

**ESTUDO DA HIBRIDIZAÇÃO  
HELIOTÉRMICA – BIOMASSA EM  
INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA EM  
DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL**

PAULA CRISTINA GURGEL

DISSERTAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS



**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓSGRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**ESTUDO DA HIBRIDIZAÇÃO HELIOTÉRMICA – BIOMASSA EM  
INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA EM DIFERENTES REGIÕES  
DO BRASIL**

**PAULA CRISTINA GURGEL**

**ORIENTADOR: MÁRIO BENJAMIM BAPTISTA DE SIQUEIRA  
DISSERTAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS  
BRASÍLIA/DF: JULHO - 2020**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓSGRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**ESTUDO DA HIBRIDIZAÇÃO HELIOTÉRMICA –  
BIOMASSA EM INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA EM  
DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-  
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS DA FACULDADE DE  
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU  
DE MESTRE EM CIÊNCIAS MECÂNICAS.**

APROVADA POR:

---

**Prof. Mário Benjamim Baptista de Siqueira, Dr. (ENM – UnB)**  
(Orientador)

---

**Prof. Antônio César Pinho Brasil Júnior, Dr. (ENM – UnB)**  
(Examinador Interno)

---

**Prof. Fábio Cordeiro Lisboa, Dr. (FGA – UNB)**  
(Examinador Externo)

**BRASÍLIA/DF, 23 de julho de 2020.**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

**GURGEL, PAULA CRISTINA**

Estudo da hibridização heliotérmica – biomassa em indústria sucroalcooleira em diferentes regiões do Brasil [Distrito Federal] 2020.

xviii,103p.210x297mm (PPGCM/FT/Unb, Mestre, Ciências Mecânicas, 2020).

Dissertação de Mestrado– Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas.

- |                              |                                  |
|------------------------------|----------------------------------|
| 1. HIBRIDIZAÇÃO CSP-BIOMASSA | 2.CSP NO BRASIL                  |
| 3. ENERGIA HELIOTÉRMICA      | 4. COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR |

**I.ENM/FT/UnbII.Brasília**

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

GURGEL P.C, Estudo da Hibridização CSP – Biomassa em diferentes sucroalcooleiras como forma de inserção da tecnologia no Brasil. Dissertação de Mestrado em Ciências Mecânicas. Publicação ENM.DM –, Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF.

## **CESSÃO DE DIREITOS**

**AUTOR:** Paula Cristina Gurgel

**TÍTULO:** Estudo da Hibridização Heliotérmica – Biomassa em Indústria Sucroalcooleira em Diferentes Regiões do Brasil.

**GRAU:** Mestre      **ANO:** 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

PAULA CRISTINA GURGEL

*Dedico esse trabalho a todos aqueles que seguem fazendo ciência, mesmo que em períodos onde o obscurantismo prevalece.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à minha família pelo amor, paciência e incentivo constante, sobretudo à minha mãe Sandra, à minha irmã Patrícia, à minha madrinha Cirlene e ao meu esposo Godinho, que me apoia diariamente e me dá o suporte para que possamos seguir realizando sonhos juntos. Obrigada por fazerem qualquer conquista não ser minha, e sim nossa.

Agradeço também ao meu amigo Raflem Christian, que se tornou um verdadeiro irmão, me apoiando e embarcando nos desafios juntos desde o começo da graduação. Assim como às minhas amigas Isa e Danielle, obrigada por terem tornado os períodos conturbados mais leve e feliz. Agradeço aos meus colegas de laboratório Dario Fantini e Tainara Costa por toda companhia e ajuda quando precisei.

Agradeço a todos professores que contribuíram para minha formação, especialmente a Prof.<sup>a</sup> Roseany Lopes por ter me apresentado ao mundo acadêmico e sempre me incentivado a continuar mesmo diante as dificuldades. Ao Prof. Fábio Alfaia, pela gentileza e disponibilidade sempre que precisei. Ao Prof. Gurgel no auxílio do desenvolvimento desse trabalho. Por último, e não menos importante, agradeço ao Prof. Mário Benjamin pela orientação, parceria e paciência para realização desse trabalho.

Agradeço ainda à CNPq pelo fomento da bolsa que possibilitou a realização desse trabalho, e pelo financiamento do projeto Simulação e Otimização Operacional de Unidade de Geração de Vapor Híbrida Bagaço de Cana – Heliotérmica em Instalação de Cogeração de Usina Produtora de Etanol (processo número 407076/2013-1), que deu a origem a essa pesquisa. Esse trabalho também teve apoio do projeto Híbridização de Fontes de Geração de Energia Elétrica como Alternativa Tecnológica de Remediação Ambiental de Áreas Degradadas por Resíduos Sólidos Urbanos – Estudo de Caso: Aterro Controlado do Jockey Clube (Lixão da Estrutural – Brasília – DF), projeto P&D ANEEL financiado pela CEB Geração S.A. e CEB Lajeado S.A. (Projeto número PD – 05159-1801/2018).

*“Pra que amanhã não seja só um ontem com um novo nome”*  
*Emicida*

## RESUMO

A energia solar concentrada (CSP) é uma forma de emprego da energia solar para gerar energia térmica ou elétrica, em que se utiliza um campo de espelhos para concentrar a radiação solar em um receptor que aquece um fluido de trabalho, e quando ligado a um bloco de potência é capaz de gerar eletricidade por meio de turbogeradores. Para geração de energia elétrica, ela opera de forma similar a uma termelétrica tradicional, porém o calor fornecido ao sistema não se dá através da queima de um combustível e sim por meio do sol. Atualmente no Brasil não existe nenhuma planta que utilize CSP para geração de energia elétrica, mesmo o país possuindo índices relevantes de irradiação solar. Em contrapartida, o Brasil é consolidado no mercado de cana de açúcar, sendo o líder mundial no setor. Grande parte das sucroalcooleiras operam com sistema de cogeração de energia, em que se queima o bagaço da cana de açúcar para geração de energia elétrica e térmica que alimenta os processos de produção de açúcar e etanol, e a energia elétrica excedente desses processos é exportada para rede. O Brasil possui atualmente mais de 400 usinas sucroalcooleiras que operam nesse sistema. Diante disso, esse trabalho se propôs a estudar a viabilidade da hibridização CSP com biomassa da cana de açúcar utilizando disso como uma forma de entrada da energia solar concentrada para geração de energia elétrica no país, visto que as duas fontes compartilhariam o mesmo bloco de potência, reduzindo custos de implantação, além de economizar bagaço no período da safra que poderia ser estocado para estender a geração para o período de entressafra. O estudo foi realizado utilizando 7 usinas de diferentes regiões do país e com diferentes potências instalada. O campo solar foi modelado utilizando a tecnologia de torre central sem armazenamento térmico e foi realizado no SAM, variando a potência para cada usina estudada. A modelagem do sistema híbrido foi feita considerando que o campo solar e a caldeira iriam operar em paralelo fornecendo vapor ao sistema, que opera em ciclo Rankine. Por meio do balanço de energia, foram determinadas as parcelas de vapor fornecidas pelo campo solar e pela caldeira, o que possibilitou o cálculo do consumo e da economia de bagaço. O estudo mostrou que o bloco de potência instalado e a incidência solar são os fatores que mais impactam na eficiência da hibridização, e ainda que as usinas de potência intermediária instalada são que tem melhor desempenho para o modelo proposto. O pior resultado foi obtido para a usina localizada em SP, que teve a DNI média mais baixa, e obteve economia percentual de bagaço de 3% e aumento de energia elétrica de 4,9%. Em contrapartida, a usina localizada no PI, que tinha o bloco de potência mais baixo, mas a média da DNI alta, apresentou 36% de economia de bagaço e 11% de aumento de energia elétrica gerada. A alteração do múltiplo solar afetou de forma significativa apenas a usina de alto bloco de potência instalado. Como forma de inserção da tecnologia no país, a hibridização se mostrou como uma alternativa viável a curto prazo, visto que ela reduz o LCOE para sistemas CSP, as usinas já possuem bloco de potência instalado, já estão inseridas no sistema elétrico brasileiro, utilizam biomassa de baixo custo, e principalmente, devido à disponibilidade solarimétrica do país.

**Palavras – chaves:** Hibridização CSP-biomassa, CSP no Brasil, Energia heliotérmica, Componentes da radiação solar.

## ABSTRACT

Concentrated solar power (CSP) is a way of using solar energy to generate thermal or electric energy, which uses a mirror field to focus the solar recording on a receiver that heats up a working fluid, and when a power block is activated is capable of generating electricity through turbogenerators. For electricity generation, it operates similarly to a traditional thermoelectric plant, however the heat supplied to the system does not occur through the burning of a fuel, but through the sun. Currently, there is no plant in Brazil that uses CSP to generate electricity, even though the country has relevant levels of solar radiation. In contrast, Brazil is consolidated in the sugar cane market, being the world leader in the sector. A large part of the sugar and alcohol plants operate with an energy cogeneration system, in which the sugarcane bagasse is burned to generate electrical and thermal energy that feeds the sugar and ethanol production processes, and the excess electrical energy from these processes is exported to the grid. Currently, Brazil has more than 400 sugar and alcohol plants operating in these system. Therefore, this work proposed to study the feasibility of CSP hybridization with sugar cane biomass, using this as a way of entering concentrated solar power to generate electricity in the country, since the two sources would share the same power block, reducing implementation costs, in addition to saving bagasse during the harvest period that could be stored to extend generation to the off-season. The study was carried out using 7 plants from different regions of the country and with different installed powers. The solar field was modeled using the central tower technology without thermal storage and was carried out at SAM, varying the power for each plant studied. The modeling of the hybrid system was made considering that the solar field and the boiler would operate in parallel supplying steam to the system, which operates in Rankine cycle. By means of the energy balance, the steam parcels provided by the solar field and the boiler were determined, which enabled the calculation of bagasse consumption and savings. The study showed that the installed power block and solar incidence are the factors that most impact on hybridization efficiency, and also that the installed intermediate power plants have the best performance for the proposed model. The worst result was obtained for the plant located in the west of SP, which had the lowest DNI average, and obtained bagasse percentage savings of 3% and an increase in electricity of 4.9%. On the other hand, the plant located in the PI, which had the lowest power block, but the a high DNI average, showed 36% bagasse savings and 11% increased electricity generated. The change in the solar multiple affected significantly only the high-power plant installed. As a way of inserting technology in the country, hybridization proved to be a viable alternative in the short term, since it reduces the LCOE for CSP systems, the plants already have installed power blocks, are already inserted in the Brazilian electrical system, use low cost biomass, and mainly, due to the country's solarimetric availability.

**Keywords:** CSP-biomass hybridization, CSP in Brazil, Heliothermic energy, Components of solar radiation

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO GERAL	2
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	3
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>5</b>
2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS	5
2.2 PANORAMA GLOBAL DA CSP	6
2.3 PANORAMA NACIONAL DA CSP	8
2.4 HIBRIDIZAÇÃO CSP	9
<b>3. REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>12</b>
3.1 ENERGIA SOLAR	12
3.1.1 RADIAÇÃO SOLAR	12
3.1.2 ÂNGULOS SOLARES	12
3.1.3 RADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE OU DE TOPO DE ATMOSFERA	14
3.1.4 MODELOS PARA DETERMINAR A FRAÇÃO DIRETA E DIFUSA DA RADIAÇÃO GLOBAL	17
3.1.5 DADOS SOLARIMÉTRICOS NO BRASIL	19
3.2 ENERGIA SOLAR CONCENTRADA (CSP)	21
3.2.1 TECNOLOGIAS DE SISTEMAS CSP	23
3.3 BIOELETRICIDADE DA CANA DE AÇÚCAR NO BRASIL	26
3.3.1 SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SUCROALCOOLEIRA	27
<b>4. METODOLOGIA</b>	<b>29</b>
4.1 MODELAGEM DO CAMPO SOLAR	29
4.1.1 ESCOLHA DA TECNOLOGIA CSP	29
4.1.2 SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)	30
4.1.3 CARACTERIZAÇÃO DO CAMPO SOLAR	31
4.1.4 CONSTRUÇÃO DO TMY	31
4.2 HIBRIDIZAÇÃO	32
4.2.1 CALDEIRA	32
4.2.2 EFICIÊNCIA TÉRMICA DA CALDEIRA	36
4.2.2.1 Eficiência Térmica da Caldeira com Carga Parcial	37
4.2.3 EFICIÊNCIA TÉRMICA DO CAMPO SOLAR	39
4.2.4 EFICIÊNCIA DE CONVERSÃO SOLAR – ELÉTRICA	39
4.2.5 FUNCIONAMENTO NA SAFRA	40

4.2.6	FUNCIONAMENTO NA ENTRESSAFRA	45
4.3	USINAS ESTUDADAS	45
4.4	ANÁLISE ECONÔMICA	60
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>62</b>
<b>5.1</b>	<b>VALIDAÇÃO DO MODELO DE HIBRIDIZAÇÃO PROPOSTO</b>	<b>62</b>
<b>5.2</b>	<b>APLICAÇÃO DO MODELO PARA AS USINAS ESTUDADAS</b>	<b>67</b>
5.2.1	RESULTADO DO CAMPO SOLAR	67
5.2.2	RESULTADO DA HIBRIDIZAÇÃO	68
<b>5.3</b>	<b>CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)</b>	<b>83</b>
<b>5.4</b>	<b>AVALIAÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO COMO INCENTIVO PARA CSP NO BRASIL</b>	<b>85</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS</b>	<b>87</b>
<b>7.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIAS</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS</b>		<b>99</b>
<b>ANEXO A – TELAS DO SAM PARA MODELAGEM DA USINA BASE</b>		<b>99</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1. INSTALAÇÕES CSP NO MUNDO. FONTE: NREL (2020) .....	7
TABELA 2. DADOS METEOROLÓGICOS SOLICITADOS.....	32
TABELA 3. DADOS GEOGRÁFICOS, CLIMÁTICOS E DE GERAÇÃO DAS USINAS .....	46
TABELA 4. DADOS DE OPERAÇÃO DA USINA BASE, V, VI E VII. ....	48
TABELA 5. DADOS DE OPERAÇÃO DA USINA I.....	50
TABELA 6. DADOS DE OPERAÇÃO DA USINA II.....	52
TABELA 7. DADOS DE OPERAÇÃO DA USINA III.....	54
TABELA 8. DADOS DE OPERAÇÃO DA USINA IV.....	56
TABELA 9. PARÂMETROS DO CAMPO SOLAR PARA CADA USINA. ....	58
TABELA 10. CUSTOS CONSIDERADOS PARA O LCOE DO SISTEMA APENAS CSP.....	61
TABELA 11. VALORES DA TERRA. FONTE: INCRA,2019.....	61
TABELA 12. DADOS UTILIZADO PARA MODELAGEM DO CAMPO SOLAR.....	62
TABELA 13. COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES OBTIDOS E OS VALORES DO TRABALHO DE REFERÊNCIA.....	63
TABELA 14. EFICIÊNCIA DO RECEPTOR E DO CAMPO SOLAR .....	67
TABELA 15. GANHOS DA HIBRIDIZAÇÃO PARA CADA UMA DAS USINAS DURANTE A SAFRA .....	77
TABELA 16. GANHOS DA HIBRIDIZAÇÃO PARA CADA UMA DAS USINAS DURANTE A ENTRESSAFRA .....	79
TABELA 17. GANHOS ANUAIS DA HIBRIDIZAÇÃO PARA CADA UMA DAS USINAS.....	81
TABELA 18. GANHOS DA HIBRIDIZAÇÃO PARA CADA UMA DAS USINAS NA SIMULAÇÃO DE COMPARAÇÃO .81	
TABELA 19. COMPARAÇÃO ENTRE O LCOE DE UM SISTEMA APENAS CSP UM SISTEMA HÍBRIDO (CSP + BAGAÇO DA CANA DE AÇÚCAR) .....	83

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. INSTALAÇÕES CSP NO MUNDO. FONTE: NREL (2020) .....	6
FIGURA 2. ÂNGULOS SOLARES. FONTE: ADAPTADO DE KALOGIROU, 2014. ....	13
FIGURA 3. VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO EXTRATERRESTRE AO LONGO DO ANO. ADAPTADO DE KALOGIROU, 2014. ....	14
FIGURA 4. MOVIMENTAÇÃO DA TERRA EM TORNO DO SOL NOS PERÍODOS DO ANO. ADAPTADO DE KALOGIROU, 2014. ....	15
FIGURA 5. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS DA REDE SONDA E DO INMET. FONTE: ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2017. ....	21
FIGURA 6. TIPOS DE TECNOLOGIA CSP. FONTE: ADAPTADO DE BUCK & SCHWARZBÖZL (2018). ....	24
FIGURA 7. ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DE UMA SUCROALCOOLEIRA COM COGERAÇÃO. FONTE PRÓPRIA. .....	27
FIGURA 8. VARIAÇÃO DA EFICIÊNCIA EM FUNÇÃO DA CARGA DA CALDEIRA PARA USINA II. FONTE PRÓPRIA. .....	39
FIGURA 9. SISTEMA HÍBRIDO DURANTE HORAS DE SOL. FONTE PRÓPRIA. ....	41
FIGURA 10. SISTEMA HÍBRIDO DURANTE HORAS SEM SOL. FONTE PRÓPRIA .....	42
FIGURA 11. FORMA DE OPERAÇÃO NA ENTRESSAFRA. FONTE PRÓPRIA. ....	45
FIGURA 12. USINAS COM COGERAÇÃO NO BRASIL, USINAS ESTUDADAS E DNI. FONTE: PRÓPRIA. ....	46
FIGURA 13. BLOCO DE POTÊNCIA DA USINA BASE DURANTE A SAFRA. FONTE: ADAPTADO DE BURIN (2015) .....	49
FIGURA 14. BLOCO DE POTÊNCIA DA USINA I DURANTE A SAFRA. FONTE PRÓPRIA .....	51
FIGURA 15. BLOCO DE POTÊNCIA DA USINA II DURANTE A SAFRA. FONTE PRÓPRIA. ....	53
FIGURA 16. BLOCO DE POTÊNCIA DA USINA III DURANTE A SAFRA. FONTE PRÓPRIA. ....	55
FIGURA 17. BLOCO DE POTÊNCIA DA USINA IV DURANTE A SAFRA. FONTE PRÓPRIA. ....	57
FIGURA 18. COMPORTAMENTO DE 7 DIAS NO PERÍODO SECO. FONTE PRÓPRIA. ....	65
FIGURA 19. COMPORTAMENTO DE 7 DIAS NO PERÍODO SECO. FONTE PRÓPRIA. ....	66
FIGURA 20. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA GOIANÉSIA (USINA I). FONTE: SAM. ....	69
FIGURA 21. ECONOMIA E ESTOQUE MENSIS DE BAGAÇO DA USINA I. FONTE PRÓPRIA. ....	69
FIGURA 22. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA CHAPADÃO DO SUL (USINA II). FONTE: SAM .....	70
FIGURA 23. ECONOMIA E ESTOQUE MENSIS DE BAGAÇO DA USINA II. FONTE PRÓPRIA. ....	70
FIGURA 24. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA PRESIDENTE PRUDENTE (USINA III). FONTE: SAM. ....	71
FIGURA 25. . ECONOMIA E ESTOQUE MENSIS DE BAGAÇO DA USINA III. FONTE PRÓPRIA. ....	71
FIGURA 26. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA TERESINA (USINA IV). FONTE: SAM. ....	72
FIGURA 27. ECONOMIA E ESTOQUE MENSIS DE BAGAÇO DA USINA IV. FONTE PRÓPRIA. ....	72
FIGURA 28. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA MACEIÓ (USINA V). FONTE: SAM. ....	73
FIGURA 29. ECONOMIA E ESTOQUE MENSIS DE BAGAÇO DA USINA V. FONTE PRÓPRIA. ....	73

FIGURA 30. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA ITUMBIARA (USINA VI). FONTE: SAM. ...	74
FIGURA 31. ECONOMIA E ESTOQUE MENSAL DE BAGAÇO DA USINA VI. FONTE PRÓPRIA. ....	74
FIGURA 32. DNI DE UM DIA TÍPICO DE CADA MÊS DO ANO PARA CASA BRANCA (USINA VII). FONTE: SAM. .....	75
FIGURA 33. ECONOMIA E ESTOQUE MENSAL DE BAGAÇO DA USINA VII. FONTE PRÓPRIA. ....	75
FIGURA 34. ESCOLHA DO TMY NO SAM. FONTE PRÓPRIA. ....	99
FIGURA 35. PARÂMETROS DE ENTRADA DO SAM. FONTE PRÓPRIA. ....	99
FIGURA 36. OTIMIZAÇÃO DO CAMPO SOLAR NO SAM. FONTE PRÓPRIA.....	100
FIGURA 37. RESULTADOS HORÁRIOS DISPONIBILIZADOS EM TABELA PELO SAM. FONTE PRÓPRIA.....	101
FIGURA 38. RESULTADOS EM FORMA DE PERFS. FONTE PRÓPRIA. ....	102
FIGURA 39. RESULTADOS EM FORMA DE SÉRIES TEMPORAIS. FONTE PRÓPRIA. ....	103

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área
C	Carbono
CH <sub>4</sub>	Metano
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
E	Equação do tempo
E <sub>0</sub>	Fator de correção da excentricidade da órbita terrestre
G	Giga
g	Gramas
h	Entalpia
H	Hidrogênio
I	Radiação
$I_{CS}$	Constante solar
k	Quilo
K <sub>T</sub>	Índice de claridade
L <sub>loc</sub>	Longitude da posição do sol
L <sub>st</sub>	Longitude da hora padrão
$\dot{m}$	Fluxo de massa
M	Mega
m	Metro
N	Dia juliano
NO <sub>x</sub>	Óxidos de nitrogênio
Nu	Número de Nusselt
Pr	Número de Prandtl

PV	Fotovoltaica
$\dot{Q}$	Taxa de calor
Re	Número de Reynolds
s	Segundos
SO <sub>2</sub>	Dióxido de sulfato
$T_a$	Temperatura do ambiente
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
$ur$	Umidade relativa
W	Watt
Wh	Watt -hora

#### **Letras Gregas**

$\alpha$	Ângulo da altitude solar
$\eta$	Eficiência
$\theta_z$	Ângulo zenital
$\phi$	Latitude
$\delta$	Declinação solar
$\mu$	Viscosidade dinâmica do fluido
$\omega$	Ângulo horário
$\gamma_s$	Ângulo de azimute solar

#### **Siglas**

BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco

CRESP	Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina
CSP	Energia solar concentrada
DLR	Centro Aeroespacial Alemão
DNI	Radiação Normal direta
ETA	Estudo Técnico Ambiental
FHI	Integração térmica flexível
GEE	Gases de efeito estufa
GEF	Fundo Mundial para o Ambiente
GHI	Radiação Global Horizontal
GIS	Geographic Information System
IEA	International Energy Agency
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais
IRENA	International Renewable Energy Agency
LABREN	Laboratory of Modeling and Studies of Renewable Energy Resources
LCOE	Levelised Cost of Electricity
MS	Múltiplo Solar
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCI	Poder Calorífico Inferior
SAM	System Advisor Model
SMILE	Sistema Solar Híbrido com Microturbina para Geração de Eletricidade e Cogeração de Calor na Agroindústria
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment project
TMY	Ano meteorológico típico

UNEP	Programa das Nações Unidas para o Ambiente
ÚNICA	União da Indústria da Cana de Açúcar
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
VHP	Very High Polarization
WRC	Centro Mundial de Radiação

### **Subscritos**

<i>0</i>	Extraterrestre
<i>d</i>	Difusa
<i>b</i>	Direta
<i>c</i>	Caldeira
<i>evap</i>	Evaporador
<i>sup.aq</i>	Superaquecedor
<i>v</i>	Vapor
<i>in</i>	Entrada da caldeira
<i>out,c</i>	Saída da caldeira
<i>out,s</i>	Saída do campo solar
<i>bag</i>	Bagaço
<i>S</i>	Solar
<i>T</i>	Total

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização

O Brasil possui uma matriz energética predominantemente renovável, sendo que em 2018 obteve uma participação de 83,3% na oferta interna de eletricidade, que representa a soma da produção interna e da parte importada. Já a participação apenas na produção interna de energia primária, a matriz energética nacional conta com 41,8% de energias renováveis, em que 16,6% dessa energia, são provenientes da cana – de – açúcar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA., 2019).

Segundo o boletim da União da Indústria de Cana de Açúcar (Unica) (2018), a capacidade instalada de biomassa de cana no país supera a potência da usina de Belo Monte. Porém, um dos problemas do uso dessa biomassa para gerar energia elétrica é que seu uso é atrelado à produção etanol. No ano de 2016, por exemplo, devido à redução de produção de etanol, houve a baixa de 7% do consumo do bagaço da cana, o que impactou na redução de 1,5 milhões de toneladas equivalente de petróleo (tep) no consumo do setor energético. Além disso, a produção de energia pela queima do bagaço da cana não ocorre durante todo ano, apenas no período de safra, de abril a dezembro para região centro – sul, e de setembro a março para região nordeste (BURIN, E. K., VOGEL, *et al.*, 2016, CONAB, 2020, UNICA, 2018).

Energia solar térmica concentrada (CSP, do inglês *concentrated solar power*) é a energia gerada a partir do aproveitamento térmico da energia do sol. As plantas heliotérmicas geram energia elétrica ou térmica convertendo a radiação solar em calor de alta temperatura, que para o caso de energia elétricas, é usado para acionar turbinas a vapor. Assim, essas usinas possuem duas partes principais: o campo solar e o bloco de potência. O campo solar concentra a radiação solar direta, por meio de espelhos, e a converte em energia térmica. Esse calor é utilizado para gerar vapor que aciona o bloco de potência para gerar energia elétrica. As heliotérmicas podem funcionar com sistema de armazenamento, aumentando o fator de capacidade por operar em horas sem incidência solar, ou combinada com usinas que operem no ciclo Rankine (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, FICHTER, SORIA, *et al.*, 2017, INPE, 2017, SHAHSAVARI, AKBARI, 2018).

Segundo PANTALEO *et al.* (2017), o sistema CSP pode ser implantado por meio de adaptações em uma planta já existente, porém devem ser realizados estudos desse sistema híbrido, como simulações tecnológicas, econômicas e termodinâmicas. Um sistema híbrido biomassa – CSP, permite que a planta CSP opere parcialmente usando a queima da biomassa como combustível reserva, que fornece energia térmica necessária ao sistema para as horas de baixa energia solar, garantindo a produção elétrica constante a partir do trabalho contínuo das turbinas a vapor (BURIN, E, 2015, SORIA, PORTUGAL-PEREIRA, *et al.*, 2015).

O Brasil possui atualmente 405 usinas sucroalcooleiras com cogeração de energia elétrica e um vasto potencial solarimétrico (ANEEL, 2020). Tendo em vista a possibilidade de integração da energia CSP à sistemas que operam em ciclo Rankine, tem-se nesse cenário uma possibilidade de se utilizar a estrutura já existente nessas usinas de cogeração, para hibridização com uma planta solar heliotérmica, em que se operaria um sistema do tipo CSP em conjunto com as caldeiras de queima de biomassa para geração de energia elétrica. Dessa forma, os custos de implementação da CSP seriam reduzidos, e não seria necessário um sistema de armazenamento térmico, uma vez que a queima do bagaço da cana de açúcar atuaria também como sistema de *backup* da usina. Além disso, a quantidade de bagaço queimada durante o período da safra seria reduzida, uma vez que parte do vapor demandado pelo bloco de potência seria fornecido também pelo campo solar. Com isso, seria possível aumentar a quantidade de bagaço estocada durante o período da safra, que pode ser utilizado para estender o período de operação na entressafra, ou até mesmo vendido para usinas que produzem etanol celulósico. E ainda, se trata de duas fontes renováveis, de baixa emissão de CO<sub>2</sub>, e que se complementariam uma vez que uma fonte é sazonal e outra intermitente (BURIN, E, 2015, BURIN, E. K., VOGEL, *et al.*, 2016, UNICA, 2018).

Dentro desse contexto, duas questões científicas relevantes podem ser propostas: 1 - Até que ponto os ganhos energéticos dessa hibridização são dependentes do recurso solar; 2 - Existe no Brasil uma superposição do potencial de cogeração e do recurso solar de forma que beneficie essa tecnologia?

## **1.2 Objetivo geral**

Diante do exposto, esse trabalho tem por objetivo avaliar a hibridização CSP do tipo Torre Central em sucroalcooleiras de diferentes regiões do Brasil como forma de

inserção dessa tecnologia do país. A tecnologia Torre Central foi escolhida baseada em estudos anteriores que sugerem ela como adequada para essa aplicação pela sua alta eficiência e compatibilidade temperatura de operação de usinas de cogeração (BURIN *et al.*, 2016). Para atingir esse objetivo geral proposto, algumas etapas precisam ser cumpridas caracterizadas aqui como objetivos específicos.

### **1.3 Objetivos específicos**

- Desenvolver tratamento de dados meteorológicos e aplicação de modelo de estimativa para determinar DNI;
- Construir ano meteorológico típico para cada região estudada;
- Elaborar um modelo de baixo custo computacional, baseado em balanços de energia realizados na caldeira e no campo solar;
- Validar do modelo proposto;
- Simular do campo solar para cada usina, de acordo com o seu bloco de potência;
- Avaliar os ganhos energéticos da hibridização e sua relação com o recurso solar local extrapolando para o território nacional.

### **1.4 Organização do Trabalho**

Essa dissertação é dividida em 5 tópicos. O primeiro deles é a introdução, onde o problema é definido assim como os objetivos propostos.

O segundo é apresentado o estado da arte de CSP, mostrando o atual panorama global e nacional. Além disso, são discutidos alguns trabalhos na literatura sobre hibridização de CSP com biomassa.

No terceiro, a revisão teórica é feita, em que são definidos conceitos sobre temas estudados.

O quarto aborda a metodologia adotada. Neste capítulo as usinas estudadas são definidas, o tratamento dos dados meteorológicos é especificado, a simulação do campo solar é descrita, assim como a modelagem proposta para a simulação da usina.

O quinto mostra os resultados e discussões. Nele, o modelo proposto é validado e aplicado para outras usinas, discutindo os valores obtidos com dados encontrados na literatura. Além disso é feita a avaliação de se usar essa hibridização como uma oportunidade para inserção da CSP no Brasil.

O sexto e último é a conclusão, onde são feitas as considerações finais e sugestões para possíveis trabalhos futuros.

## 2. REVISÃO BILIOGRÁFICA

### 2.1 Energias renováveis

As plantas de geração de energia a base combustíveis fósseis, que hoje respondem por aproximadamente 64% da geração de eletricidade mundial (IEA, 2019b), são as principais responsáveis por emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de nitrogênios (NO<sub>x</sub>) e dióxido de sulfato (SO<sub>2</sub>), sendo que cerca de 40% da produção primária de energia global é utilizada para geração de energia elétrica baseada em carvão. Como consequência se tem que, em uma escala global, esse setor produz cerca de 530 g de CO<sub>2</sub> por KWh e é a principal responsável pela emissão de gases de efeito estufa (GEE) (SHAHSAVARI, AKBARI, 2018). Além desse prejuízo ambiental, o recurso energético fóssil é, pela sua própria natureza, esgotável, com duração a níveis atuais de consumo estimada entre 40 e 200 anos, dependendo do tipo de combustível (CAMPBELL, 1991). Os impactos do uso excessivo será um legado para gerações futuras.

Em contraste, as energias renováveis são as energias oriundas de fontes inexauríveis, seja por serem inesgotáveis, presente em grande quantidade, ou por se regenerar em processos naturais. Elas são amplamente disponíveis em várias formas e em diversas regiões do mundo. Seu principal benefício está no aspecto ambiental, em que seu uso está associado a redução da emissão de GEE, que ocorre por meio da substituição de eletricidade baseada em combustíveis fósseis e convencionais. Sua conversão é feita através de fenômenos naturais, como por exemplo, irradiação solar, vento, fluxo de água e vegetação, que são convertidos em formas úteis de energia (FERNÁNDEZ-GONZÁLEZ, RUIZ-BUSTINZA, *et al.*, 2018, SHAHSAVARI, AKBARI, 2018).

Dentre os principais tipos de energias renováveis estão biocombustíveis, biomassa, geotérmica, hidráulica, energia solar, energia das marés, e eólica. Delas, apenas três fontes, biomassa, geotérmica e solar, podem ser usadas para gerar energia térmica suficiente para geração de energia, sendo que a energia solar é a que possui maior potencial em escalar global, uma vez que as geotérmicas são limitadas a poucos locais e a biomassa não é onipresente na natureza (FERNÁNDEZ-GONZÁLEZ, RUIZ-BUSTINZA, *et al.*, 2018, KABIR, KUMAR, *et al.*, 2018).

## 2.2 Panorama Global da CSP

A Figura 1 mostra a quantidade atual de instalações de energia solar térmica concentrada (CSP) no mundo. A Espanha lidera com 53 empreendimentos, seguida dos Estados Unidos com 51, China com 25 e Índia com 11 (NREL, 2020).

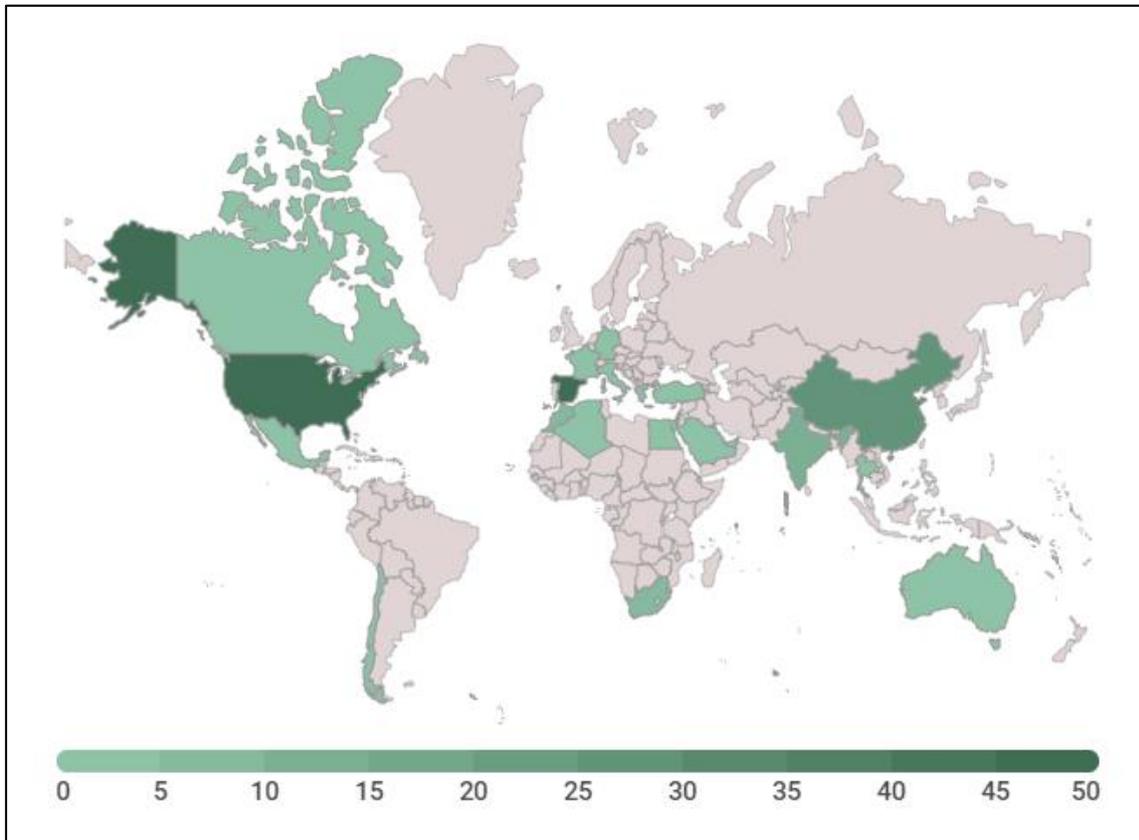


Figura 1. Instalações CSP no mundo. Fonte: NREL (2020)

Apesar do protagonismo da Espanha e dos Estados Unidos, é previsto que o crescimento até 2023 seja devido à China, e a região do Oriente Médio e norte da África, que podem contribuir com mais 4 GW na capacidade instalada mundial (IEA, 2019a).

No final de 2018 a capacidade instalada de usinas CSP em todo mundo foi de 5,5 GW. Esse valor é mais de 4 vezes maior do que se tinha em 2010, mas ainda assim, dentre as fontes renováveis como eólica, solar fotovoltaica (PV), hidroelétrica, geotérmica e bioenergia, é a que possui menor capacidade instalada. Ao comparar especificamente com a solar PV, esse valor de capacidade instalada da CSP foi alcançado pela PV em 2005 (IRENA, 2019). O principal fator para isso são os custos de implantação e da energia produzida, que acaba sendo maior do que a de outras fontes renováveis, como solar PV e eólica. E mesmo tendo em vista que elas não têm a possibilidade de fornecer

energia sob demanda, e por isso, colocam os sistemas de energia solar concentrada com armazenamento térmico e/ou hibridização em vantagem, deve-se ter em mente que a redução significativa dos custos é necessária para que a CSP tenha participação competitiva no mercado energético. Essa redução, apesar de gradativa, já pode ser observada. Para o ano de 2018, o custo global médio total de instalação diminuiu cerca de 28% (BUCK, SCHWARZBÖZL, 2018, IRENA, 2019).

Quanto a tecnologia empregada, a Tabela 1 mostra o atual cenário de instalações de CSP no mundo:

Tabela 1. Instalações CSP no mundo. Fonte: NREL (2020)

	Calha Parabólica	Linear Fresnel	Torre Central	Disco Parabólico
Em desenvolvimento	3	1	8	0
Em construção	10	2	4	0
Operando	83	6	21	0
Fora de Operação	5	4	4	2

As plantas em desenvolvimento são as que possuem contrato já assinado, mas que a construção ainda está pendente, e as fora de operação são projetos que foram extintos ou que foram demonstrações apenas por um tempo (NREL, 2020). Ao comparar as tecnologias, percebe-se a vantagem da calha parabólica em relação as demais. Isso se dá porque ela é uma tecnologia madura, com o primeiro sistema instalado em 1912 próximo ao Cairo (ISLAM, HUDA, *et al.*, 2018). Essa consolidação operacional faz com que os projetos que utilizem essa tecnologia sejam considerados de baixo risco. Contudo, ela apresenta limitações de operação que são desvantajosas, principalmente quando comparada com outras tecnologias, como o uso de óleo como fluido de transferência de calor, que restringe a operação em 400°C para preservar sua integridade (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, IRENA, 2012). Isso diminui a eficiência termodinâmica, uma vez que com maiores temperaturas os ciclos de potência tendem a aumentar eficiência quando não há perdas de calor consideráveis. Nesse sentido, a torre central opera de forma oposta, uma vez que ela possui taxa de concentração maior, e consegue atingir temperaturas mais altas. Isso é vantajoso porque além de aumentar a eficiência, se torna atrativo para sistemas de armazenamento térmico, que conseguem permitir maiores diferenciais de temperatura, o que reduz custos do armazenamento em até 3 vezes (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, IRENA, 2012). Essa redução impacta diretamente no custo nivelado da energia (LCOE, do inglês *levelised cost of electricity*),

que tende a diminuir conforme o fator de capacidade aumenta, fato que não ocorre com a calha parabólica. Essa vantagem faz com que a torre central seja a tecnologia mais competitiva para a calha parabólica, o que é evidenciado na Tabela 1 (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, IEA, 2019a, IRENA, 2012).

### **2.3 Panorama Nacional da CSP**

A tecnologia CSP para geração de eletricidade ainda é embrionária no Brasil, dos projetos já realizados, o único finalizado e em operação, é de pequeno porte e foi feito como forma de pesquisa em inovação. Os outros, um está em fase de implantação e outro não foi concluído.

O projeto Sistema Híbrido Solar – Biomassa, foi realizado de 2011 a 2016 em parceria do grupo energético CPFL e da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), onde foi construída uma planta utilizando disco parabólico operando com ciclo Rankine orgânico, hibridizado com um sistema de gaseificação de biomassa e motores de combustão interna. Os discos conseguiram gerar 5,6 kWe e o sistema de gaseificação/motor gerou 6,75 kWe (CPFL, 2020).

O projeto SMILE (Sistema Solar Híbrido com Microturbina para Geração de Eletricidade e Cogeração de Calor na Agroindústria) prevê a construção de duas usinas CSP utilizando torre central, uma em Pirassununga – SP e outra em Caiçara do Rio do Vento – RN, que irá fornecer eletricidade e calor às atividades agroindustriais (laticínio e matadouro) (SOLINOVA,2020). As torres terão cada uma 100 kW de potência instalada e utilização o ar como fluido de trabalho. As plantas não contarão inicialmente com armazenamento térmico, porém são projetadas para possível implementação futura. Como forma de atender a demanda em períodos sem sol, será feita hibridização com biomassa, para unidade de Caiçara, e com biodiesel, para unidade de Pirassununga. O projeto é uma parceria do Centro Aeroespacial Alemão (DLR), das empresas Elektro e Solinova e ainda do Grupo de Pesquisa em Reciclagem, Eficiência Energética e Simulação Numérica da Universidade de São Paulo (GREEN/USP), financiado pelo BNDES e se encontra em fase de implantação (SOLINOVA, 2020).

O projeto Helioterm foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) em parceria com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), que tinha por objetivo a construção do Centro de Referência em Energia Solar

de Petrolina (CRESP), uma plataforma experimental de energia solar em Petrolina – PE, região do semiárido nordestino (VIEIRA, GUIMARÃES, *et al.*, 2018). Eles previam a implantação de uma planta piloto heliotérmica de 1MW, utilizando calhas parabólicas com armazenamento térmico de 10 minutos, que seria utilizado apenas para estabilização do sistema, e também de uma planta solar PV de 3 MW integrada à rede. Apesar da construção do campo não ter sido realizada, o projeto, que é ativo até hoje estudando solar PV, deixou como benefício uma estação meteorológica para coleta de dados e o estudo técnico ambiental (ETA), que pode ser utilizado para futuros empreendimentos similares (VIEIRA, GUIMARÃES, *et al.*, 2018).

Além dos projetos citados para eletricidade, existe ainda, um voltado na geração de calor para uso na indústria empregado pela empresa do ramo alimentício *Kraft Food*. A filial de Recife – PE da empresa americana utiliza concentradores do tipo calha parabólica que fornece água pressurizada a temperaturas de 110 °C para ser utilizada nos processos industriais (BEZERRA, 2017).

## **2.4 Hibridização CSP**

Segundo POWELL *et al.* (2017) a hibridização em plantas CSP tem vantagens como: a redução dos custos de capital devido ao compartilhamento de equipamentos; aumento da despachabilidade combinando fonte renovável com não renovável; aumento do fator de capacidade; aumento da confiabilidade; oportunidade de flexibilização operacional e cooperação entre as tecnologias aprimoradas pela otimização do projeto e da operação. Além disso, PRAMANIK & RAVIKRISHNA (2017) destacam que a hibridização permite a implementação de plantas heliotérmicas em regiões com valores moderados de radiação normal direta (DNI), possibilitando que essas plantas fiquem mais perto dos centros de cargas, se afastando das regiões semiáridas secas. Entretanto, esses benefícios estão relacionados a diversos aspectos, dentre os quais, ao tipo da tecnologia solar utilizada, à configuração e tipo da fonte energética da hibridização e ao local escolhido. Assim, a economia e viabilidade técnica desempenham um papel fundamental na escolha do tipo de hibridização (POWELL, RASHID, *et al.*, 2017). A seguir são apresentados alguns trabalhos de hibridização em plantas CSP com variadas fontes energéticas.

No trabalho desenvolvido por PRAMANIK & RAVIKRISHNA (2017) são estudadas as fontes biomassa, eólica, geotérmica, carvão e gás natural como formas de

hibridização com a CSP, onde elas foram classificadas levando em conta o quão renováveis são, baseado na emissão de CO<sub>2</sub>. As fontes de baixo grau renovável (> 200 KgCO<sub>2</sub>/MWh), como carvão e de ciclo Brayton, são as tecnologias mais maduras e por isso apresentaram desempenho superior as outras fontes. As de grau médio renovável (< 200 KgCO<sub>2</sub>/MWh), como solar PV com *backup* de gás natural, obtiveram uma participação solar relevante, mas sua entrada no mercado é dificultada devido ao alto custo e baixa eficiência. As fontes de alto grau renovável (< 100 Kg CO<sub>2</sub>/MWh), como geotérmica, eólica e de biomassa apresentaram poucos impactos ambientais, mas para se tornarem competitivas, devem melhorar em alguns aspectos como custo benefício, fator de capacidade e eficiência de conversão solar – elétrica.

POWELL *et al.* (2017) fizeram uma revisão comparando diversas fontes renováveis e não renováveis para hibridização com a CSP. Dentre elas, carvão, gás natural, biocombustíveis, geotérmica, solar PV e eólica. Foi verificado, como era esperado, que o carvão, gás natural e os biocombustíveis apresentaram boas despachabilidade, confiabilidade e flexibilidade, podendo injetar calor no sistema sob diferentes temperaturas. Porém, com exceção dos biocombustíveis, não se tratam de fontes renováveis, apesar de que as hibridizações totalmente renováveis não apresentam o mesmo desempenho das hibridizações de combustíveis compostos por hidrocarbonetos. Na hibridização com a fonte geotérmica, a eficiência do ciclo combinado é limitada devido à necessidade de se operar sob baixas temperaturas. E a hibridização tanto com a solar PV, quanto a eólica, apresentou problemas na capacidade de despacho, mas a solar PV obteve outros pontos positivos, como não ser afetada pela a escolha da tecnologia CSP utilizada.

A hibridização da biomassa em plantas CSP fornece maior participação renovável e é uma forma promissora para usinas de funcionamento contínuo (PRAMANIK, RAVIKRISHNA, 2017). E apesar desse tipo de tecnologia está em estágios iniciais, alguns trabalhos sobre o assunto foram realizados. PETERSEIM *et al.* (2013) estudaram a hibridização da biomassa (madeira) com torre central com armazenamento térmico e sal fundido como fluido de trabalho, e obtiveram que os custos de investimento de uma planta híbrida foram reduzidos em 43% quando comparados com uma planta CSP padrão. Em outro trabalho PETERSEIM *et al.* (2014) avaliaram 17 configurações diferentes possíveis para hibridização CSP – biomassa, utilizando madeira, mas variando a forma em que ela foi queimada e as tecnologias CSP empregadas. SORIA

e colab. (2015) avaliaram a hibridização realizada no semiárido nordestino, da jurema – preta, um tipo de madeira da região, com uma planta solar utilizando coletores do tipo calha parabólica. PANTALEO *et al.* (2020) analisaram o comportamento termodinâmico de uma planta híbrida biomassa (madeira) e CSP do tipo calha parabólica que utiliza turbina a gás e ciclo Rankine orgânico para gerar energia a partir do sistema de armazenamento térmico com sal fundido.

Alguns autores estudaram a hibridização CSP – bagaço da cana de açúcar, visando aproveitar o bloco de potência já existente nas usinas. BURIN *et al.* (2016) estudaram a hibridização em uma sucroalcooleira no Mato Grosso Sul, utilizando dados meteorológicos de Campo Grande. Foram analisados três cenários: um de pré-aquecimento da água de alimentação com tecnologias linear fresnel e calha parabólica. Outro em que as mesmas tecnologias foram utilizadas para geração de vapor saturado, e depois superaquecido pelas caldeiras. E o terceiro, em que foi utilizado torre central operando de forma paralela as caldeiras para o fornecimento de vapor superaquecido. Para os dois primeiros cenários foi possível aumentar a exportação de energia para rede em 1,3%, e para o último cenário o aumento foi 19,9% devido a possibilidade de operar sozinho no período de entressafra.

BERTIN (2017) estudou a redução de bagaço que seria obtida a partir da inserção de um sistema CSP do tipo torre central sem armazenamento térmico, em uma usina sucroalcooleira localizada em Botucatu – SP. A modelagem do sistema solar foi feita no *System Advisor Model* (SAM), e das diversas simulações feitas variando o múltiplo solar e o fator de hibridização, foi possível obter a economia de mais de 266 mil toneladas de bagaço, com múltiplo solar de 0,5 e fator de hibridização de 65%, gerando cerca de 96 mil MW a mais.

Apesar de serem trabalhos complexos e bem modelados, eles são representativos apenas para região estudada, de forma que fica uma lacuna quanto ao panorama nacional completo. Este trabalho visa contribuir justamente nesse ponto, estudando de forma mais abrangente a hibridização em usinas de diferentes locais do país, levando em conta o funcionamento delas e as variações do recurso solar local.

### 3. REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1 Energia solar

##### 3.1.1 Radiação Solar

A energia solar recebida pela Terra depende de fatores como latitude, variação diurna, clima e variação geográfica, pois eles são responsáveis por determinar a intensidade de fluxo solar que passa na atmosfera terrestre (KABIR, KUMAR, *et al.*, 2018).

Para se quantificar a energia que de fato chega na superfície terrestre, e que compõe o recurso solar, é analisada a irradiância global horizontal (GHI, do inglês *Global Horizontal Irradiance*), e suas componentes, a irradiância normal direta (DNI, do inglês *Direct Normal Irradiance*) e a irradiância difusa ( $I_d$ ). A DNI é a componente da GHI que atinge diretamente a superfície terrestre, é a radiação solar que é recebida em um plano normal aos raios do sol sobre um espectro solar total. Já a  $I_d$  é a componente da GHI que é dispersada pelas nuvens e pela atmosfera, ela não tem direção definida e atinge a superfície terrestre após sofrer o processo de difusão. (GELSOR, GELSOR, *et al.*, 2018, LEMOS, STARKE, *et al.*, 2017, LOPES, SILVA, *et al.*, 2018, OLIVEIRA, 2001, ROJAS, ALVARADO, *et al.*, 2018).

A necessidade de determinação dessas componentes depende do tipo de sistema que se está realizando. Para sistema do tipo PV residencial são necessárias além de previsões de tempo, as componentes GHI e  $I_d$ . Já para as tecnologias de concentração térmica (CSP) são necessárias as componentes GHI e DNI, e com alta precisão de valores, para que se tenha uma coleta eficiente de energia, que ocorre principalmente em condições de céu limpo (LOPES, SILVA, *et al.*, 2018, ROJAS, ALVARADO, *et al.*, 2018).

##### 3.1.2 Ângulos solares

Para a maioria de estudos de aplicações de energia solar é necessário fazer previsões razoavelmente precisas da posição do sol no céu em função da hora do dia e dia do ano. Sua posição em relação a um observador na Terra pode ser descrita por meio dos ângulos de altitude solar e azimute solar (Figura 2). (DUFFIE, BECKMAN, 2013, KALOGIROU, 2014).

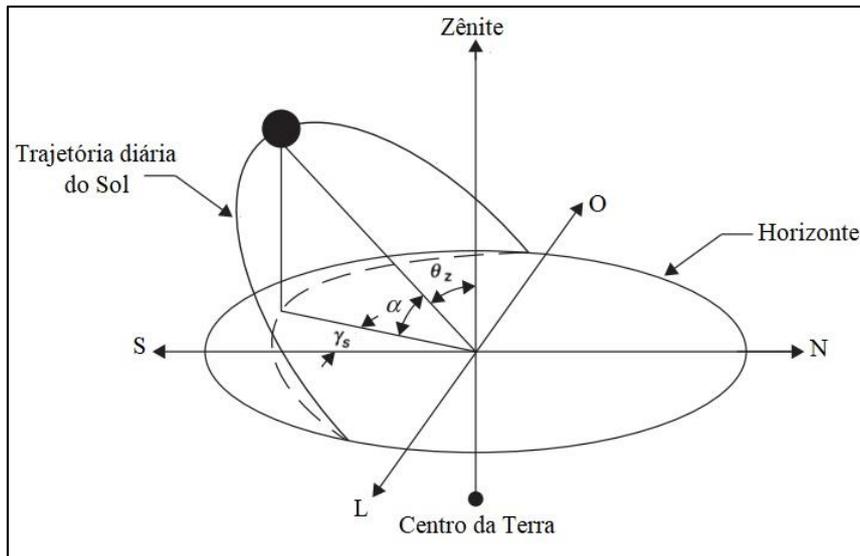


Figura 2. Ângulos solares. Fonte: adaptado de KALOGIROU, 2014.

Esses ângulos são:

$\theta_z$  – Ângulo zenital: é o ângulo entre a vertical e os raios solares incidentes. Ele é o ângulo de incidência da radiação direta na superfície horizontal.

$\alpha$  – Ângulo da altitude solar: é o ângulo entre os raios solares incidentes e sua projeção no plano horizontal. Ele é complementar ao ângulo zenital.

$\gamma_s$  – Ângulo de azimute solar: é o ângulo entre a projeção dos raios solares medidos no plano horizontal e o sul. A direção oeste é adotada como positiva. Essa referência não é universal e alguns autores adotam o  $\gamma_s$  como ângulo em relação ao Norte.

Além dos ângulos representados na Figura 2 acima, outros ângulos também são relevantes na determinação da direção da radiação solar:

$\phi$  – Latitude: é o ângulo que indica a posição norte-sul tendo como referência a linha do equador. Varia de  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$  e adota-se o Norte como positivo.

$\delta$  – Declinação solar: distância angular (sentido norte-sul) dos raios solares em relação ao plano do equador, quando o sol está sobre o meridiano local (meio dia solar). Declinação para o norte é considerado positiva.  $\delta$  varia de  $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$ .

$\omega$  – Ângulo horário: É a variação angular do sol no sentido leste – oeste, devido a rotação da Terra. Ele varia  $15^\circ$  cada hora. É adotada manhã negativo e tarde positivo, ao meio dia ele é nulo.

### 3.1.3 Radiação Solar Extraterrestre ou de Topo de Atmosfera

A radiação solar extraterrestre é a radiação solar recebida no topo da atmosfera em uma superfície horizontal. Ela é obtida em função da constante solar, da distância entre sol e a terra, que não é constante devido a órbita elíptica da terra ao redor do sol, e do ângulo entre a direção dos raios solares e a normal da superfície na atmosfera. Esse ângulo varia de acordo com o período do dia, a latitude do local e a estação do ano (ALLEN, PEREIRA, *et al.*, 1998).

A constante solar é a quantidade de energia do sol por unidade tempo que é recebida em uma superfície perpendicular à direção de propagação dos raios a uma distância média Terra - Sol fora da atmosfera. Essa quantidade de energia pode ser considerada quase fixa. Apesar da estimativa desse valor fixo ter mudado ao longo dos anos, o Centro Mundial de Radiação (WRC, do inglês *World Radiation Center*) a considera, atualmente, no valor de  $1367 \text{ W m}^{-2}$ , com erro de 1% (ALLEN, PEREIRA, *et al.*, 1998, DUFFIE, BECKMAN, 2013, KALOGIROU, 2014). O mesmo valor será adotado nesse trabalho.

Por outro lado, a variação da distância Terra – Sol influencia significativamente no valor da radiação solar extraterrestre ao longo do ano (Figura 3).

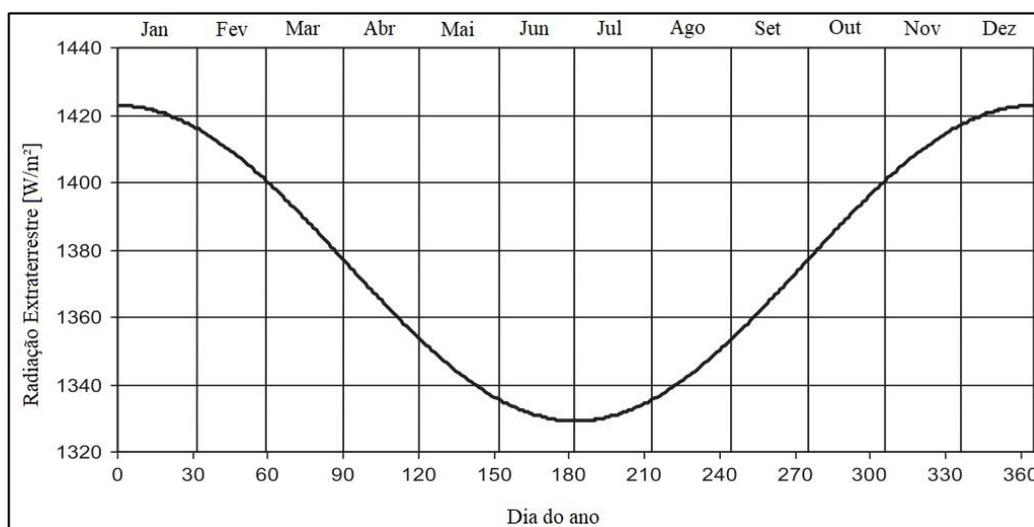


Figura 3. Variação da Radiação Extraterrestre ao longo do ano. Adaptado de KALOGIROU, 2014.

Isso ocorre devido a excentricidade da órbita elíptica da Terra (Figura 4), que faz com que tenha períodos do ano em que a Terra esteja mais perto ou mais afastada do Sol (DUFFIE, BECKMAN, 2013, KALOGIROU, 2014).

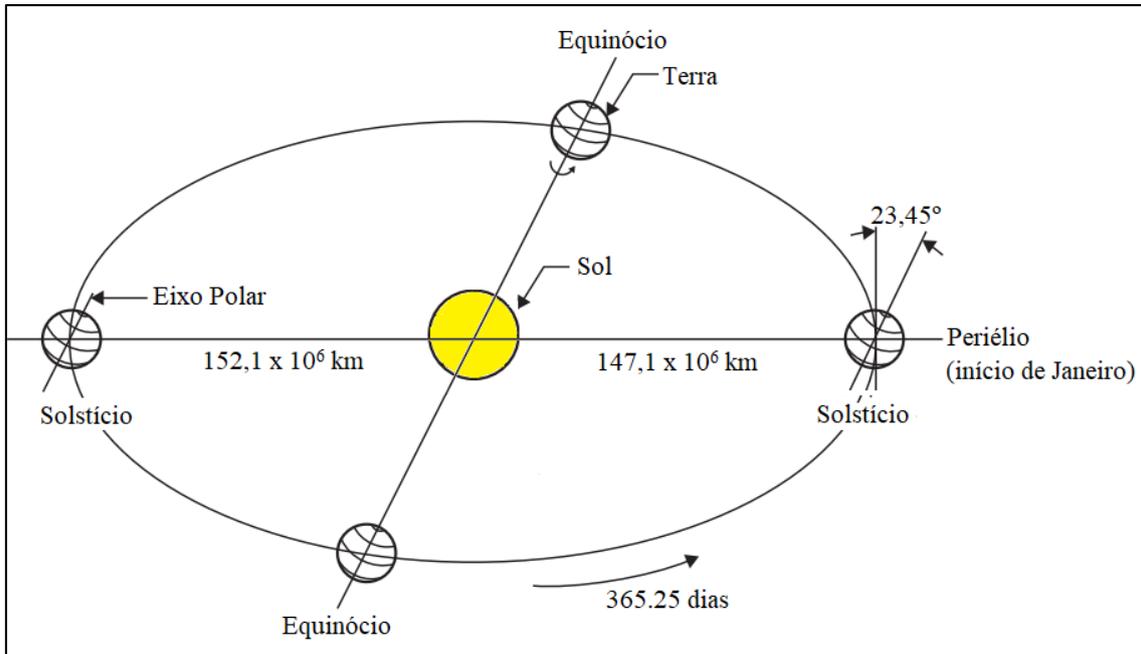


Figura 4. Movimentação da Terra em torno do Sol nos períodos do ano. Adaptado de KALOGIROU, 2014.

Segundo KALOGIROU (2014) e IQBAL (1983), a radiação extraterrestre ( $I_0$ ) pode ser calculada de acordo com a Equação (3.1):

$$I_0 = I_{CS} E_0 \cos \theta_z \quad (3.1)$$

Em que  $I_{CS}$  é a constante solar, adotada como  $1367 \text{ W m}^{-2}$ .  $E_0$  é o fator de correção da excentricidade da órbita terrestre e pode ser calculado em função do dia do ano  $N$  (dia juliano), que varia de 1 a 365. E  $\theta_z$  é o ângulo zenital solar:

$$E_0 = 1 + 0,33 \cos \frac{360 N}{365} \quad (3.2)$$

Segundo DUFFIE & BECKMAN (2013), o ângulo zenital ( $\theta_z$ ) solar é calculado em função da latitude, declinação solar e do ângulo horário:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta) \quad (3.3)$$

Onde:

$\phi$ : latitude local (graus)

$\delta$ : declinação solar (graus)

$\omega$ : ângulo horário (graus)

Para o cálculo do ângulo horário é necessário antes discutir dois parâmetros: a hora solar e a equação do tempo. A hora solar não coincide com a hora padrão do local, ela é baseada no movimento do sol no céu, levando em conta que o sol demora 4 minutos para se mover 1° de longitude. Dessa forma, tem-se que levar em conta que existe uma diferença entre a longitude em que o sol está ( $L_{loc}$ ) e a longitude em que a hora padrão é baseada ( $L_{st}$ ), sendo considerado meio dia solar quando o sol cruza o meridiano local do observador. Assim, a diferença, em minutos, entre a hora solar e a hora padrão é dada por (DUFFIE, BECKMAN, 2013, KALOGIROU, 2014):

$$\text{Hora solar} - \text{Hora padrão} = 4 (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (3.4)$$

Em que E é a equação do tempo, uma variação relacionada ao impacto da variação da velocidade da Terra ao longo do ano na hora solar em relação ao tempo padrão medido. Ela é calculada, em minutos, em função do dia do ano N:

$$E = 229,2 (0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (3.5)$$

$$B = \frac{360}{365} (N - 1) \quad (3.6)$$

Assim o ângulo horário, em graus é dado por:

$$\omega = (\text{Hora solar} - 12)15 \quad (3.7)$$

KALOGIROU (2014) ainda destacou que para o pôr do sol, o ângulo horário é calculado por:

$$\omega_{ps} = -\tan \phi \tan \delta \quad (3.8)$$

Já a declinação solar, segundo COOPER (1969), pode ser calculada em função do dia juliano N, conforme é mostrado na Equação (3.9):

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[ (284 + N) \frac{360}{365} \right] \quad (3.9)$$

### 3.1.4 Modelos para determinar a fração direta e difusa da radiação global

No desenvolvimento de sistemas solares de energia ou no estudo do potencial solarimétrico para uma região, são necessárias informações sobre disponibilidade da radiação solar requerida (IQBAL, 1980, LEMOS, STARKE, *et al.*, 2017). Entretanto, em alguns locais apenas a GHI é medida, gerando uma falta de dados a respeito das componentes diretas e difusa. Isso ocorre porque a medição da DNI é significativamente cara e exige esforços operacionais de dispositivos de rastreamento solar (BERTRAND, VANDERVEKEN, *et al.*, 2015, LEMOS, STARKE, *et al.*, 2017).

Existem duas formas diferentes de se estimar a DNI: por meio de modelos físicos ou por modelos em que ela é obtida por decomposição da GHI. Para os do primeiro tipo, são necessários dados atmosféricos como turbidez atmosférica, precipitação da água e espalhamento molecular. Já para os modelos de decomposição, a DNI é obtida a partir da parcela da radiação difusa estimada a partir dos dados de GHI medidos (BATLLES, RUBIO, *et al.*, 2000, BERTRAND, VANDERVEKEN, *et al.*, 2015).

Alguns modelos de decomposição da GHI serão discutidos a seguir, entretanto, antes é necessário definir um parâmetro que é frequentemente utilizado nesses modelos, o índice de claridade ( $K_T$ ). Ele indica a quantidade efetiva de radiação que chega na superfície terrestre em comparação com a radiação presente no topo da atmosfera, e é calculado a partir razão entre a radiação global horizontal horária ( $I$ ) e a radiação extraterrestre horizontal horária ( $I_0$ ):

$$K_T = \frac{I}{I_0} \quad (3.10)$$

Dessa forma, ele é um valor adimensional e varia entre 0 e 1, sendo que quando  $0 < K_T < 0,30$  o dia é completamente nublado, quando  $0,30 < K_T < 0,65$  o dia é parcialmente nublado, e quando  $0,65 < K_T < 1$  o dia é de céu limpo (COELHO, 2016, DUFFIE, BECKMAN, 2013, KALOGIROU, 2014, LIU, JORDAN, 1960).

DUFFIE & BECKMAN (2013) indicaram que o método mais usual para definir a componente difusa é relacionar a fração difusa da GHI ( $I_d/I$ ) com o índice de claridade

$K_T$ . Para isso, são mostrados os três principais modelos desenvolvidos: o de ORGILL & HOLLANDS (1977), o de ERBS *et al.* (1982) e o REINDL *et al.* (1990).

ORGILL & HOLLANDS (1977) utilizaram dados de GHI e DHI medidos na estação do aeroporto de Toronto (Canadá) no período de setembro de 1967 e agosto de 1971. A partir desses dados, eles calcularam o valor de  $K_T$  para cada hora do dia, e a fração difusa da radiação global ( $I_d/I$ ), denominada por eles de  $K$ , também para cada hora do dia. Dessa forma, eles conseguiram chegar na seguinte relação para determinar a fração difusa:

$$\frac{I_d}{I} = k = \begin{cases} 1,0 - 0,249 K_T, & 0 \leq K_T < 0,35 \\ 1,557 - 1,84K_T, & 0,35 \leq K_T \leq 0,75 \\ 0,177, & K_T > 0,75 \end{cases} \quad (3.11)$$

ERBS *et al.* (1982) utilizaram dados de cinco cidades dos Estados Unidos, com medições de no mínimo um ano. Foram coletados dados de DNI, GHI, altitude solar, declinação e Radiação Solar Extraterrestre. A partir disso, eles elaboraram um modelo que determina a fração difusa em função do  $K_T$ :

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09 K_T, & 0 \leq K_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 K_T + 4,388 K_T^2 - 16,638 K_T^3 \\ + 12,336 K_T^4, & 0,22 < K_T \leq 0,80 \\ 0,165, & K_T > 0,80 \end{cases} \quad (3.12)$$

REINDL *et al.* (1990) utilizaram dados de duas cidades dos Estados Unidos e quatro cidades na Europa, com no mínimo um ano de medições. Eles coletaram dados de GHI, radiação difusa, temperatura do ambiente e temperatura do ponto de orvalho. A partir desses dados, eles desenvolveram três modelos para a fração  $I_d/I$ : o primeiro, se determina fração difusa em função do  $K_T$ , altitude solar ( $\alpha$ ), temperatura do ambiente ( $T_a$ ), e umidade relativa ( $ur$ ). O segundo, proposto para locais onde não são medidos temperatura e umidade relativa do ambiente, leva-se em conta apenas o  $K_T$  e a altitude. No último, considera-se apenas o  $K_T$  para determinação da fração difusa. O primeiro e o último são detalhados a seguir, respectivamente:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,232 K_T + 0,0239 \sin \alpha \\ -0,000686 T_a + 0,0195 \text{ ur}, & 0 \leq K_T \leq 0,3 \\ 1,329 - 1,716 K_T + 0,267 \sin \alpha \\ -0,00357 T_a + 0,106 \text{ ur}, & 0,3 < K_T < 0,78 \\ 0,426 K_T - 0,256 \sin \alpha \\ +0,00349 T_a + 0,0734 \text{ ur}, & K_T \geq 0,78 \end{cases} \quad (3.13)$$

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,020 - 0,248 K_T, & 0 \leq K_T \leq 0,3 \\ 1,45 - 1,67 K_T, & 0,3 < K_T < 0,78 \\ 0,147, & K_T \geq 0,78 \end{cases} \quad (3.14)$$

É possível obter a componente direta normal ( $I_b$ ) a partir da difusa por meio do ângulo zenital:

$$I_b = \frac{I - I_d}{\theta_z} \quad (3.15)$$

### 3.1.5 Dados solarimétricos no Brasil

Segundo LEMOS *et al.* (2017), no Brasil, a coleta de dados solarimétricos é realizada por três principais bases: *Solar and Wind Energy Resource Assessment project* (SWERA), Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) e o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

O SWERA é um projeto internacional financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Ambiente (UNEP) e pelo Fundo Mundial para o Ambiente (GEF) com o objetivo de construir um banco de dados confiáveis de recursos de energias solar e eólica, e promover a inserção de energias renováveis na matriz energética de países em desenvolvimento. No Brasil, ele é coordenado pelo Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE), em parcerias com universidades brasileiras e centros de pesquisas brasileiros e americano. Os dados obtidos derivam de um modelo de satélite e são compilados em arquivos no formato GIS (*Geographic Information System*), disponibilizados em formato de mapas de médias mensais ou anuais para a GHI, DNI e radiação difusa (LEMOS, STARKE, *et al.*, 2017, MARTINS, PEREIRA, *et al.*, 2007).

No âmbito do projeto SWERA, a componente experimental deu origem à Rede SONDA, que é coordenada pelo INPE em parceria com algumas universidades e institutos de pesquisas. Em operação desde 2004, ela contém atualmente 20 estações

distribuídas pelo Brasil, em locais estratégicos para que se possa ter o rastreamento das diferentes condições climáticas brasileiras. Além dos dados meteorológicos, como temperatura, umidade relativa, pressão do ar, velocidade de direção do vento e precipitação de chuva, as estações também medem a cada minuto a GHI, DNI, radiação difusa, radiação de onda longa descendente, radiação fotossinteticamente ativa e iluminância (INPE, 2017; Rede SONDA, 2020).

Por fim, as estações do INMET são de dois tipos: convencionais e automáticas. As do primeiro tipo são compostas por sensores de medição meteorológicos separados em que um observador registra esses dados a cada intervalo de tempo e os envia para um centro coletor. Já as automáticas dispensam essa coleta por observador e fazem uso de um centro de memória (*datalogger*), que opera conectado aos sensores de medições meteorológicas e transmitem via satélite dados horários para todo o país. Diferente dos outros dois bancos de dados anteriores, quanto aos dados solarimétricos, o INMET só disponibiliza dados de GHI, e apesar de questionamentos quanto a confiabilidade de dados, devido à dificuldade de manutenção por conta da grande quantidade de estações, que abrange todo território nacional, os dados foram validados para o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), que destacou o INMET como o maior banco de dados do país, devido a densidade e abrangência temporal de suas estações, fazendo dele a fonte oficial de dados meteorológicos nacional. Na Figura 5, retirada do Atlas Brasileiro de Energia Solar, é possível observar isso ao comparar a quantidade de estações automáticas do INMET com as da Rede SONDA.

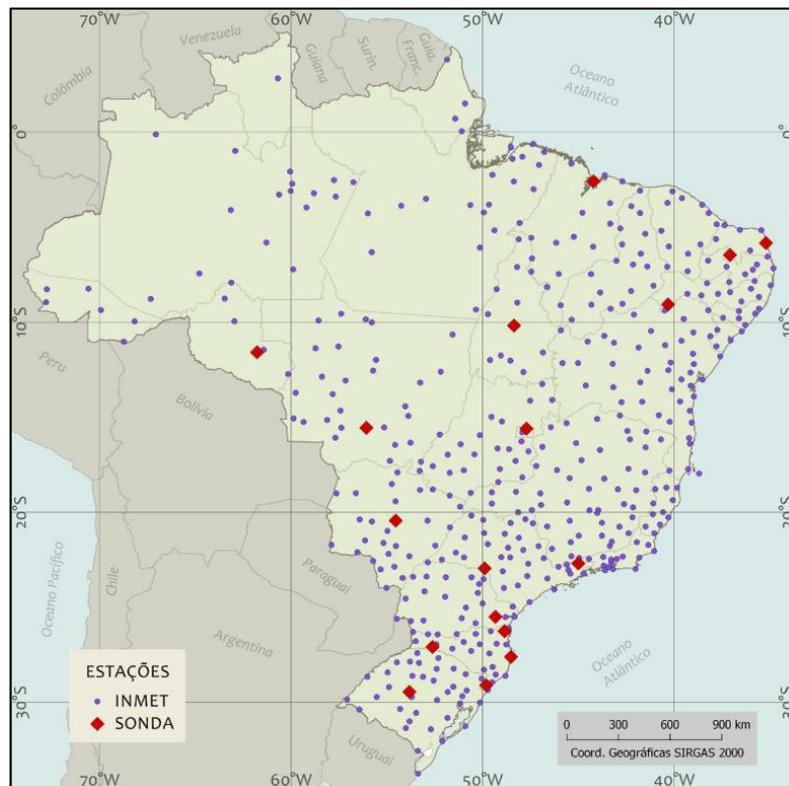


Figura 5. Estações meteorológicas da Rede SONDA e do INMET. Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017.

### 3.2 Energia Solar Concentrada (CSP)

As usinas de energia solar concentrada são compostas por duas partes principais: o campo solar e o bloco de potência. O campo solar atua concentrando a radiação direta por meio de espelhos, geralmente entre 400 e 1000 °C. Essa radiação é transformada em energia térmica na forma de calor de alta temperatura, e aquece o fluido de trabalho que, acoplado à turbinas e geradores, consegue produzir energia elétrica. De forma geral, a geração de energia elétrica em usinas CSP tem funcionamento similar a usinas termelétricas convencionais, porém os combustíveis fósseis são substituídos por energia solar. Com isso se tem a vantagem de não depender desses combustíveis e de sua oscilação de preços, além de reduzir as emissões de GEE (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, FICHTER, SORIA, *et al.*, 2017, PRAMANIK, RAVIKRISHNA, 2017b, SHAHSAVARI, AKBARI, 2018).

Diferente da energia solar PV, que utiliza as radiações direta e difusa, a CSP utiliza apenas a radiação direta. E devido as perdas de calor que ocorrem em seu campo solar, é necessário que o local de instalação tenha incidência mínima de 2.000 kWh m<sup>-2</sup>

de radiação direta anual, para que seja viável a geração de energia elétrica (IEA, 2019a, IRENA, 2019).

Quanto as vantagens da CSP, o grande diferencial, principalmente quando comparada com a solar PV, é a possibilidade de integração com sistema de armazenamento térmico e plantas de combustíveis fósseis ou renováveis, sanando o problema gerado devido a intermitência solar, permitindo o despacho de energia elétrica em períodos sem sol (MOHAMMADI, KHORASANIZADEH, 2019, RASHID, MOHAMMADI, *et al.*, 2020). Além disso, destaca-se o fato dela não contribuir para mudanças climáticas, e se trata de uma fonte renovável, sendo que para cada metro quadrado de superfície do concentrador solar, há uma economia média de 200 a 300 Kg de CO<sub>2</sub> por ano, dependendo de sua localização geográfica. Nesse aspecto ambiental, é estimado que ocorra até 2050 uma economia anual de 2,1 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em todo mundo através do uso de CSP (KABIR, KUMAR, *et al.*, 2018, SHAHSAVARI, AKBARI, 2018).

O sistema de armazenamento serve para fornecer energia térmica ao sistema durante períodos sem sol, como noite e dias nublados. Esse tipo de sistema facilita o controle do despacho de energia para rede, uma vez que ele suporta variações da geração elétrica e atende à demanda independente da disponibilidade instantânea de irradiação solar (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, IEA, 2019a, INPE, 2017). O armazenamento térmico é comumente expresso em horas, que significa o tempo de funcionamento da planta operando em sua capacidade nominal apenas com o armazenamento fornecendo calor para o sistema. Para se projetar o tamanho do armazenamento térmico necessário, além de toda configuração de desempenho da planta solar, deve-se levar em conta o múltiplo solar, que relaciona o tamanho real do campo solar com o tamanho que ele precisaria ter para fornecer a capacidade nominal nas melhores condições do ano. Dessa forma, o múltiplo solar para plantas com armazenamento, deve sempre ser superior a um 1 para garantir que ela tenha capacidade de fornecimento de energia durante todos períodos (IEA, 2014). De forma geral, sistemas de armazenamento aumentam o fator de capacidade das plantas solares e conseguem atender as cargas de pico fornecendo exclusivamente energia de origem solar (SORIA, LUCENA, *et al.*, 2016). Em contrapartida, esse tipo de sistema tem alto custo de investimento, tanto pelo fluido de trabalho utilizado, quanto pela necessidade de aumentar o campo solar para implantação (RASHID, MOHAMMADI, *et al.*, 2020). Porém, a

IRENA (2019) aponta que a integração faz com que plantas CSP diminuam o custo nivelado de energia (LCOE), melhorando a utilização do bloco de potência. Esse fator refletiu diretamente no tamanho dos sistemas de armazenamento térmico, que em 2018 foram projetados com uma média de 8,3 horas, contra a média de 3,6 horas em 2010. PETERSEIM *et al.* (2013) apontam que a geração direta de vapor é favorecida quando não há sistema de armazenamento térmico, este por sua vez, é melhor utilizado em sistemas de sal fundido.

Outra alternativa para manter o fornecimento em períodos sem sol, é a hibridização, que consiste na combinação do sistema CSP com alguma outra fonte, como fóssil ou biomassa. A hibridização pode ocorrer em sistemas que tenham ou não armazenamento térmico. Na maioria das usinas a hibridização é usada como um *backup*, em que são utilizados combustíveis fósseis que atuam como uma fonte térmica extra, compensando as perdas térmicas noturnas e garantindo uma inicialização mais rápida pela manhã. E há também usinas totalmente hibridizadas, que fornecem regulamente calor junto com a planta solar (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, IEA, 2014). Como os sistemas de energia solar concentrada tem o funcionamento similar ao de termelétricas tradicionais, é possível combiná-los à um sistema reserva de queima de combustível para fornecer calor ao bloco de potência, permitindo o despacho regular de energia para rede, assegurando o controle e estabilidade do fornecimento (BUCK, SCHWARZBÖZL, 2018, ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016). Além disso, a hibridização sana os problemas relacionados a intermitência solar, que é um dos maiores desafios quando não se tem um sistema de armazenamento térmico. A intermitência reduz a capacidade da planta solar em cerca de 23% e sua eficiência de 15 a 30% (PRAMANIK, RAVIKRISHNA, 2017). Outro ponto favorável à hibridização são os ganhos ambientais, segundo o Atlas da Energia Solar, a hibridização da biomassa da cana de açúcar com a geração solar térmica é uma boa opção na baixa da emissão de CO<sub>2</sub> para o setor sucroalcooleiro (INPE, 2017).

### **3.2.1 Tecnologias de Sistemas CSP**

As plantas CSP são classificadas baseadas na tecnologia utilizada, que variam com o tipo de coletor e receptor solar empregados. Quanto ao tipo de foco, se tem os de foco linear que concentram a radiação solar ao longo de todo comprimento do coletor, e os que concentram a radiação solar em um único ponto focal, fazendo com que eles atinjam níveis maiores de concentração e, por tanto, temperaturas, resultando em

melhores eficiências. Há ainda a classificação quanto a movimentação, podendo ser móvel ou fixo. A diferença está em que os do primeiro tipo conseguem rastrear o movimento do sol, enquanto que os do segundo não, e por isso eles absorvem menos energia (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, BUCK, SCHWARZBÖZL, 2018, IEA, 2014).

As tecnologias disponíveis para concentração solar são a calha parabólica, refletores linear fresnel, disco parabólico e torre central. A Figura 6 mostra cada uma delas.

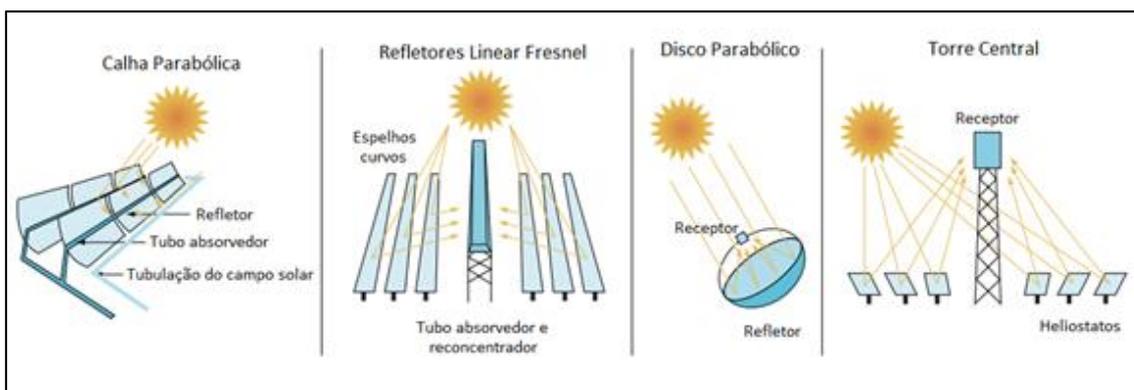


Figura 6. Tipos de tecnologia CSP. Fonte: adaptado de BUCK & SCHWARZBÖZL (2018).

**Calha Parabólica:** é a tecnologia mais consolidada e desenvolvida. Os coletores consistem em uma sequência de espelhos curvos dentro de calhas parabólicas, que são dispostos em uma configuração de fileiras, chamadas de *loops*, que são orientados no sentido norte – sul, permitindo rastrear o sol no sentido leste – oeste e refletir os raios solares em um tubo absorvedor linear, onde o fluido de trabalho é aquecido cerca de até 400 °C, temperatura segura para que não haja degradação do fluido de trabalho. Os fluidos de trabalho mais comuns são o sal fundido, Therminol – VP, água, para o caso da geração de vapor, e a mistura de óxido de difenil e bifenil, que é o mais utilizado atualmente. O fluido de trabalho passa por um trocador de calor para poder gerar vapor que alimenta o bloco de potência geralmente operando em ciclo Rankine na faixa de 100 – 105 bar e 377 – 383°C (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, PITZ-PAAL, 2020).

**Refletores Linear Fresnel:** consistem em uma sequência de espelhos planos que refletem a radiação direta em um receptor estacionário localizado no topo. Para reduzir perdas é possível utilizar um segundo campo de espelhos posicionados acima do tubo de

absorção (reconcentrador), que incrementa a concentração. Dessa forma, a radiação solar incide sobre o campo primário de espelhos e é refletida tanto para o tubo absorvedor quanto para o campo secundário de espelhos, que refletem diretamente para o tubo, onde o fluido de trabalho é aquecido para mover o bloco de potência, que pode operar com ciclo Rankine ou ciclo Rankine orgânico. Uma de suas vantagens em relação as demais tecnologias é a eficiência de utilização da terra, em que é possível gerar de 1,5 a 3 vezes mais energia por acre de terra (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, HEIMSATH, CUEVAS, *et al.*, 2013).

Disco Parabólico: essa tecnologia consiste em um refletor parabólico que se move em dois eixos, captando os raios solares e os refletindo em um ponto focal, onde está o receptor térmico. Ele absorve essa energia concentrada e a converte em calor, que é transferido para motor onde se tem a conversão em energia elétrica. O tipo mais comum utilizado é o motor *Stirling*, apesar de que microturbinas e concentradores PV são avaliados para o uso futuro na conversão de energia. O receptor pode ter fluido de resfriamento, como hidrogênio ou hélio, servindo como meio de transferência de calor e fluido de trabalho para o motor. Outra opção é ele ter um fluido de trabalho intermediário que transfere calor para o motor. Suas principais aplicações são para geração distribuída e geração em áreas isoladas, e por isso, essa tecnologia concorre diretamente com a energia solar PV, que possui preços bem mais competitivos no mercado, tornando essa uma tecnologia pouco utilizada e inviável. Outro ponto desfavorável é que o armazenamento térmico ainda é desafiador para o disco parabólico, de forma que ele não possui segurança de fornecimento, assim como as outras tecnologias (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, PITZ-PAAL, 2020).

Torre Central: também chamado de sistema receptor central ou torre solar, possui um campo circular de heliostatos a sua volta, formado por sequência de espelhos que rastreiam a posição do sol e refletem a radiação no receptor, localizado no topo da torre. O calor recebido pelo receptor aquece o fluido de trabalho, que pode chegar até 800°C, para mover o bloco de potência, permitindo que essa tecnologia seja integrada com ciclo Rankine e Brayton. Ela é a melhor opção para se usar em terrenos que não são planos, e quando comparada com a calha parabólica, apesar de ter tido um começo mais tardio, possui maior potencial para redução de custos da eletricidade a médio prazo pelo fato de atingir temperaturas mais altas e por isso obter melhor eficiência em ciclos a

vapor. Em contra partida é a que mais demanda uso de terra (BELGASIM, ALDALI, *et al.*, 2018, ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016, PITZ-PAAL, 2020).

### **3.3 Bioeletricidade da Cana de Açúcar no Brasil**

A energia elétrica gerada a partir da biomassa é chamada de bioeletricidade. Ela é uma energia renovável e pode ser obtida a partir de biomassas como bagaço e palha da cana de açúcar, resíduos de madeira, carvão vegetal, casca de arroz, dentre outros. Quanto ao bagaço da cana, cerca de 250 kg de bagaço e 200 kg de palha são gerados a partir do processamento de 1 tonelada de cana de açúcar. O período da safra varia para diferentes regiões brasileiras, sendo que para região Centro – Sul ela se estende de abril a novembro, e para região Nordeste de setembro a março. Os produtos da cana de açúcar, como etanol, açúcar e eletricidade desempenham um papel fundamental na economia brasileira (CARDOSO, WATANABE, *et al.*, 2019, CONAB, 2020, UNICA, 2019).

Quando comparado ao restante do mundo, o setor sucroalcooleiro brasileiro apresenta certas particularidades. Dentre elas é possível destacar os subprodutos gerados, que vão além de etanol e açúcar, como a rapadura e cachaça, produzidas a partir do caldo da cana, e a bioeletricidade, gerada a partir da queima do bagaço. Além disso, no Brasil a cana é produzida e processada nas próprias indústrias, enquanto que em outros países, essa atividade ocorre de forma separada. Isso se dá devido à grande extensão territorial brasileira, assim como a fertilidade da terra e a tradição agrária do país. Outra vantagem brasileira é a posição no globo terrestre. Por possuir extensão no sentido norte-sul, ocorrem diversos microclimas que favorecem a produção da cana de açúcar em diferentes regiões do país, fazendo com que o Brasil possua as maiores lavouras comerciais do mundo (CONAB, 2019) .

Em 2018 o Brasil produziu mais de 600 milhões de toneladas de cana de açúcar, e apesar desse número representar uma queda em relação ao ano anterior, a produção de etanol apresentou um aumento de 19,9%, chegando a mais de 33 mil metros cúbicos. Quanto a geração de energia elétrica, para o mesmo ano, a biomassa representou 8,5% da oferta interna na matriz energética nacional, ficando atrás das hidrelétricas (66,6%) e do gás natural (8,6%). Dessa participação da biomassa, 77% são referentes a cana de açúcar, obtendo uma potência instalada de 11.424 MW, e fornecendo para a rede em 2018, 21,5 mil GWh de energia elétrica, o que seria equivalente a poupar 15% da energia armazenada dos reservatórios hídricos do Sudeste e do Centro-Oeste (MINISTÉRIO DE MINAS E

ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA., 2019). Só o estado de São Paulo é responsável por 44% do fornecimento dessa energia para rede, liderando como estado mais representativo na geração elétrica a partir do bagaço da cana, seguido por Mato Grosso do Sul (16,6%), Minas Gerais (12,3%), Goiás (10,3%) e Paraná (6,2%), como os 5 estados com maior participação nesse setor (DE SOUZA, 2020, UNICA, 2019).

### 3.3.1 Sistema de Cogeração de Energia em uma Usina Sucroalcooleira

Desde 2013 as usinas têm exportado para a rede a maior parte da energia elétrica produzida, cerca de 60%, e utilizam a menor parcela em consumo próprio, alimentando seus processos industriais (DE SOUZA, 2020). Para a produção de álcool e açúcar, a usina conta com o fornecimento de energia térmica, mecânica e elétrica advindas do sistema de cogeração da própria usina (Figura 7) (DANTAS, LEGEY, *et al.*, 2013).

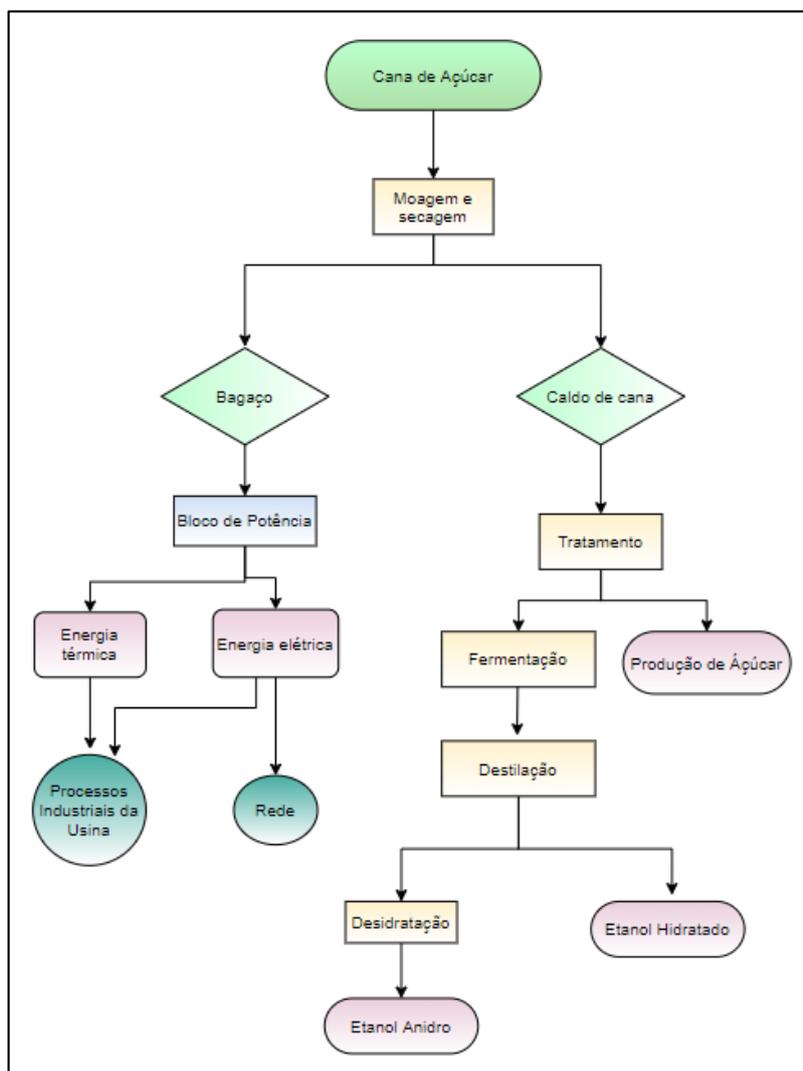


Figura 7. Esquema de funcionamento de uma sucroalcooleira com cogeração. Fonte própria.

O processo de cogeração é a transformação do bagaço em calor e bioeletricidade. A produção dessa energia é baseada no ciclo Rankine, em que utilizando água como fluido de trabalho, forma-se vapor a partir da queima do combustível, para criar energia mecânica, que então move turbinas a vapor acopladas a geradores elétricos para obtenção de energia elétrica. Uma das vantagens do ciclo Rankine é que ele aceita diferentes tipos de combustíveis, inclusive os de baixo poder calorífico, como é o caso do bagaço da cana (DANTAS, LEGEY, *et al.*, 2013, RABELO, PAIVA, *et al.*, 2020).

Os primeiros formatos desses blocos de potência das usinas operavam a baixas pressões e temperatura, com a caldeira fornecendo vapor em torno de 22 bar e na faixa de 280 – 320°C e alimentavam turbinas de contrapressão. O consumo de vapor era em torno de 500 kg por tonelada de cana. Esse formato apresentava baixa eficiência, porém o regulamento elétrico brasileiro não permitia a venda do excedente de eletricidade, fazendo com que as usinas fossem obrigadas a utilizar todo o bagaço, uma vez que não era possível armazenar e vender. Com a mudança desse regimento, as usinas puderam melhorar a geração, utilizando caldeiras que operem a pressões e temperaturas maiores, cerca de 60 – 65 bar e 480 – 520 °C, e utilizando turbinas de condensação (CORTEZ, BALDASSIN, *et al.*, 2020, DANTAS, LEGEY, *et al.*, 2013).

O uso de uma turbina de condensação aumenta a eficiência do ciclo porque permite que o vapor seja expandido nela até o mínimo possível para admissão no condensador, aumentando a geração de energia elétrica, e também melhora a eficiência térmica da planta ao utilizar a água pré-aquecida para alimentar as caldeiras. Outro ponto favorável do uso dessas turbinas, é que ela permite a operação no período de entressafra. Isso não ocorre com o uso de turbinas de contrapressão porque em algum momento durante o processo de expansão do vapor, ele é extraído. Durante a safra essa quantidade extraída é utilizada em processos industriais da produção de etanol e açúcar, porém durante a entressafra não tem aplicação para esse vapor (DANTAS, LEGEY, *et al.*, 2013).

Como perspectiva do futuro da cogeração, CORTEZ *et al.* (2020) afirmam que a gaseificação da biomassa integrada com turbinas a gás é considerada uma das tecnologias mais promissoras para geração de energia elétrica nas usinas sucroalcooleiras, apesar de que ainda são necessários alguns ajustes técnicos – econômicos para que ela seja viável em nível comercial. Além de ter valores de eficiência maiores, o gás de síntese gerado pela gaseificação pode ser usado, além de gerar energia elétrica, para produção de

combustíveis sintéticos. Contudo, RABELO *et al.* (2020) indicam que sejam feitas mais análises do processo considerando vetores de eficiência energética e econômicos.

## **4. METODOLOGIA**

Para analisar a viabilidade da inserção de CSP no Brasil partindo do pressuposto de se utilizar o bloco de potência já existente nas sucroalcooleiras com cogeração, levando em conta vantagens como o protagonismo brasileiro na produção de etanol e açúcar a partir da cana de açúcar, e a economia financeira com custos de implementação, foi proposto um modelo de hibridização de CSP utilizando torre central para sucroalcooleiras de sete regiões produtoras brasileiras. Sendo assim, um total de oito usinas foram simuladas, sendo uma considerada de Base, descrita no trabalho de BURIN *et al.* (2016) e usada para validação do modelo, e outras sete para cada região distribuídas nos estados de GO, SP, PI e AL.

### **4.1 Modelagem do Campo Solar**

#### **4.1.1 Escolha da tecnologia CSP**

A hibridização proposta utilizou a tecnologia CSP de torre central sem armazenamento térmico. Essa escolha foi feita devido a vantagem que a torre central apresenta em relação as outras tecnologias: a capacidade de concentração de calor que fornece vapor em altas temperatura e pressão para geração direta de vapor. Devido as temperaturas de operação das usinas, se outras tecnologias fossem utilizadas, a integridade do óleo que é usado como fluido de trabalho poderia ser afetada. Dessa forma, tais tecnologias poderiam ser empregadas no pré-aquecimento da água de alimentação, ou para geração de vapor saturado, como é descrito por BURIN (2015) e por PETERSEIM *et al.* (2013), mas que foge do objetivo proposto que é o fornecimento direto de vapor, em paralelo as caldeiras de queima de biomassa. E ainda, durante a entressafra haverá um período, após a queima do estoque de bagaço, em que o campo solar irá operar sozinho, reforçando ainda mais a necessidade de uma tecnologia que permita a geração direta de vapor.

Além disso, conforme apontado por BERTIN (2017), a torre central apresenta melhor flexibilidade para ser integrada à usinas sucroalcooleiras, devido ao dimensionamento do campo de heliostatos, que pode ser alterado de acordo com o bloco de potência de cada usina .

### 4.1.2 System Advisor Model (SAM)

O *System Advisor Model* (SAM) é um software livre desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis - *National Renewable Energy Laboratory* - (NREL) dos Estados Unidos. Ele faz modelagens computacionais de projetos de energias renováveis, levando em conta aspectos de desempenho e econômicos. O SAM faz simulações de sistemas fotovoltaicos, CSP, aquecimento solar de água, geotérmico, eólico, biomassa e sistemas de potência convencionais que fornecem energia à rede (BLAIR, DOBOS, *et al.*, 2014). Nas modelagens de desempenho, o SAM utiliza o software TRNSYS. Esse software é um programa para simulação de séries temporais que pode simular o desempenho de sistemas solar PV, CSP, sistemas de aquecimento de água, dentre outros. Dessa forma, o SAM modela transientes térmicos e elétricos, e gera estimativas razoáveis de geração de energia por hora, mensal ou anual (para o uso do modelo financeiro) (GILMAN, BLAIR, *et al.*, 2008).

Para modelar projetos de CSP no SAM, é necessário que se tenha o ano meteorológico típico (TMY, do inglês *typical meteorological year*) da região, além de dados geográficos como latitude, longitude e altitude. A construção do TMY é descrita em 4.1.4.

Além dos dados meteorológicos, o SAM solicita dados do bloco de potência e o valor do múltiplo solar. Com isso, ele realiza uma otimização baseada nesses dados de entrada e projeta o melhor *layout* do campo solar, informando área espelhada, área total requerida, tamanho da torre, tamanho do receptor, configuração dos heliostatos, distância dos heliostatos para torre, dentre outros.

Só então com o campo solar configurado é realizada a simulação, e se obtém como resultados diversos parâmetros, dentre eles, a eficiência ótica do campo solar, eficiência térmica do receptor, energia total recebida e absorvida pelo receptor, perdas no receptor e energia térmica gerada.

É importante ressaltar que a simulação do SAM apenas forneceu os dados relativos ao comportamento do campo solar. Para a simulação do modelo híbrido proposto, as equações do modelo descritas na seção 4.2.5 foram realizadas no MatLab, utilizando além dos dados fornecidos pelas usinas, e a quantidade de calor fornecida pelo campo solar, esse sim dado obtido através SAM.

Neste trabalho foi utilizada a versão 2018.11.11 do SAM. No ANEXO A – Telas do SAM para modelagem da Usina Basesãos apresentadas algumas telas do SAM referentes a escolha do TMY, os parâmetros de entrada e a otimização do campo solar.

#### **4.1.3 Caracterização do campo solar**

Cada usina possui um bloco de potência diferente, e por isso, para cada uma delas foi modelado um campo solar. Como já citado anteriormente, os dados de entrada no SAM foram o múltiplo solar e a potência elétrica. O múltiplo solar é a razão entre a energia térmica entregue pelo campo solar, em condições de *design*, e a energia térmica demandada pelo bloco de potência em condições nominais. Ela é utilizada para caracterizar o *layout* do campo solar, representando o tamanho dele em relação ao bloco de potência em termos da energia térmica nominal, influenciando desta forma diretamente a área requerida para o campo solar. Quando o múltiplo solar é igual a 1, significa que toda energia coletada em condições de insolação ideais será transformada em eletricidade. No entanto, como essas condições raramente ocorrem, o ciclo a vapor opera a cargas parciais na maior parte do tempo. Por isso, para sistemas que operam unicamente com energia solar térmica concentrada, é indicado que o múltiplo solar seja maior do que 1, porém se o múltiplo solar for muito maior do que 1, a planta produzirá excedente de energia térmica que não será convertida em elétrica (FERREIRA, 2018, IZQUIERDO, MONTAÑÉS, *et al.*, 2010, MARUGÁN-CRUZ, SERRANO, *et al.*, 2019, MONTES, ABÁNADES, *et al.*, 2009) .

No caso deste trabalho, como o campo solar estaria operando integrado ao sistema de queima de bagaço, foi definido que o múltiplo solar unitário seria adotado visando minimizar a área necessária para instalação dos heliostatos, uma vez que o bloco não operaria com carga parcial devido a hibridação. E durante um período da entressafra, em que o campo solar operaria sozinho, as cargas baixas não seriam prejudiciais uma vez que o vapor produzido é unicamente para geração de energia elétrica, já que os processos industriais da usina que demandam uso desse vapor não funcionam nesse período.

#### **4.1.4 Construção do TMY**

Os dados meteorológicos foram obtidos no INMET, que disponibilizou a série histórica de dados horários para as estações automáticas de interesse. Os dados solicitados estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Dados meteorológicos solicitados.

Dados	Unidade de medida
Radiação global horizontal	KJ/m <sup>2</sup>
Temperatura	°C
Pressão atmosférica	hPa
Temperatura de bulbo seco	°C
Velocidade do vento	m/s
Direção do vento	Graus
Umidade relativa	%

O ano meteorológico típico (TMY) deve ter de forma horária a DNI e todos parâmetros mostrados na Tabela 2, pelo período de 1 ano. Os dados fornecidos abrangem pelo menos 10 anos de coleta horária para cada estação, de forma que para se construir um ano que seja representativo, foi calculada a média de cada mês levando em conta todos os anos (média mensal geral), obtendo assim 12 valores, representando cada mês do ano. Depois, foi calculado, para cada ano, a média mês a mês. Então para cada mês, a média mensal de cada ano foi comparada com a média mensal geral, e o ano que tivesse a média mensal mais próxima da média mensal geral foi utilizado para montagem do TMY, em que para o mês em questão foram utilizadas as medições horárias do ano de maior aproximação das médias. Para o parâmetro da GHI, não foi utilizada a média dela em si, mas sim o índice de claridade ( $K_T$ ), uma vez que seriam utilizados modelos de decomposição para obtenção das componentes direta e difusa.

Assim, dos dados meteorológicos necessários para simulação do SAM, fica faltando apenas a DNI que foi obtida a partir da difusa, pelo método de decomposição de ERBS et al. (1982).

## 4.2 Hibridização

### 4.2.1 Caldeira

Com a hibridização, o comportamento da caldeira é alterado porque a carga de vapor que ela produz é reduzida por variar conforme a disponibilidade solar. Por isso, para o emprego do modelo proposto, foram feitas as seguintes considerações acerca do comportamento da caldeira:

1. O calor da caldeira usado para geração de vapor é composto pelo calor do evaporador e do superaquecedor;

2. No evaporador a transferência de calor ocorre predominantemente por radiação porque a energia para a evaporação da água nas paredes da caldeira é oriunda da chama. Assim, pelo fato da radiação ser prevalente, o valor do evaporador não é afetado pela variação e carga;

3. No superaquecedor a transferência de calor por convecção é prevalente, fazendo com que se tenham perdas convectivas devido à redução que ocorre com os coeficientes de transferência de calor quando se tem variação de carga;

4. As variações das propriedades dos fluidos são desconsideradas, uma vez que pelo fato da temperatura não se alterar de forma significativa com a variação da carga, elas também não se alteram.

Dessa forma, a taxa de calor que a caldeira fornece ( $\dot{Q}_C$ ) para o sistema é:

$$\dot{Q}_C = \dot{Q}_{evap} + \dot{Q}_{sup.aq} \quad (4.1)$$

$$\dot{Q}_{evap} = \dot{m}_c (h_v - h_{in}) \quad (4.2)$$

$$\dot{Q}_{sup.aq} = \dot{m}_c (h_{out,c} - h_v) \quad (4.3)$$

Onde:

$\dot{Q}_{evap}$ : taxa de calor no evaporador (kW)

$\dot{Q}_{sup.aq}$ : taxa de calor no superaquecedor (kW)

$\dot{m}_c$ : fluxo de massa de vapor da caldeira (kg/s)

$h_v$ : entalpia do vapor formado (kJ/kg)

$h_{in}$ : entalpia da água de alimentação da caldeira (kJ/kg)

$h_{out,c}$ : entalpia do vapor na saída da caldeira (kJ/kg)

O superaquecedor é um trocador de calor em que o fluido de trabalho aquece o vapor até que ele atinja o estado de superaquecido, sendo que sua taxa de transferência de calor também pode ser obtida da seguinte forma:

$$\dot{Q}_{sup.aq} = UA (T_{out,c} - T_v) \quad (4.4)$$

Onde:

U: coeficiente de transferência de calor global do superaquecedor (W/m<sup>2</sup>K)

A: área do superaquecedor (m<sup>2</sup>)

$T_{out,c}$ : temperatura do vapor na saída da caldeira (°C)

$T_v$ : temperatura do vapor formado (°C)

O UA do trocador no estado de referência serve como parâmetro do modelo do trocador, e ao operar com cargas parciais, ele tende a diminuir de forma relacionada aos fluxos dessas cargas. Essa relação foi determinada conforme mostrado por PATNODE *et al.* (2006), em que assumindo o fator de incrustação e as resistências térmicas do trocador desprezíveis, o UA pode ser obtido em função dos coeficientes de transferência de calor por convecção dos fluidos:

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{h_i A_i} + \frac{1}{h_o A_o} \quad (4.5)$$

Onde:

$h_i$ : coeficiente de transferência de calor por convecção no interior do trocador de calor (W/m<sup>2</sup>K)

$A_i$ : área no interior do trocador de calor (m<sup>2</sup>)

$h_o$ : coeficiente de transferência de calor por convecção no exterior do trocador de calor (W/m<sup>2</sup>K)

$A_o$ : área no exterior do trocador de calor (m<sup>2</sup>)

A área não varia conforme as cargas são reduzidas, e o coeficiente de transferência de calor por convecção ( $h$ ) é relacionado com o número de Nusselt (Nu):

$$Nu = \frac{h k}{D} \quad (4.6)$$

Onde:

$k$ : condutividade térmica do fluido (W/m<sup>2</sup>K)

$D$ : diâmetro hidráulico (m<sup>2</sup>)

Assumindo que o escoamento seja completamente desenvolvido hidro e termodinamicamente, e turbulento, o Nu pode ser dado em função do número de Reynolds (Re) e número de Prandtl (Pr):

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^n \quad (4.7)$$

$$Re = \frac{4 m}{\pi D \mu} \quad (4.8)$$

$$\text{Pr} = \frac{\mu c}{k} \quad (4.9)$$

Onde:

$n = 0,4$  para fluidos de aquecimento e  $0,3$  para fluidos de resfriamento

$m$ : fluxo de massa (kg/s)

$\mu$ : viscosidade dinâmica do fluido (N s/m<sup>2</sup>)

$c$  : calor específico do fluido (kJ/kg.K)

Analisando as Equações (4.8) e (4.9) se tem que, considerando todas as propriedades dos fluidos não são alteradas uma vez que a temperatura não variou de forma significativa, o Pr será constante para cada fluido, e o Re irá variar com o fluxo de massa do fluido. Levando isso em conta, a partir das Equações (4.6) e (4.7), se tem que o coeficiente de transferência de calor por convecção é proporcional ao fluxo de massa em uma potência de 0,8 :

$$h \propto Nu \Rightarrow h \propto Re^{0,8} \Rightarrow h \propto \dot{m}^{0,8} \quad (4.10)$$

Assim, a partir das Equações (4.5) e (4.10):

$$\frac{1}{UA} \propto \frac{1}{\dot{m}_i^{0,8}} + \frac{1}{\dot{m}_0^{0,8}} \quad (4.11)$$

O mesmo é válido para o valor máximo de UA:

$$\frac{1}{(UA)_{\text{máx}}} \propto \frac{1}{\dot{m}_{i \text{ máx}}^{0,8}} + \frac{1}{\dot{m}_{0 \text{ máx}}^{0,8}} \quad (4.12)$$

Relacionando as Equações (4.11) e (4.12) e considerando que os fluxos de massa interno e externo permanecem nas mesmas proporções em carga parcial e na carga máxima, se tem:

$$\frac{UA}{(UA)_{\text{máx}}} = \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{máx}}} \right)^{0,8} \quad (4.13)$$

$$UA = (UA)_{\text{máx}} \left( \frac{\dot{m}}{\dot{m}_{\text{máx}}} \right)^{0,8} \quad (4.14)$$

Combinando as Equações (4.4) e (4.14), o calor gerado no superaquecedor considerando a variação que ocorre com cargas parciais é dado por:

$$\dot{Q}_{sup.aq} = (UA)_{m\acute{a}x} \left( \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_v} \right)^{0,8} (T_{out,c} - T_v) \quad (4.15)$$

Onde:

$\dot{m}_c$ : parcela do vapor formado pela caldeira (kg/s)

$\dot{m}_v$ : fluxo de vapor demandado pelas turbinas (kg/s)

#### 4.2.2 Eficiência térmica da caldeira

A eficiência térmica da caldeira é a relação da energia que de fato é aproveitada, ou seja, a energia útil, em relação a toda energia investida no equipamento, tomando como referência o poder calorífico inferior (PCI) ou superior (PCS) do combustível. Utilizando o PCI, se tem a energia disponível na fornalha, enquanto que o PCS indica a energia fornecida (BAZZO, 1995). Nesse trabalho será feita abordagem a partir do PCI, de forma que o rendimento térmico da caldeira é dado por:

$$\eta = \left( \frac{Q_{\acute{u}til}}{Q_{disp}} \right) \times 100 \quad (4.16)$$

Existem duas formas de calcula-la: método indireto e direto. No primeiro deles, o rendimento é determinado a partir da soma de perdas que ocorrem durante a queima, como por exemplo as perdas por gases de combustão, pela chaminé, cinzas, combustão incompletas, por purgas e por convecção da caldeira. Esse método é calculado a partir do balanço de energia de forma que (ALMEIDA, 2018, FILHO, 2015, GALANTE, 2015):

$$\dot{Q}_e + \dot{Q}_{cr} = \dot{Q}_s + \dot{Q}_p \quad (4.17)$$

Em que:

$\dot{Q}_e$ : Energia de entrada (KJ/s)

$\dot{Q}_{cr}$ : Energia de créditos (KJ/s)

$\dot{Q}_s$ : Energia de saída (KJ/s)

$\dot{Q}_p$ : Energia de perdas (KJ/s)

A energia de perdas é o somatório das perdas exemplificadas acima, e a energia de créditos é referente a energia do ar de combustão e do combustível quando são pré-aquecidos. Aplicando a Equação (4.16) a esse balanço, se tem:

$$\dot{Q}_{\acute{u}til} = \dot{Q}_{disp} - \dot{Q}_p \quad (4.18)$$

$$\dot{Q}_{disp} = \dot{Q}_e + \dot{Q}_{cr} \quad (4.19)$$

$$\eta = \left(1 - \frac{\dot{Q}_p}{\dot{Q}_e + \dot{Q}_{cr}}\right) \times 100 \quad (4.20)$$

Segundo ALMEIDA (2018), as caldeiras atuais não possuem pré aquecedores de ar, fazendo com que a energia de créditos seja nula. Dessa forma, a Equação (4.20) é rescrita:

$$\eta = \left(1 - \frac{\dot{Q}_p}{\dot{Q}_e}\right) \times 100 \quad (4.21)$$

No método direto, a energia disponível é calculada levando em conta apenas energia obtida pela queima do combustível, utilizando seu poder PCI. Assim, a Equação (4.16)(4.22) fica (BAZZO, 1995):

$$\eta = \left(\frac{\dot{Q}_{\acute{u}til,c}}{\dot{m}_{bag} PCI}\right) \times 100 \quad (4.22)$$

$$\dot{Q}_{\acute{u}til,c} = \dot{m}_v (h_v - h_a) \quad (4.23)$$

Em que:

$\dot{m}_v$ : vazão de vapor formada (kg/s)

$h_v$ : entalpia do vapor superaquecido que sai da caldeira (kJ/kg)

$h_a$ : entalpia da água de alimentação (kJ/Kg)

$\dot{m}_{bag}$ : vazão de bagaço que alimenta a caldeira (kg/s)

PCI: poder calorífico do combustível (kJ/kg)

O método direto é mais simples, porém quando se tem medições precisas da vazão, temperatura e pressão da água de alimentação, do vapor gerado e do combustível consumido, ele é um método viável para se obter a eficiência da caldeira.

#### 4.2.2.1 Eficiência Térmica da Caldeira com Carga Parcial

As demandas térmicas em processos industriais podem variar ao longo de um dia de operação, por isso, grande parte das caldeiras são projetadas para suportar tais variações sem inviabilizar suas operações, que pode ocorrer devido à queda do rendimento térmico (ALMEIDA, 2018) . Entretanto, ainda assim é preciso afirmar que caldeiras operando com cargas parciais tem sua eficiência térmica reduzida, e isso ocorre principalmente devido aos seguintes fatores: à queda de temperatura que ocorre com a

diminuição de combustível sendo que o volume da fornalha é o mesmo, que leva também à diminuição da troca de calor por radiação; os coeficientes de transferência de calor por convecção também diminuem devido à redução da velocidade dos gases de combustão; e também, devido à queima incompleta do combustível que podem ocorrer com cargas parciais (ALMEIDA, 2018, GALANTE, 2015).

No modelo proposto a carga da caldeira varia conforme a disponibilidade do campo solar, e com isso, sua eficiência pode ser reduzida. Para minimizar tais efeitos, foi calculada uma carga mínima em que a caldeira deva operar para que seu rendimento ainda seja satisfatório. Para tanto, o método direto foi empregado levando em conta o impacto que a variação que a carga causa no superaquecedor devido as perdas convectivas. Dessa forma, o calor útil da caldeira é dado pela soma do calor gerado no evaporador ( $\dot{Q}_{evap}$ ) e no superaquecedor ( $\dot{Q}_{sup.aq}$ ) ao passo do tempo:

$$\eta = \left( \frac{\dot{Q}_{evap} + \dot{Q}_{sup.aq}}{\dot{m}_{bag} PCI} \right) \times 1000 \quad (4.24)$$

A Figura 8 mostra como a eficiência térmica diminuiu em função da variação da vazão de bagaço, calculada a partir da eficiência nominal da caldeira da Usina II (descrita na seção 4.3) e da Equação (4.24). A partir dela é possível determinar a carga mínima de 30% para que a caldeira continue funcionando sem comprometer seu desempenho de forma significativa. A mesma curva foi realizada para as demais usinas, em que a eficiência da caldeira foi fornecida, e devido à similaridade delas, a carga mínima de 30% foi aplicada à todas.

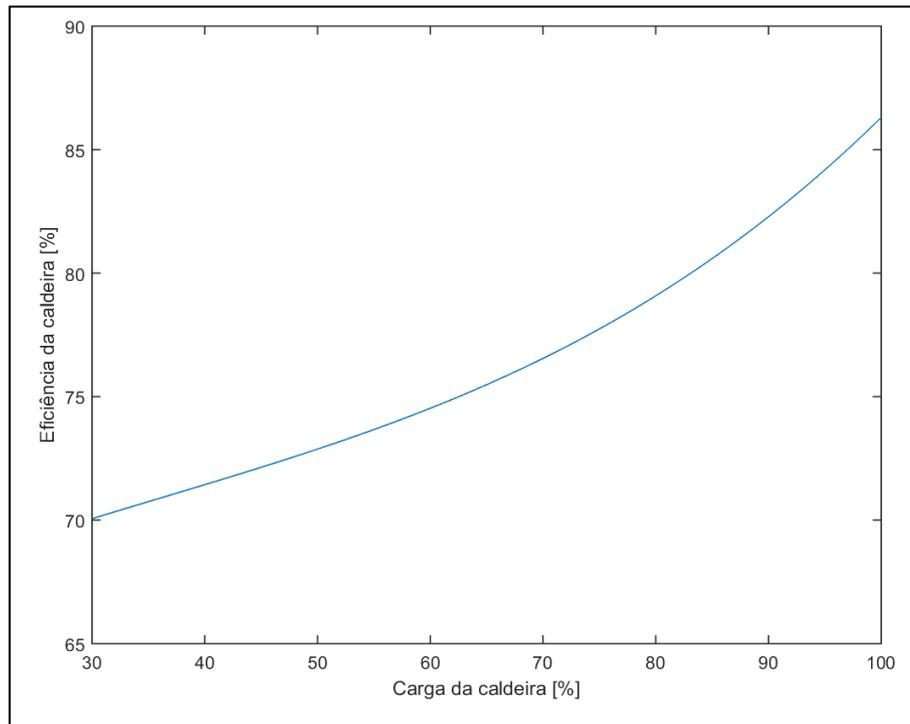


Figura 8. Variação da eficiência em função da carga da caldeira para Usina II. Fonte própria.

### 4.2.3 Eficiência térmica do campo solar

A eficiência térmica do campo solar é a relação entre a energia térmica fornecida pelo receptor para o sistema e a DNI incidente no campo. Ela é calculada por:

$$\eta_t = \left( \frac{\dot{Q}_s}{DNI A_{esp.}} \right) \times 100 \quad (4.25)$$

Onde:

$\eta_t$ : eficiência térmica do campo solar

$\dot{Q}_s$ : Energia fornecida pelo receptor (W)

DNI: radiação normal direta (W/m<sup>2</sup>)

$A_{esp.}$ : área espelhada do campo solar (m<sup>2</sup>)

### 4.2.4 Eficiência de conversão solar – elétrica

A eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica é obtida a partir da relação da quantidade de energia elétrica gerada ( $E_{ele,solar}$ ) a partir da energia solar disponível ( $E_{solar}$ ):

$$\eta_{se} = \frac{E_{ele,solar}}{E_{solar}} \quad (4.26)$$

$$E_{solar} = \sum DNI \cdot A_{esp} \cdot \Delta t \quad (4.27)$$

$$E_{ele,solar} = \sum \dot{W}_{ele,\Delta t} \frac{\dot{Q}_s}{\dot{Q}_T} \quad (4.28)$$

Onde  $\dot{W}_{ele,\Delta t}$  é a potência elétrica (W) do bloco de potência da usina durante todo tempo de funcionamento do campo solar. A fração  $\frac{\dot{Q}_s}{\dot{Q}_T}$  indica a quantidade de energia gerada no campo solar ( $\dot{Q}_s$ ) que está sendo utilizada para geração de energia elétrica, em comparação com a quantidade total de energia ( $\dot{Q}_T$ ) necessária demandada pelas turbinas.

#### 4.2.5 Funcionamento na Safra

Para modelagem da hibridização durante o período de safra, o fluxo de vapor necessário para funcionamento da usina foi fixado, de acordo com a demanda atual de cada usina, sendo que desse fluxo, no máximo 70% viria a partir do campo solar, enquanto que no mínimo 30% viria da queima de bagaço nas caldeiras. Foi considerado que o campo solar seria acionado em horários em que a DNI fosse maior do que  $100 \text{ Wm}^{-2}$ , de forma que em períodos em que DNI fosse menor do que esse valor (noite e dias de baixa incidência solar) a caldeira operaria sozinha fornecendo a carga de vapor exigida para o funcionamento das turbinas. As Figura 9 e Figura 10 mostram o esquema de funcionamento do sistema híbrido proposto.

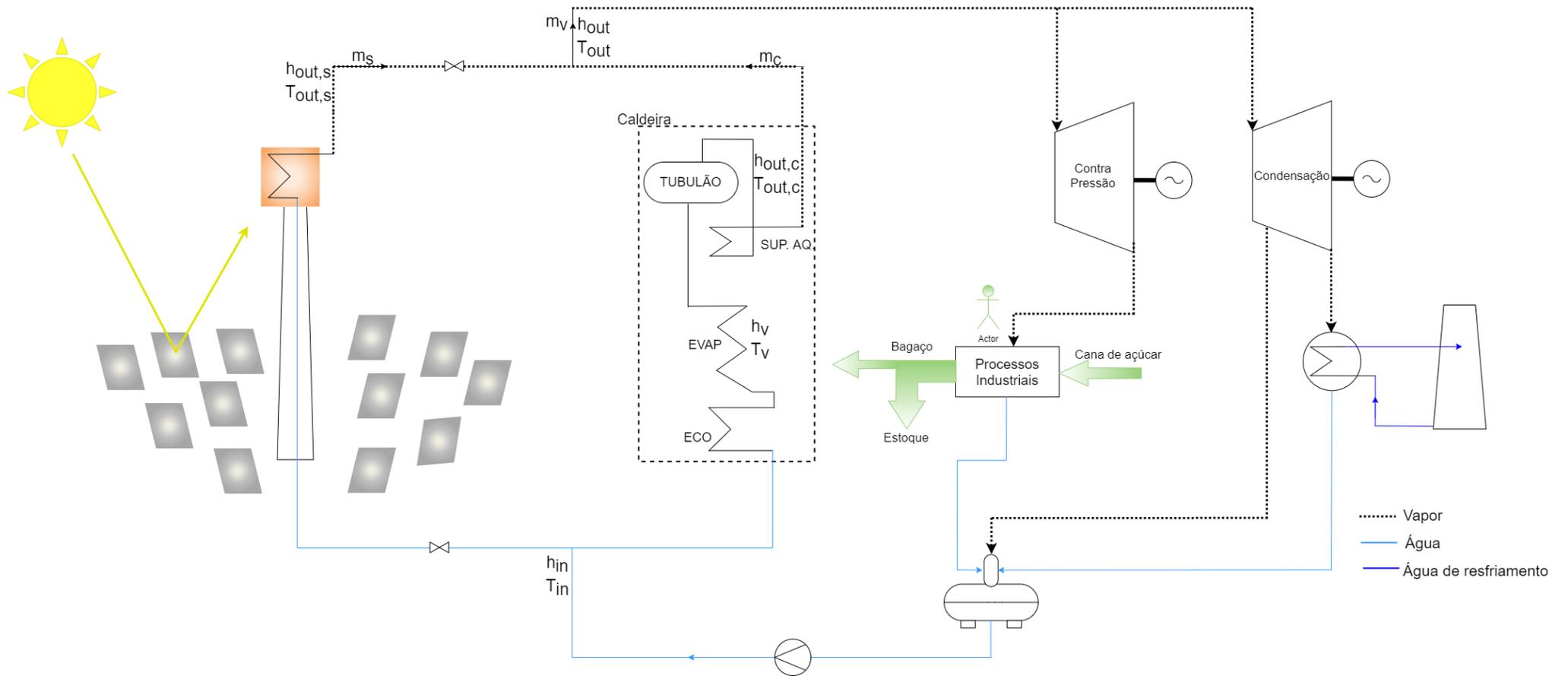


Figura 9. Sistema híbrido durante horas de sol. Fonte própria.

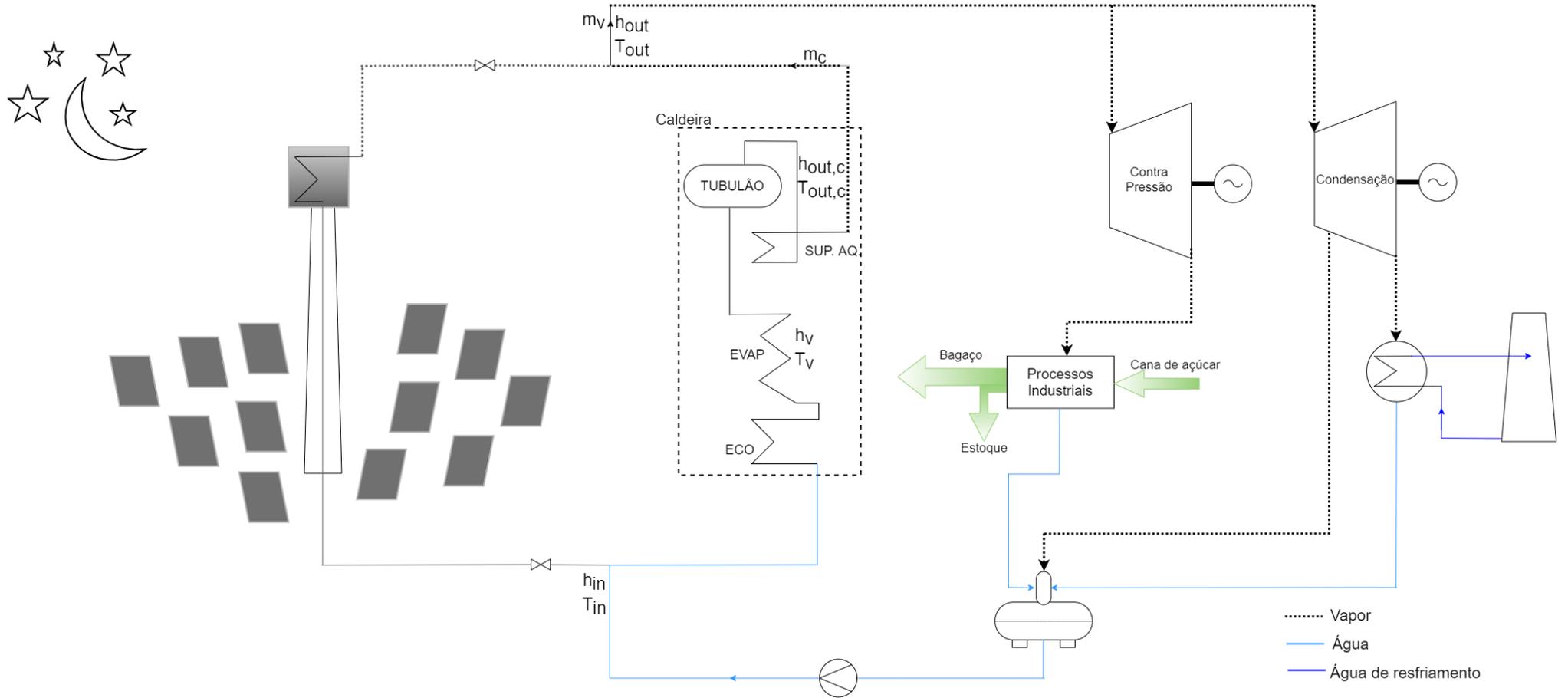


Figura 10. Sistema híbrido durante horas sem sol. Fonte própria

Dessa forma, o vapor necessário ( $\dot{m}_v$ ) é dado como a soma das parcelas de vapor formado no campo solar e na caldeira:

$$\dot{m}_v = \dot{m}_s + \dot{m}_c \quad (4.29)$$

Onde:

$\dot{m}_s$ : parcela do vapor formado pelo campo solar (kg/s)

$\dot{m}_c$ : parcela do vapor formado pela caldeira (kg/s)

O calor total ( $\dot{Q}_T$ ) formado para geração de vapor pode ser dado a partir da diferença de entalpia do vapor e da água de alimentação:

$$\dot{Q}_T = \dot{m}_v(h_{out} - h_{in}) \quad (4.30)$$

Onde:

$h_{out}$ : entalpia do vapor na saída do sistema (kJ/kg)

$h_{in}$ : entalpia da água de alimentação na entrada do sistema (kJ/Kg)

O calor total também pode ser dado a partir da soma dos calores gerados pelo campo solar ( $\dot{Q}_S$ ) e pela caldeira ( $\dot{Q}_C$ ):

$$\dot{Q}_T = \dot{Q}_S + \dot{Q}_C \quad (4.31)$$

O calor formado pelo campo solar é dado por:

$$\dot{Q}_S = \dot{m}_s(h_{out,s} - h_{in}) \quad (4.32)$$

Onde:

$h_{out,s}$ : entalpia do vapor na saída do campo solar (kJ/kg)

O calor formado na caldeira, como descrito em 4.2.1, é formado pelo calor do evaporador e do superaquecedor, e descritos pelas Equações (4.1), (4.2) e (4.3), de forma que a Equação (4.31) pode ser reescrita:

$$\dot{m}_v(h_{out} - h_{in}) = \dot{m}_s(h_{out,s} - h_{in}) + \dot{m}_c(h_{out,c} - h_{in}) \quad (4.33)$$

Considerando as Equações (4.3) e (4.15), o calor no superaquecedor é dado por:

$$\dot{Q}_{sup.aq} = (UA)_{m\acute{a}x} \left( \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_v} \right)^{0,8} (T_{out,c} - T_v) = \dot{m}_c(h_{out,c} - h_v) \quad (4.34)$$

Além disso, para a parcela de vapor formado na caldeira, foi considerada a variação de entalpia ( $h_{out,c}$ ) em função da variação da temperatura ( $T_{out,c}$ ):

$$h_{out,c} = f(T_{out,c}) \quad (4.35)$$

Dessa forma, foi montado um sistema a partir das Equações (4.29), (4.32), (4.33), (4.34) e (4.35) resolvido pelo método de Newton-Raphson, que determinou em função da quantidade de calor fornecida pelo receptor da torre central e da DNI horária, de acordo com a modelagem do SAM, as parcelas de massas de vapor formadas no campo solar ( $\dot{m}_s$ ) e na caldeira ( $\dot{m}_c$ ), além das entalpias do vapor na saída do campo solar ( $h_{out,s}$ ) e na caldeira ( $h_{out,c}$ ), assim como a temperatura do vapor na saída da caldeira ( $T_{out,c}$ ).

Com isso, a partir do fluxo de massa de vapor formado na caldeira, é possível calcular a quantidade bagaço que está sendo utilizado a partir da razão vapor-bagaço ( $R_{v/b}$ ), e por consequência, a quantidade de bagaço economizado e estocado.

$$R_{v/b} = \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_{bag,m\acute{a}x}} \quad (4.36)$$

$$\dot{m}_{bag} = \frac{\dot{m}_c}{R_{v/b}} \quad (4.37)$$

$$\frac{dm_{bag,eco}}{dt} = \dot{m}_{bag,m\acute{a}x} - \dot{m}_{bag} \quad (4.38)$$

$$m_{bag,estq.} = \sum_{i=1}^{i=t} m_{bag,eco.i} \quad (4.39)$$

Onde:

$\dot{m}_{bag,m\acute{a}x}$ : fluxo de massa de bagaço que é queimando quando a caldeira opera sem o campo solar (kg/s)

$\dot{m}_{bag}$ : fluxo de massa de bagaço que é queimado com o campo solar ativo (kg/s)

$m_{bag,eco}$ : massa de bagaço que é economizado (kg)

$m_{bag,estq.}$ : massa de bagaço que é estocado (kg)

t: tempo em que o campo solar esteve ativo na safra (h)

#### 4.2.6 Funcionamento na Entressafra

No modelo de hibridização proposto, durante a entressafra a usina funcionará em um primeiro momento de forma conjunta com campo solar e as caldeiras operando em paralelo até que todo bagaço estocado seja consumido. Após esse período, o campo solar operará sozinho até o começo da próxima safra (Figura 11).

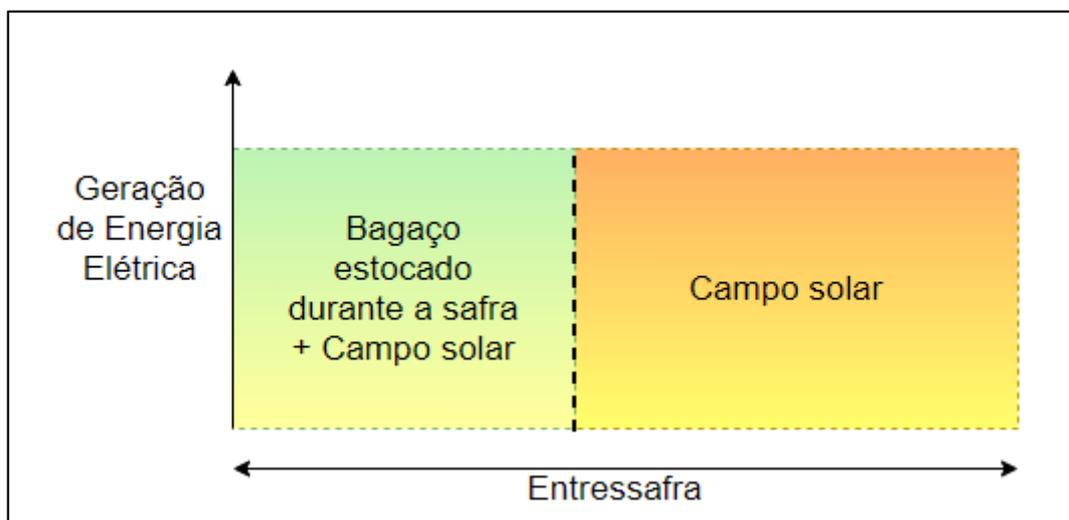


Figura 11. Forma de operação na entressafra. Fonte própria.

Por ser um modelo de estimativa baseado nos dados fornecidos, nem todas as usinas disponibilizaram os mesmos dados, de forma que foram feitas considerações específicas para cada uma delas.

#### 4.3 Usinas Estudadas

A Figura 12 mostra o mapa de variação da DNI no Brasil, sinalizando todas usinas sucroalcooleiras que geram de energia elétrica a partir da queima do bagaço. As usinas que forneceram os dados estão destacadas em verde, e serão identificadas de Usina I a Usina IV. Apesar dessas usinas apresentarem diferentes potenciais solarimétricos, apenas elas não são capazes de apresentar um estudo que seja representativo do setor sucroalcooleiro. Dessa forma, foram identificadas outras três regiões de importância para o setor, com agrupamentos significativos de usinas, e feitas simulações utilizando os dados de operação da Usina Base, descrita por BURIN *et al.* (2016), com os dados meteorológicos dessas regiões. Para identificação, elas foram nomeadas de Usina V a Usina VII, mas é importante ressaltar que não foi estudada e nem escolhida nenhuma usina específica, essa nomenclatura foi dada apenas para que se possa representar as

regiões que serão analisadas. Elas, assim como a Usina Base, são representadas em amarelo na Figura 12.

O mapa do DNI foi obtido a partir de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), disponibilizados pelo *Laboratory of Modeling and Studies of Renewable Energy Resources* (LABREN), coordenado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A Tabela 3 mostra os dados geográficos e meteorológicos das sete regiões estudadas e da Usina Base.

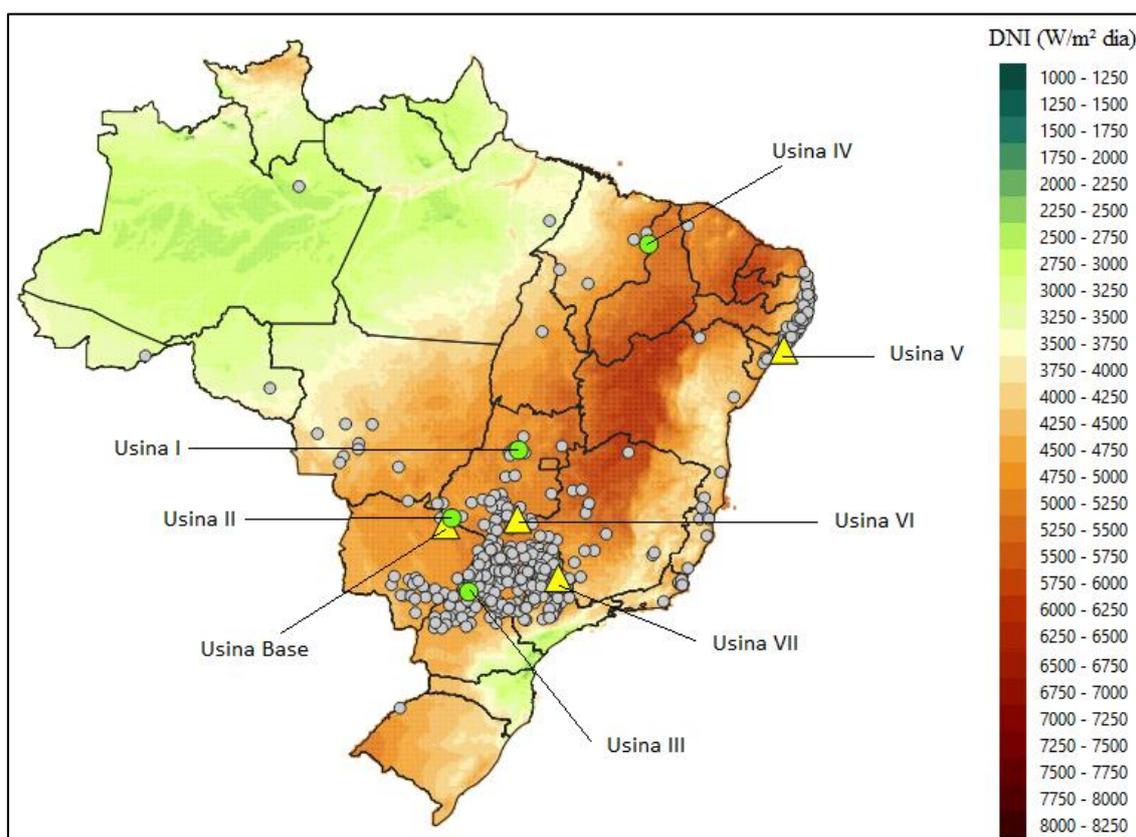


Figura 12. Usinas com cogeração no Brasil, usinas estudadas e DNI. Fonte: Própria.

Tabela 3. Dados geográficos, climáticos e de geração das Usinas

	Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Cidade	Goianésia	Chapadão do Céu	Mirante do Paranapanema	União	Maceió	Itumbiara	Casa Branca
Estado	GO	GO	SP	PI	AL	GO	SP
Fuso horário	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Altitude (m)	641	840	448	56	84	491	734
Latitude	-15.08281°	-18.95235°	-22.4019114°	-4.85284°	-9.551168°	-18.4097°	-21.7805°

Longitude	-49.30774°	-52.80925°	-52.1040013°	-42.8835°	-35.77019°	-49.1920°	-47.0752°
DNI (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	3,99	4,68	3,14	4,06	3,27	4,99	4,07
GHI (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	5,12	5,46	4,20	5,31	5,01	5,99	4,84
Velocidade média do vento (m/s)	1,1	2,1	1,7	1,2	2,7	1,7	1,5
Temperatura média (°C)	24,4	22,6	23,6	27,9	25,4	24,2	21,9

Os dados coletados dependeram da disponibilização das Usinas, e por isso eles podem variar de uma usina para outra, podendo haver alguns parâmetros de operação na entressafra incompletos. Apesar disso, todos os dados necessários para o modelo foram coletados. Abaixo o bloco de potência das usinas estudadas serão descritos.

#### **Usina Base, Usina V, Usina VI e Usina VII**

A Usina Base é localizada em Chapadão do Sul – MS, porém para efeito comparativo com o trabalho de BURIN *et al.* (2016), a simulação foi realizada com os dados meteorológicos de Campo Grande. Para as Usinas de V a VII foram utilizados, respectivamente, os dados meteorológicos de Maceió – AL, Casa Branca – SP e Itumbiara – GO.

O bloco de potência (Figura 13) da usina descrita por BURIN *et al.* (2016) gera 64,7 MW de energia elétrica, e possui duas caldeiras alimentadas por 71,2 T.h<sup>-1</sup> de bagaço, cada, que fornecem 330 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido (525°C e 67 bar) para alimentar duas turbinas em paralelo, uma de contrapressão e outra de condensação. Parte desse vapor (220 T.h<sup>-1</sup>) é expandido até uma pressão de 2,5 bar na turbina de contrapressão, e segue para ser utilizado em processos industriais da própria usina, o que sobra segue para o desaerador. O restante do vapor (110 T.h<sup>-1</sup>) é utilizado na turbina de condensação, onde ocorrem quatro extrações: uma (31 T.h<sup>-1</sup>) a 17,5 bar para aquecer parte da água de alimentação da caldeira, a segunda (25,5 T.h<sup>-1</sup>) a 5 bar para aquecer o desaerador, a terceira (6,4 T.h<sup>-1</sup>) a 1,8 bar para aquecer o condensado antes dele ir para o desaerador, e a última (47,6 T.h<sup>-1</sup>) a 0,08 bar que segue para o condensador. Do desaerador, a água de alimentação (340,4 T.h<sup>-1</sup>) segue a 200 °C e 77 bar para caldeira, fechando o ciclo.

Na entressafra, o bloco de potência funciona apenas com uma caldeira, consumindo 45,4 T.h<sup>-1</sup> de bagaço, que fornece 110 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido (503°C e 67 bar) apenas para alimentar a turbina de condensação. A turbina de contrapressão é desativada nesse período. A usina fornece 25,2 MW para rede, e opera cerca de 33 dias.

Tabela 4. Dados de operação da Usina Base, V, VI e VII.

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Produção de Bagaço	T	750.000
Bagaço estocado	T	39.684
Bagaço queimado	T	710.316
Eficiência nominal de cada caldeira	%	85,2
Demanda de vapor	T/h	330
Geração Contrapressão	MW	42,2
Geração Condensação	MW	22,5
Potência Instalada	MW	64,7
Consumo interno	MW	19,2
Potência exportada para rede	MW	45,5
Geração Contra – Pressão (entressafra)	MW	0
Geração Condensação (entressafra)	MW	26
Potência gerada (entressafra)	MW	26
Consumo interno (entressafra)	MW	0,8
Potência exportada para rede (entressafra)	MW	25,2
Dias de safra		209
Dias de entressafra		33
Potência anual exportada	MW	70,7

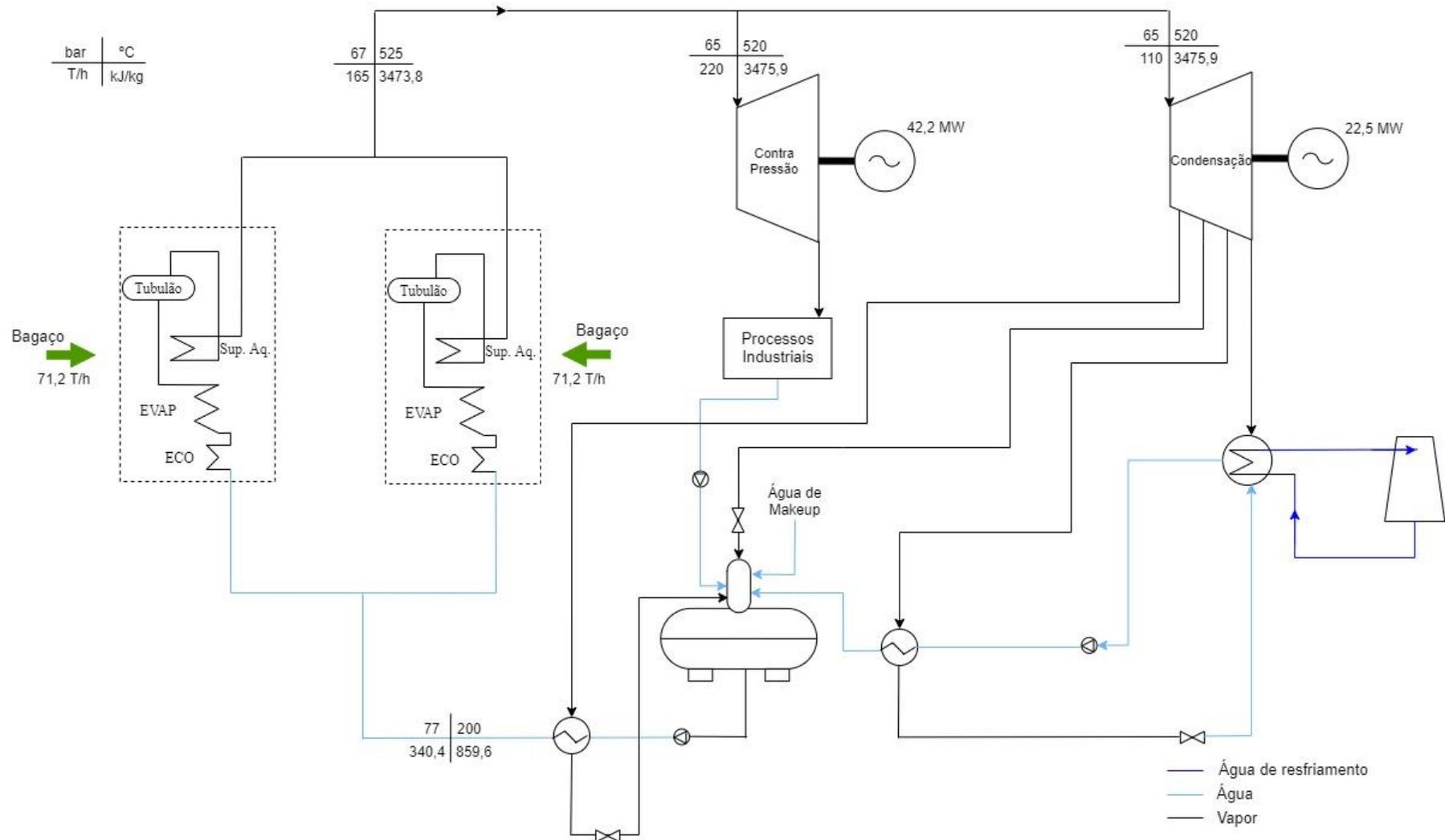


Figura 13. Bloco de potência da Usina base durante a safra. Fonte: adaptado de BURIN (2015)

## Usina I:

A Usina I é localizada em Goianésia – GO e produz etanol, açúcar, saneantes e levedura. Ela produz energia elétrica a partir da queima do bagaço da cana de açúcar com capacidade de 52 MW de geração, que se destinam a alimentar os processos internos da usina e exportam cerca de 31 MW para rede no período da safra, e a partir da queima do bagaço estocado, 15,7 MW na entressafra. O seu bloco de potência (Figura 14) funciona com uma caldeira que queima 173 T.h<sup>-1</sup> de bagaço, fornecendo 324 T h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido paralelamente a dois turbogeradores. A maior parte desse vapor (217,64 T.h<sup>-1</sup>) é expandido em uma turbina de contrapressão, enquanto o restante é disponibilizado para os processos da usina que usam vapor direto (7 T.h<sup>-1</sup>) e expandidos em uma turbina de condensação (99,36 T.h<sup>-1</sup>). Na entressafra, o bloco de potência funciona fornecendo 78 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido que alimentam a turbina de contrapressão (7 T.h<sup>-1</sup>), em que o vapor é utilizado para aquecer o desaerador, e a turbina de condensação (71 T.h<sup>-1</sup>). A usina fornece 25,2 MW para rede, e opera cerca de 14 dias. A Tabela 5, apresenta alguns dados de operação referentes a safra de 2017/2018, que foram utilizados.

Tabela 5. Dados de Operação da Usina I

Parâmetro	Unidade	Valor
Produção de Bagaço	T	714.286
Bagaço estocado	T	14.286
Bagaço queimado	T	700.000
Eficiência nominal da caldeira	%	81,5
Demanda de vapor	T/h	324
Geração Contrapressão	MW	28
Geração Condensação	MW	24
Potência instalada	MW	52
Consumo interno	MW	21
Potência exportada para rede	MW	31
Geração Contrapressão (entressafra)	MW	1,05
Geração Condensação (entressafra)	MW	17,05
Potência gerada (entressafra)	MW	18,1
Consumo interno (entressafra)	MW	2,4
Potência exportada para rede (entressafra)	MW	15,7
Dias de safra		194
Dias de entressafra		14
Potência anual exportada	MWh	149.611,2

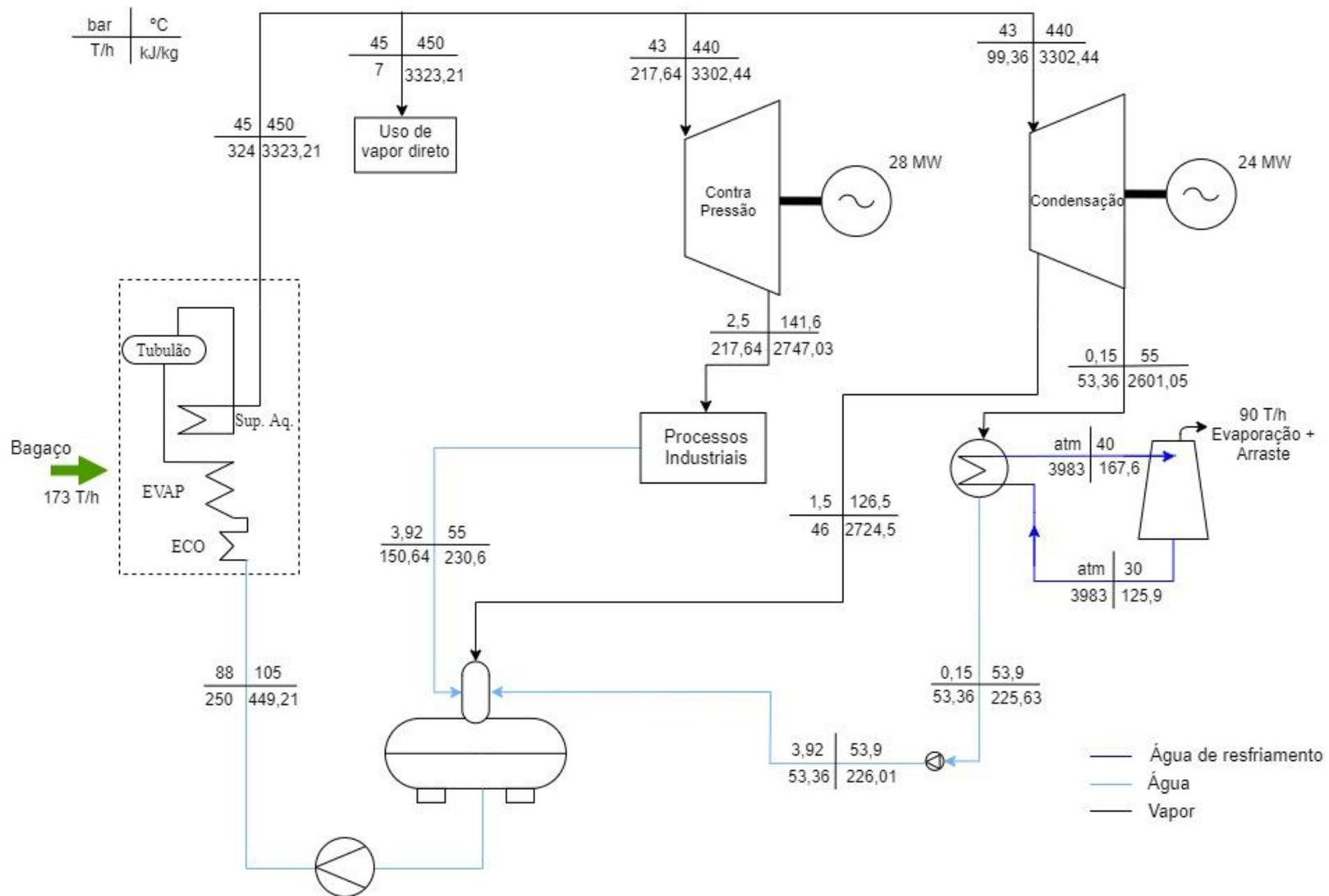


Figura 14. Bloco de potência da Usina I durante a safra. Fonte própria

## Usina II

A Usina II, localizada cerca de 480 km ao sudoeste de Goiânia, é a maior potência instalada em termos de sucroalcooleiras com cogeração, com capacidade de produzir 160 MW. Ela utiliza, além da cana de açúcar, o milho como biomassa, queimando cerca de 2.204.375,10 toneladas de biomassa por safra. Seu bloco de potência (Figura 15) possui 2 caldeiras, que operam paralelamente à 2 turbinas de condensação e 2 turbinas de contrapressão. As caldeiras são alimentadas com 296 T.h<sup>-1</sup> de biomassa, que geram 375 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido. As turbinas de contrapressão geram cada uma 35 MW, e as de condensação 45 MW.

Durante a entressafra, o bloco de potência da usina opera consumindo 110.164 toneladas de biomassa, que geram vapor para alimentar as duas turbinas de condensação e uma de contrapressão, gerando cerca de 92,39 MW durante os 9 dias de operação.

Tabela 6. Dados de operação da Usina II

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Produção de bagaço	T	1.559.820
Bagaço estocado	T	40.000
Biomassa queimada (incluindo cavaco)	T	2.204.375,10
Eficiência nominal da caldeira	%	85,85
Demanda de vapor	T/h	375
Geração Contrapressão 1	MW	35
Geração Contrapressão 2	MW	35
Geração Condensação 1	MW	45
Geração Condensação 2	MW	45
Potência instalada	MW	160
Consumo interno	MW	34,95
Potência exportada para rede	MW	125,05
Geração Contra – Pressão (entressafra)	MW	5,71
Geração Condensação 1 (entressafra)	MW	43,22
Geração Condensação 2 (entressafra)	MW	43,46
Potência gerada (entressafra)	MW	92,39
Consumo interno (entressafra)	MW	27,69
Potência exportada para rede (entressafra)	MW	27,69
Dias de safra		311
Dias de entressafra		9
Potência anual exportada	MWh	939.354,24

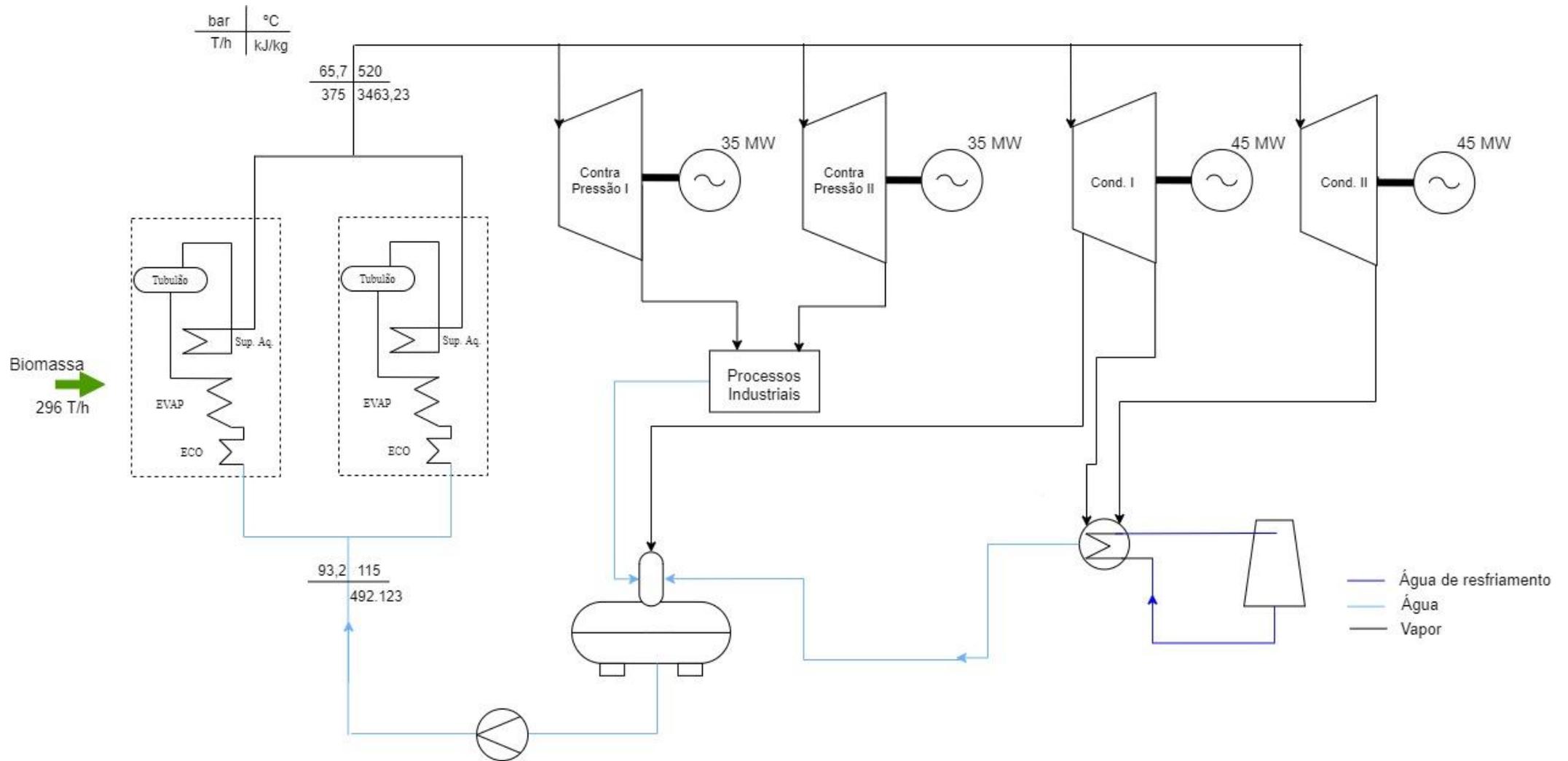


Figura 15. Bloco de potência da Usina II durante a safra. Fonte própria.

### Usina III:

A Usina III produz etanol, açúcar VHP<sup>1</sup> e energia elétrica. A unidade estudada é localizada no sudoeste paulista e tem capacidade de geração de 112 MW. O bloco de potência é composto por duas caldeiras que operam paralelamente oferecendo 550 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido para alimentar três turbogeradores, dois de condensação e um de contrapressão. As caldeiras são alimentadas com bagaço da cana de açúcar a uma vazão de 262 T.h<sup>-1</sup>.

Tabela 7. Dados de operação da Usina III

Parâmetro	Unidade	Valor
Produção de Bagaço	T	1.107.000
Bagaço estocado	T	250.000
Bagaço queimado	T	857000
Eficiência nominal da caldeira	%	-
Demanda de vapor	T/h	550
Geração Contrapressão 1	MW	51,64
Geração Contrapressão 2	MW	41,35
Geração Condensação	MW	19,74
Potência instalada	MW	112,73
Potência exportada para rede	MW	110.000
Dias de safra		230
Dias de entressafra		95

<sup>1</sup> Açúcar VHP (do inglês *Very High Polarization*) é o açúcar bruto, antes de ser refinado.

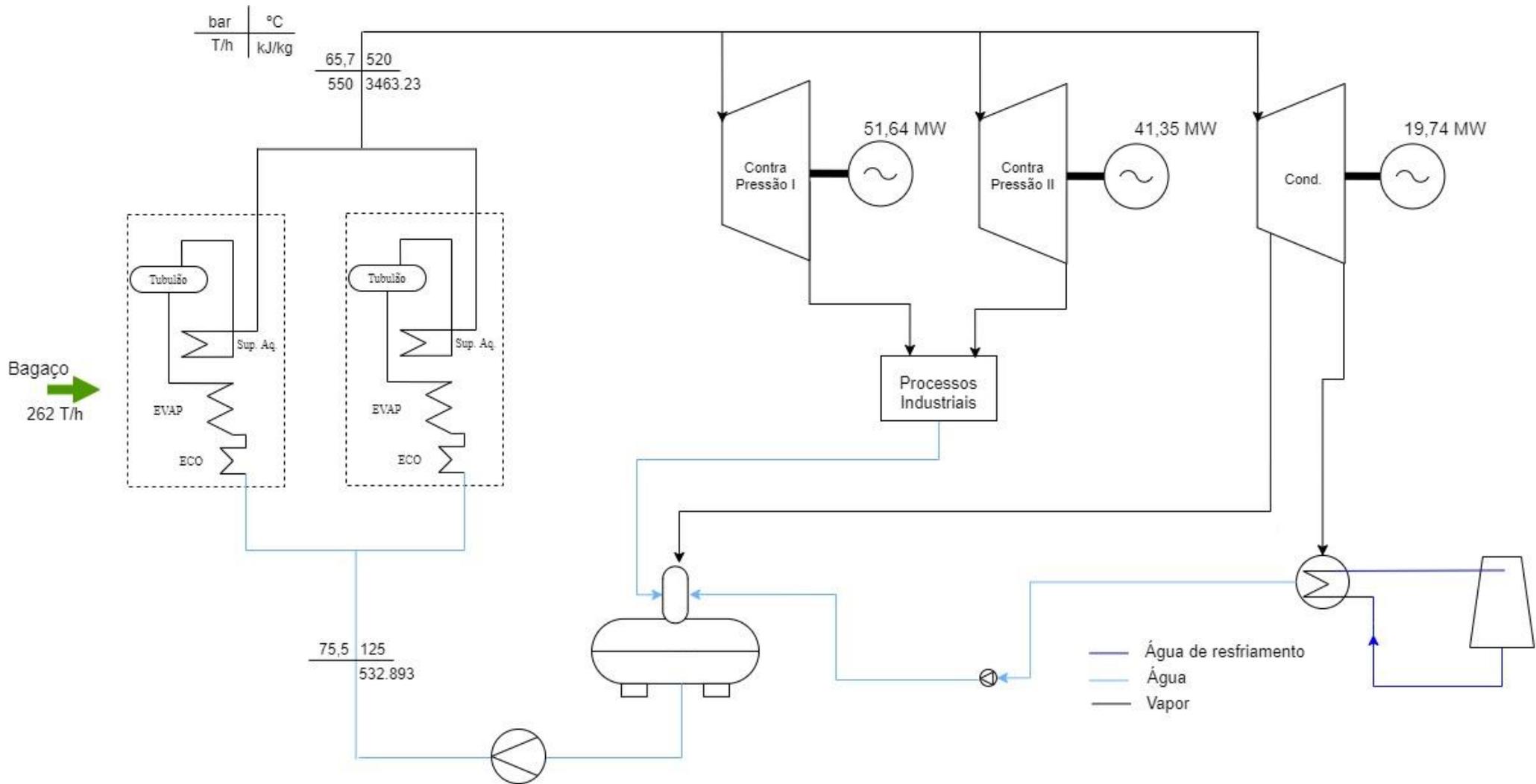


Figura 16. Bloco de potência da Usina III durante a safra. Fonte própria.

## Usina IV

A Usina IV atua no Nordeste fornecendo etanol e açúcar principalmente para os estados do Piauí, Ceará e Maranhão, além de exportar o açúcar VHP. A unidade estudada está localizada no Piauí, a uma distância de 57 km de Teresina, e produz 18 MW para alimentar as demandas internas da usina, e o que sobra é exportado para rede. São queimados 105 T.h<sup>-1</sup> de bagaço, gerando 210 T.h<sup>-1</sup> de vapor superaquecido, que alimentam quatro turbogeradores de contrapressão.

Tabela 8. Dados de operação da Usina IV

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Produção de Bagaço	T	466.200
Bagaço estocado	T	30.000
Bagaço queimado	T	436.200
Eficiência nominal da caldeira	%	-
Demanda de vapor	T/h	210
Geração Contrapressão 1	MW	6
Geração Contrapressão 2	MW	5
Geração Contrapressão 3	MW	4
Geração Contrapressão 4	MW	3
Potência instalada	MW	18
Dias de safra		185

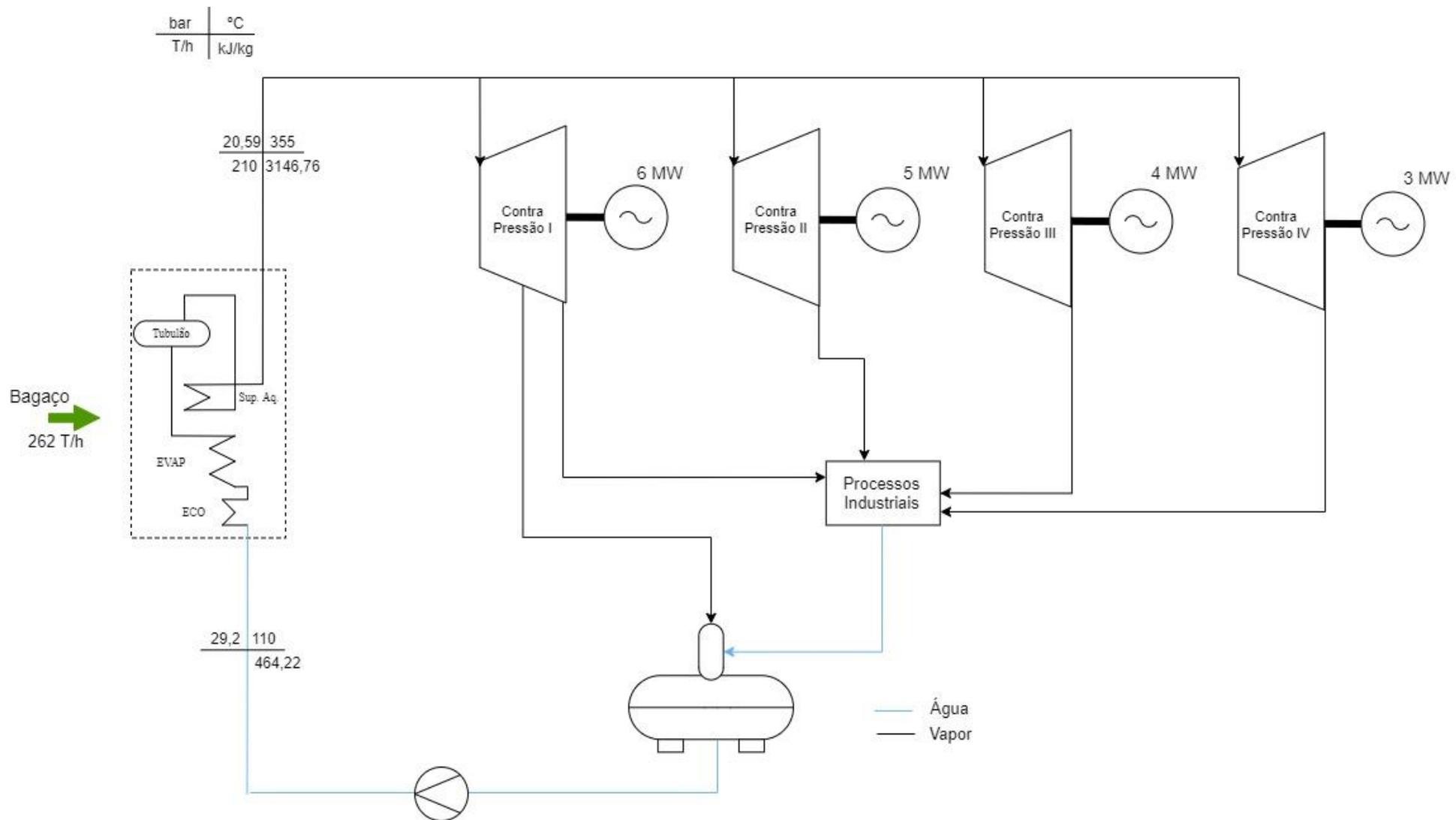


Figura 17. Bloco de potência da usina IV durante a safra. Fonte própria

Como dito anteriormente, cada usina teve um campo solar modelado no SAM de acordo com sua potência instalada. Sendo que as Usinas V a VII foram modeladas com os mesmos parâmetros da Usina Base, mudando apenas o TMY, que foi referente a cada região que a usina representa. A Tabela 9 mostra parâmetros do *layout* do campo solar otimizado pelo SAM a partir do múltiplo solar e da potência de cada uma das usinas. Para a modelagem da Usina Base foram utilizados o múltiplo solar e a potência elétrica que oferecesse a área e energia térmica mais próximas às descritas por BURIN *et al.* (2016), de forma que os valores adotados foram 1,6 e 32.1 MWe, respectivamente. É por esse motivo que ocorre a diferença de múltiplo solar entre as Usinas que forneceram os dados (Usinas I a IV) e as Usinas que foram simuladas a partir da Usina Base. Entretanto, como forma comparativa, foram realizadas outras simulações com as Usinas de I a IV operando com o MS de 1,6 e as usinas de V a VII com MS unitário. Essas outras simulações foram realizadas apenas como forma de avaliar o impacto do MS no modelo proposto, e por isso, são mostradas apenas seus ganhos anuais na seção 5.2.2. Todos os outros resultados discutidos na seção seguinte foram obtidos a partir das simulações realizadas com os parâmetros descritos na Tabela 9.

Tabela 9. Parâmetros do campo solar para cada usina.

	Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII	Usina Base
Múltiplo solar	1	1	1	1	1,6	1,6	1,6	1,6
Potência elétrica de saída (MW)	24	70	20	18	32,1	32,1	32,1	32,1
Número de heliostatos	789	2226	683	649	1662	1632	1642	1638
Área espelhada (m <sup>2</sup> )	113.912	321.378	98.608	93.699	239.951	235.620	237.063	235.042
Área total (km <sup>2</sup> )	0,56	2,0	0,68	0,53	2,19	2,19	2,32	2,31
Distância máxima da torre (m)	691,8	860,7	553,3	516,5	726,9	728,1	701,8	759,6
Distância mínima da torre (m)	61,0	75,9	48,8	45,6	64,1	64,2	61,9	67,0
Altura da torre (m)	81,4	101,3	65,1	60,8	85,5	85,6	82,6	89,4
Armazenamento térmico	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia térmica (MWt)	59,41	173,27	49,5	44,55	79,45	79,45	79,4	79,45

Atualmente, durante a safra, todas as usinas estudadas estocam parte do bagaço da cana de açúcar como forma de segurança, e queimam o restante para a geração vapor. O vapor formado no processo é utilizado em processos industriais da usina, e para gerar energia elétrica, que abastece o consumo interno e o restante é exportada para rede. Já durante a entressafra, elas operam poucos dias queimando parte do bagaço que sobrou, gerando energia elétrica.

Para o modelo proposto, o comportamento na entressafra para as Usinas I, II, V, VI e VII foi mantido os atuais parâmetros de vazão de vapor e funcionamento das turbinas descritos nas Tabela 5, Tabela 6 e Tabela 4, respectivamente, e calculada a quantidade de dias a mais em que elas operariam apenas com o bagaço estocado na safra. Sendo que para a Usina II foi considerado que durante o período de operação conjunta ela operaria da mesma forma que opera hoje, e que para o período de operação apenas com o campo solar, seriam utilizadas as duas turbinas de condensação, operando com 70 MW.

Para a Usina III foi considerado que o seu bloco de potência opera apenas com a turbina de condensação, pelo fato de a usina não demandar a carga de vapor que as turbinas de contrapressão fornecem. Já para a Usina IV, que não possui turbina de condensação, foi considerado que ela operaria apenas com uma de contrapressão (6 MW). Porém fica evidenciado que essa não seria a melhor configuração, visto a necessidade de extração do vapor que ocorre nesse tipo de turbina, e que possa não ter aplicação do período de entressafra. A partir dessas considerações foi possível estimar o consumo necessário atual de vapor para funcionamento na entressafra, e por consequência, a atual vazão de bagaço. E assim, a quantidade de dias de operação atual foi estimada a partir do tempo levado para se queimar de todo estoque atual de bagaço. Com isso, foi possível calcular a quantidade de dias a mais que cada usina operaria com o aumento do estoque obtido na safra.

Para todas as usinas, a operação apenas com o campo solar foi calculada começando um dia após o término da utilização do estoque disponível, indo até um dia antes do começo da safra. Do estoque formado na safra com a operação do campo solar, 2% não é queimado na entressafra, funcionando como estoque de segurança. Além disso, é importante ressaltar que o modelo proposto é uma estimativa, e por isso foi considerada a operação em todos os dias do ano, não levando em conta os dias sem funcionamento devido feriados, manutenção, etc.

#### 4.4 Análise econômica

Como aspecto econômico foi avaliado o custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *levelized cost of energy*). Esse é parâmetro representa o custo equivalente para cada unidade de energia gerada (BUCK, SCHWARZBÖZL, 2018). Nele, a soma dos custos de instalação, operação e manutenção ao longo de todo ciclo de vida do projeto são comparados com a soma da energia gerada (BURIN, E, 2015). Dessa forma, esse é um método que permite a comparação dos custos da energia gerada para diferentes plantas. Segundo BUCK & SCHWARZBÖZL (2018), o LCOE é o critério de avaliação mais comum para economia de uma planta CSP torre central. Ele é calculado conforme a Equação (4.40), mostrada no trabalho de BEZERRA (2017).

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{I_i M_i F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (4.40)$$

Onde:

N: Tempo de vida do sistema (anos)

I<sub>i</sub>: Custos de investimento no ano i (US\$)

M<sub>i</sub>: Custos de manutenção e operação no ano i (US\$)

F<sub>i</sub>: Custos com combustível de *backup* no ano i (US\$)

E<sub>i</sub>: Energia gerada no ano i (kWh)

r: Taxa de desconto (%)

Uma forma da hibridização atuar como um vetor de incentivo para implementação da tecnologia heliotérmica no país, é por meio da redução de custos quando comparada a uma planta operando apenas com CSP. Assim, visando avaliar essa economia, foi feita a comparação do LCOE da hibridização com o LCOE de uma planta unicamente CSP com torre central sem armazenamento térmico e utilizando bagaço da cana de açúcar como combustível de *backup*. A escolha desse combustível foi feita levando em conta ser um combustível de baixo custo, e visando a não utilização de combustíveis fósseis, que geralmente são os mais empregados. O LCOE foi comparado tomando como base o projeto de cada uma das usinas estudadas e para os múltiplos solares de 1 e 1,6. Assim como sugerido por BURIN (2015), o LCOE da hibridização foi calculado para energia adicional ganha com a hibridização. Os parâmetros utilizados para

os cálculos estão disponíveis na Tabela 10. Para o cálculo do LCOE para o sistema híbrido, o custo do combustível de *backup*, o custo de terra e o custo referente ao bloco de potência foram desconsiderados, assim como proposto por SORIA *et al.* (2015), uma vez que o bagaço já é produzido pela própria usina, a terra seria fornecida pela própria usina, que ganharia com a venda de energia a mais gerada, e o bloco de potência já é instalado, havendo assim apenas os custos de manutenção e operação.

Tabela 10. Custos considerados para o LCOE do sistema apenas CSP

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>	<b>Referência</b>
	Custo de melhoria da terra	30	US\$/m <sup>2</sup>	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)
	Custo do campo de Heliostatos	150,29	US\$/m <sup>2</sup>	(BEZERRA, 2017)
<b>Custos diretos de capital</b>	Custo fixo da torre	5000000	US\$	(BUCK & SCHWARZBÖZL, 2018)
	Bloco de potência	830	US\$/kWe	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)
	Custo do combustível de backup	1,47	US\$/MMBTU	(MALAGUETA, SZKLO, <i>et al.</i> , 2014)
	Custo do balanço da planta	110	US\$/kWe	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)
	Contingenciamento	20	%	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)
	<b>Custos indiretos de capital</b>	Custos de Engenharia, projeto e construção e custos do proprietário	11	% dos custos diretos
Custo da terra		201 - 10828	R\$/ha	INCRA, 2019
<b>Custos de manutenção de operação</b>	Custo anual fixo por capacidade instalada	65	US\$/kWe	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)
	Custo anual variável por geração	5	US\$/MWh	(SORIA <i>et al.</i> , 2015)

Tabela 11. Valores da terra. Fonte: INCRA,2019

<b>Região</b>	<b>Custo da terra (R\$/ha)</b>
Goianésia (Usina I)	3.149
Chapadão do Céu (Usina II)	4.034
Mirante do Parapanema (Usina III)	3.234
União (Usina IV)	201
Maceió (Usina V)	7.015
Itumbiara (Usina VI)	6.272
Casa Branca (Usina VII)	10.828

Além dos valores descritos na Tabela 10, ainda foram considerados para os cálculos: o tempo de vida do sistema de 30 anos, a taxa de desconto de 10%, baseado nos

trabalhos de MALAGUETA *et al.*, (2014) e SORIA *et al.* (2015), e não foi considerada a inflação. Além disso, o custo da terra utilizado para o cálculo do LCOE da planta operando unicamente CSP foi convertido para dólar à cotação de R\$ 5,42.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 Validação do Modelo de Hibridização Proposto

O modelo proposto neste trabalho foi validado utilizando o trabalho de BURIN *et al.* (2016), em que uma planta CSP foi modelada para integrar o sistema de cogeração de uma usina sucroalcooleira localizada no Mato Grosso do Sul, variando as tecnologias calha parabólica, linear fresnel e torre central, durante todo o período da safra com o intuito de aumentar a geração elétrica na entressafra, por meio do aumento de bagaço estocado. Eles utilizaram dados solarimétricos de Campo Grande – MS. A escolha deste trabalho para validação do modelo aqui desenvolvido se baseia no fato de que, na ausência de dados experimentais específicos na literatura, modelo proposto por BURIN *et al.* (2016) se constitui numa referência sólida já que é um modelo muito completo no que se refere aos processos termodinâmicos. No entanto, ele exige mais detalhes da configuração das usinas, enquanto que o modelo aqui proposto é simplificado, exigindo o mínimo necessário para as estimativas de plantas híbridas.

Neste trabalho, o campo solarimétrico foi modelado com dados meteorológicos de Campo Grande – MS, já disponíveis no SAM. E apesar de se ter usado dados da mesma cidade, houve diferenças nos valores de DNI, o que pode ser justificado pela diferença de escolha de dados do TMY. BURIN *et al.* (2016) mostram também que fizeram diversas simulações do campo solar variando o múltiplo solar de 0,8 a 4, então o múltiplo solar adotado neste trabalho foi o que obteve valores mais próximos da área e da energia térmica entregue descritos pelos autores. A Tabela 12 mostra de forma comparativa os valores adotados.

Tabela 12. Dados utilizado para modelagem do campo solar

Parâmetros	Dados utilizados	BURIN <i>et al.</i> (2016)
DNI anual (kWh/m <sup>2</sup> )	1785	1502
Área do campo solar (m <sup>2</sup> )	236.486	234.480
Energia térmica gerada pelo campo solar (MW)	79,4	79,4
Múltiplo solar	1,6	0,8 – 4

Outro ponto importante é que no trabalho de referência foi determinado que a caldeira operaria, no ponto de *design*, com uma carga mínima de 65%. Neste trabalho, foi definida a carga mínima de 30% para caldeira, caso houvesse fornecimento solar suficiente para reduzir a carga dela tal ponto. Para validação do modelo proposto, foram analisados os seguintes parâmetros: geração de energia elétrica adicional devido a hibridização, aumento da energia exportada para rede, economia de bagaço queimado, e redução da quantidade de bagaço queimado. Os valores obtidos são mostrados na Tabela 13 em comparação com os valores do trabalho referência.

Tabela 13. Comparação entre os valores obtidos e os valores do trabalho de referência

Parâmetro	Valores Obtidos	BURIN <i>et al.</i> (2016)
Energia produzida devido hibridização (GWh)	47,9	46,14
Aumento de exportação de energia elétrica (%)	20,56	19,8
Economia de bagaço (T/h)	47,21	49,9
Redução de bagaço queimado (%)	33,23	35

Observando os valores mostrados, se tem uma maior geração de energia elétrica, e por consequência, uma maior exportação de energia para rede, o que é coerente, uma vez que o DNI médio anual é maior. Entretanto, a economia de bagaço foi menor, e por consequência, a redução de bagaço queimado também. Isso pode ser justificado porque BURIN *et al.* (2016) deixam claro que o valor apresentado é no ponto de *design*, ou seja, a caldeira operando com 65% de carga e consumindo 35% a menos de bagaço, enquanto que nesse trabalho o valor foi obtido no dia de máximo pico solar, em que a caldeira operou com 66,77%.

Foi feita ainda uma análise que mostra o comportamento do modelo em uma escala de dias, em que foram escolhidos um período de 7 dias representativos do período seco (15 a 21 de julho) e outro do período úmido (10 a 16 de fevereiro). Nas Figura 18 e Figura 19 são mostrados os comportamentos diários da DNI, da geração de energia térmica pelo campo solar, e da economia de bagaço. É importante ressaltar que o período úmido pertence a entressafra, de forma que a quantidade bagaço economizada serve para estender os dias de operação, diferente da safra, em que o bagaço economizado é estocado para ser utilizado na entressafra. A partir das figuras é possível analisar como a variação da DNI afeta na geração de energia térmica pelo campo solar, e essa por sua vez, influencia diretamente o comportamento da economia horária de bagaço. Essa influência

é notada principalmente nas curvas referente ao período úmido, devido a oscilação diária da DNI ocasionada por períodos sem sol.

Dessa forma, diante aos pontos apresentados, o modelo proposto foi considerado adequado para o propósito dessa dissertação.

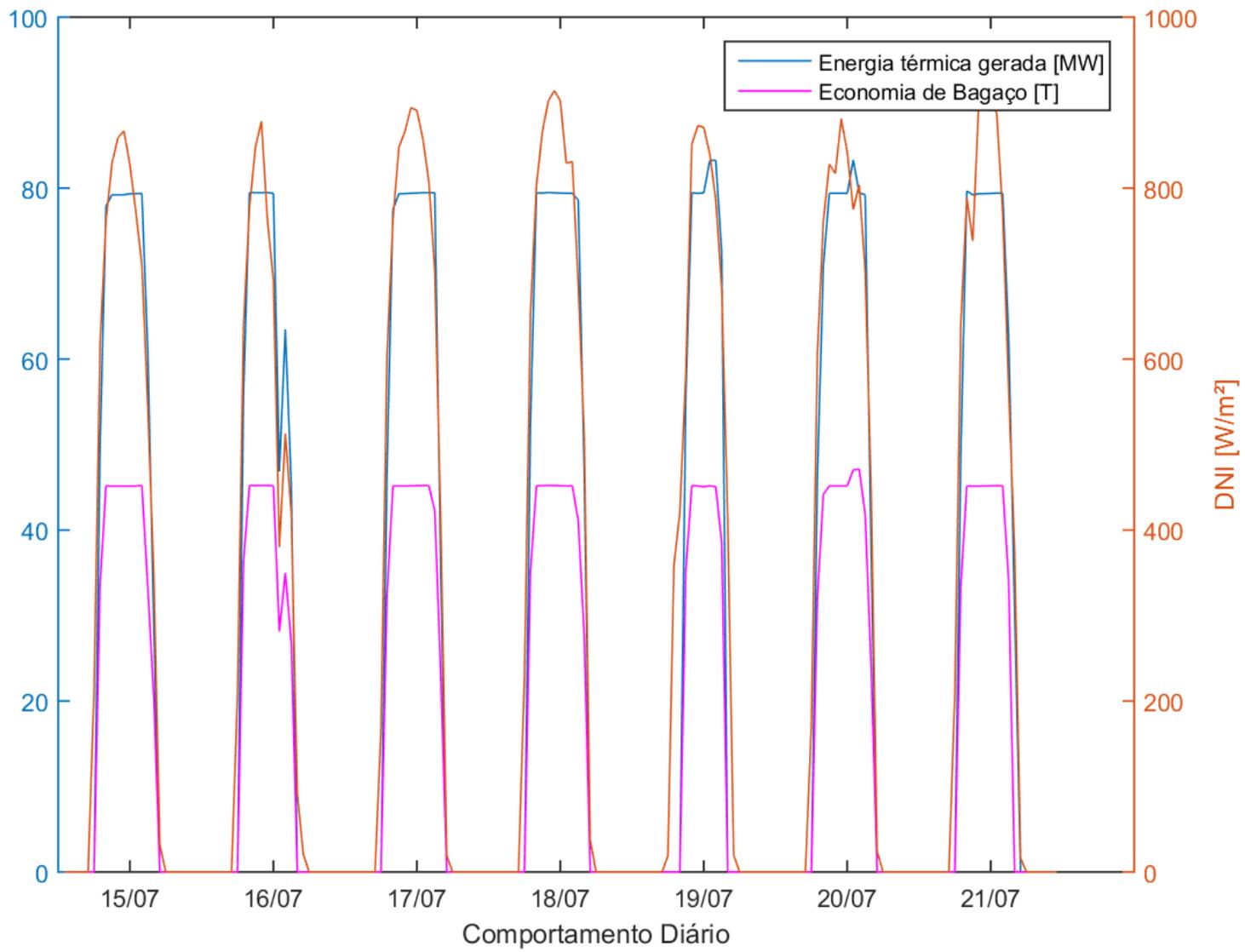


Figura 18. Comportamento de 7 dias no período seco. Fonte própria.

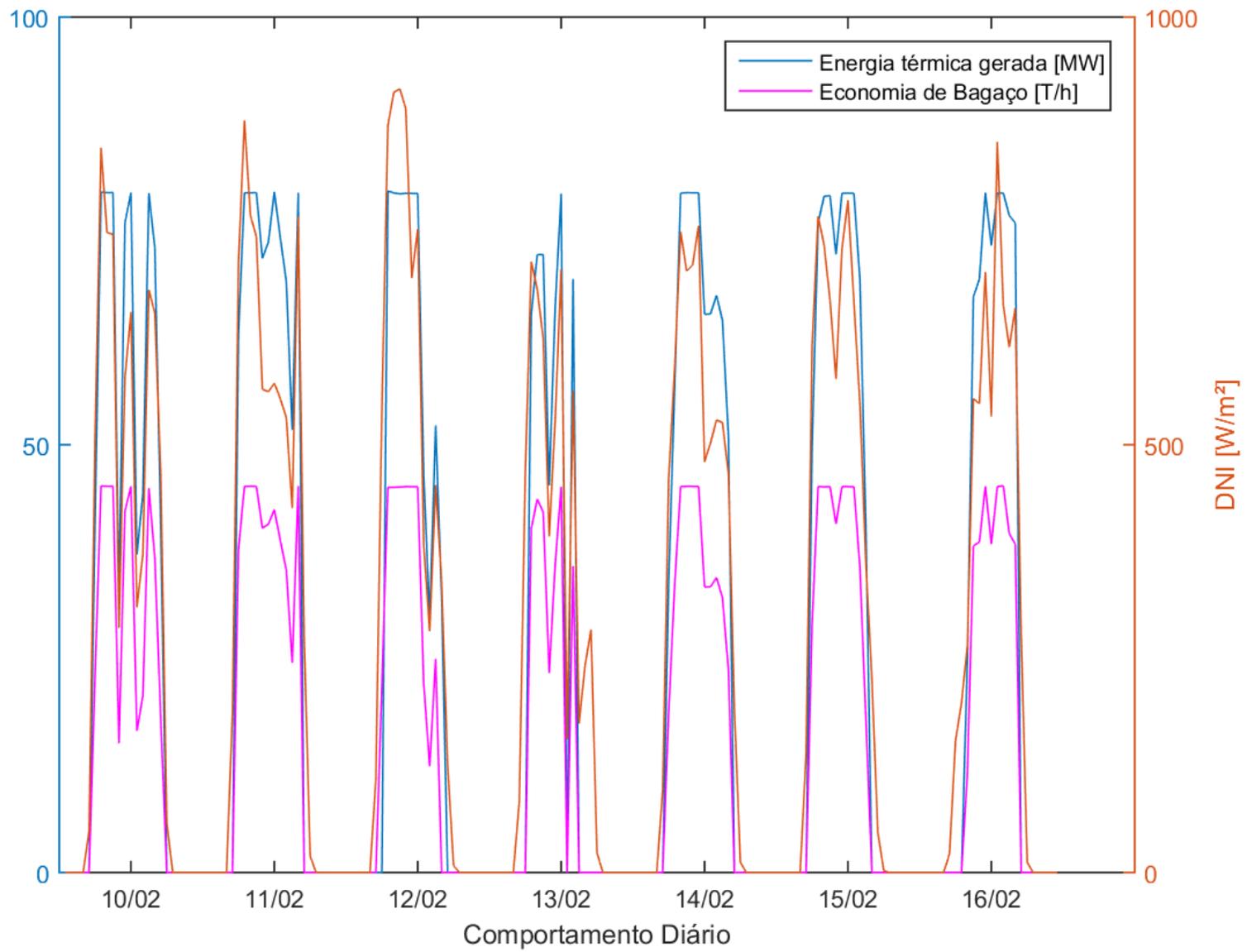


Figura 19. Comportamento de 7 dias no período seco. Fonte própria.

## 5.2 Aplicação do modelo para as usinas estudadas

### 5.2.1 Resultado do campo solar

O SAM fornece diversos dados relacionados a performance do campo solar. Aqui foram avaliados a eficiência ótica do campo solar e a eficiência térmica do receptor. Esses valores variam conforme a incidência solar, e por isso são disponibilizados de forma horária. Para avaliação de performance do campo, foi realizada a média anual desses valores, que se encontram disponíveis na Tabela 14. Esses dados foram obtidos com a simulação dos campos descritos na Tabela 9.

Tabela 14. Eficiência do receptor e do campo solar

	Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Eficiência ótica do campo	56,48	56,48	51,44	52,14	56,13	55,81	55,36
Eficiência térmica do receptor	84,46	88,00	85,8	83,62	83,52	87,06	86,80
Eficiência térmica/ área espelhada ( $10^{-4}/\text{m}^2$ )	7,41	2,74	8,70	8,92	3,48	3,69	3,17

A eficiência ótica do campo é a relação entre a energia absorvida pelo receptor e a energia incidente na superfície do coletor (KALOGIROU, 2014). Ou seja, ela avalia a quantidade de energia que os heliostatos conseguem de fato entregar para o receptor. Segundo descrito por BUCK & SCHWARZBÖZL (2018), o valor típico dessa eficiência para torre central é cerca de 65% para medições instantâneas, e 55% para sua média anual. Levando em conta esse valor como referência para avaliação, as únicas usinas que não ficaram dentro do valor esperado foram as Usinas III e IV, que ficaram abaixo do indicado. Isso ocorre devido à altura da torre, que são menores, e conforme mostrado por EUSTÁQUIO (2011), a disposição dos heliostatos em relação a torre e o tamanho dela são os principais mecanismos de perdas de eficiência do campo solar. Vale ressaltar que o campo solar de Torre Central é gerado através de uma otimização que leva em conta a latitude e dados meteorológicos, ou seja, ele é deve ser o mais eficiente para aquele local e clima.

A eficiência térmica do receptor é razão entre a energia incidente e a energia que de fato é absorvida por ele. É obtido a partir da absorção do receptor e das perdas de calor por radiação e convecção. Para receptores de torre central, eles variam entre 75% e 90%

(BUCK & SCHWARZBÖZL, 2018), de forma que todas as usinas se encontram dentro do valores indicados.

BEZERRA (2017) relaciona de forma direta a eficiência térmica do receptor com a área refletiva dos heliostatos. Dessa forma, a eficiência térmica foi normalizada pela área espelhada, de modo que se pudessem comparar as eficiências entre as usinas. Tem-se assim, que dentre as usinas estudadas, as que os receptores obtiveram a melhor eficiência térmica/área foram as Usinas III e IV, apesar de apresentarem a menor eficiência em valor absoluto, ao contrário da Usina II que obteve o maior valor de eficiência térmica, mas a pior relação eficiência térmica pela área.

### **5.2.2 Resultado da hibridização**

Um dos principais pontos de se avaliar nessa hibridização é a quantidade de bagaço que a usina conseguirá economizar por mês, e o estoque que ela terá no final da safra. Como já dito, essa quantidade varia de acordo com a incidência solar de cada região, de forma que são nos meses de maior incidência solar que se tem maiores quantidades de bagaço estocado, uma vez que se demanda menos vapor das caldeiras e assim é possível economizar mais bagaço. Dessa forma, foi calculada a economia de bagaço mensal (4.38), que ocorre para cada mês da safra, e o crescimento do estoque devido a essa economia. Como forma de avaliar a relação entre essa economia e a disponibilidade solar, foi utilizado um modelo, disponibilizado pelo SAM, que mostra o comportamento da DNI de um dia típico para cada mês do ano. Essas comparações são mostradas nas Figura 20 a Figura 33, para cada usina levando em conta o comportamento da DNI de cada região. Para efeito comparativo das usinas, as curvas foram normalizadas em relação à potência instalada de cada usina.

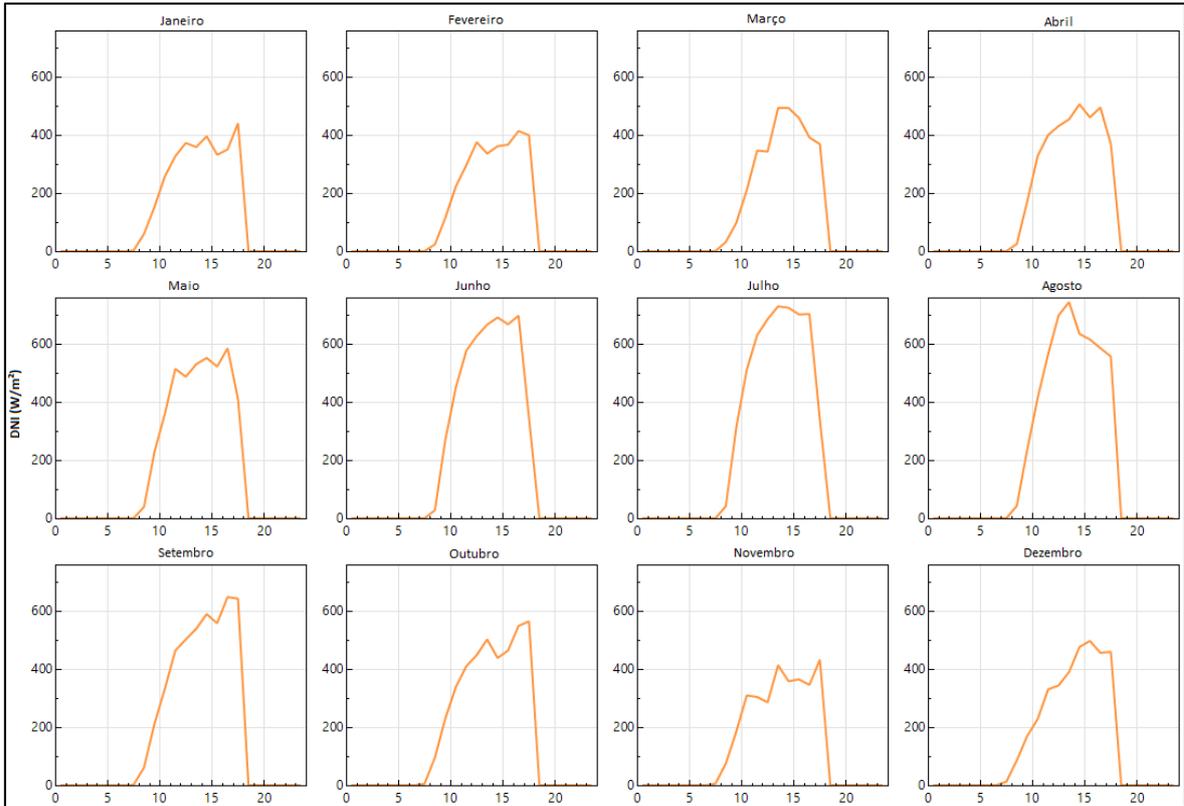


Figura 20. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Goianésia (Usina I). Fonte: SAM.

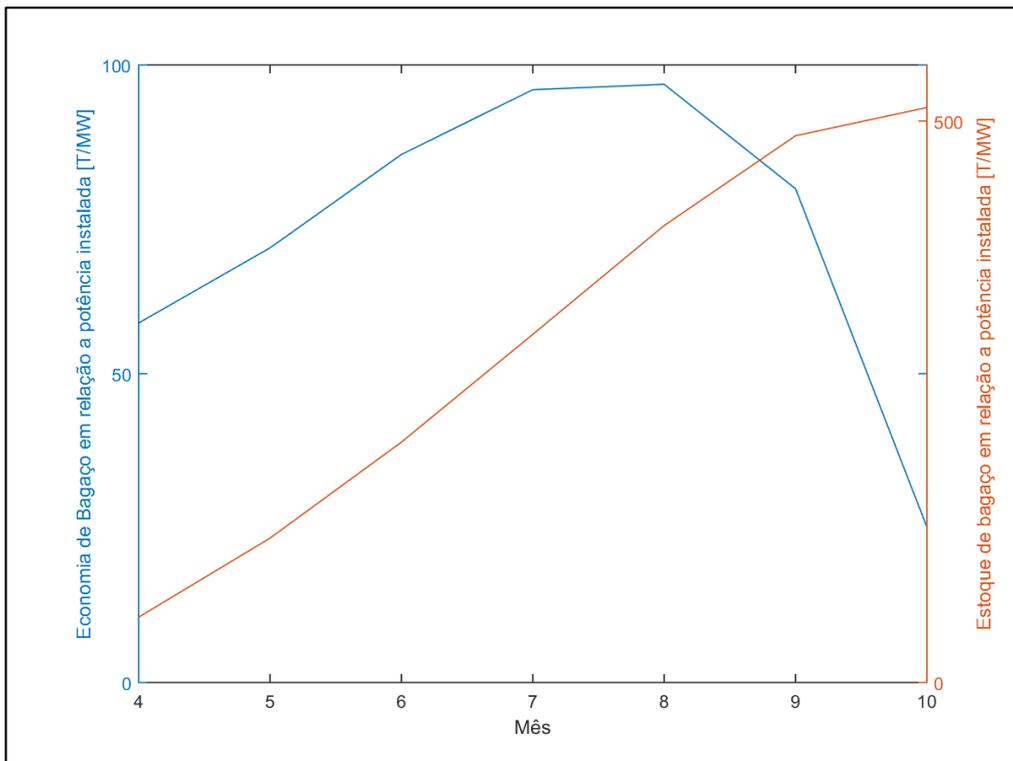


Figura 21. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina I. Fonte própria.

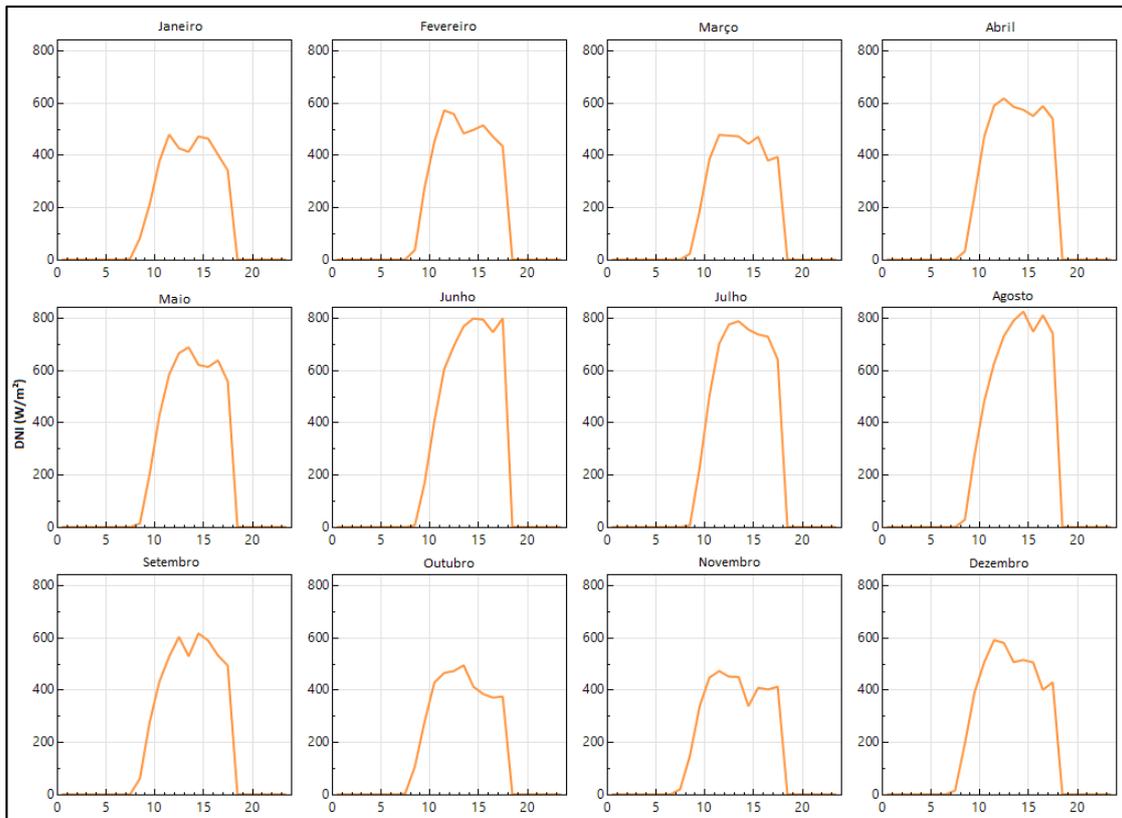


Figura 22. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Chapadão do Sul (Usina II). Fonte: SAM

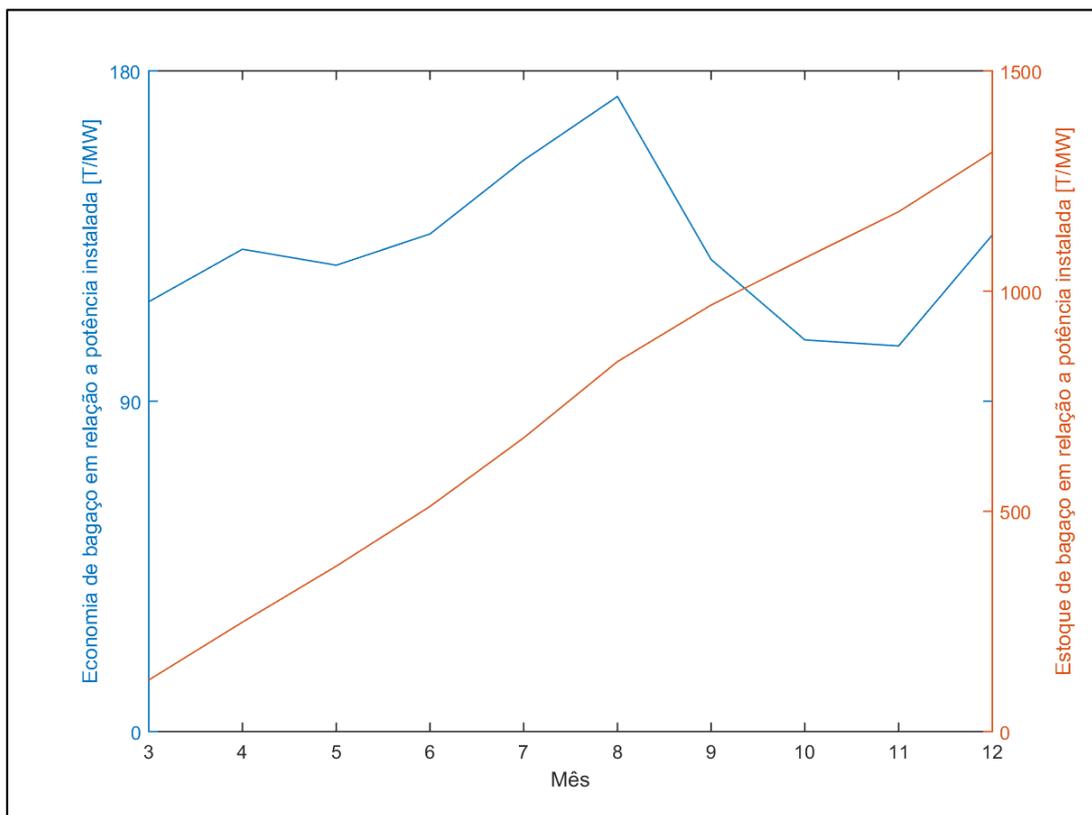


Figura 23. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina II. Fonte própria.

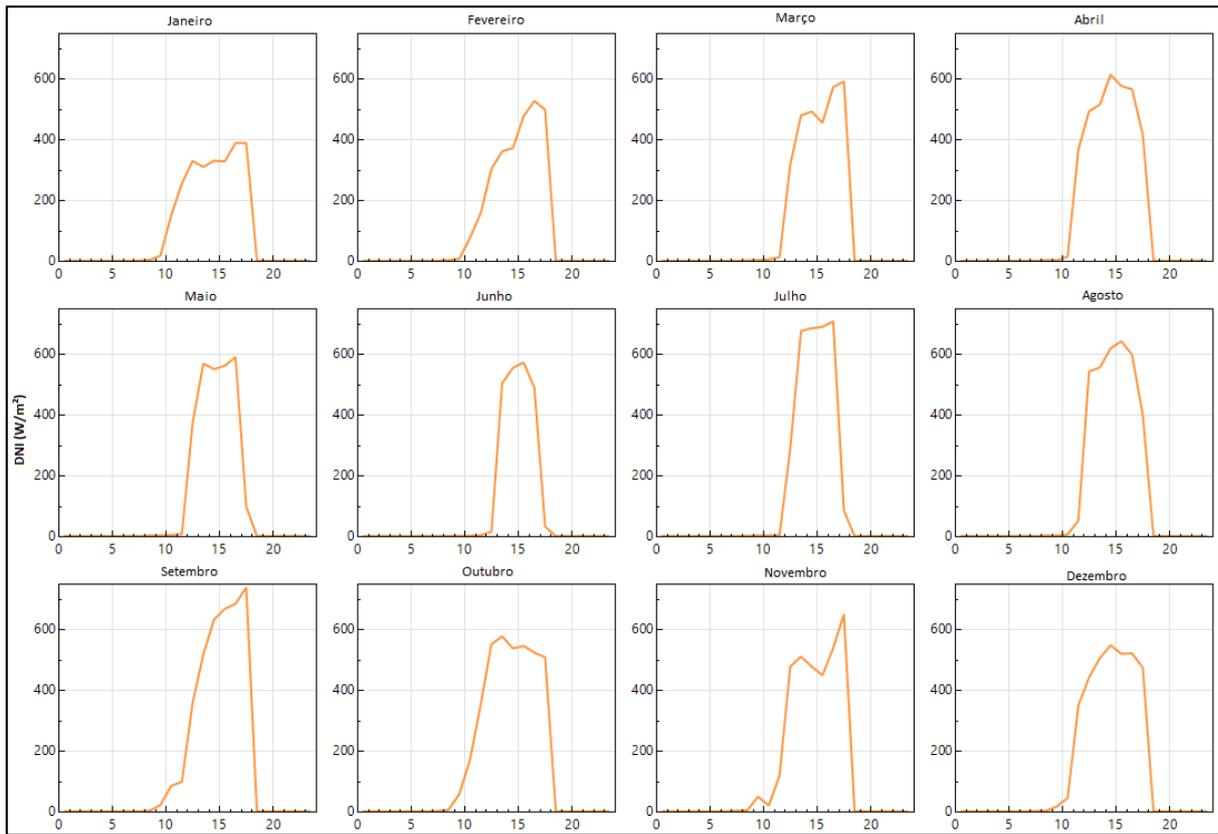


Figura 24. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Presidente Prudente (Usina III). Fonte: SAM.

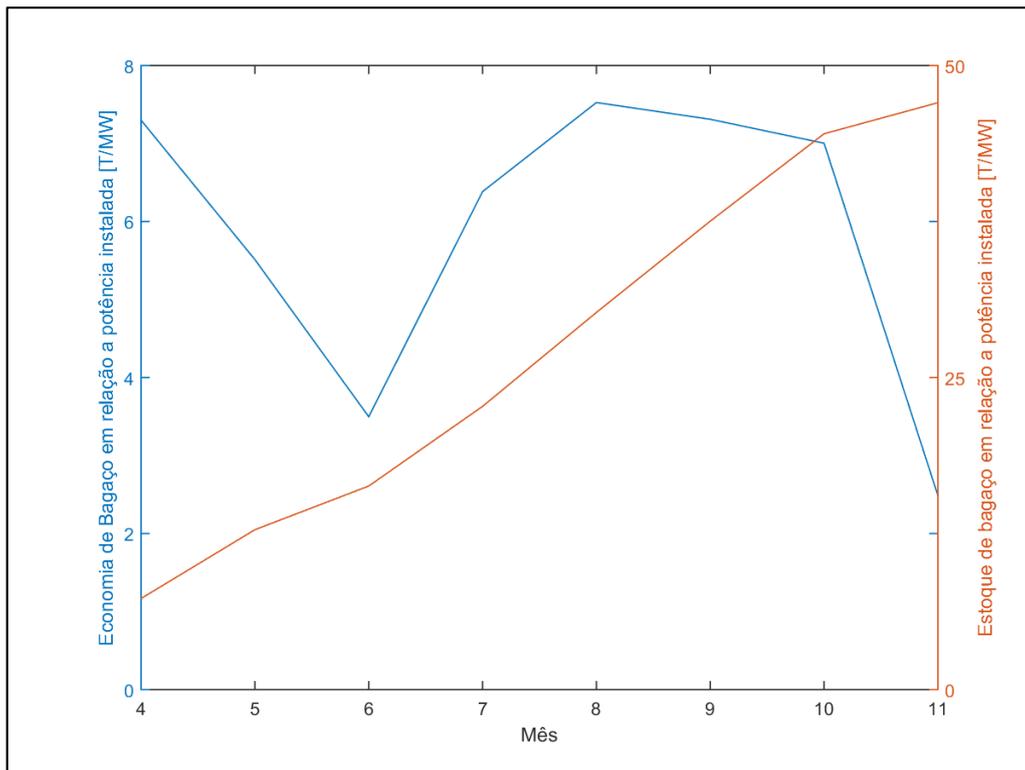


Figura 25. . Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina III. Fonte própria.

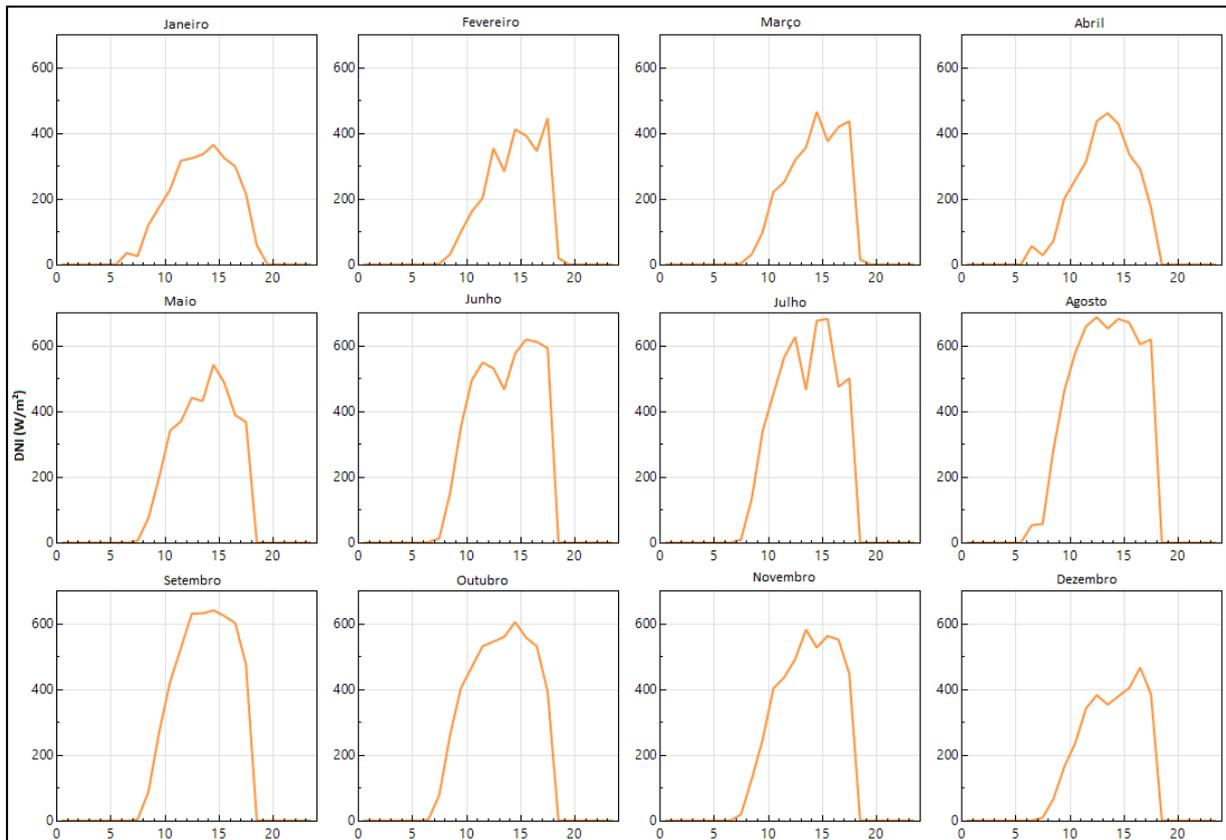


Figura 26. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Teresina (Usina IV). Fonte: SAM.

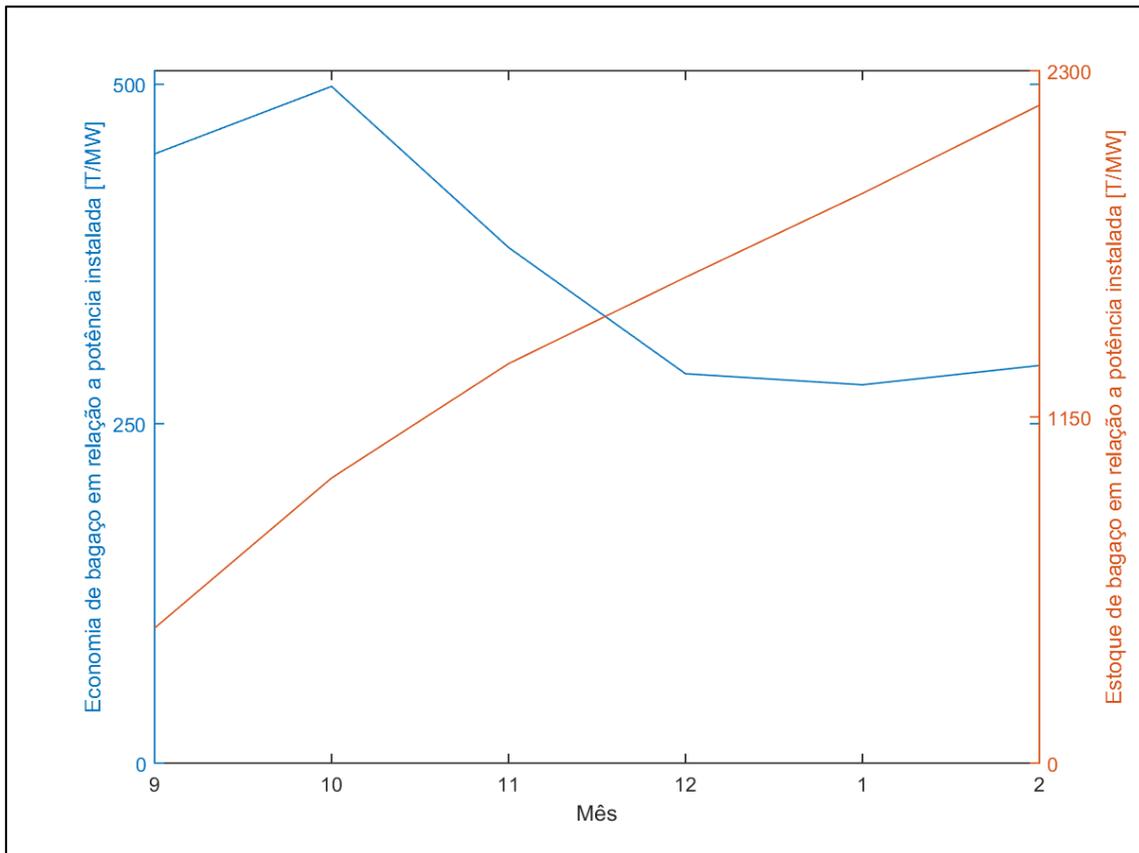


Figura 27. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina IV. Fonte própria.

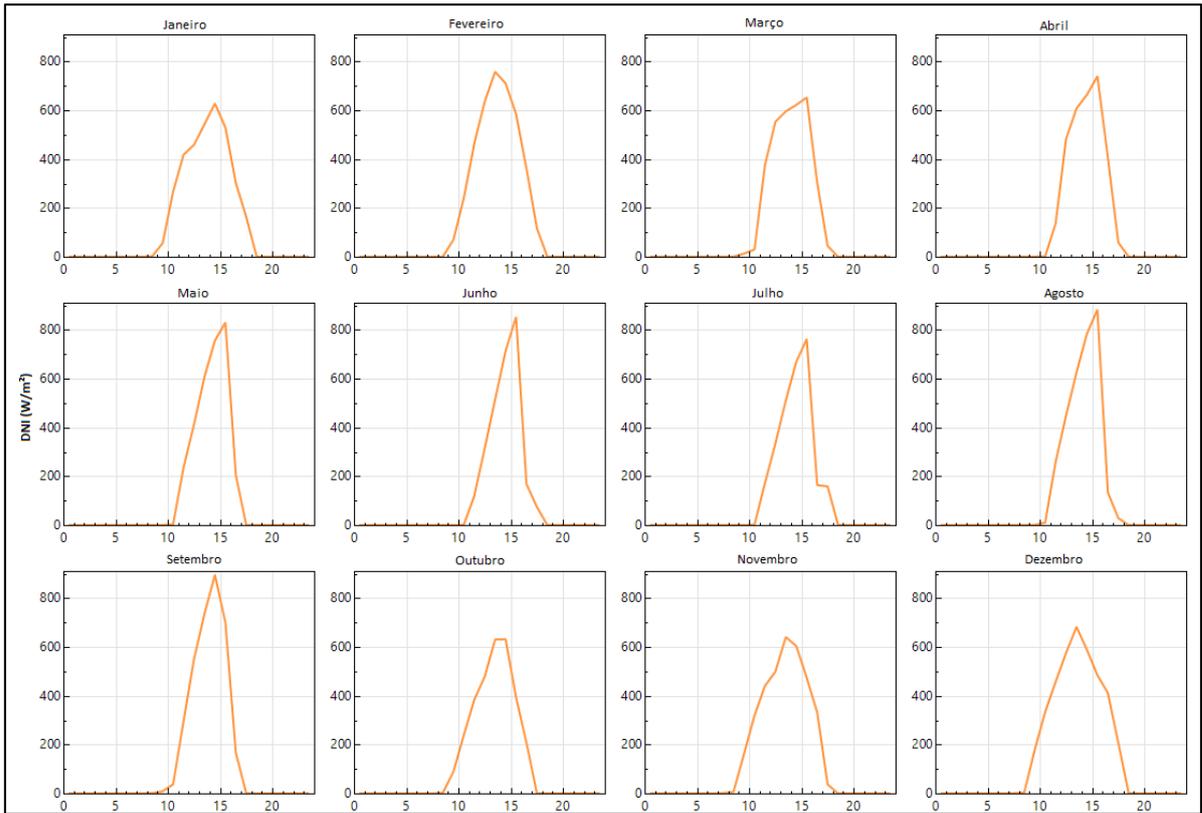


Figura 28. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Maceió (Usina V). Fonte: SAM.

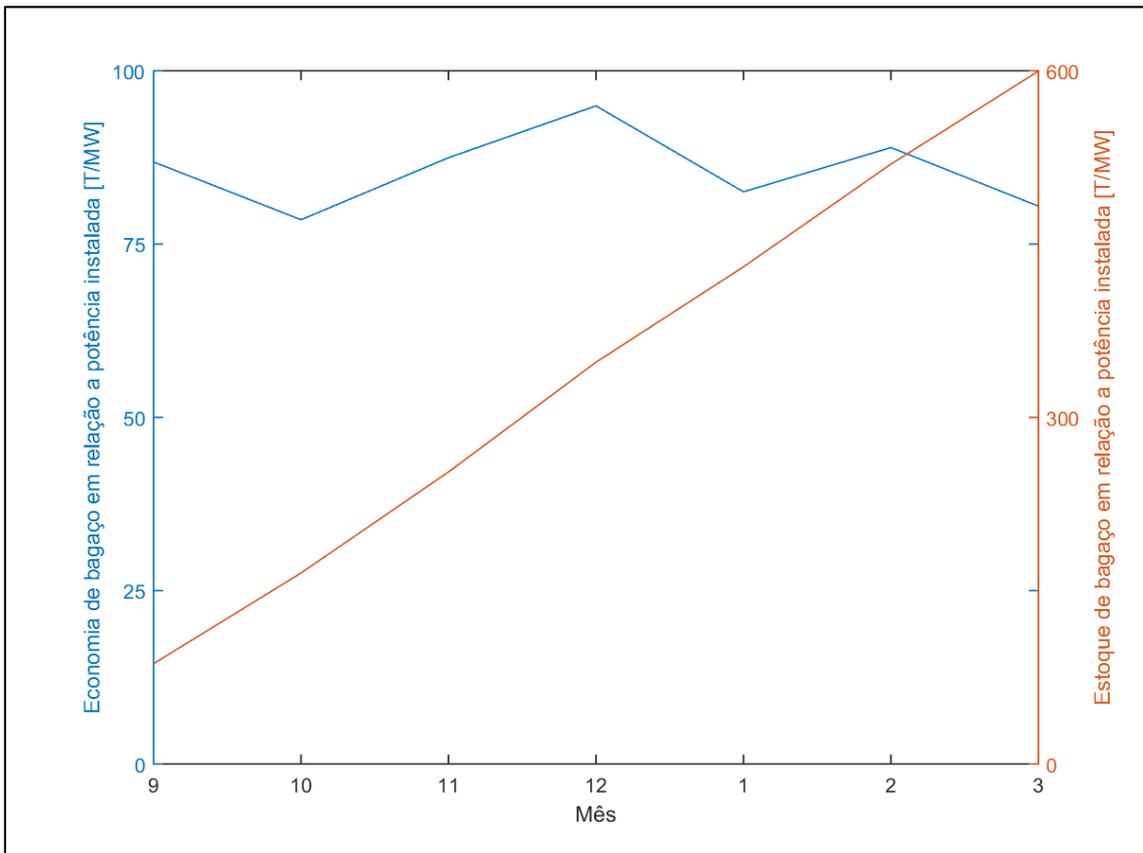


Figura 29. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina V. Fonte própria.

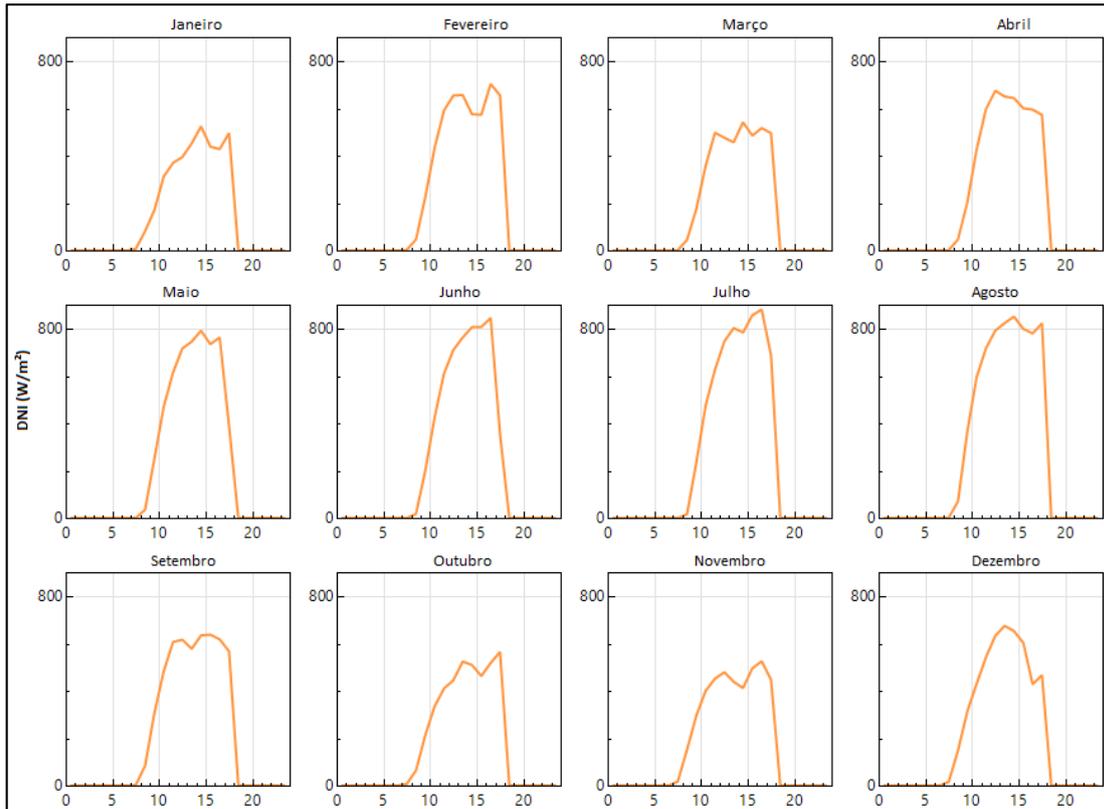


Figura 30. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Itumbiara (Usina VI). Fonte: SAM.

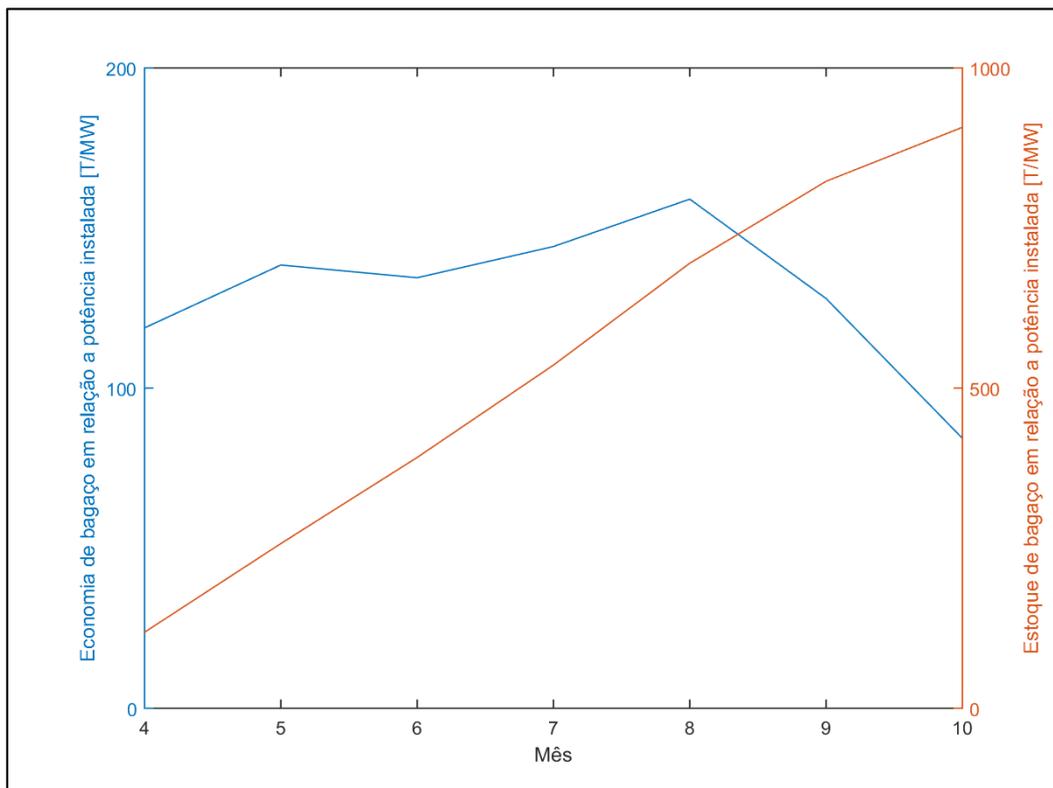


Figura 31. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina VI. Fonte própria.

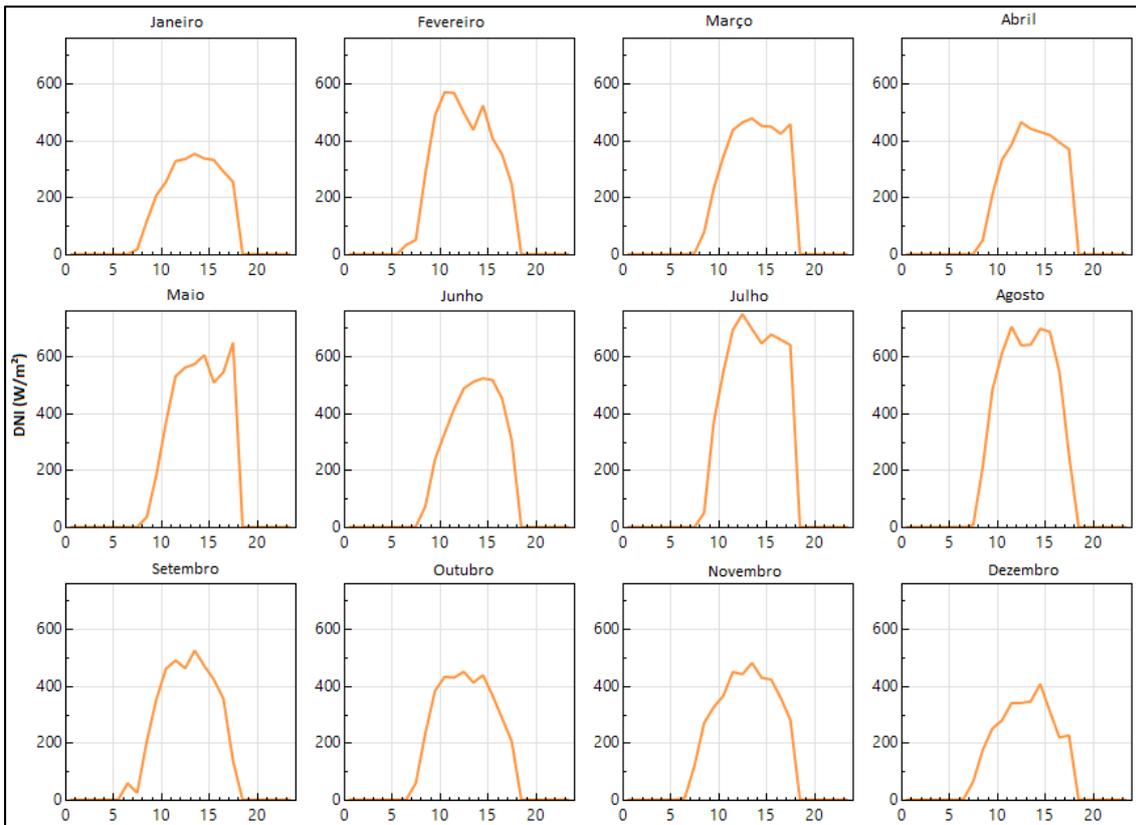


Figura 32. DNI de um dia típico de cada mês do ano para Casa Branca (Usina VII). Fonte: SAM.

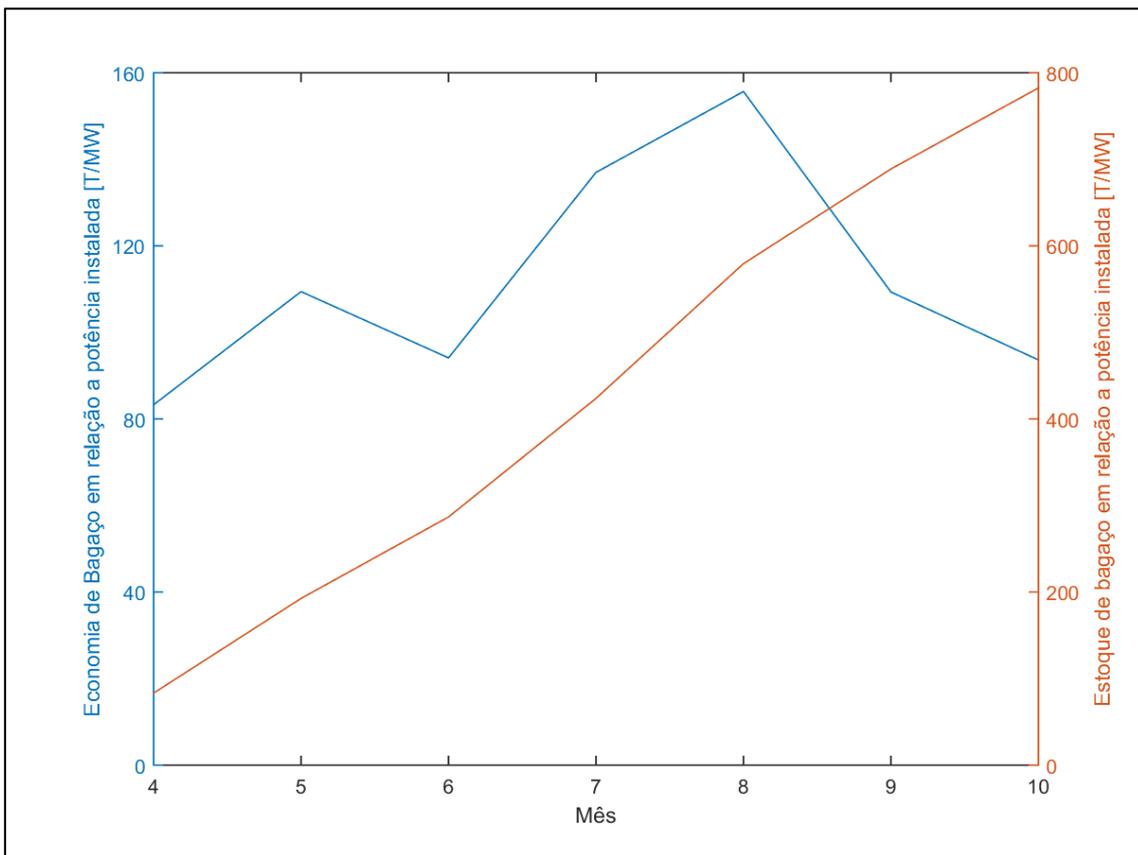


Figura 33. Economia e Estoque mensais de bagaço da Usina VII. Fonte própria.

O período de mês analisado varia para cada usina devido a diferença do período da safra e os dias de operação de cada uma delas. As usinas do Nordeste (Usinas IV e V) tem sua safra de setembro a março, enquanto as outras, a safra começa a partir de abril, com exceção da Usina II, em que devido a quantidade de dias operados, foi considerado a safra começando em março. Observando as Figuras, se tem que para as usinas da região Centro – Sul, todas tiveram nos meses de julho e agosto o pico de incidência solar, e por consequência, maior economia de bagaço. Para as usinas do Nordeste o pico variou, sendo um em outubro (Figura 27) e outro em dezembro (Figura 29).

Quanto a quantidade de bagaço de estocado, ao comparar todas as usinas, as que têm maior destaque são as Usinas II e IV (Figura 23 e Figura 27, respectivamente), sendo as que apresentaram maior estoque em relação a sua potência instalada. Isso é reflexo do alto valor de DNI das regiões, principalmente para a Usina II, que possui a maior potência instalada (160 MW) e ainda assim conseguiu o segundo maior valor estoque/capacidade de geração. A Usina IV, que apesar de possuir um valor significativo de DNI, obteve o maior valor na relação estoque/capacidade geração devido à baixa potência instalada (18MW), embora tenha que se destacar o bom desempenho do campo solar, onde foi possível economizar 36% do consumo de bagaço durante a safra, e a aumentar o estoque em 131% (Tabela 15). Nesse parâmetro, a usina que apresentou pior desenho foi a Usina III (Figura 25), isso porque possui baixo valor de incidência solar com uma alta potência instalada (112 MW), o que fez com que o campo solar não tivesse o um desempenho tão bom, aumentando apenas 20% do estoque de bagaço. As demais usinas tiveram um comportamento similar, ficando na mesma faixa, entretanto é possível ver a influência direta da DNI ao analisar as Usinas V, VI e VII, que possuem a mesma potência instalada, onde a Usina VI apresentou melhor desempenho por ter a maior incidência solar, enquanto que a Usina VII apresentou o pior desempenho e possui a pior média de DNI das três usinas.

Além da DNI, outro ponto que afetou o aumento do estoque é a quantidade de dias operados, sendo que a Usina II, mesmo não possuindo a maior redução percentual do consumo de biomassa, obteve o maior aumento percentual de estoque, justamente por operar bem mais dias na safra quando comparado com as outras usinas. Esses valores estão disponíveis na Tabela 15, que mostra, dentre outros parâmetros, a economia e o estoque de bagaço para cada usina. É importante ressaltar que a quantidade disponível

para queima na entressafra é a soma do bagaço economizado durante a safra com o atual estoque da usina, reservando 2% para segurança.

Além da relação entre o bagaço estocado e a DNI de cada região, foram avaliados mais detalhadamente os períodos da safra e entressafra e o ganho de eletricidade anual de cada usina com a hibridização. As Tabela 15, Tabela 16 e Tabela 17 e mostram esses valores.

Tabela 15. Ganhos da hibridização para cada uma das usinas durante a safra

		Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Dias de operação		194	311	230	185	209	209	209
Geração do campo solar	MWh	9.387	117.821	7.971	3.053	18.368	28.088	24.089
Eficiência de conversão solar-elétrica	%	10,55	26,84	11,89	5,38	11,15	11,62	12,36
Consumo atual de biomassa	T/h	173	296	196	105	142	142	142
Novo consumo médio de biomassa	T/h	150	189	190	67	103	101	102
Economia média de biomassa	%	13,29	36,15	3,06	36,19	27,45	28,79	27,95
Economia de biomassa no pico de DNI	%	19,91	53,12	5,60	46,25	33,14	33,19	33,18
Estoque atual de bagaço no final da safra	T	14.286	40.000	25.000	30.000	39.684	39.684	39.684
Bagaço disponível para uso na entressafra (com o campo solar)	T	40.245	245.458	29.568	67.949	76.912	96.416	88.500
DNI anual	kWh/m <sup>2</sup>	1456	1708	1146	1481	1193	1821	1485

A geração de energia elétrica do campo solar depende diretamente de dois fatores: do bloco de potência já instalado em cada usina e da incidência solar de cada região. Por isso, a Usina II obteve a geração do campo solar, durante o período da safra, tão superior à das outras usinas, já que ela possui a segunda maior DNI média e a maior

potência instalada (160 MW). Isso impacta diretamente na eficiência de conversão solar – elétrica, sendo que ela possui a maior enquanto a Usina IV, que possui o menor bloco de potência (18 MW), resulta numa baixa conversão. Entretanto, apenas o bloco de potência não é suficiente para garantir uma geração alta, é necessário que se tenha grandes taxas de incidência solar. Isso fica evidente ao comparar o desempenho da Usina III com as outras, apesar dela possuir a segunda maior potência instalada (112 MW), por possuir a menor DNI média, obteve uma geração solar baixa, ou seja, o campo solar influenciou pouco no fornecimento de vapor para o sistema, e isso é refletido no consumo do bagaço, sendo que essa usina foi a que possuiu menor redução percentual de uso da biomassa, até mesmo considerando o valor de pico solar. O impacto da incidência solar é evidente também ao comparar a geração solar obtida pela Usina VI com as Usinas V e VII. O desempenho melhor da Usina VI é devido ela possuir maior DNI média em relação as outras duas, já que o bloco de potência é o mesmo para as três usinas.

Ainda sobre os valores da eficiência de conversão solar – elétrica, a capacidade instalada do bloco potência tem impacto direto no resultado dessa eficiência. Isso porque a potência instalada do bloco é diretamente proporcional à energia elétrica gerada, e quanto maior for esse valor, maior será a eficiência de conversão (4.26). Por isso, foi observado que o tamanho do bloco de potência tem mais impacto no valor da eficiência de conversão solar – elétrica do que as taxas de incidência solar. Isso fica evidente ao analisar as Usinas III e IV: mesmo com a média de DNI mais baixa, a Usina III conseguiu manter sua taxa de conversão dentro do recomendável devido ao seu bloco de potência, enquanto a Usina IV mesmo com o campo solar possuindo um bom desempenho, o que é refletido da economia de biomassa e aumento de estoque, não conseguiu um valor aceitável para taxa de conversão solar – elétrica devido à baixa potência instalada. As outras usinas ficam numa mesma faixa entre 10 e 12%, com exceção da Usina II, que como já citado obteve a maior taxa de conversão devido aos altos índices de DNI e ao alto bloco de potência. Segundo PRAMANIK & RAVIKRISHNA (2017) e BELGASIM *et al.* (2018), o valor de pico da conversão para sistemas de CSP integrados ao ciclo Rankine gira em torno de 20 a 30%, variando de acordo com o modelo do campo solar, a eficiência dos componentes e o layout de integração realizado. Entretanto, a *International Renewable Energy Agency* (IRENA) mostra que especificamente para tecnologia do tipo de torre central, a conversão solar-elétrica típica varia em torno de 7 a 20% para plantas com capacidades de 10 a 200 MW (IRENA, 2012). Tomando esses valores como

referência, a única que fica abaixo do estipulado é a Usina IV, que como já discutido, possui um bloco de potência baixo.

Tabela 16. Ganhos da hibridização para cada uma das usinas durante a entressafra

		Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Dias de operação (atual)		14	9	30	36	36	36	36
Dias de operação (bagaço + campo solar)		44	27	38	91	79	109	98
Dias de operação (apenas campo solar)		127	27	97	87	75	45	56
Geração atual	MWh	6.208	4.310	14.380	5.142	22.727	22.727	22.727
Geração nova	MWh	47.294	50.448	41.061	18.339	70.884	87.567	72.906
Aumento de geração	%	661	1.070	185	256	211	285	220

Quanto à entressafra, os dias de operação variaram de acordo com os dias operados na safra, fazendo com que algumas usinas operassem menos dias, como é o caso da Usina II. Mas ainda assim, ela foi a que apresentou o maior aumento percentual de geração. Esse aumento tão discrepante é obtido principalmente pela geração que ocorre no período em que apenas o campo solar opera, após todo o estoque da safra ser consumido em um período de operação conjunta do campo solar com as caldeiras. No período de operação com apenas campo solar, foi considerado as duas turbinas de condensação operando. Cada turbina tem a capacidade de geração de 45MW, entretanto o campo solar foi projetado para apenas 70 MW e não 90 MW. Isso foi feito visando utilizar menos área, mas ainda assim obtendo uma geração de energia significativa e aproveitando o potencial da capacidade instalada da usina. Outra usina que se destacou no aumento da geração desse período foi a Usina I, que assim como a Usina II, tinha uma geração baixa pelo fato de operar poucos dias, de forma que o aumento de dias de operação proporcionado pela hibridização teve um impacto maior do que quando comparada com outras usinas.

Tanto a Usina I quanto a Usina IV operam poucos dias durante a safra, quando comparadas com as demais usinas. Isso permite maior tempo de operação durante o período de entressafra. Entretanto, o aumento de geração que a Usina I obteve foi bem superior ao da Usina IV, ainda que esta tenha média de DNI maior. Isso ocorre devido ao

bloco de potência instalado, sendo que a Usina IV por não possuir turbina de condensação opera com apenas 1 de contrapressão, de 6 MW, enquanto a Usina I opera com 18 MW. É importante destacar que não foi feita uma análise do desempenho termodinâmico da Usina IV para que se fosse verificado se a usina está desperdiçando energia térmica devido as extrações necessárias de vapor que ocorrem nesse tipo de turbina, e que no período da entressafra só seriam empregadas para o aquecimento do desaerador. Embora a Usina IV apresente o problema destacado em relação ao seu bloco de potência, ela obteve aumento percentual de geração superior ao das Usinas III, V e VII, isso pode ser atribuído ao fato dela possuir maior média de DNI, operar por mais dias e possuir atual geração baixa no período.

A Usina III, embora tenha alta capacidade instalada (110 MW), na entressafra opera com apenas uma turbina de condensação, de 19,7 MW. Aliado a isso, a região da usina é a que possui menor medida de DNI, o que faz com que ela tenha o menor aumento percentual de geração.

O impacto que a incidência solar exerce no aumento de geração pode ser visto ao comparar as Usinas de IV e VI, que devido ao fato de possuírem maiores médias de DNI, operaram mais tempo com o conjunto bagaço + campo solar, pelo fato de terem conseguido um estoque maior durante a safra, e utilizarem menos bagaço durante esse período de operação conjunta na entressafra. Isso fica ainda mais evidente ao comparar especificamente a Usina VI com a V e a VII, que possuem a mesma potência instalada, o mesmo múltiplo solar, e operam o mesmo tanto de dias na entressafra, mas que obtiveram aumento percentual menor do que a Usina VI, que possui a maior média de DNI. O mesmo pode ser observado ao comparar só as usinas V e VII, essa última, por possuir maior média de DNI, apresenta também maior aumento de geração.

De forma geral, apesar de todos os contrapontos apresentados para algumas usinas, todas elas conseguiriam cumprir com o objetivo proposto de operar mais dias do que operam atualmente, e por consequência, aumentar significativamente a geração de energia elétrica na entressafra. A seguir são analisados os impactos anuais que esse aumento de geração trouxe.

Tabela 17. Ganhos anuais da hibridização para cada uma das usinas

		Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Geração anual atual	GWh	248	1.198	636	85	255,75	255,75	255,75
Energia adicional devido a hibridização	GWh	37,37	141,8	31,24	9,74	45,2	47,48	46,31
Aumento de energia devido a hibridização	%	15	11,83	4,91	11,45	17,67	18,57	18,11
Eficiência térmica do campo solar	%	46,10	48,04	44,01	39,28	37,58	38,56	40,08
DNI anual	kWh/m <sup>2</sup>	1456	1706	1146	1481	1193	1822	1484

Anualmente, as usinas que obtiveram o maior aumento percentual de energia exportada para rede foram as Usinas V, VI e VII. Como essas usinas foram modeladas utilizando múltiplo solar (MS) de 1,6 e as demais usinas utilizaram MS unitário, foram feitas simulações comparativas em que as Usinas de I a IV foram modeladas com MS igual 1,6 e as Usinas de V a VII com MS de 1 afim de se avaliar o impacto na geração de energia devido a hibridização. Esses valores são mostrados na Tabela 18.

Tabela 18. Ganhos da hibridização para cada uma das usinas na simulação de comparação

		Usina I	Usina II	Usina III	Usina IV	Usina V	Usina VI	Usina VII
Múltiplo solar	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1	1	1
Aumento/redução da área espelhada	%	62,36	60,87	44,66	49,15	-37,97	-36,34	-37,76
Energia adicional devido a hibridização	GWh	38,5	172,1	32	10,56	43,44	45,21	43,48
Aumento de energia devido a hibridização	%	15,5	14,4	5	12,42	16,94	17,68	17
Eficiência térmica do campo solar	%	39	38,6	36,4	38,3	45,93	47,68	45,64

Mesmo com a o aumento do múltiplo solar, as Usinas V, VI e VII continuaram com o maior aumento percentual de energia, embora a Usina I tenha tido aumento percentual similar até com o MS unitário. Isso leva a conclusão de que o modelo de hibridização obteve melhor desempenho nas usinas com potência instalada intermediária, sendo a Usina I com 52 MW e as Usinas de V a VII com 64 MW, enquanto que as Usinas

II (160 W), III (112 MW) e IV (18 MW) não apresentaram o mesmo desempenho. Além disso, nessas usinas de potência intermediária, a alteração do múltiplo solar não apresentou tanto impacto, fazendo com que o aumento de geração ficasse na mesma faixa, 15% para Usina I e reduzindo em média 1% para as Usinas de V a VII. Isso implica que para esse tipo de usina, o campo solar pode ser projetado com MS unitário, o que demanda menos área, como é mostrado na redução em cerca de 35% na área das Usinas de V a VII, quando elas são modeladas com MS igual a 1.

Em contrapartida, a alteração do múltiplo solar apresentou impacto principalmente na Usina II, em que o aumento percentual de energia passou de 11% para 14% com o aumento do MS, obtendo uma área demandada cerca de 60% maior. Sabendo que o múltiplo solar representa a relação entre o campo solar e o bloco de potência em termos de energia térmica, por possuir alta potência instalada, a Usina II com aumento do MS proporcionou que o campo solar conseguisse entregar energia ao bloco de potência, de forma que ela fosse melhor aproveitada em termos de sua capacidade. De forma análoga, o aumento do MS acrescentou apenas 1% quanto ao aumento de geração para Usina IV. Isso porque devido a sua baixa capacidade de geração, mesmo que o campo solar consiga melhorar a entrega de energia, o bloco de potência não é capaz de convertê-la em energia elétrica. O oposto ocorre para a Usina III, mesmo com bloco de potência alto, ela não possui incidência solar alta o suficiente para que o campo solar consiga melhorar o seu desempenho com o aumento do múltiplo solar, fazendo com que a usina se mantenha na faixa dos 5% de aumento de energia adicional pela hibridização.

Dessa forma, fica observado o potencial que a Usina IV possui com os seus índices de DNI, em que mesmo com o bloco de potência baixo ainda foi possível aumentar em um pouco mais de 10% sua eletricidade produzida. Essa quantidade poderia ser maior se o bloco de potência fosse aumentado, principalmente com o acréscimo de uma turbina de condensação para operar no período de entressafra. Além disso, é sugerido que seja feita uma análise termodinâmica para verificação se há o desperdício de vapor durante a entressafra, com a Usina operando apenas com a turbina de contrapressão e sem realizar os processos industriais na produção de etanol e açúcar que demandam esse vapor.

Um parâmetro que foi influenciado diretamente pela alteração do múltiplo solar, foi a eficiência térmica. Isso porque ela é indiretamente proporcional à área, de forma que

ao se aumentar o MS, a área aumenta e a eficiência térmica diminui, como é observado para todas as usinas que foram modeladas primeiramente com o MS unitário e depois com MS de 1,6. O oposto ocorreu para as Usinas V, VI e VII, que primeiro foram modeladas com MS de 1,6 e tiveram aumento de eficiência térmica quando modeladas com MS igual a 1. Além da área, a eficiência térmica é influenciada pela eficiência do receptor e pela DNI, e por isso os valores variam tanto entre trabalhos da literatura. Apesar disso, os valores encontrados ficam dentro da faixa de valores relatados para torre central operando com ciclo Rankine, como no mostrado nos trabalhos de PETERSEIM e colab. (2014) que encontraram 33,4% e no de FRANCHINI e colab. (2013), que obtiveram 57%. Além disso, o *Solar Thermal Electricity* (2016) indica que a eficiência térmica das torres centrais são maiores que da calha parabólica (ESTELA, GREENPEACE, *et al.*, 2016), o que é condizente com os valores aqui obtidos quando comparados com os de trabalhos que utilizaram tal tecnologia, como o de PRAMANIK & RAVIKRISHNA (2017) que relataram a variação de 22,6 a 34,1%, e BURIN (2015) que obteve 24,1%.

### 5.3 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O valor de referência para o LCOE tomado como ideal nesse trabalho foi de 11,4¢ /kWh, o mesmo utilizado por SORIA *et al.* (2015) baseado no preço do leilão de energia para energias renováveis em estágios iniciais. Os valores obtidos são mostrados na

Tabela 19.

Tabela 19. Comparação entre o LCOE de um sistema apenas CSP um sistema híbrido (CSP + bagaço da cana de açúcar)

Usina	LCOE CSP (¢/kWh)		LCOE Híbridização (¢/kWh)	
	MS = 1	MS = 1,6	MS = 1	MS = 1,6
I	18,17	14,68	9,73	11,45
II	11,45	10,99	3,74	4,46
III	23,39	21,95	6,54	8,66
IV	21,54	16,14	18,87	22,79
V	21,55	19,15	6,65	8,41
VI	11,73	11,23	6,11	7,89
VII	15,50	13,13	6,14	8,11

Comparando as duas plantas, percebe-se a que a hibridização de fato atua reduzindo os custos da energia gerada, o que já era esperando, uma vez que ela dispensa o uso de combustíveis de *backup* e os custos de implementação do bloco de potência. MALAGUETA *et al.* (2014) apontam ainda que essa redução de custos atrelada a hibridização se dá porque há um aumento da geração anual de energia com base em um combustível de baixo custo, e também, porque a hibridização permite a redução do MS da planta, demandando um campo solar menor, que por consequência, demanda menor custo. Esse impacto do MS também pode ser visto ao se observar que para plantas unicamente CSP, o aumento do múltiplo solar atua reduzindo os custos, enquanto que para planta híbrida ocorre o oposto.

Comparando os valores obtidos entre as usinas, se tem que apenas uma delas não obteve o LCOE dentro do valor de referência estipulado (11,4¢/kWh), a Usina IV. Isso é justificado pelo mal desempenho que essa usina obteve para geração de energia, devido ao baixo bloco de potência instalado, e justamente por ser um bloco de potência pequeno, a economia na hibridização ganha com a não instalação dele é baixa. A usina que obteve o menor LCOE foi a Usina II, e isso é devido à alta capacidade instalada de seu bloco de potência, que consegue aumentar de forma significativa a geração de energia mantendo apenas os custos apenas do campo solar e de manutenções.

Outro ponto observável é o que MOHAMMADI & KHORASANIZADEH (2019) apontam: maiores valores de DNI reduzem o LCOE. Isso pode ser observado tanto com a Usina II, que tem um dos maiores DNI e possuiu o menor LCOE, quanto ao comparar as Usinas V, VI e VII, que tem a mesma configuração de bloco de potência, e a usina que teve o menor LCOE foi a que tem o maior DNI dentre as três (Usina V).

No geral, com exceção da Usina IV, todos os valores obtidos estão condizentes com os encontrados na literatura. SORIA *et al.* (2015) mostram que é possível obter um LCOE de 11,55 ¢/kWh para um sistema híbrido CSP – biomassa com 35% de hibridização e MS de 1,5. BERTIN (2017) obteve o LCOE de 9,52 ¢/kWh para um fator de hibridização de 65% e MS de 0,5 de um sistema híbrido CSP com torre central e bagaço da cana de açúcar. Quanto aos valores obtidos para planta operando unicamente com CSP, MOHAMMADI & KHORASANIZADEH (2019) descrevem que plantas CSP recentes tiveram o LCOE de 17 ¢/kWh, e que em um cenário renovável, como o que foi modelado, é possível que o LCOE chegue até 13 ¢/kWh.

#### **5.4 Avaliação da hibridização como incentivo para CSP no Brasil**

Para avaliar o potencial do país como um todo, os resultados obtidos para cada usina será extrapolado para toda região dela: sendo a Usina I representando toda região centro – norte do GO, a Usina II a região que vai do sudoeste do GO e norte do MS, a Usina III representando o aglomerado da região que pega o oeste paulista, com o norte do PR e o leste do MS, a Usina IV representando a região do semiárido nordestino, pegando o Meio – Norte dos estados do PI e MA, a Usina V representando o litoral nordestino, a Usina VI representado a aglomeração das usinas do sul do Goiás com o triângulo mineiro, e a Usina VII representando o interior de SP, principalmente nas regiões de Ribeirão Preto.

Pelos resultados obtidos e discutidos no tópico 5.2.2, percebe-se a influência da DNI para que se obtenha melhor desempenho do sistema operando de forma híbrida. Dessa forma, algumas das regiões estudadas apresentaram maior potencial do que outras para a implementação da CSP. Nesse caso, as regiões VI, II, VII e IV são, respectivamente, as de maior potencial. As regiões II e IV mesmo possuindo aglomerado menores de usinas, continuam sendo potenciais pontos de hibridização devido aos altos índices solarimétricos. Já as regiões VI e VII, apresentam alguns dos maiores agrupamentos de usinas sucroalcooleiras com cogeração, e com as altas médias de DNI são as regiões mais propícias para que haja hibridização, principalmente em usinas de capacidade instalada média. A região III apresenta outro importante aglomerado, entretanto, a hibridização proposta pode não ser adequada para essa região devido ao baixo índice de DNI. Em contrapartida, a região V mesmo apresentando baixo índice de DNI, o que impactou no desempenho de sua usina quando comparada com as outras usinas de mesma configuração, apresentou valores anuais satisfatórios, podendo ser apontada para possível hibridização.

Uma das vantagens para hibridização proposta é a redução de forma significativa o custo de energia produzida quando comparada como um sistema unicamente CSP. Esse é um importante atrativo que pode ser utilizado para inserção de CSP no Brasil a curto prazo, principalmente levando em conta os valores obtidos para as regiões estudadas, em que a maioria das usinas conseguiram obter um valor de LCOE na faixa do que já foi comercializado em leilões de compra de energia elétrica. Além disso, na hibridização proposta utiliza um combustível de baixo custo, o bagaço da cana de açúcar. Em um

estudo sobre a geração heliotérmica no sistema elétrico brasileiro, SORIA *et al.* (2016) mostram que dentre as variadas configurações estudadas, a hibridização utilizando biomassa de baixo custo em um cenário de mitigação de CO<sub>2</sub>, torna a CSP uma opção econômica até 2040, podendo chegar até 6% de participação na matriz elétrica nacional em 2050, mostrando que essa forma de hibridização é uma opção para reduzir os custos da geração de energia CSP, tornando a tecnologia mais competitiva.

Outro ponto vantajoso que mostra o potencial brasileiro para CSP, é a possibilidade de abertura de fábricas internacionais de componentes da tecnologia CSP no país. Conforme apontado por SORIA *et al.* (2015), há o interesse de uma empresa canadense, que colocou como condição de permanência e instalação de fábricas no Brasil, um mercado de pelo menos 200 MW. Levando em conta esse valor, e considerando que apenas o campo solar projetado para as quatro usinas que disponibilizaram dados fornecem mais de 100 MW, e que o Brasil tem mais de 400 usinas sucroalcooleiras com cogeração de energia, tem-se aí uma opção de mercado, que reduziria os custos desses componentes devido a logística e ainda poderia gerar empregos.

Entretanto, apesar do otimismo em relação ao potencial que o Brasil tem para implementação da CSP, CASTRO (2015) ressalta a importância da criação de ferramentas econômicas que levem em conta os benefícios que cada fonte energética oferece para o sistema elétrico brasileiro como um todo, e não apenas o menor preço de energia elétrica, como é considerado atualmente nos leilões para contratação de energia.

Nos trabalhos citados é levado em conta plantas CSP em que mesmo com a hibridização, o despacho de energia é majoritariamente solar. E mesmo com os entraves de políticas energéticas e custos mostrados, essa tecnologia ainda se mostra viável à médio e longo prazo. Contudo, como forma de introdução da CSP no Brasil a curto prazo, a hibridização em usinas sucroalcooleiras se mostra viável pelo fato delas já estarem inseridas no sistema elétrico brasileiro, por já terem o bloco de potência instalado, utilizarem biomassa de baixo custo, e principalmente, pela quantidade de usinas com cogeração que o país possui, assim como sua disponibilidade solar e a redução de custo de energia gerada que a hibridização proporciona, principalmente nas regiões destacadas de maior DNI.

## 6. CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS

O objetivo dessa dissertação foi realizar uma avaliação dos benefícios de se utilizar a hibridização da energia CSP com biomassa da cana de açúcar, como porta de entrada para tecnologia de energia solar concentrada no país. Tendo em vista o potencial solarimétrico brasileiro, a quantidade de sucroalcooleiras com cogeração que o Brasil possui e visando aproveitar o bloco de potência já existente nessas usinas, foi feito um estudo baseado no funcionamento da caldeira operando em paralelo com o campo solar para se determinar a quantidade de bagaço economizada, e a quantidade de energia adicional gerada caso houvesse a hibridização utilizando a tecnologia da torre central sem armazenamento. O estudo foi feito em sete usinas de diferentes regiões brasileiras: Goianésia - GO (180 km de Brasília), Chapadão do Céu - GO (367 km de Campo Grande), Presidente Prudente – SP, União – PI (57 km de Teresina), Maceió – AL, Itumbiara – GO (208 km de Goiânia) e Casa Branca – SP (117 km de Ribeirão Preto). As usinas dessas regiões foram identificadas como Usina de I a VII, respectivamente. Os dados operacionais das Usinas de I a IV foram fornecidos por elas, enquanto que as demais foram simuladas a partir dos dados da usina descrita no trabalho de BURIN *et al.* (2016), denominada neste trabalho como Usina Base, e utilizada para validação do modelo proposto. As usinas possuem diferentes configurações de bloco de potência e forma de operação na safra e na entressafra, portanto, para cada uma delas foi feita a avaliação separada.

Para modelagem do campo solar, ficou claro a importância de se obter dados meteorológicos consistentes. Nesse trabalho foram utilizados dados da série histórica disponibilizado pelo INMET. Esses dados foram tratados, e a partir de uma análise levando em conta as médias anuais mensais foi possível obter o mês mais representativo da série de dados, e assim formar o ano meteorológico típico. Um dos problemas obtidos foi a ausência de medições da DNI, dado necessário para projetos de CSP. A solução encontrada foi testar três modelos de decomposição da GHI, para obtenção das componentes difusa e direta. O modelo adotado foi o proposto por ERBS *et al.* (1982), que foi o que apresentou melhor aproximação do valor real testado.

Para modelar o funcionamento da hibridização proposta, foram feitos balanços de energia na caldeira e no campo solar, partindo do pressuposto que ambas iriam fornecer vapor ao sistema nos períodos de sol. Durante a ausência solar apenas a caldeira operaria

fornecendo vapor a partir da queima da biomassa. Com isso foi possível obter as parcelas de vapor oriundos do campo solar e da caldeira, e assim se estipular a quantidade de bagaço que estaria sendo queimada, e por consequência, economizada.

Os parâmetros que ficaram mais evidentes para o desempenho da hibridização foram a disponibilidade de recurso solar e tamanho do bloco de potência. O impacto da disponibilidade solar pode ser visto com os resultados da Usina III, que tem um bloco de potência grande, mas que por ter menores valores de DNI, apresentou o menor aumento percentual de geração de energia anual e a menor redução do uso de bagaço. Em contrapartida, também ficou evidente que possuir disponibilidade solarimétrica alta e ter um bloco de potência pequeno também não é vantajoso, como é o caso da Usina IV, que tem potencial para aumentar a geração, mas não tem capacidade instalada, principalmente pela ausência de turbina de condensação, que a permitiria operar no período de entressafra sem o risco do desperdício de energia.

Outro ponto observado é que o modelo proposto de hibridização apresentou melhor desempenho em usinas de bloco de potência intermediário, isso porque elas não foram afetadas com a variação do múltiplo solar, e tiveram o maior aumento percentual de geração de energia, mesmo levando em conta as variações de DNI entre elas. A variação do múltiplo solar só gerou ganhos significativos para Usina II devido ao seu alto bloco de potência de índices de DNI.

Quanto a disponibilidade solar das regiões estudadas, a que apresentou maiores incidências foram Itumbiara, Chapadão do Céu e Casa Branca. As regiões de menores incidências foram Maceió e Presidente Prudente. Embora que a Usina V, que utilizou os dados de Maceió, obteve bons resultados quanto ao aumento percentual de energia produzida, não ficando muito atrás das usinas de mesma configuração e com incidência solar superior.

Os resultados obtidos para diferentes regiões do país e configurações das usinas, evidenciaram que a hibridização proposta é viável como forma de inserção da tecnologia CSP no Brasil a curto prazo, tendo em vista a economia gerada no LCOE pelo compartilhamento do bloco de potência e a possibilidade de operar com MS menores, a quantidade de usinas nesse formato que o país já possui, a ausência de armazenamento térmico sem comprometer a despachabilidade, e o uso de combustível de baixo custo. Entretanto, para que essa tecnologia seja mais atrativa, deve-se ressaltar alguns fatores: a

necessidade de adaptação do bloco de potência de algumas usinas para que haja total ganho com a hibridização (como seria o caso da Usina IV estudada); a disponibilidade de área nas usinas para instalação do campo solar, principalmente as que possuem alto bloco de potência, uma vez que o campo solar projetado seria grande para que se aproveitasse todo potencial da usina; a necessidade de revisão da forma da compra de energia, para que se passe levar em conta os benefícios da fonte de energética e não só o custo final da energia; necessidade de fábricas no país que fornecessem componentes para CSP, o que diminuiria custos de importação e ainda movimentaria economia local gerando mais empregos.

Para futuros estudos recomenda-se análise do impacto que a hibridização dessas usinas causaria ao sistema integrado nacional, de forma similar a realizada por CASTRO (2015) e SORIA *et al.* (2016). Observa-se também a necessidade de revisão dos contratos de uso do sistema de transmissão ou distribuição, que deve ser maior do que a potência instalada, para que se evite sobrecarga na rede, ou *curtailment*<sup>2</sup> por parte das usinas.

---

<sup>2</sup> *Curtailment* é o termo utilizado para se referir ao desperdício de energia que ocorre quando ela não pode ser escoada para rede (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, R. G., PEREIRA, L. S., RAES, D., *et al.* "Crop evapotranspiration - Guidelines for computing crop", **Irrigation and Drainage Paper No. 56**, FAO, Radiação Solar Extraterrestre, p. 300, 1998. DOI: 10.1016/j.eja.2010.12.001. Disponível em: <http://www.kimberly.uidaho.edu/water/fao56/fao56.pdf>.

ALMEIDA, T. E. G. "Energia Termossolar como Alternativa na Geração de Vapor e Água Quente no Setor Agroindustrial", 3 cenários variando a complementando o CSP com a caldeira, funcionando em 10-90%, 25-75%, 50-50% . Em um abatedouro de aves, que usa como biomassa cavaco, p. 487–492, 2018. Disponível em: <http://ir.obihiro.ac.jp/dspace/handle/10322/3933>.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>, acessado em abril de 2020.

BATLLES, F. J., RUBIO, M. A., TOVAR, J., *et al.* "Empirical modeling of hourly direct irradiance by means of hourly global irradiance", **Energy**, modelos de DNI da GHI, v. 25, n. 7, p. 675–688, 2000. DOI: 10.1016/S0360-5442(00)00007-4. .

BAZZO, E. **Geração de vapor**. 2. ed. [S.l.: s.n.], 1995.

BELGASIM, B., ALDALI, Y., ABDUNNABI, M. J. R., *et al.* "The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, n. March, p. 1–15, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.045. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.045>.

BERTIN, A. J. de O. "Análise de geração distribuída de eletricidade com tecnologia heliotérmica em usina sucroalcooleira como vetor de economia de bagaço de cana-de-açúcar", 7 ago. 2017. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/74/74134/tde-02102017-112956/en.php>. Acesso em: 2 jun. 2018.

BERTRAND, C., VANDERVEKEN, G., JOURNÉE, M. "Evaluation of decomposition models of various complexity to estimate the direct solar irradiance over Belgium", **Renewable Energy**, Trabalho que estimou a DNI a partir da GHI Mostra alguns modelos, v. 74, p. 618–626, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.042. .

BEZERRA, P. "Energia Solar Concentrada: Simulação Do Desempenho De Heliostatos

De Pequeno Porte", p. 210, 2017. .

BLAIR, N., DOBOS, A. P., FREEMAN, J., *et al.* "System advisor model, sam 2014.1. 14: General description", **NREL Report No. TP-6A20-61019, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO**, n. February, p. 13, 2014. DOI: 10.2172/1126294. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>.

BUCK, R., SCHWARZBÖZL, P. **Solar Tower Systems**. [S.l: s.n.], 2018. v. 4–5.

BURIN, E. "Plantas De Cogeração Do Setor Sucroalcooleiro Assistidas Por Concentradores Parabólicos", **Journal of Chemical Information and Modeling**, v. 53, n. 9, p. 1689–1699, 2015. DOI: 10.1017/CBO9781107415324.004. .

BURIN, E. K., VOGEL, T., THELEN, A., *et al.* "Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant", **Energy**, v. 117, p. 416–428, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.06.071. .

CAMPBELL, C. J. **The Golden Century of Oil 1950 - 2050**. [S.l.], The GeoJournal Library, 1991. v. 53.

CARDOSO, T. F., WATANABE, M. D. B., SOUZA, A., *et al.* "A regional approach to determine economic, environmental and social impacts of different sugarcane production systems in Brazil", **Biomass and Bioenergy**, v. 120, n. October 2018, p. 9–20, 2019. DOI: 10.1016/j.biombioe.2018.10.018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.10.018>.

CASTRO, G. M. **Avaliação do Valor da Energia Proveniente de Usinas Heliotérmicas com Armazenamento no Âmbito do Sistema Interligado Nacional**. . [S.l: s.n.], 2015

COELHO, L. D. N. "Modelos de Estimativa das Componentes de Radiação Solar a partir de Dados Meteorológicos", n. June, 2016. .

CONAB. "Perfil do setor do açúcar e etanol no Brasil", **Companhia Nacional de Abastecimento**, v. 1, p. 1–67, 2019. .

CONAB, C. N. de A. "Acompanhamento da Safra Brasileira - Cana de açúcar", **Observatório agrícola**, v. 6, p. 1–58, 2020. .

COOPER, P. I. "The Absorption of Radiation in Solar Stills", **Solar Energy**, v. 12, n. 2,

p. 333–346, 1969. DOI: 10.1111/j.1440-1673.1960.tb01091.x. .

CORTEZ, L. A. B., BALDASSIN, R., DE ALMEIDA, E. **Energy from sugarcane**. [S.l.], Elsevier Inc., 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-814236-3.00007-X>.

CPFL. Sistema Híbrido Solar/Biomassa. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/de0041-sistema-hibrido-solar-biomassa.aspx> >, acessado em março de 2020.

DANTAS, G. A., LEGEY, L. F. L., MAZZONE, A. "Energy from sugarcane bagasse in Brazil: An assessment of the productivity and cost of different technological routes", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 356–364, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.080. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.080>.

DE SOUZA, Z. J. **Bioelectricity of sugarcane: a case study from Brazil and perspectives**. [S.l.], Elsevier Inc., 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-814236-3.00013-5>.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4<sup>o</sup> ed. [S.l.: s.n.], 2013. Disponível em: <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-0470873663.html>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. "Informativo EPE", p. 1–5, 2018. .

ERBS, D. G., KLEIN, S. A., DUFFIE, J. A. "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation", **Solar Energy**, REFERENCIA DO KT, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982. DOI: 10.1016/0038-092X(82)90302-4. .

ESTELA, GREENPEACE, SOLARPACES. "Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016", LER PARA PARTE DE CSP, p. 114, 2016. .

EUSTÁQUIO, J. V. C. de S. "Simulação e análise do comportamento do campo de heliostatos de uma central de concentração solar termoelétrica de receptor central", p. 89, 2011. .

FERNÁNDEZ-GONZÁLEZ, D., RUIZ-BUSTINZA, Í., GONZÁLEZ-GASCA, C., *et al.* "Concentrated solar energy applications in materials science and metallurgy", **Solar Energy**, v. 170, n. May, p. 520–540, 2018. DOI: 10.1016/j.solener.2018.05.065.

Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.05.065>.

FERREIRA, W. M. "Modelagem termodinâmica de uma planta Fresnel com Geração Direta de Vapor e armazenamento de energia térmica", 2018. .

FICHTER, T., SORIA, R., SZKLO, A., *et al.* "Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model", **Energy**, v. 121, p. 695–715, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.012>.

FILHO, C. B. "Aumento da Eficiência e Produção de Vapor com Estudo de Caso em uma Caldeira Aquatubular", 2015. .

FRANCHINI, G., PERDICHIZZI, A., RAVELLI, S., *et al.* "A comparative study between parabolic trough and solar tower technologies in Solar Rankine Cycle and Integrated Solar Combined Cycle plants", **Solar Energy**, v. 98, n. PC, p. 302–314, 2013. DOI: 10.1016/j.solener.2013.09.033. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.09.033>.

GALANTE, R. M. "Análise termodinâmica de uma planta termoelétrica a biomassa assistida por energia solar", 2015. .

GELSOR, N., GELSOR, N., WANGMO, T., *et al.* "Solar energy on the Tibetan Plateau: Atmospheric influences", **Solar Energy**, v. 173, n. July, p. 984–992, 2018. DOI: 10.1016/j.solener.2018.08.024. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X1830793X>.

GILMAN, P., BLAIR, N., MEHOS, M., *et al.* "Solar Advisor Model: User Guide for Version 2.0", n. August, p. 133, 2008. DOI: 10.2172/937349. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43704.pdf>.

HEIMSATH, A., CUEVAS, F., HOFER, A., *et al.* "Linear Fresnel Collector receiver: Heat loss and temperatures", **Energy Procedia**, v. 49, p. 386–397, 2013. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.042. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.042>.

IEA. "Solar Energy: Mapping the road ahead", v. 20, n. October, p. 1–82, 2019a. DOI:

10.1007/978-3-642-20951-2\_7. Disponível em: <https://webstore.iea.org/solar-energy-mapping-the-road-ahead>.

IEA, I. E. A. "Electricity information: overview", 2019b. .

IEA, I. E. A. "Technology Roadmap - Solar thermal electricity", **Solar Energy: The State of the Art**, p. 577–652, 2014. DOI: 10.1007/978-1-4020-5549-2\_3. .

INCRA. Pauta de Valores da Terra Nua 2019. Disponível em: [http://www.incra.gov.br/sites/default/files/pauta\\_de\\_valores\\_2019.xlsx](http://www.incra.gov.br/sites/default/files/pauta_de_valores_2019.xlsx), acessado em agosto de 2020.

INPE. "Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed.", **Inpe**, p. 80, 2017. DOI: 978-85-17-00030-0. Disponível em: [http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas\\_solar.html](http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html).

IQBAL, M. "Prediction of hourly diffuse solar radiation from measured hourly global radiation on a horizontal surface", **Solar Energy**, validação de um modelo para achar a difusa a partir da global, v. 24, n. 5, p. 491–503, 1980. DOI: 10.1016/0038-092X(80)90317-5. .

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf).

IRENA, I. R. E. A. **Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Concentrating Solar Power**. [S.l: s.n.], 2012. v. 1.

ISLAM, T., HUDA, N., ABDULLAH, A. B., *et al.* "A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power ( CSP ) technologies : Current status and research trends", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. April, p. 987–1018, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.097. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097>.

IZQUIERDO, S., MONTAÑÉS, C., DOPAZO, C., *et al.* "Analysis of CSP plants for the definition of energy policies : The influence on electricity cost of solar multiples , capacity factors and energy storage", v. 38, p. 6215–6221, 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.009. .

KABIR, E., KUMAR, P., KUMAR, S., *et al.* "Solar energy: Potential and future prospects", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. August 2017, p. 894–900, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.094. .

KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering - Processes and Systems**. 2. ed. [S.l.], Academic Press, 2014.

LEMOS, L. F. L., STARKE, A. R., BOLAND, J., *et al.* "Assessment of solar radiation components in Brazil using the BRL model", **Renewable Energy**, v. 108, p. 569–580, 2017. DOI: 10.1016/j.renene.2017.02.077. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.077>.

LIU, B. Y. H., JORDAN, R. C. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation", **Solar Energy**, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960. DOI: 10.1016/0038-092X(60)90062-1. .

LOPES, F. M., SILVA, H. G., SALGADO, R., *et al.* "Short-term forecasts of GHI and DNI for solar energy systems operation: assessment of the ECMWF integrated forecasting system in southern Portugal", **Solar Energy**, v. 170, n. April, p. 14–30, 2018. DOI: 10.1016/j.solener.2018.05.039. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.05.039>.

MALAGUETA, D., SZKLO, A., SORIA, R., *et al.* "Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system", **Renewable Energy**, impactos da CSP na rede br, v. 68, p. 223–235, 2014. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.050. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.050>.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ABREU, S. L. "Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project", **Solar Energy**, v. 81, n. 4, p. 517–528, 2007. DOI: 10.1016/j.solener.2006.07.009. .

MARUGÁN-CRUZ, C., SERRANO, D., GÓMEZ-HERNÁNDEZ, J., *et al.* "Solar multiple optimization of a DSG linear Fresnel power plant", **Energy Conversion and Management**, v. 184, n. October 2018, p. 571–580, 2019. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.01.054. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.054>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. "Balço Energético Nacional 2019", p. 303, 2019. .

MOHAMMADI, K., KHORASANIZADEH, H. "The potential and deployment viability of concentrated solar power ( CSP ) in", **Energy Strategy Reviews**, v. 24, n. April, p. 358–369, 2019. DOI: 10.1016/j.esr.2019.04.008. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.04.008>.

MONTES, M. J., ABÁNADES, A., MARTÍNEZ-VAL, J. M., *et al.* "Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant , using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors", v. 83, p. 2165–2176, 2009. DOI: 10.1016/j.solener.2009.08.010. .

NREL. Solar Places. Disponível em: < <https://solarpaces.nrel.gov/by-country>>, acessado em março de 2020.

OLIVEIRA, L. "Estimativa da radiação solar direta na incidência nas partições instantânea, horária e diária a partir da radiação solar global", **Aleph**, modelos de DNI da GHI, 2001. .

ORGILL, J. F., HOLLANDS, K. G. T. "Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface", **Solar Energy**, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1977. DOI: 10.1016/0038-092X(77)90006-8. .

PANTALEO, A. M., CAMPOREALE, S. M., MILIOZZI, A., *et al.* "Novel hybrid CSP-biomass CHP for flexible generation: Thermo-economic analysis and profitability assessment", **Applied Energy**, v. 204, p. 994–1006, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.019>.

PANTALEO, A. M., CAMPOREALE, S. M., SORRENTINO, A., *et al.* "Hybrid solar-biomass combined Brayton/organic Rankine-cycle plants integrated with thermal storage: Techno-economic feasibility in selected Mediterranean areas", **Renewable Energy**, TRABALHO QUE USOU HIBRIDIZAÇÃO CSP BIOMASSA, v. 147, p. 2913–2931, 2020. DOI: 10.1016/j.renene.2018.08.022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.022>.

PATNODE, A. M., KLEIN, S. A., REINDL, D. T. "Simulation and performance

evaluation of parabolic trough solar power systems", **American Solar Energy Society - Solar 2006: 35th ASES Annual Conf., 31st ASES National Passive Solar Conf., 1st ASES Policy and Marketing Conf., ASME Solar Energy Division Int. Solar Energy Conference**, Dissertação que mostra o desenvolvimento da variação do fluxo de massa com o número de Reynolds, v. 1, p. 176–181, 2006. .

PETERSEIM, J H, TADROS, A., WHITE, S., *et al.* "Solar tower-biomass hybrid plants – maximizing plant performance", **Energy Procedia**, v. 49, n. 0, p. 1197–1206, 2013. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.03.129. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.129>.

PETERSEIM, Juergen H., HELLWIG, U., TADROS, A., *et al.* "Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities", **Solar Energy**, v. 99, p. 203–214, 2014. DOI: 10.1016/j.solener.2013.10.041. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.10.041>.

PITZ-PAAL, R. **Concentrating Solar Power**. [S.l.], Elsevier Ltd, 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0>.

POWELL, K. M., RASHID, K., ELLINGWOOD, K., *et al.* "Hybrid concentrated solar thermal power systems: A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, n. May, p. 215–237, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.067. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.067>.

PRAMANIK, S., RAVIKRISHNA, R. V. "A review of concentrated solar power hybrid technologies", **Applied Thermal Engineering**, v. 127, n. August, p. 602–637, 2017a. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.08.038. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.08.038>.

RABELO, S. C., PAIVA, L. B. B. de, PIN, T. C., *et al.* **Chemical and energy potential of sugarcane**. [S.l.], Elsevier Inc., 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-814236-3.00008-1>.

RASHID, K., MOHAMMADI, K., POWELL, K. "Dynamic simulation and techno-economic analysis of a concentrated solar power (CSP) plant hybridized with both thermal energy storage and natural gas", **Journal of Cleaner Production**, v. 248, p. 119193, 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119193. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119193>.

REINDL, D. T., BECKMAN, W. A., DUFFIE, J. A. "Diffuse fraction correlations", **Solar Energy**, v. 45, n. 4, p. 1–7, 1990. DOI: 10.1016/0038-092X(91)90123-E. .

ROJAS, R. G., ALVARADO, N., BOLAND, J., *et al.* "Diffuse fraction estimation using the BRL model and relationship of predictors under Chilean, Costa Rican and Australian climatic conditions", **Renewable Energy**, p. 1–16, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2018.09.079. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148118311534>.

SHAHSAVARI, A., AKBARI, M. "Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, n. April, p. 275–291, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.065. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.065>.

SOLINOVA. Projeto Smile. Disponível em: <<https://www.solinova.com.br/projeto-smile>>, acessado em abril de 2020.

SORIA, R., LUCENA, A. F. P., TOMASCHEK, J., *et al.* "Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach", **Energy**, csp no br, v. 116, p. 265–280, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.09.080. .

SORIA, R., PORTUGAL-PEREIRA, J., SZKLO, A., *et al.* "Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil", **Energy Policy**, v. 86, n. March 2014, p. 57–72, 2015. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.028. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.028>.

UNICA. "A Bioeletricidade da Cana", 2019. Disponível em: <https://www.unica.com.br/wp-content/uploads/2019/07/UNICA-Bioeletricidade-julho2019-1.pdf>.

UNICA. "BOLETIM / UNICA : A Bioeletricidade da Cana em Números – Abril de 2018", p. 1–13, 2018. .

VIEIRA, L. dos S. R., GUIMARÃES, A. P. C., LISBOA, P. de A. "Energia Solar Heliotérmica", **Energias Complementares**, 2018. .

# ANEXOS

## ANEXO A – Telas do SAM para modelagem da Usina Base

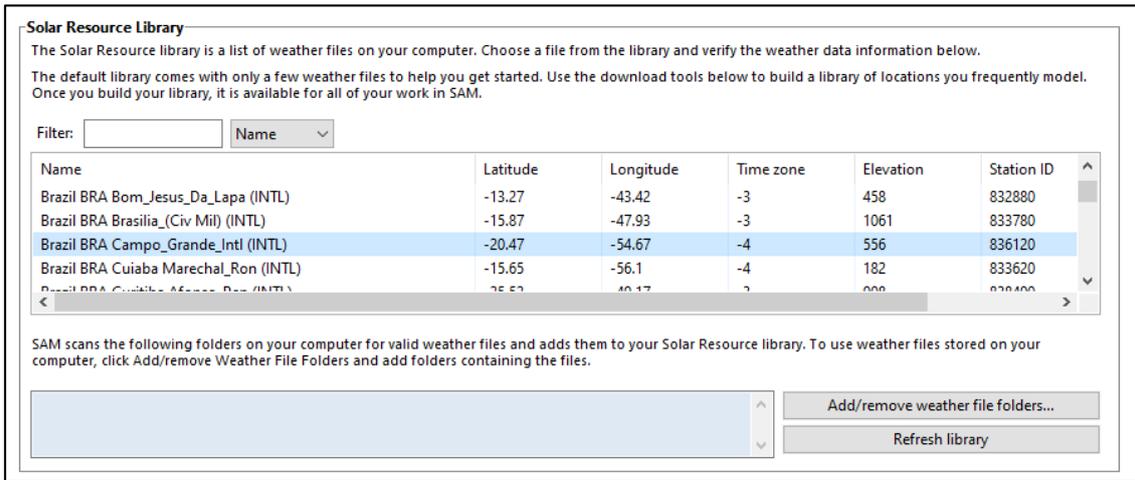


Figura 34. Escolha do TMY no SAM. Fonte própria.

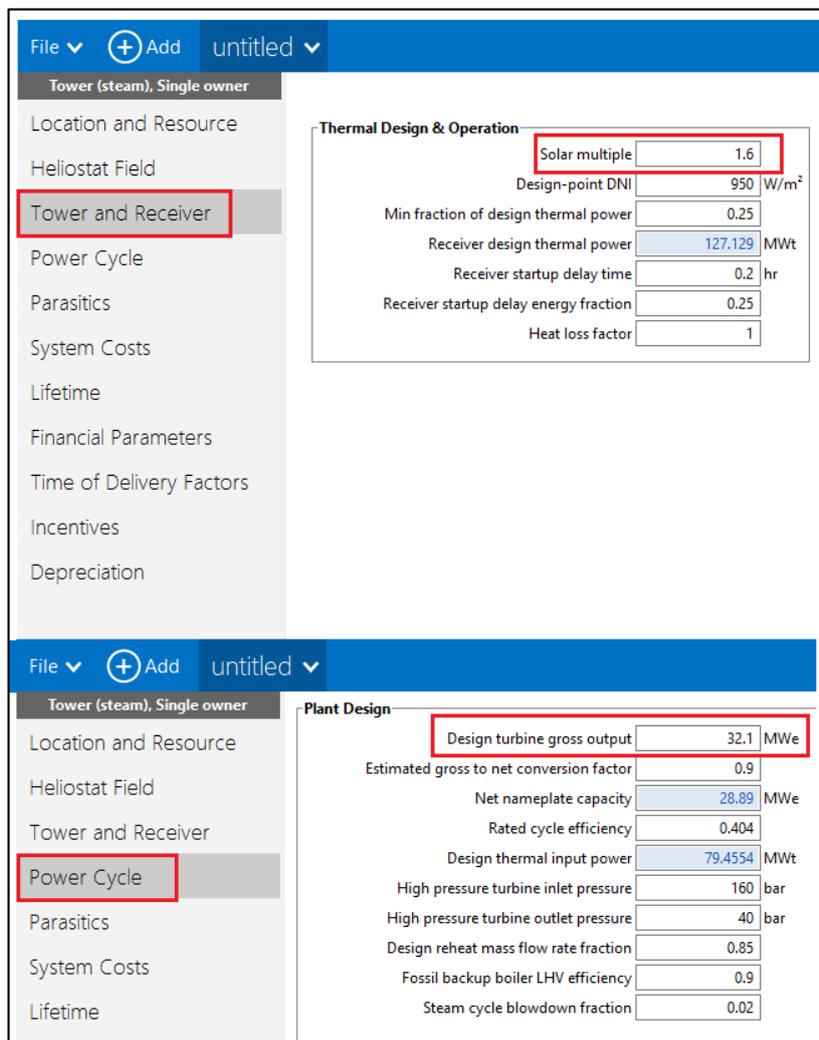


Figura 35. Parâmetros de entrada do SAM. Fonte própria.

Os parâmetros de entrada no SAM para a simulação do campo são mostrados nas Figura 34 e Figura 35: é necessário a escolha do TMY, e a definição do bloco de potência e do múltiplo solar. Caso a região estudada não possua TMY na biblioteca do SAM, é possível montar o próprio TMY e adicionar à biblioteca. O software disponibiliza instruções para isso, especificando todas as variáveis meteorológicas necessárias para cada tipo de modelagem.

The screenshot displays the SAM software interface for configuring a heliostat field. The left sidebar lists various system parameters, with 'Heliostat Field' selected. The main window is divided into several sections:

- Heliostat Field Table:** A table with columns 'X Position' and 'Y Position' containing 1638 heliostat coordinates.
- Optimization Settings:** Includes 'Initial optimization step size' (0.05), 'Maximum optimization iterations' (200), and 'Optimization convergence tolerance' (0.001).
- Heliostat Properties:** Lists parameters such as 'Heliostat width' (12.2 m), 'Heliostat height' (12.2 m), 'Ratio of reflective area to profile' (0.97), and 'Single heliostat area' (144.375 m<sup>2</sup>).
- Heliostat Operation:** Includes 'Heliostat stow/deploy angle' (8 deg), 'Wind stow speed' (15 m/s), and 'Design-point DNI' (950 W/m<sup>2</sup>).
- Atmospheric Attenuation:** Shows polynomial coefficients and an 'Average attenuation loss' of 4.7%.
- Solar Field Layout Constraints:** Includes 'Max. heliostat distance to tower height ratio' (8.5), 'Min. heliostat distance to tower height ratio' (0.75), and 'Tower height' (94.8904 m).
- Mirror Washing:** Shows 'Water usage per wash' (0.70 L/m<sup>2</sup> per wash) and 'Washes per year' (63).
- Heliostat field availability:** Includes 'Constant loss' (0.0%), 'Hourly losses' (None), and 'Heliostat availability' (0.99).

Red boxes and numbers 1, 2, and 3 highlight the 'Optimize solar field geometry' button, the 'Tower height' field, and the 'Simulate' button, respectively.

Figura 36. Otimização do campo solar no SAM. Fonte própria.

Depois dos parâmetros de entrada, é possível otimizar o campo solar (1 da Figura 36), que gera dados como a área total requerida, a área espelhada, quantidade de heliostatos, disposição dos heliostatos, tamanho da torre, distância dos heliostatos da torre, dentre outros mostrados na Figura 36. Só então por fim é realizada a simulação do

campo solar (3 da Figura 36). Nas simulações realizadas não foram considerados nenhum aspecto econômico e financeiro, de forma que não foi feito nenhum ajuste nas abas referentes a esses parâmetros. Entretanto, o SAM disponibiliza ferramentas para esse tipo de análise, que é realizada de forma anual ou mensal.

Como resultado, o SAM mostra diversos parâmetros disponibilizados em forma de tabela, onde se tem dados de valores únicos, mensais, anuais ou horários. Os dados horários utilizados são equivalentes a 1 ano, obtendo assim para cada parâmetro 8760 valores, que foram salvos como planilha do Excel e depois utilizados para execução do modelo proposto (Figura 37).

	Receiver power to steam total (MWt)	Resource Beam normal irradiance (W/m2)	Field optical efficiency	Receiver thermal efficiency
Jan 1, 12:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 01:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 02:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 03:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 04:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 05:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 06:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 1, 07:00 am	0	0.12	0.472552	0
Jan 1, 08:00 am	0	3.11	0.527549	0
Jan 1, 09:00 am	0	3.19	0.569321	0
Jan 1, 10:00 am	0	5.25	0.594724	0
Jan 1, 11:00 am	0	2.91	0.614108	0
Jan 1, 12:00 pm	0	3.01	0.631576	0
Jan 1, 01:00 pm	0	9.26	0.637329	0
Jan 1, 02:00 pm	0	61.26	0.632232	0
Jan 1, 03:00 pm	0	41.22	0.622261	0
Jan 1, 04:00 pm	0	6.9	0.595748	0
Jan 1, 05:00 pm	0	78.56	0.544374	0
Jan 1, 06:00 pm	0	0	0.469424	0
Jan 1, 07:00 pm	0	0	1e-06	0
Jan 1, 08:00 pm	0	0	1e-06	0
Jan 1, 09:00 pm	0	0	1e-06	0
Jan 1, 10:00 pm	0	0	1e-06	0
Jan 1, 11:00 pm	0	0	1e-06	0
Jan 2, 12:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 2, 01:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 2, 02:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 2, 03:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 2, 04:00 am	0	0	1e-06	0
Jan 2, 05:00 am	0	0	1e-06	0

Figura 37. Resultados horários disponibilizados em tabela pelo SAM. Fonte própria

Além do formato de tabela, o SAM disponibiliza outros formatos de visualização de dados. As Figura 38 e Figura 39 mostram dados em forma de perfis e séries temporais, respectivamente. O formato de perfil foi utilizado neste trabalho para análise do comportamento mensal típico da DNI para cada região estudada. Em ambos os formatos existe a possibilidade de se importar os dados para planilha Excel.

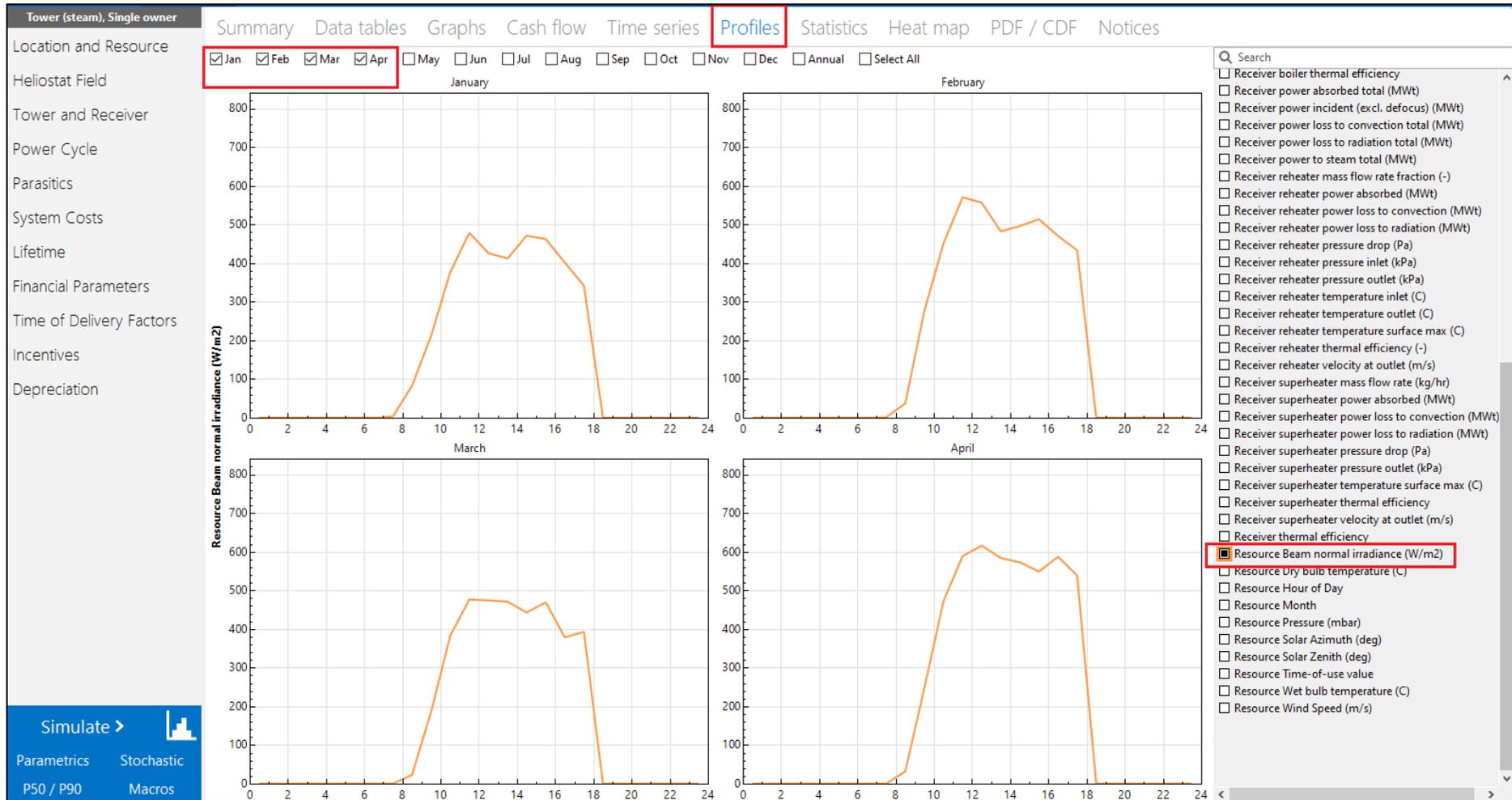


Figura 38. Resultados em forma de perfis. Fonte própria.

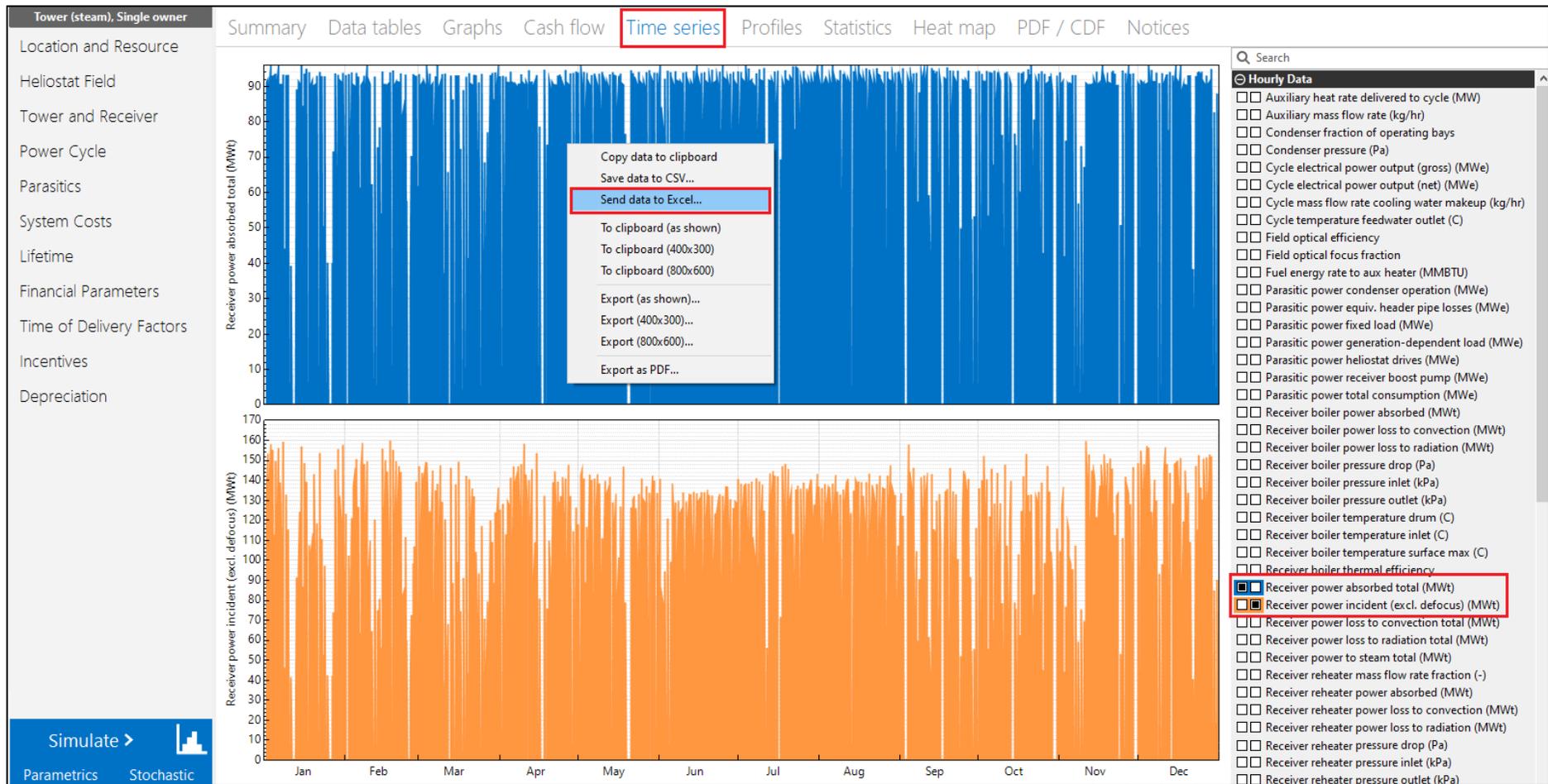


Figura 39. Resultados em forma de séries temporais. Fonte própria.