 Fluxo de caixa do projeto referentes à Curitiba

- Petrolina

Tabela 5.17 Informações relevantes sobre Petrolina

| Metric | Value |
|-------------------------------|-----------------|
| Annual energy | 196,594,512 kWh |
| Capacity factor | 21.7% |
| PPA price (Year 1) | 140.93 ¢/kWh |
| PPA price escalation | 1.00 % |
| Levelized PPA price (nominal) | 156.96 ¢/kWh |
| Levelized COE (nominal) | 146.88 ¢/kWh |
| Net present value | \$144,262,880 |
| Internal rate of return (IRR) | 15.00 % |
| Year IRR is achieved | 25 |
| IRR at end of analysis period | 15.33 % |
| Net capital cost | \$1,604,259,200 |
| Equity | \$802,129,600 |
| Size of debt | \$802,129,600 |
| Minimum DSCR | 1.01 |

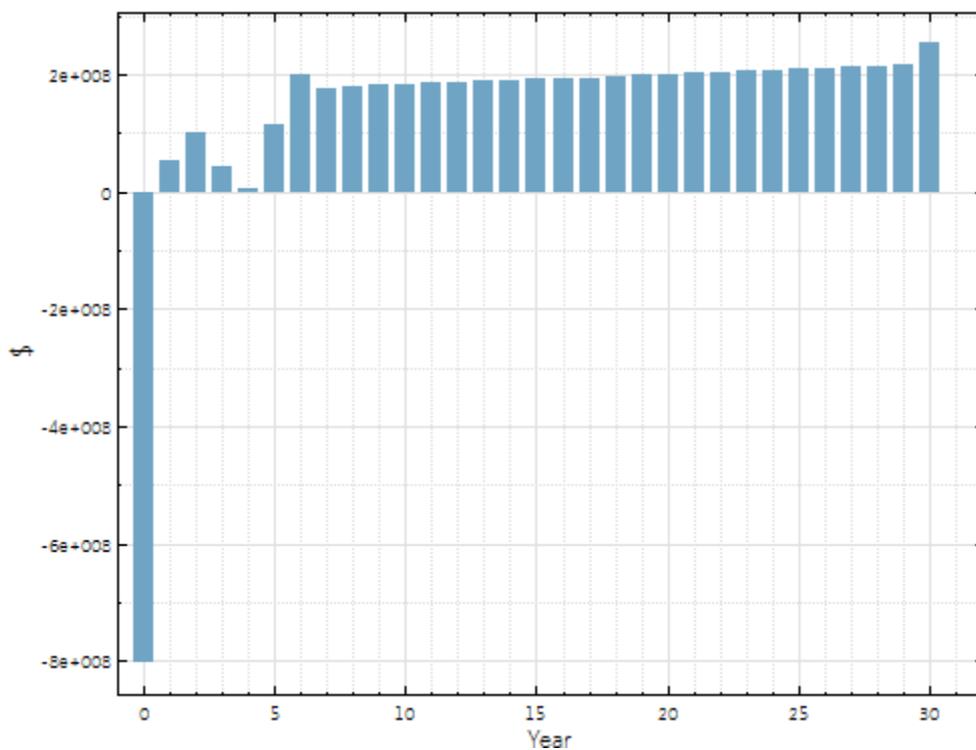


Figura 5.13 Fluxo de caixa do projeto referentes à Petrolina

5.3 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

A Figura 5.14, Figura 5.15 e a Figura 5.16 apresentam a produção anual gerada em cada cidade para cada tecnologia. Note que em todos os casos, Curitiba apresentou os desempenhos mais baixos.



Figura 5.14 Produção anual para calha parabólica (Caso I) para cada cidade

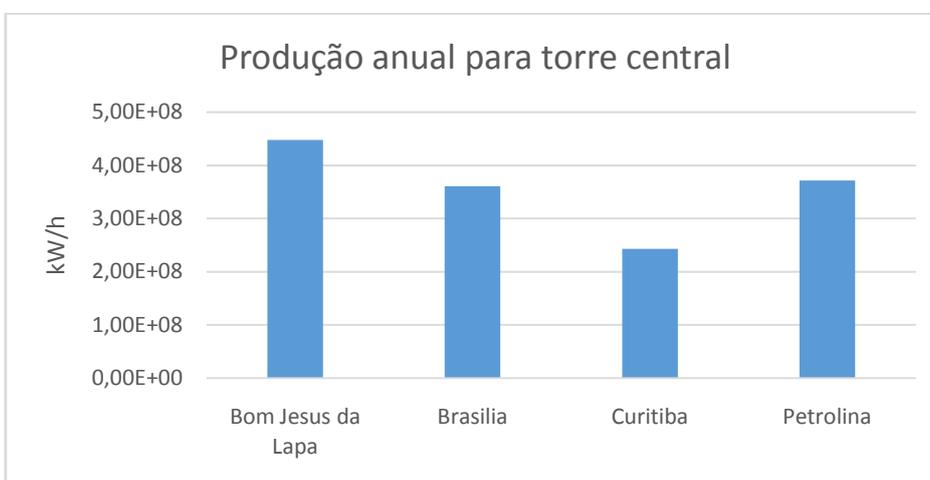


Figura 5.15 Produção anual para torre central (Caso II) para cada cidade

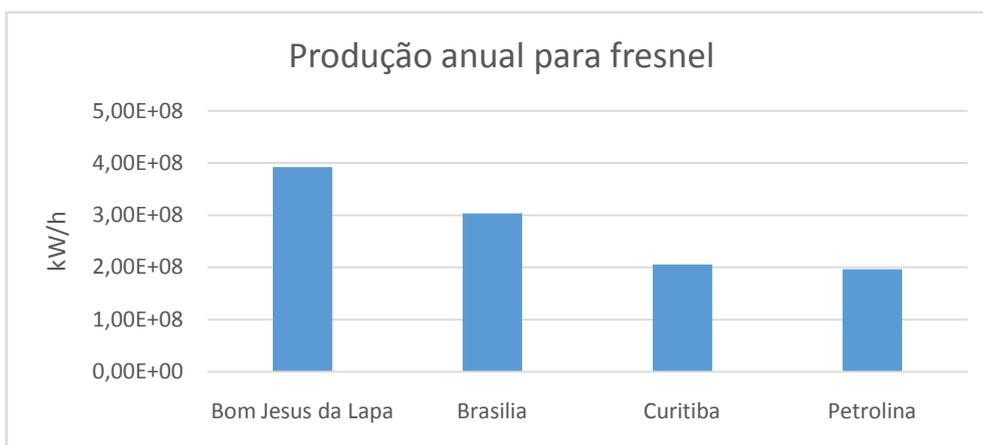


Figura 5.16 Produção anual para fresnel (Caso III) para cada cidade

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 ANÁLISE GERAL

A Figura 6.1 apresenta o resultado de produção anual agrupando os dados de cada tecnologia para cada cidade e o gráfico seguinte apresenta os valores médios ao longo do ano da radiação normal direta para cada hora do dia. Percebe-se que a produção anual na cidade de Bom Jesus da Lapa apresenta os melhores resultados, o que condiz com o recurso solar disponível, mais elevado que nas demais localidades.

Note que a irradiação nas cidades de Brasília e Petrolina são bem próximas, em relação à média anual, porém os resultados de produção são distintos para as tecnologias calha parabólica e Fresnel. Observando a Figura 6.2, fica evidente que, apesar de possuírem médias próximas, os perfis em cada mês são consideravelmente distintos. Tais fatores provavelmente influenciam na anomalia apresentada em Petrolina, onde a calha parabólica apresentou resultados melhores que o Fresnel, ao contrário do que ocorre nas demais localidades. Apesar disso, a torre central apresenta resultado semelhante ao de Brasília.

A cidade de Curitiba apresentou os menores resultados, como esperado, tendo em vista sua baixa irradiação disponível. Não é razoável, no entanto, que se descarte a cidade para implantação de usinas heliotermicas, pois outros fatores podem ser levados em consideração e que não foram objeto desse estudo, tais como incentivos fiscais, disponibilidade de infraestrutura e acesso à rede integrada de distribuição.

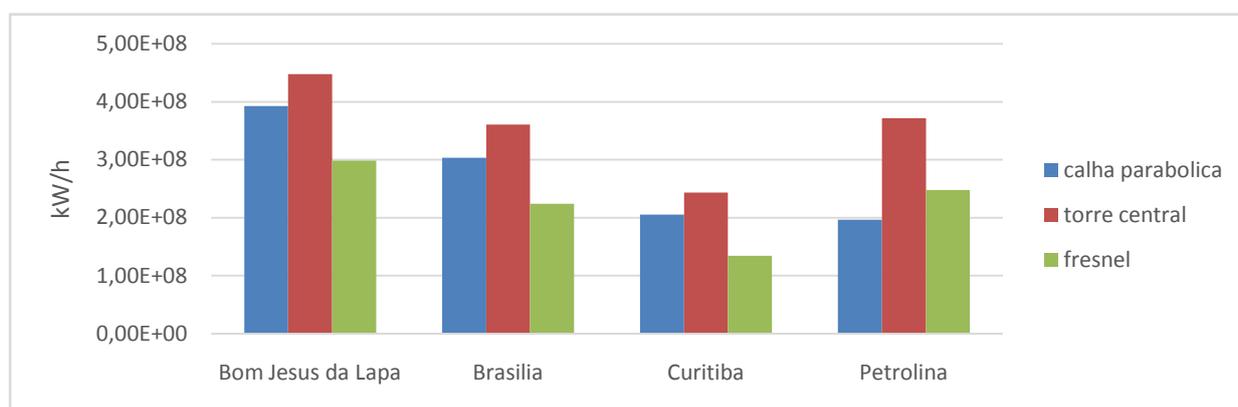


Figura 6.1 Produção anual

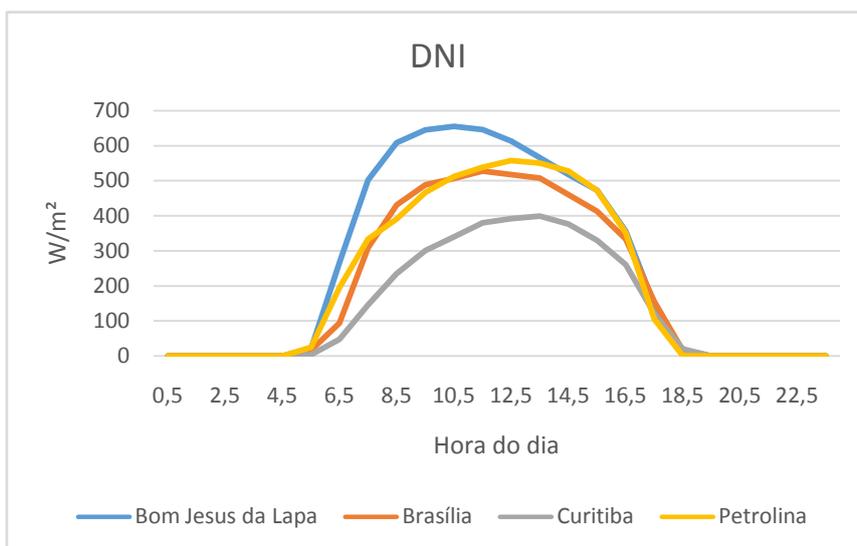


Figura 6.2 Irradiação Direta Normal (DNI) - Média Anual

As figuras seguintes apresentam as médias mensais de irradiação direta ao longo do dia, onde fica evidente a distinção nos meses de Junho à Dezembro, em Brasília, que apresentam valores muito elevados, ou muito baixos, enquanto Petrolina mantém valores mais próximos da média anual.

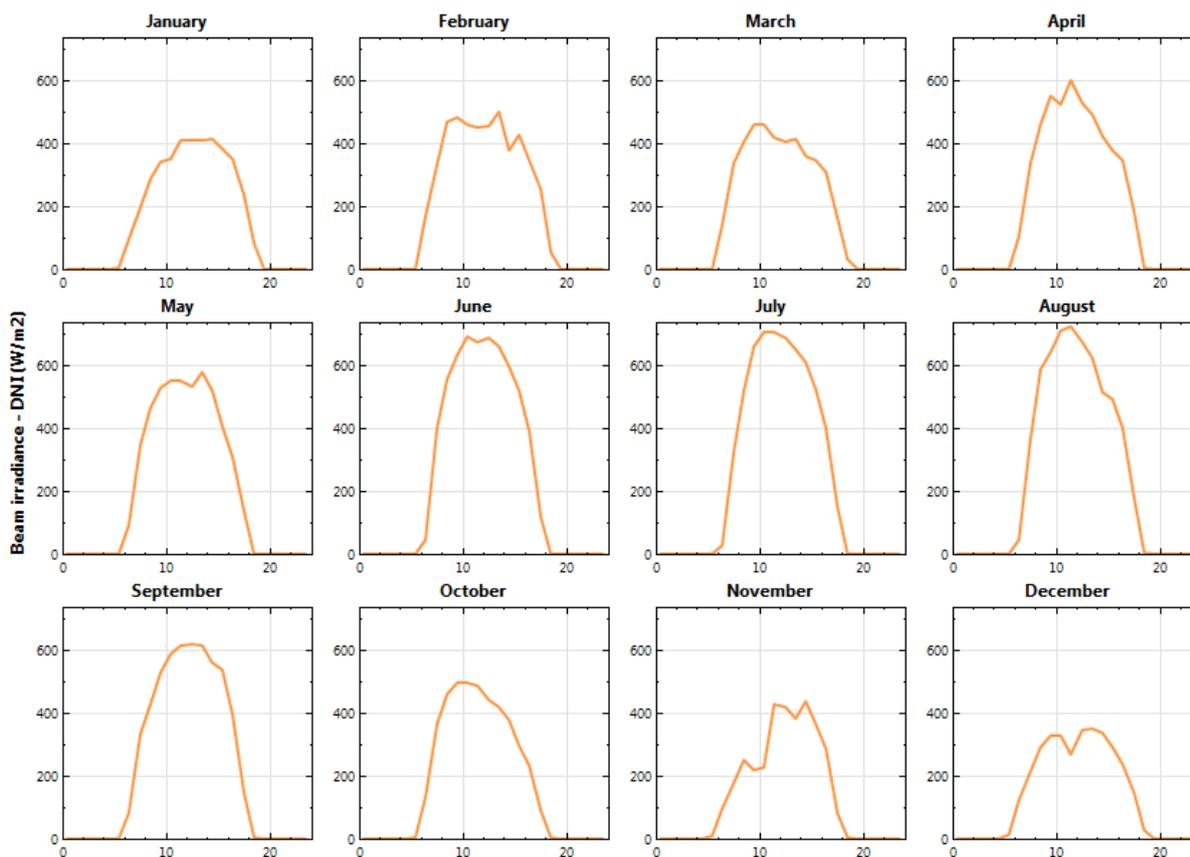


Figura 6.3 Perfis de irradiação solar (DNI) para Brasília - mensal

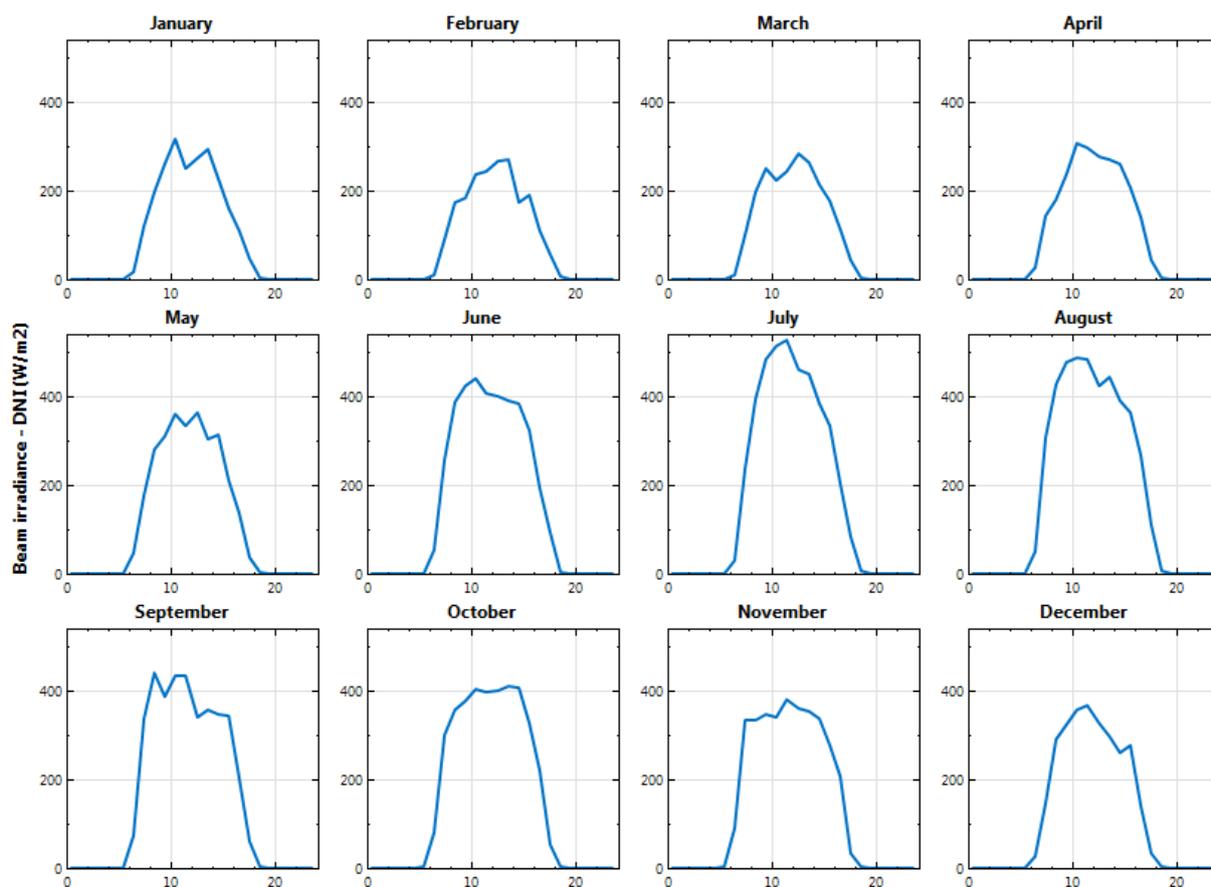


Figura 6.4 Perfis de irradiação solar (DNI) para Petrolina - mensal

De forma geral, os dados obtidos mostram que a tecnologia do Caso I (calha parabólica) é melhor aproveitada em Bom Jesus da Lapa. A produção de energia em Brasília é 77% do valor produzido na melhor localidade, seguida por Curitiba com 52% da produção e por último Petrolina, que produz metade em relação à Bom Jesus da Lapa.

Para o Caso II, possui maior potencial para gerar eletricidade em comparação com os outros Casos, principalmente devido à sua escala de produção. Bom Jesus da Lapa apresenta o melhor desempenho, estando Petrolina à 17 pontos percentuais abaixo, seguida por Brasília – 19% abaixo de Bom Jesus da Lapa e Curitiba 46% abaixo.

O último caso estudado, Fresnel, pode ser uma alternativa competitiva, em comparação com o Caso II, ao considerar que ocupa uma área menor e mesmo assim possui resultados satisfatórios. Em locais com pouco espaço disponível, seria uma alternativa a ser considerada. Novamente a cidade de Bom Jesus da Lapa está à frente na produção anual, seguida por Petrolina com desempenho de 83% do produzido em Bom Jesus, seguida por Brasília com 25 pontos percentuais abaixo da maior produção e Curitiba com o pior desempenho, 45% do produzido em Bom Jesus.

A cidade de Bom Jesus da Lapa, como visto na bibliografia e confirmado nesse estudo, possui potencial elevado para geração de energia solar. Para a escolha da tecnologia a ser implementada, é

prudente que sejam avaliados outros fatores além da energia gerada em cada ano, pois podem ser limitantes, ou até mesmo inviabilizar completamente uma determinada tecnologia. São fatores como nivelamento do solo, incentivos fiscais e custo da terra que foram tomados como constantes no estudo, mas não representam a realidade.

Foram apresentadas 12 simulações através do software SAM utilizando os recursos computacionais disponíveis com fatores semelhantes, viabilizando uma comparação ligada diretamente à irradiação normal direta, foram enunciados os principais fatores econômicos para o Brasil e os parâmetros físicos para cada caso. Chega-se, então, à conclusão dos objetivos propostos.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Apresentados os principais conceitos relacionados à energia heliotérmica e da simulação de plantas CSP, os objetivos propostos para a continuação do trabalho são estudo detalhado da viabilidade de implantação em Bom Jesus da Lapa, determinando qual tecnologia seria mais apropriada e pesquisa de fatores econômicos reais para cada cidade.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Aman, M.M., Solangi, K.H., Hossain, M.S., Badarudin, A., Jasmon, G.B., Mokhlis, H., Bakar, A.H.A. & Kazi, S.N. (2015). A review of Safety, Health and Environmental (SHE) issues of solar energy system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, Pages 1190-1204, ISSN 1364-0321.
- Baharoon, D.A., Rahman, H.A., Omar, W.Z.W. & Fadhl, S.O. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, Pages 996-1027, ISSN 1364-0321.
- Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica. Site: <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em
- Blair, N., Dobos, A.P., Freeman, J., Neises, T., Wagner, M., Ferguson, T., Gilman, P. & Janzou, S. (2014). System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-61019. Colorado, Estados Unidos da América.
- Burgi, A.S. (2013). Avaliação do Potencial Técnico de Geração Elétrica Termossolar no Brasil a Partir de Modelagem SIG e Simulação de Plantas Virtuais. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Site: <http://www.cepel.br>. Acessado em
- CSP Today. Site: <http://social.csptoday.com>. Acessado em
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2010). Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Brasília, Brasil.
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2014). Balanço Energético Nacional 2014 – Relatório Síntese, ano base 2013. Rio de Janeiro, Brasil.
- Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. (2014). Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro, Brasil.
- Estima, J. (2015). Putting in Place the Solar Potential. Escola Internacional de Energia Solar. Masdar Institute of Science and Technology. Universidade de Brasília, Brasil.
- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L. & Pérez, M. (2010). Parabolic-trough Solar Collectors and their Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 14, Issue 7, Pages 1695-1721, ISSN 1364-0321.
- Gilman, P., Blair, N., Mehos, M., Christensen, C., Janzou, S. & Cameron, C. (2008). Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-670-43704. Colorado, Estados Unidos da América.

- Guimarães, A.P.C., Vieira, L.S.R., Serra, E.T., Melo, S.R.F.C. & Macedo, N.G.L. (2010). Caracterização de Localidades do Semi-Árido para Implantação de um Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, Brasil.
- International Energy Agency. (2010). Technology Roadmap – Concentrating Solar Power. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). 2014 Annual Report. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). Renewable Energy – Medium-Term Market Report. Paris, França.
- International Energy Agency. (2014). Technology Roadmap – Solar Thermal Electricity. Paris, França.
- International Renewable Energy Agency. (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014.
- Kalogirou, S.A. (2009). Solar Energy Engineering – Processes and Systems. Elsevier Inc., ISBN 978-0-12-374501-9. Londres, Inglaterra.
- Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D.Y., Rahman, M.M. & Stefanakos, E.K. (2013). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. Progress in Energy and Combustion Science, Volume 39, Issue 4, Pages 285-319, ISSN 0360-1285.
- Lodi, C. (2011). Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil Utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- Martins, F.R. & Pereira, E.B. (2011). Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. Energy Policy, Volume 39, Issue 7, Pages 4378-4390, ISSN 0301-4215.
- Martins, F.R. (2015). Solar Resources on Brazilian Territory. Escola Internacional de Energia Solar. Universidade Federal de São Paulo, Laboratório de Modelagem Aplicada aos Recursos Renováveis. Universidade de Brasília, Brasil.
- Martins, F.R., Abreu, S.L. & Pereira, E.B. (2012). Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. Energy Policy, Volume 48, Pages 640-649, ISSN 0301-4215.
- Martins, F.R., Pereira, E.B., Silva, S.A.B., Abreu, S.L. & Colle, S. (2008) Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. Energy Policy, Volume 36, Issue 8, Pages 2853-2864, ISSN 0301-4215.
- National Renewable Energy Laboratory. (2009). Solar Advisor Model Reference Manual for CSP Trough Systems – 2009 DRAFT. National Renewable Energy Laboratory. Colorado, Estados Unidos da América.
- National Renewable Energy Laboratory. Site: <http://www.nrel.gov>. Acessado em
- Oliveira Filho, C.M. (2014). Metodologia para Estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. Site: <http://www.ons.org.br/home>. Acessado em

- Peterseim, J.H., White, S., Tadros, A. & Hellwig, U. (2013). Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation?. *Renewable Energy*, Volume 57, Pages 520-532, ISSN 0960-1481.
- Plataforma Online de Helioterminia. Site: <http://energiahelioterminia.gov.br/pt-br>. Acessado em Projeto Energia Heliotérmica, Perspectives for Industrial Development, 2014.
- Rau, C. (2015). Modelling and Simulation of CSP Plant. Escola Internacional de Energia Solar. IA Tech GmbH. Universidade de Brasília, Brasil.
- Rüther, R. (2015). Geração Solar Fotovoltaica no Brasil: Potencial e Desafios. Escola Internacional de Energia Solar. Universidade Federal de Santa Catarina & Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina. Universidade de Brasília, Brasil.
- Schneider, G. (2015). Concentrated Solar Power – State of the Art. Escola Internacional de Energia Solar. Enolcon GmbH. Universidade de Brasília, Brasil.
- Siqueira, M. (2015). Solar Energy Resources – Module 1: Introduction. 36 slides. Apresentação MS PowerPoint. Universidade de Brasília, Brasil.
- SolarGIS. Site: <http://solargis.info>. Acessado em
- Soria, R.A.P. (2011). Cenários de Geração de Eletricidade a Partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: a Influência do Armazenamento de Calor e Híbridização. Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- Stofeel, T., Renné, D., Myers, D., Wilcox, S., Sengupta, M., George R. & Turchi, C. (2010). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data. National Renewable Energy Laboratory.
- Sulyok, C. (2014). Avaliação Econômica de Energia Heliotérmica Concentrada no Semi-Árido Baiano. Universidade Federal da Bahia.
- Tian Y. & Zhao, C.Y. (2013). A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied Energy*, Volume 104, Pages 538-553, ISSN 0306-2619.
- Tiba, C. (2000). Atlas Solarimétrico do Brasil. Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Recife, Brasil.
- Turchi, C. (2010). Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-550-47605. Colorado, Estados Unidos da América.
- U.S. Energy Information Administration. (2014). Full Report – Brazil. Estados Unidos da América.
- Wagner, M.J. & Gilman, P. (2011). Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5500-51825. Colorado, Estados Unidos da América.
- Zhang, H.L., Baeyens, J., Degève, J. & Cacères, G. (2013). Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 22, Pages 466-481, ISSN 1364-0321.

ANEXO 1. Equipamentos de medição

I.1 Heliógrafo:

Instrumento responsável por medir a duração de insolação, ou seja, o período de tempo que a radiação solar supera um dado valor de referência. Tipo Campbell-Stokes.

I.2 Actinógrafo:

Também conhecido como piranógrafo, é utilizado para medição da radiação solar total ou da componente difusa. Receptor com três tiras bimetálicas, sendo duas com as duas extremidades fixas e a do meio com uma extremidade fixa. Erros na faixa de 15 a 20%.

I.3 Piranômetro:

É um instrumento para medição da radiação global e difusa. Para medir a radiação difusa é necessário bloquear a radiação direta, portanto esse instrumento possui um anel de sombreado responsável por esse bloqueio. A radiação direta é calculada a partir das radiações direta e difusa.

I.3.1 Fotovoltaico:

Possui como elemento sensor uma célula fotovoltaica, que produz corrente elétrica quando iluminada, e devido ao seu arranjo é proporcional à intensidade da radiação incidente. Sua resposta é quase instantânea e com erro na ordem de 3%.

I.3.2 Termoelétrico:

O sensor desse elemento é uma pilha termoelétrica com vários termopares em série. A diferença entre as placas da pilha e a tensão elétrica entre os termopares produz um potencial que se relaciona com a radiação incidente. Apesar da tensão ser gerada por diferença de dilatação devido à temperatura, somente o piranômetro Eppley PSP é compensado em temperatura, sendo assim considerado de primeira classe.

Em geral possuem melhores respostas que os actinógrafos, que também apresentam certa dependência do fator cosseno para grandes ângulos de incidência. A média de erro do piranômetro termoelétrico é na faixa de 2 a 5%.

I.4 Pireliômetros:

São instrumentos responsáveis pela medição da radiação direta. Sua abertura para medição é suficiente para a região do circumsolar, portanto o instrumento deve seguir a trajetória do sol com um ângulo de aceitação de 5° e erro na faixa de 0,5%. O alto desempenho é função das propriedades físicas da lente de quartzo e da qualidade da pintura negra interna do tubo do pireliômetro (não

refletiva) (Campbell Scientific – slides). Seu princípio de funcionamento é semelhante ao piranômetro termoelétrico. Os pireliômetros possuem um termômetro incorporado e de acordo com a temperatura registrada existe um fator de correção de calibração.

Após alguns anos de medida é possível estabelecer o TypicalMeteorologicalYear (TMY). Isso representa uma média de vários anos de determinada região e é um dos parâmetros de entrada quando se deseja fazer a avaliação de uma planta CSP. As medidas são mostradas em intervalos de hora e fornecem índices médios de radiação, ventos, temperatura entre outros.