

YANIS TARGUI

**Aplicação das tecnologias de BECCUS na indústria da cana-de-açúcar no Brasil**

Projeto de Formatura apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo, no âmbito do Curso de Engenharia  
Ambiental

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Suani Teixeira Coelho

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

#### Catálogo-na-publicação

Targui, Yanis

Aplicação das tecnologias de BECCUS na indústria da cana-de-açúcar no Brasil / Y. Targui -- São Paulo, 2023.  
99 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental.

1.cana-de-açúcar 2.bioeletricidade 3.captura do CO2 4.Análise técnico econômica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental II.t.

## **AGRADECIMENTOS**

À Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. SUANI T. COELHO, a minha orientadora, por todos os seus conselhos e orientações na escolha do tema deste trabalho e para a sua realização.

À Dr<sup>a</sup>. MARILIN M. DOS SANTOS por toda sua ajuda ao longo desse ano, sua bibliografia sem qual esse projeto não poderia existir, seu tempo e paciência para comigo.

Ao Professor ARNALDO WALTER para seus conselhos e explicações sobre o seu trabalho.

Ao doutorando DANILO PERECIN por sua bibliografia.

Ao Prof. RENATO ZAMBON e à coordenação do curso de PHA na POLI por sua orientação neste trabalho e meu duplo diploma.

Aos meus favoritos intercambistas e moradores Louna e Nicholas pelo apoio e presença deles nos momentos felizes como difíceis.

A todos meus amigos brasileiros que tornaram a minha experiência no Brasil inesquecível.

À minha família na França, que sempre apoiou minhas decisões e me acompanhou à distância neste trabalho.

## RESUMO

Este trabalho analisa a implementação de sistemas de Bioenergia com Captura e Armazenamento ou Utilização de Carbono (BECCUS) no setor sucroalcooleiro brasileiro. O Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, mas especialmente para a produção de açúcar e etanol. Os processos de produção desses dois produtos resultam na produção de resíduos importantes, como a biomassa, que tem um enorme potencial energético. Reduzir as emissões mundiais de carbono para limitar o aquecimento global é o grande desafio do século XXI. É em resposta a este problema que estão sendo desenvolvidas as NETs (*Negative Emissions Technologies*) que vão além, tornando possível a remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera, capturando-o e depois armazenando-o ou usando-o. Isto inclui as tecnologias BECCUS estudadas aqui, que são as mais promissoras, mas a viabilidade comercial ainda não foi demonstrada. A experimentação se foca em sistemas de bioenergia operacionais como no setor sucroalcooleiro. A captura de CO<sub>2</sub> pode ocorrer durante vários processos em que biomassa será consumida, esta captura geralmente requer tecnologias avançadas. O Brasil tem vantagens significativas para a implementação dessas instalações, notadamente a grande proporção de biomassa utilizada. Entretanto, os projetos não estão progredindo como esperado devido à falta de financiamento, e ao atraso do Brasil no mercado de crédito de carbono. Isto leva-se a identificar as diferentes fontes de CO<sub>2</sub> da cana-de-açúcar e as técnicas para capturá-la. Há o CO<sub>2</sub> emitido durante a fermentação da cana-de-açúcar, CO<sub>2</sub> da combustão do bagaço, CO<sub>2</sub> capturado a partir da purificação do biogás produzido com torta de filtro e vinhaça. Muitos cenários são possíveis a fim de capturar o CO<sub>2</sub> produzido pela indústria canavieira ou gerado a partir de seus subprodutos. Além das complexidades técnicas, a rentabilidade financeira e a eficiência de captura são essenciais na análise da implementação de tais tecnologias. Seus custos significativos de implementação exigem um mercado de venda de carbono mais valorizado para tornar essas soluções viáveis. A captura do processo de fermentação é a mais promissora para as primeiras tentativas, a captura do processo de combustão fica a mais rentável ao longo prazo. Por outro lado, a purificação do biogás não parece ser adequada para esse tipo de projeto devido ao seu custo ainda muito alto. Por outro lado, as pesquisas sobre as possibilidades de reutilização do carbono devem ser intensificadas e incentivadas em nível industrial. No momento, apenas o armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> é uma opção para lidar com as quantidades que podem ser capturadas.

**Palavras-chave:** cana-de-açúcar, bioeletricidade, captura do CO<sub>2</sub>

## ABSTRACT

This work analyzes the implementation of Bioenergy with Carbon Capture and Storage or Utilization Systems (BECCUS) in the Brazilian sugarcane sector. Brazil is the world's largest producer of sugarcane, particularly for sugar and ethanol production. The production processes for these two products result in the generation of significant residues, such as biomass, which has enormous energy potential. Reduce global carbon emissions or even achieve carbon neutrality to limit global warming is the big challenge of the 21st century. In response to this problem, Negative Emissions Technologies (NETs) are being developed, which go beyond and make it possible to remove CO<sub>2</sub> from the atmosphere by capturing and storing or utilizing it. This includes the BECCUS technologies studied here, which are currently the most promising, but their commercial viability has not yet been demonstrated. The experimentation focuses on operational bioenergy systems such as the Brazilian sugarcane sector. CO<sub>2</sub> capture can occur during various processes in which biomass will be consumed, and this capture requires advanced technologies. Brazil has significant advantages for the implementation of such facilities, notably the large proportion of biomass used. However, projects are not progressing as expected due to lack of funding and to Brazil's delay in the carbon credit market. This leads to the identification of different sources of CO<sub>2</sub> from sugarcane and the techniques to capture it, depending on the situation. There is CO<sub>2</sub> emitted during the fermentation of sugarcane. CO<sub>2</sub> from sugarcane bagasse combustion; CO<sub>2</sub> from biogas purification produced with filter cake and vinasse. Many scenarios are possible for capturing the CO<sub>2</sub> produced by the sugarcane industry or generated from its byproducts. In addition to the technical complexities of capture, financial profitability and capture efficiency are essential in analyzing the implementation of such technologies. Their significant implementation costs require a more valued carbon market to make these solutions viable for sector producers. While capturing from the fermentation process is the most promising for initial industrial attempts, capturing from the combustion process remains the most cost-effective in the long term. On the other hand, despite its capture efficiency, biogas purification does not seem suitable for this type of project due to its still high cost. On the other hand, research on carbon reuse possibilities should be intensified and encouraged at an industrial level. Currently, only geological storage of CO<sub>2</sub> is an option for dealing with the quantities that can be captured by these technologies.

**Key words:** Sugarcane, Bioelectricity, Carbon capture

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - <i>Produção de cana-de-açúcar em milhões de toneladas por país</i> .....	14
<b>Tabela 2</b> - <i>Média da capacidade de produção de etanol nas destilarias do estado de SP</i> .....	48
<b>Tabela 3</b> - <i>Fatores de geração de resíduos</i> .....	49
<b>Tabela 4</b> - <i>Fatores para produção de biogás e biometano</i> .....	52
<b>Tabela 5</b> - <i>Resumo do caso de referência</i> .....	56
<b>Tabela 6</b> - <i>Unidade de compressão cenário 1</i> .....	62
<b>Tabela 7</b> - <i>Custos de transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub></i> .....	63
<b>Tabela 8</b> - <i>Desempenho técnico do cenário 1</i> .....	64
<b>Tabela 9</b> - <i>Comparação do cenário 1 com outros estudos</i> .....	65
<b>Tabela 10</b> - <i>Desempenho econômico do cenário 1</i> .....	66
<b>Tabela 11</b> - <i>Unidade de captura pós-combustão do cenário 2</i> .....	68
<b>Tabela 12</b> - <i>Unidade de compressão do cenário 2</i> .....	69
<b>Tabela 13</b> - <i>Desempenho técnico do cenário 2</i> .....	70
<b>Tabela 14</b> - <i>Desempenho econômico do cenário 2</i> .....	72
<b>Tabela 15</b> - <i>Custos de CAPEX e OPEX unidade PSA</i> .....	74
<b>Tabela 16</b> - <i>Unidade de captura por purificação PSA cenário 3</i> .....	75
<b>Tabela 17</b> - <i>Unidade de compressão do cenário 3</i> .....	75
<b>Tabela 18</b> - <i>Unidade de compressão do cenário 3</i> .....	78
<b>Tabela 19</b> - <i>Desempenho econômico do cenário 3</i> .....	79
<b>Tabela 20</b> - <i>Unidade de captura pós-combustão MEA cenário 4</i> .....	81
<b>Tabela 21</b> - <i>Unidade de captura por purificação PSA cenário 4</i> .....	81

<b>Tabela 22 - Unidade de compressão cenário 4.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela 23 - Desempenho técnico cenário 4.....</b>	<b>83</b>
<b>Tabela 24 - Desempenho técnico cenário 4.....</b>	<b>84</b>
<b>Tabela 25 - Comparação técnica dos cenários.....</b>	<b>86</b>
<b>Tabela 26 - Comparação econômica dos cenários .....</b>	<b>88</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - <i>Repartição das usinas de cana-de-açúcar no Brasil</i> .....	16
<b>Figura 2</b> - <i>Area de cultura da cana-de-açúcar no estado de São Paulo</i> .....	18
<b>Figura 3</b> - <i>Possibilidade de um sistema de BECCU</i> .....	21
<b>Figura 4</b> - <i>Funcionamento do sistema de BECCS</i> .....	22
<b>Figura 5</b> - <i>Bioeletricidade sucroenergética (GWh) ofertada para a rede, 2010-2018</i> .....	24
<b>Figura 6</b> - <i>Funcionamento do mercado do carbono</i> .....	29
<b>Figura 7</b> - <i>Balanço de massa do CO<sub>2</sub> nos diferentes resíduos da cana-de-açúcar</i> .....	33
<b>Figura 8</b> - <i>Os diferentes processos de captação do carbono numa usina de cana-de-açúcar</i> .....	36
<b>Figura 9</b> - <i>Os diferentes níveis de tecnologias segundo a classificação TRL</i> .....	37
<b>Figura 10</b> - <i>Processo de desidratação do CO<sub>2</sub> por meio do TEG (Tri-etilenoglicol)</i> .....	39
<b>Figura 11</b> - <i>Processo de absorção por aminas orgânicas</i> .....	42
<b>Figura 12</b> - <i>Processo de biodigestão em 4 fases</i> .....	43
<b>Figura 13</b> - <i>Localização da destilaria no estado de São Paulo</i> .....	46
<b>Figura 14</b> - <i>Bacia do Paraná para armazenamento geológico do CO<sub>2</sub></i> .....	62
<b>Figura 15</b> - <i>Esquema do funcionamento da unidade PSA</i> .....	73



## LISTA DE SIGLAS E SIMBOLOS

BECCUS	Bioenergy with Carbon Capture and Use or Storage
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BECCU	Bioenergy with Carbon Capture and Use
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
NET	Negative Emission Technology
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
GEE	Gases do Efeito de Estufa
IAM	Integrated Assessment models
CCRE	Créditos Certificados de Redução de Emissões
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
TRL	Technology Readiness Level
CBIO	Crédito de Descarbonização
CEST	Condensing-extraction steam turbine
VPL	Valor Presente Liquida
PMV	Preço mínimo de Venda
MEA	Mono-Etanol-Amina
PSA	Pressure Swing Adsorption

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1 Apresentação do setor da cana-de-açúcar no Brasil.....	14
2.1.1 Capacidade de produção do setor sucroalcooleiro.....	14
2.1.2 A produção de cana-de-açúcar no país e no estado de SP..	16
2.2 Apresentação dos sistemas de BECCUS nesse setor.....	19
2.1.1 Definição.....	19
2.1.2 Potencial do BECCUS no Brasil.....	22
2.1.3 Tecnologias já existentes no Brasil.....	26
2.1.4 Mercado do Carbono.....	28
2.1.5 Avanço da regulamentação no Brasil.....	30
3. SOLUÇÕES DE CAPTAÇÃO DO CO <sub>2</sub> .....	32
3.1 Fontes de captação do CO <sub>2</sub> .....	32
3.1.1 O processo de fermentação: Caldo de cana.....	33
3.1.2 Combustão do bagaço.....	34
3.1.3 Vinhaça / Torta de filtro par produção de biogás.....	34
3.1.4 Combustão da palha.....	35
3.2 Processos de captação do CO <sub>2</sub> .....	35
3.2.1 Descrição da classificação TRL.....	36
3.2.2 Captação no processo de fermentação.....	37
3.2.3 Captação no processo de pós-combustão.....;	40
3.2.4 Captação no processo de biodigestão.....	42

4. ESTUDO DE CASO NUMA DESTILARIA BRASILEIRA.....	44
4.1 Apresentação da destilaria e contexto do estudo.....	45
4.1.1 Premissas.....	45
4.1.2 Características de produção.....	47
4.2 Cenário de referência – Funcionamento sem captura do CO2.....	50
4.2.1 Produção de eletricidade por cogeração.....	50
4.2.2 Produção de eletricidade por Biogás.....	51
4.2.3 Emissões de CO2 da destilaria.....	55
4.2.4 Resumo do caso de referência.....	56
4.3 Premissas par os cenários.....	57
4.3.1 Premissas técnicas.....	57
4.3.2 Premissas econômicas.....	58
4.4 Cenário 1 – Captura do CO2 da fermentação.....	60
4.4.1 Unidade de compressão.....	60
4.4.2 Transporte e armazenamento.....	62
4.4.3 Análise tecno-econômica.....	63
4.5 Cenário 2 – Captura do CO2 da fermentação e captura pós- combustão do bagaço.....	67
4.5.1 Unidade de captura pós-combustão MEA.....	67
4.5.2 Unidade de compressão.....	68
4.5.3 Análise tecno-econômica.....	69
4.6 Cenário 3 – Captura do CO2 da fermentação e captura por upgrading do biogás.....	72
4.6.1 Unidade de captura por upgrading do biogás PSA.....	73
4.6.2 Unidade de compressão.....	75
4.6.3 Premissas adicionais.....	76
4.6.4 Análise tecno-econômica.....	77
4.7 Cenário 4 – Captura do CO2 dos 3 processos.....	80

4.7.1	Unidade de captura pós-combustão MEA.....	80
4.7.2	Unidade de captura pós-combustão MEA.....	81
4.7.3	Unidade de captura por upgrading do biogás PSA.....	81
4.7.4	Unidade de compressão.....	82
4.7.5	Análise tecno-econômica.....	82
4.8	Conclusão do estudo de caso.....	84
5.	CONCLUSÕES GERAIS.....	89
	LISTA DE REFERENCIAS.....	91
	APÊNDICE.....	99

# 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

A redução das emissões de gases de efeito estufa é um dos maiores desafios do século XXI e para atingir as metas de redução estabelecidas pelo Acordo de Paris é essencial envolver todos os setores, sejam eles poluentes ou não. Isto ocorre porque a matriz energética mundial ainda apresenta predominância de combustíveis fósseis, com mais de 70%. Para isso, deve-se utilizar todos os meios à nossa disposição e, em particular, explorar ao máximo o rápido progresso tecnológico dos últimos anos.

O Brasil está a caminho de se tornar um dos principais atores nesta transição para a neutralidade de carbono, não apenas pela presença da floresta amazônica no país, mas também por causa de sua matriz energética, que apresenta quase 50% de energias renováveis. Através deste estudo, analisa-se o potencial em termos de redução de emissões do setor sucroalcooleiro brasileiro cujos produtos (etanol e derivados) representam 16% da matriz energética brasileira, além de ser o primeiro produtor de açúcar e de etanol de cana do mundo. De fato, através do uso de biomassa desta indústria, pode-se produzir bioenergia e bioetanol, substituindo assim o uso de combustíveis fósseis.

Assim sendo, o objetivo do presente trabalho é analisar a implementação das tecnologias BECCUS neste sistema, a fim de capturar o dióxido de carbono das diversas operações de processamento da cana-de-açúcar e armazená-lo ou usá-lo para evitar que ele seja liberado na atmosfera.

Neste contexto, será apresentado inicialmente o setor sucroalcooleiro brasileiro e a situação das tecnologias BECCUS na agenda global de redução das emissões de gases de efeito estufa. Em seguida, são estudadas as diferentes fontes de CO<sub>2</sub> em uma usina de cana-de-açúcar e os meios para captura e transporte para uso ou armazenamento futuro. Finalmente, realiza-se uma análise tecnológica e econômica da implementação das diferentes tecnologias de captura possíveis no estudo de caso de uma destilaria de etanol no estado de São Paulo com os cálculos disponíveis no apêndice A.

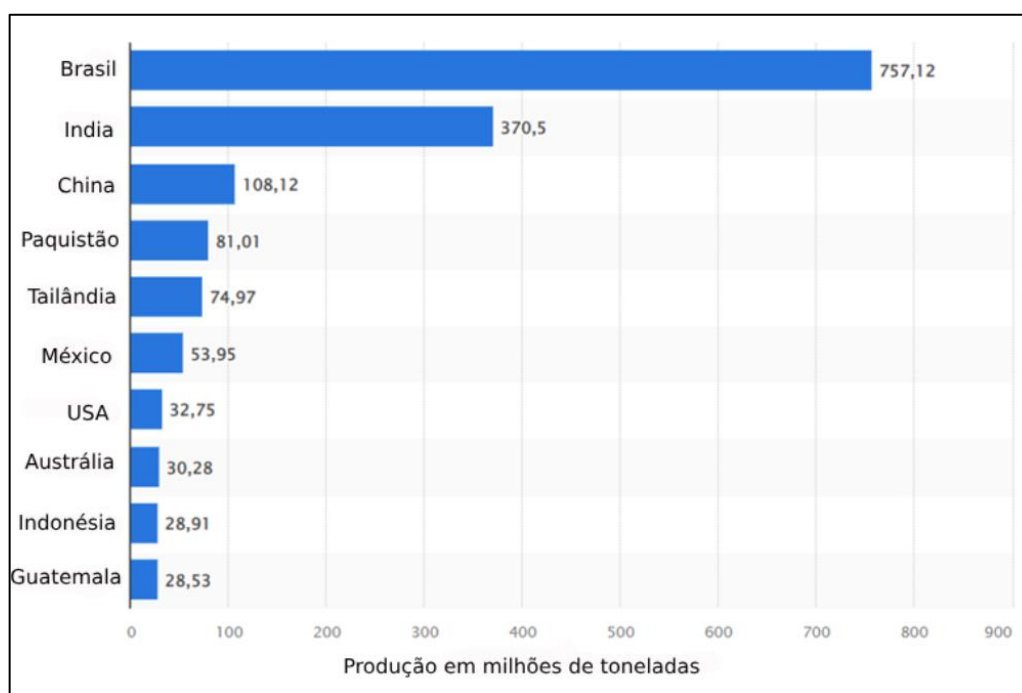
## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Apresentação do setor da cana-de-açúcar no Brasil

#### 2.1.1 Capacidade de produção do setor sucroalcooleiro:

O Brasil é um país produtor de cana-de-açúcar há centenas de anos e o cultivo de cana-de-açúcar ocupa atualmente 9.970.958 hectares do país com uma produção anual de 715.659.212 toneladas em 2021 (IBGE, 2021). Esta enorme capacidade de produção faz do Brasil o maior produtor mundial de cana-de-açúcar como vê-se na tabela 1. Dentre os produtos do agronegócio brasileiro, em 2020, a cana-de-açúcar foi a terceira cultura mais relevante na composição do valor bruto da produção agrícola divulgado pelo Ministério da Agricultura e Abastecimento, totalizando R\$ 70,6 bilhões. A adequada topografia, condições climáticas e hídricas do país favorecem o desenvolvimento e a produtividade agrícola da cultura de cana-de-açúcar explicando a liderança do Brasil nesse setor. Todas essas vantagens competitivas possibilitam um menor custo de produção dentre os principais produtores do mundo e garantem a resiliência do setor em momentos de margens mais apertadas como durante a covid por exemplo (EXPERT XP, 2022).

**Tabela 1 - Produção de cana-de-açúcar em milhões de toneladas por país**



Fonte: STATISTA (2020)

Os principais produtos da cana-de-açúcar são o açúcar e o etanol. O açúcar faz parte da vida cotidiana na maior parte do mundo e está presente em vários produtos alimentícios, fazendo do Brasil o primeiro exportador de açúcar no mundo. O etanol é um tipo de álcool que tem se tornado muito importante desde a segunda metade do século 20, sendo utilizado como combustível para abastecimento dos carros *flexfuel* no país, mas também tem outras finalidades, podendo ser utilizado como aditivo na gasolina, sanitizante (tendo tido um papel importante contra o coronavírus), e como ingrediente para as indústrias de bebidas, cosméticos, entre outras (EXPERT XP, 2022).

O desenvolvimento deste setor ocorreu com o programa Proálcool, em 1975, com o objetivo de substituir a gasolina como combustível em veículos leves (CROP LIFE BRASIL, 2020). Inicialmente o etanol anidro (99,5% de etanol) foi adicionado à gasolina e, em 1979, iniciou-se a produção de veículos a álcool, usando o etanol hidratado (96%). Após crises na oferta de etanol, foi interrompida a fabricação dos veículos a álcool, permanecendo a mistura de etanol anidro na gasolina, hoje em 27%. Mais recentemente, com a introdução dos veículos flex, que podem usar qualquer proporção da mistura etanol/gasolina, vem ocorrendo um aumento no consumo de etanol hidratado.

Por outro lado, a cana-de-açúcar é uma cultura interessante porque ela pode ser aproveitada integralmente; em sua produção, são gerados resíduos que originam subprodutos importantes: por exemplo, o bagaço, que é utilizado na geração de bioeletricidade e a vinhaça e a torta de filtro, que podem ser utilizadas como fertilizantes para a lavoura de cana-de-açúcar e como insumos para a produção de biogás; esses usos podem ser associados à captura de CO<sub>2</sub> que será desenvolvida posteriormente neste estudo. Além de toda a sua importância ambiental e do ponto de vista energético, o setor sucroenergético está presente em 1,2% do território nacional, fazendo parte da vida de mais de 70 mil produtores, gerando emprego, renda e desenvolvimento em cerca de 30% dos municípios brasileiros. (EXPERT XP, 2022.).

A cana-de-açúcar é processada pelas usinas de açúcar, etanol e energia que compõem o setor sucroenergético. Segundo dados da ÚNICA (2023), a União da Indústria de Cana-de-açúcar, o setor sucroenergético processou 607 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na última safra de 2022/2023. No período, o Brasil produziu 36.9 milhões de toneladas de açúcar e 31.2 bilhões de litros de etanol. Com relação à bioeletricidade, o setor sucroenergético gerou 18,4 TWh de

energia elétrica, em 2022, volume capaz de atender o consumo de energia elétrica de cerca de 10 milhões de residências (EXPERT XP, 2022.).

### 2.1.2 A produção de cana-de-açúcar no país e no estado de São Paulo:

Em 2022, o Brasil possuía 422 usinas de açúcar e álcool. Destas, 173 estão instaladas no estado de São Paulo. Destas 422 usinas existentes, 125 estão em recuperação judicial ou falida. Sobre o total, 41% das usinas fazem parte do Estado de São Paulo como vê-se na figura 1. Em 2021, 92% do volume total foi produzido na região Centro-Sul e 8% na região Norte-Nordeste (NOVACANA, 2022).

**Figura 1 - Repartição das usinas de cana-de-açúcar no Brasil**



Fonte: NOVACANA (2022).

O estado de São Paulo é o maior produtor de cana no país, representando 55% da área cultivada. A vantagem para as usinas brasileiras é que elas podem optar entre a produção de açúcar e etanol, dependendo dos vários fatores estratégicos e econômicos envolvidos.

As plantações paulistas têm elevada produtividade por hectare, atingindo 100 toneladas de cana por hectare em algumas regiões. Isso se deve, além da qualidade do solo adequada e das



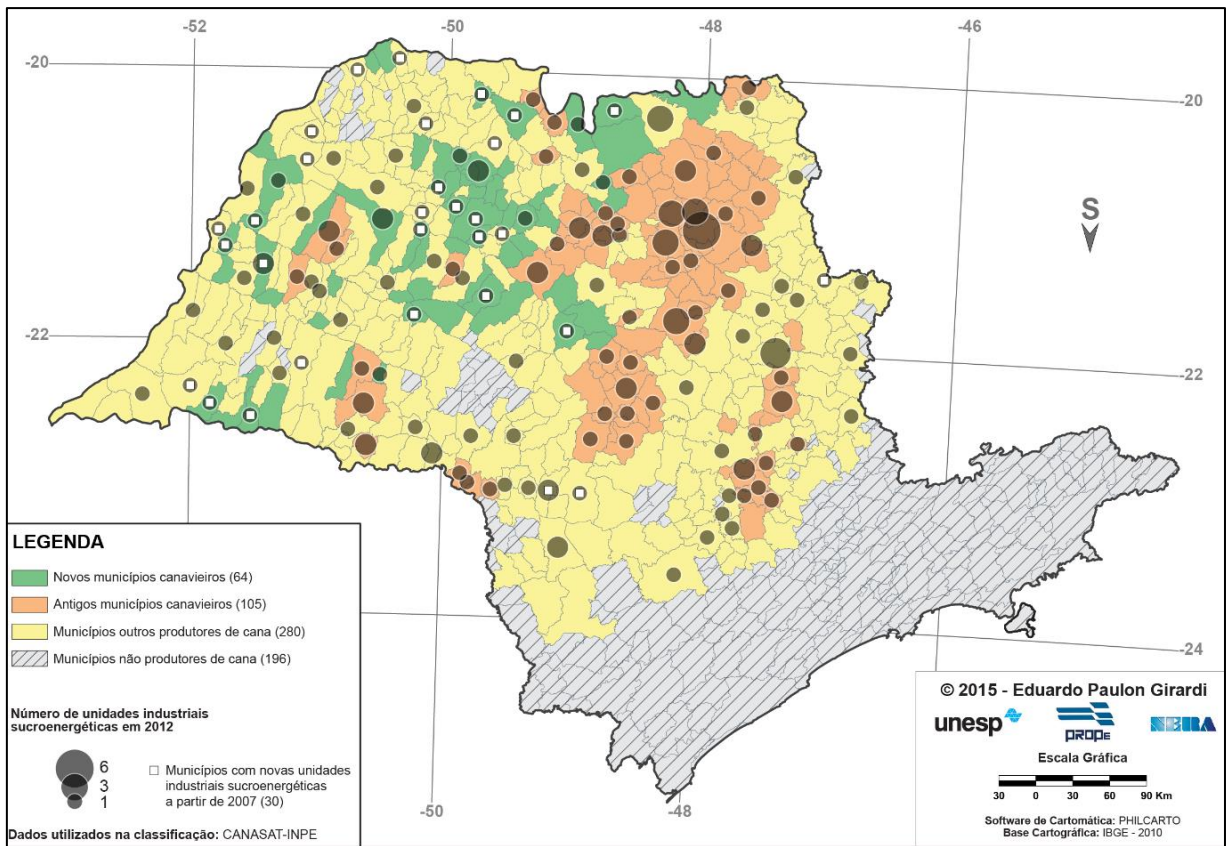
condições climáticas favoráveis, às pesquisas realizadas por institutos de pesquisa públicos e privados. A variedade SP81-3250 desenvolvida no Centro de Tecnologia Canavieira, na cidade de Piracicaba, é a cana-de-açúcar mais plantada no país atualmente. (INVEST SP, 2017)

As 172 usinas instaladas no estado correspondem a 42% do total brasileiro e foram responsáveis por 51.78% da cana moída nacionalmente na safra 2022/23 (UNICADATA, 2023). Essa alta produtividade faz da cana-de-açúcar a cultura econômica mais rentável para os agricultores do estado de São Paulo.

As usinas do estado produzem a maior parte do etanol no Brasil (38.32% da safra em 2022/23), correspondendo a 11.95 milhões de m<sup>3</sup> e 61.18% do açúcar (22.61 milhões de toneladas), segundo a UNICADATA (2023), sendo o etanol utilizado nos automóveis flexfuel que circulam no Brasil. Uma revolução no mercado automobilístico nacional, os carros bicombustíveis foram lançados em 2003, com motores capazes de funcionar com etanol hidratado, gasolina, ou mistura dos dois em qualquer proporção. Além de beneficiar o planeta reduzindo a emissão de gás carbônico, os consumidores têm a opção de escolher o combustível mais econômico na hora de abastecer.

Assim sendo, o estado de São Paulo é o maior produtor mundial de etanol de cana-de-açúcar contribuindo para que o Brasil seja o segundo maior produtor de etanol do mundo, atrás do EUA. Essa alta produtividade faz da cana-de-açúcar a cultura economicamente mais rentável para os agricultores do Brasil. Por essa razão ela está se concentrando nas terras mais produtivas do país como se vê na figura 2 no estado de São Paulo onde as unidades industriais sucroenergéticas continuam de crescer especialmente no oeste do estado (GIRARDI, 2019). Entretanto, é importante mencionar que a cana-de-açúcar vem aumentando sua produção por dois motivos principais: o aumento de produtividade agrícola e industrial e a expansão do cultivo em áreas degradadas de pecuária, como ocorreu no noroeste do estado. Assim, as análises desenvolvidas indicaram que a expansão da cana no estado não teve impacto na expansão da pecuária para outras regiões, pois a pecuária apenas se tornou menos extensiva, passando de 1 cabeça por hectare para 1,8 cabeças por hectare em 2008.

**Figura 2 - O setor sucroenergético nos municípios paulistas**



Fonte: GIRARDI (2019).

O Estado de São Paulo é destaque no uso de energia de fontes renováveis. De acordo com balanço divulgado pela Secretaria de Energia, a participação dessas fontes na matriz energética paulista chegou a 80% em 2023.

O etanol e a bioeletricidade dão uma grande contribuição para atingir esse elevado índice. O combustível é utilizado em substituição à gasolina, quando hidratado ou misturado a ela quando anidro. A bioeletricidade é gerada pela queima do bagaço da cana em caldeiras. As usinas geram eletricidade para suas próprias atividades, sendo autossuficientes e parte dessas usinas ainda produzem excedentes comercializáveis.

Em cálculos feitos pelo Programa de Combustíveis Renováveis da Agência de Proteção Ambiental Americana, EPA, a redução de gases do efeito estufa proporcionados pelo uso de etanol de cana-de-açúcar é maior em relação a outras matérias primas quando considerado o

ciclo de vida do produto, desde o plantio até a utilização do combustível nos automóveis. (ÚNICA, 2021)

Para reforçar seu compromisso com o meio ambiente, o estado de São Paulo adotou, em 2007, o Protocolo Agroambiental do Setor Sucroenergético, com o objetivo de substituir a queima da palha e da colheita manual pela colheita mecanizada. Após uma década, o Protocolo evitou a emissão de mais de 9,27 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e mais de 56 milhões de toneladas de poluentes atmosféricos. A área de queima autorizada na última safra foi de apenas 2,5% do total da área de colheita de cana no Estado. (INVESTSP, 2017)

Outro ponto de destaque do protocolo foi a redução do uso de água no setor. Entre 2010 e 2016, houve um decréscimo de 40% no consumo de água para o processamento industrial da cana-de-açúcar. Nos anos 90, 5 m<sup>3</sup> de água eram utilizados para o processamento de 1 tonelada de cana nas usinas; na safra 2016/2017, esse valor caiu para 0,9 m<sup>3</sup>/t (INVESTSP, 2017). Além disso, é importante mencionar que a cana produzida no estado não é irrigada, usando apenas água da chuva e a fertirrigação com vinhaça, subproduto do processo.

## 2.2 Apresentação dos sistemas de BECCUS nesse setor

### **2.2.1 Definição:**

Para combater as mudanças climáticas, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) devem ser reduzidas rapidamente, cumprindo as metas do Acordo de Paris de reduzir o aquecimento global em menos de 2 graus até 2050. No entanto, isto só pode ser conseguido se for alterado o sistema energético global baseado em grande parte em combustíveis fósseis (petróleo, gás natural) para fontes renováveis de baixo carbono (solar, biomassa, eólica...).

Além disso, para estabilizar as temperaturas globais, as emissões líquidas de gases de efeito estufa (GEE) de longa duração devem ser zero. Para alcançar este mundo neutro em carbono, são necessárias tecnologias de emissão negativa (NETs) para compensar as emissões residuais dos setores difíceis de descarbonizar. Ainda em fase de desenvolvimento, a implantação em

larga escala deste tipo de tecnologia tende a ser incluída nos cenários econômicos de descarbonização gerados pelos IAMs (Modelos de Avaliação Integrada), especialmente para as metas e caminhos mais rigorosos com prazos mais longos de redução de emissões. Estas incluem BECCUS, Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS) ou Bioenergia com Captura e Utilização de Carbono (BECCU), que são vistas como as opções mais promissoras para alcançar a remoção de carbono nos níveis necessários.

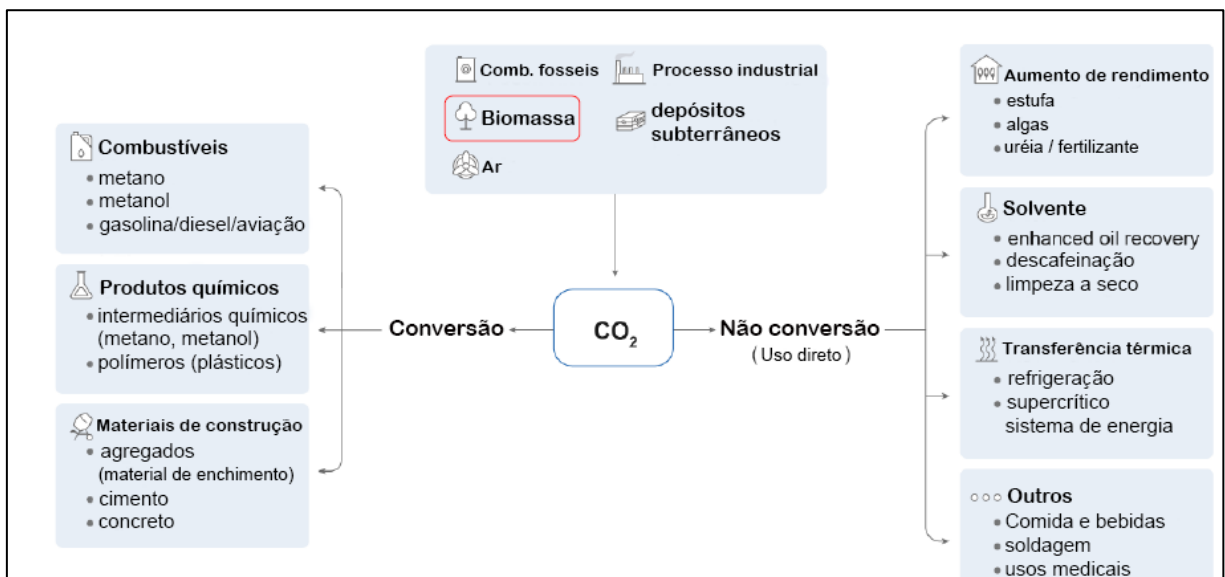
Embora muitas opções diferentes de bioenergia estejam disponíveis, a captura, armazenamento e utilização de carbono ainda são tecnologias de ponta, e o BECCUS ainda não foi comprovado que produza emissões negativas em projetos comerciais, apesar das expectativas positivas existentes. Além disso, as principais preocupações com o aumento da escala do BECCS são a exigência de uso da terra e outras limitações biofísicas. A prioridade para a implementação desta tecnologia deveria ser dada aos sistemas de bioenergia já em operação com baixas emissões e outros impactos ambientais ao longo de seu ciclo de vida, que são, portanto, mais propensos a produzir emissões negativas e permanecem relevantes em um futuro de baixo carbono e com recursos limitados. Isto é o que se tenta desenvolver neste estudo através da indústria canavieira, que já está integrada na produção de bioenergia via biomassa (COELHO et al., 2021).

A BECCS ou a BECCU pode ir além da descarbonização dos setores de alta emissão ao permitir um sistema de energia de emissão zero ou negativa. O uso da biomassa em aplicações atuais e futuras de bioeletricidade e produção de calor visa descarbonizar o setor de produção de energia, enquanto a integração de tecnologias de utilização de CO<sub>2</sub> nessas instalações permite o uso e a recuperação de fluxos de resíduos. Em particular, o conceito de utilização de carbono envolvendo a produção de combustíveis e produtos químicos também está ligado ao uso de hidrogênio no processo geral de conversão. A produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis pode ser conseguida utilizando o hidrogênio inerente às fontes de biomassa ou utilizando eletricidade renovável para alimentar a eletrólise da água. A implantação de BECCUS está intrinsecamente ligada às aplicações bioenergéticas e sua crescente participação na cadeia de fornecimento de energia, particularmente no Brasil, onde a biomassa representa 9% da matriz elétrica do país e 19% da matriz energética. O estudo das aplicações do BECCUS, com foco em tecnologias inovadoras de conversão de CO<sub>2</sub> e sua integração na indústria sucroalcooleira brasileira, constitui o escopo deste projeto (KOYTSOUMPA et al., 2021).

O BECCUS tem início com a produção de calor, eletricidade ou biocombustíveis a partir da biomassa. A biomassa normalmente inclui resíduos, ou subprodutos, da silvicultura e da agricultura, assim como resíduos orgânicos. Quando a biomassa é processada, o CO<sub>2</sub> do escapamento ou das emissões do processo são absorvidas pelo processo de fotossíntese do crescimento da planta (carbono biogênico). Além disso, o CO<sub>2</sub> pode ser capturado para ser estocado em sítios geológicos ou ser destinado a diferentes usos.

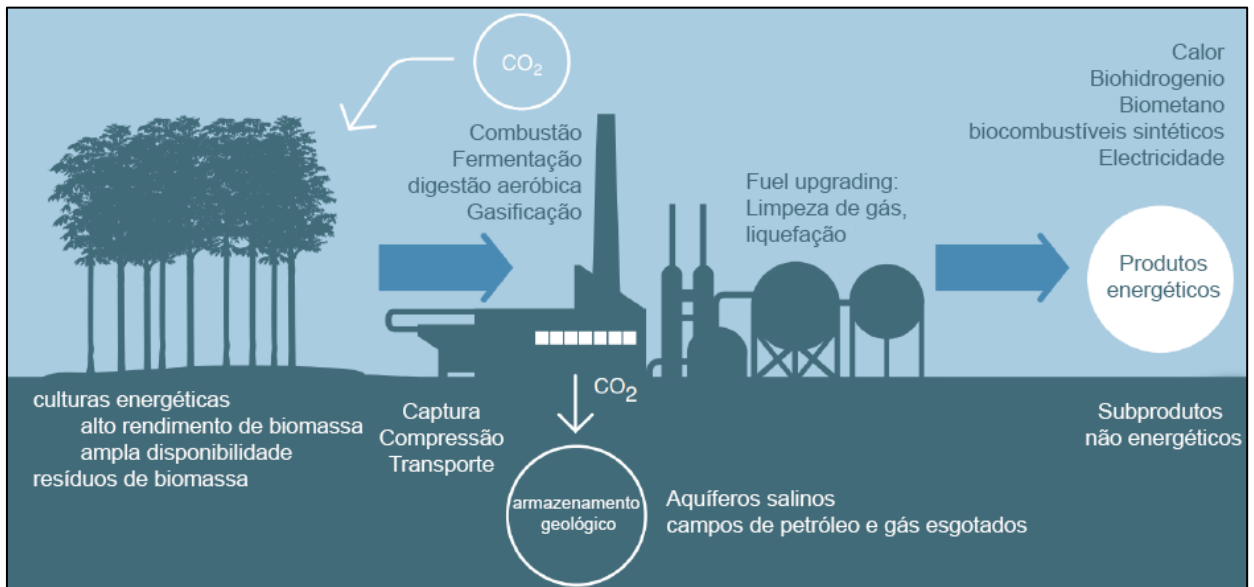
De acordo com a figura 4, vários processos podem ocorrer numa usina para capturar o CO<sub>2</sub> como por exemplo a combustão ou fermentação da biomassa. Este CO<sub>2</sub> pode então ser armazenado no subsolo (CCS), principalmente aquíferos ou sítios geológicos. Por outro lado, ele pode ser utilizado diretamente em processos químicos ou convertido via processos químicos também para produzir materiais (CCU) como detalha-se na figura 3. Assim, além do CO<sub>2</sub> ser absorvido pelas plantas durante seu crescimento, ele pode ser armazenado no subsolo ou em produtos – este é o conceito do ciclo do carbono. Com estas tecnologias, o carbono é extraído deste estado natural armazenando-o artificialmente (BECCS) ou recondicionando-o para outros usos (BECCU). Isto significa que o CO<sub>2</sub> é realmente removido da atmosfera, o que é essencial para reduzir o aquecimento global. O sistema BECCUS também produz energia, evitando assim o uso de combustíveis fósseis (IEA, 2021).

**Figura 3 - Possibilidade de um sistema de BECCU**



Fonte: PERECIN e COELHO (2022).

**Figura 4 - Funcionamento do sistema de BECCUS**



Fonte: PERECIN e COELHO (2022).

### 2.2.2 Potencial do BECCUS no Brasil

Em 2009, o Brasil adotou uma lei que instituiu a Política Nacional na Mudanças Climáticas, que estabelece compromissos para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Em março 2022, foram atualizadas metas mais específicas de mitigação no âmbito da *Nationally Determined Contribution (NDC)* definido pelo Acordo de Paris. Neste Acordo, o Brasil pretende reduzir suas emissões em 37% em relação aos níveis de 2005 até 2025, e possivelmente em 50% em relação aos níveis de 2005 até 2030, o que corresponde a 1,3 GtCO<sub>2</sub> (UNFCC, 2022).

As políticas brasileiras de redução de GEE consideram abordagens específicas para os diferentes setores, tais como energia, florestas, transporte, indústria e agricultura. Após períodos de elevadas taxas de desmatamento na Amazônia, parece haver uma tendência de atingir reduções significativas de emissões, reduzindo estas taxas de desmatamento. Além das metas nacionais de redução de carbono, existem políticas subnacionais e metas de mitigação em vários países brasileiros. Por outro lado, há poucas florestas nativas remanescentes no estado de São Paulo e em outros estados do sul e sudeste do país, onde ocorre a maior parte da atividade econômica do Brasil; portanto, seu potencial de contribuir para a redução de emissões através

da redução do desmatamento é limitado. Portanto, essas regiões precisam considerar outras fontes de emissões e o uso de outras tecnologias, especialmente aquelas relacionadas ao setor energético.

Com mais de 80% do fornecimento de eletricidade vindo de fontes renováveis, o Brasil tem um dos sistemas de energia mais limpa do mundo. Na matriz energética brasileira, 47% vêm de fontes renováveis, em comparação com uma média mundial de 19,5%. Entretanto, investimentos recentes na exploração dos recursos petrolíferos no campo “Pré-Sal” poderiam levar a um aumento significativo na produção de petróleo e gás natural associado, de modo que se espera que a energia se torne a principal fonte de emissões de GEE após 2020.

A principal empresa nacional brasileira de petróleo e gás (Petrobras) está investindo na captura do CO<sub>2</sub> emitido durante o processo de extração, reinjetando-o para uma melhor recuperação de petróleo (EOR, na sigla em inglês) ou armazenamento em reservatórios de camada salina artificial. Isto mostra a importância da CCS (*Carbon Capture and Storage*) como uma tecnologia importante para reduzir as emissões de GEE do país no médio e longo prazo. Entretanto, estes projetos não visam as emissões provenientes da combustão de combustíveis fósseis, mas se concentram nas emissões fugitivas da extração de petróleo e gás (MOREIRA et al., 2016).

Com relação ao BECCS, seu principal benefício para o país seria aproveitar as conquistas do Brasil no setor de etanol, já que este combustível seria o primeiro a fornecer emissões negativas em seu balanço de carbono. Os investimentos da BECCS poderiam promover o desenvolvimento socioeconômico e a proteção ambiental se incorporassem biomassa sustentável. Por exemplo, o desenvolvimento econômico rural nas regiões produtoras de cana-de-açúcar e a redução das emissões de CO<sub>2</sub> no setor de transportes resultam em uma melhor qualidade do ar nas grandes cidades. A demanda de investimento no setor de açúcar e etanol é significativa, dada a alta participação do açúcar brasileiro no mercado internacional e o potencial de etanol demandado pelo crescimento contínuo da frota de carros flex-fuel. Mesmo se a demanda por açúcar e etanol possa ser atendida, é sábio ter em mente os investimentos necessários para produzir a bioeletricidade adicional. A produção de bioeletricidade a partir da cana-de-açúcar já é responsável por uma parte significativa do fornecimento de eletricidade do

país passando de 2,1% em 2010 até 4,6% em 2018 de acordo com a figura 5 e deve aumentar 6,7 vezes entre 2010 e 2035 somente no estado de São Paulo (MOREIRA et al., 2016).

**Figura 5 - Bioeletricidade sucroenergética (GWh) ofertada para a rede, 2010-2018**



Fonte: ÚNICA (2019).

Assim, surge a questão se instalação de BECCUS pode gerar retorno de investimento suficiente para a indústria do sucroalcooleira. Somente 15% do potencial de bioeletricidade desse sector está aproveitando hoje, o aproveitamento pleno da biomassa da cana permitiria tecnicamente de atender 30% do consumo do SIN. Dado que a geração de bioeletricidade nesse setor tem muito a ver com a captura do carbono levando em conta que os dois provem dos mesmos processos, o potencial do BECCUS é teoricamente tão grande quanto o da bioeletricidade. O problema fica o custo adicional de implementação que pode não ser atendido com os investimentos do setor (UNICA, 2023). As possibilidades incluem exportações de etanol e etanol avançado para outros mercados como os EUA e etanol certificado para a EU. A demanda doméstica por etanol exigirá um programa de incentivo para o etanol BECCS, misturas ou bioeletricidade. Portanto, seria importante determinar o impacto econômico do BECCS sobre os produtos e usuários da cana-de-açúcar (MOREIRA et al., 2016).

Por outro lado, o desenvolvimento de projetos de demonstração de tecnologias BECCS ainda está atrasado em relação ao cronograma. Um grande projeto do governo brasileiro BECCS foi



cancelado devido à falta de apoio financeiro; esta iniciativa foi intitulada “Projeto RCCS – Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub> Derivado do Processo de Fermentação do Açúcar em Etanol no Estado de São Paulo”. A escolha de São Paulo foi baseada em sua alta concentração de produção de etanol. O projeto foi projetado para capturar e armazenar 1 milhão de toneladas (Mt) de CO<sub>2</sub> em um aquífero salino durante 10 anos, a um custo de 30 milhões de dólares. Embora o Fundo para o Meio Ambiente Mundial (*Global Environment Facility - GEF*) tivesse financiado 30% do projeto, a falta de apoio financeiro nacional adicional significou que o projeto não se tornou financeiramente viável.

Embora nenhum projeto de demonstração BECCS ainda tenha sido implementado no Brasil, a tecnologia está disponível. Por exemplo, algumas usinas de açúcar na região Nordeste instalaram um sistema para capturar o CO<sub>2</sub> da fermentação a fim de utilizar este gás em aplicações industriais. Tecnicamente, este sistema poderia ser acoplado à tecnologia implementada pela Petrobras, que bombeia e armazena CO<sub>2</sub> no subsolo (MOREIRA et al., 2016).

Com este estudo, analisa-se as perspectivas de uma nova tecnologia – a produção de etanol à base de cana-de-açúcar com geração de eletricidade, onde o CO<sub>2</sub> emitido pela fermentação, biodigestão ou combustão é capturado. O potencial de mitigação resultante para o Brasil é importante para aquelas regiões do Brasil que não podem cumprir suas metas de redução de emissões reduzindo o desmatamento e para a futura estratégia de mitigação da mudança climática do Brasil, que deve levar em conta a participação cada vez maior das emissões de GEE do país a partir da produção de energia. Finalmente, esta tecnologia também é interessante para aplicação em outras partes do mundo, o que é outra contribuição importante deste documento. Estima-se que a BECCS poderia reduzir as concentrações atmosféricas de CO<sub>2</sub> em 0,5-1 ppm/ano, sequestrando 8-16 GtCO<sub>2</sub>/ano (MOREIRA et al., 2016).

Considerando isso, o setor sucroalcooleiro brasileiro está bem-posicionado para demonstrar o potencial da BECCS em alcançar emissões negativas. Em 2019, o Brasil produziu 34 bilhões de litros de etanol de cana-de-açúcar, que supriu cerca de 41% da demanda de energia de sua frota de veículos leves. O biocombustível já proporciona reduções de emissões de cerca de 75% quando comparado à gasolina, em uma base energética. Embora seja improvável que as emissões de escape da combustão do etanol sejam capturadas, o processo de fermentação gera

um fluxo de CO<sub>2</sub> puro, enquanto a combustão do bagaço e a atualização do biogás oferecem mais oportunidades para a captura de carbono. Na verdade, algumas usinas de cana-de-açúcar já comercializam o CO<sub>2</sub> da fermentação para utilização em outras indústrias (COELHO et al., 2021)

### **2.2.3 Tecnologias BECCS já existentes no Brasil**

#### *BECCS no setor de etanol de milho no Brasil:*

A principal empresa brasileira de etanol baseada no milho, FS Bioenergia, decidiu investir em um sistema BECCS em sua usina Lucas do Rio Verde (MT) em breve. O projeto, que deverá estar pronto em três a quatro anos, deverá permitir à empresa armazenar 400.000 toneladas de carbono/ano no solo, tornando a fábrica a primeira a atingir emissões negativas de carbono. Depois que o carbono da fermentação do etanol for capturado e comprimido, ele será transportado para uma instalação de armazenamento subterrâneo. A empresa espera ser capaz de armazenar o dióxido de carbono produzido por este processo durante os próximos 30 anos. Como o dióxido de carbono capturado nesse processo é muito puro (parte 3.1.1), ele não precisa ser separado de outros gases, o que o torna barato para ser capturado (NOVACANA, 2021).

#### *Produção de produtos químicos com o CO<sub>2</sub> capturado:*

O objetivo deste projeto desenvolvido pela empresa Raudi em sua fábrica em São Carlos do Ivaí, PR, Brasil, é produzir sais químicos como bicarbonato de sódio (NaHCO<sub>3</sub>) e bicarbonato de amônio (NH<sub>4</sub>HCO<sub>3</sub>) com o CO<sub>2</sub> capturado na fazenda COOPCANA, nas proximidades. Isto substituirá o dióxido de carbono não-renovável normalmente utilizado no processo. O projeto também planejava produzir carbonato de cálcio (CaCO<sub>3</sub>).

O uso de eletricidade renovável a partir da combustão do bagaço de cana-de-açúcar também foi considerado, mas não foi economicamente viável para o projeto. O projeto planeja capturar até 14.700 toneladas de CO<sub>2</sub>/ano. A tecnologia foi implantada internamente em Raudi, após ser transportada através de tubulações para a fábrica de sal químico, o CO<sub>2</sub> é filtrado e purificado e depois misturado com diferentes produtos em um reator químico, dependendo do produto a ser obtido (RAUDI INDÚSTRIA E COMÉRCIO, 2020.).

### *Produção de bebidas:*

Algumas empresas alimentícias, como o grupo norte-americano Pentair, há algum tempo compreendem o potencial de exploração do dióxido de carbono, que tem muitas aplicações na produção de alimentos e bebidas, particularmente através do processo de fermentação.

Desde 2009, esta empresa vem comercializando sua tecnologia de captura de dióxido de carbono, particularmente no Brasil, onde a indústria da cerveja reutiliza o CO<sub>2</sub> produzido durante a fermentação alcoólica para o engarrafamento.

Com essa meta comercial, empresas com tecnologia para a captura e a recuperação do gás carbônico, que pode ser usado em várias indústrias, sobretudo a de alimentos e bebidas, estão ofertando a tecnologia no mercado e começam a conquistar os primeiros clientes na área. Um exemplo é o grupo norte-americano Pentair, que desde 2009 vende sua tecnologia no Brasil, tanto para indústrias cervejeiras, que também geram o gás no processo fermentativo e normalmente o reaproveitam na própria fábrica, como para as usinas. Pentair já forneceu dois sistemas para o grupo usineiro alagoano Toledo, para as usinas Vale, em Onda Verde-SP, e para a usina Penedo, na cidade homônima em Alagoas. O primeiro recupera um volume médio de 70 t/dia; e o segundo, 35 t/dia. O projeto aproveita o sistema de captura da usina, usado para a lavagem de gases, e acrescenta sistema de tubulação de captação e purificação com filtros de carvão ativado, além de secadores e stripper para separar nitrogênio e oxigênio (e descartá-los), que não condensam no processo de resfriamento. O gás carbônico liquefeito é direcionado para os tanques isotérmicos sob temperatura de 25 graus negativos, e depois é vendido para indústrias de bebidas para carbonatação (QUIMICA, 2014).

Em todo o mundo, poucas usinas de etanol estão associadas às tecnologias CCS (BECCS) que permitiriam que o processo fosse carbono zero ou mesmo negativo. No Brasil, o lançamento da primeira planta BECCS foi anunciado recentemente e representa uma oportunidade interessante para entender melhor os desafios associados, incluindo a percepção de todos os agentes. De qualquer forma, até o momento, não foi encontrado estudo sobre percepção do público brasileiro frente a BECCS e poucos estudos que analisam a percepção pública da CCS no Brasil estão disponíveis. Esses corroboram a falta de conhecimento sobre tal tecnologia, tanto em termos de operação quanto em seu potencial efeito de redução de emissões de carbono.

A comunicação dos potenciais riscos e benefícios será um passo importante para a conscientização do público e maior contribuição no processo de tomada de decisão (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021).

#### **2.2.4 Mercado do carbono**

Os instrumentos econômicos para avaliar o valor do carbono são um sinal essencial para o desenvolvimento das tecnologias BECCUS. O mais importante deles em escala global é o crédito de carbono, um mecanismo que foi desenvolvido com o estabelecimento do Protocolo de Kyoto em 1997, um tratado internacional assinado por 84 países para o controle das emissões de gases de efeito estufa. O Acordo de Paris em 2015 estabeleceu metas a serem atingidas pelas nações através deste mecanismo e estas são repassadas às empresas.

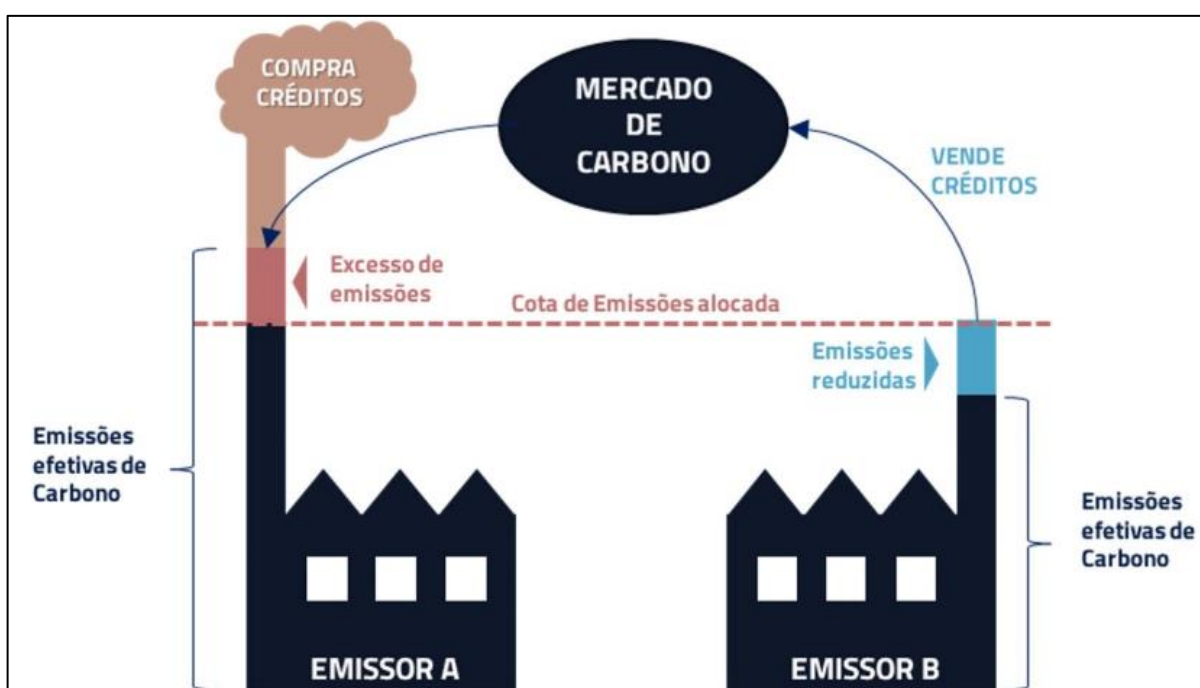
Mais recentemente, a COP26 estabeleceu as regras básicas para um mercado global de carbono onde os créditos estarão no centro do sistema. Quanto à COP27, que acaba de acontecer, os países envolvidos estão pedindo mais garantias de respeito aos direitos humanos em projetos de compensação e mais regulamentação para a atribuição de um crédito, mas também para que o valor deste último seja reavaliado a fim de ter um impacto real sobre os atores poluidores.

Apesar dos números expressivos, o Brasil ainda não possui uma regulamentação para esse tipo de negociação. As transações ocorrem em um mercado voluntário, ou seja, os créditos são auditados por entidades independentes. Portanto, isso resulta em um atraso para o Brasil. Sem um mercado regulado, as empresas não têm metas de redução de emissão de gases de efeito estufa. Com isso, são emitidos créditos abaixo da capacidade nacional, o que gera menos dinheiro e menos responsabilidades na proteção ambiental.

Um crédito de carbono representa uma tonelada de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) não emitido na atmosfera por uma empresa ou uma instituição relativamente às metas de reduções estabelecidas pelo governo. Para medir a redução de outros gases de efeito estufa — como metano e óxido nitroso —, é feita uma conversão com base na quantidade que seria equivalente em carbono.

Os créditos são uma espécie de “permissão” para emitir tais gases. O proprietário de um crédito pode emitir uma tonelada de carbono ou concentrações equivalentes de outros gases de efeito estufa. Esse direito de emissão é precificado e comercializado. Assim, esse crédito certificado tem um valor comercial, como se vê na figura 6, as empresas que conseguem obter créditos graças aos esforços de reduções de emissões delas podem vender esses créditos às empresas mais poluentes. As empresas que não conseguem atingir as metas de reduções podem comprar créditos para evitar uma sanção (CONJUR CONSULTOR JURIDICO, 2022).

**Figura 6 - Funcionamento do mercado do carbono**



Fonte: KINEA (2022).

Tais certificados são obtidos como “recompensa” por diversas atitudes, especialmente o investimento em empreendimentos que deixem de emitir gases de efeito estufa (por exemplo, a substituição de combustíveis fósseis por energias renováveis) e a implantação de projetos de reflorestamento ou de manutenção da floresta em pé (CONJUR CONSULTOR JURIDICO, 2022).

### **2.2.5 Avanço da regulamentação no Brasil:**

Dentro das nações, os créditos precisam ser gerados em um processo administrativo (como ocorre com as licenças ambientais). São necessários parâmetros, métricas e metodologias para determinar quantos créditos de carbono determinado projeto pode gerar. Porém, atualmente, não há no Brasil um mercado regulado para isso (CONJUR CONSULTOR JURIDICO, 2022).

Nesta direção, a política brasileira recentemente implementada de combustíveis de baixo carbono – RenovaBio - avalia as emissões do ciclo de vida dos biocombustíveis e recompensa com créditos suas reduções de intensidade de carbono em comparação com os combustíveis fósseis. Além disso, os biocombustíveis de emissão negativa recebem um bônus de 20%. Entretanto, os atuais níveis de preço dos créditos permanecem muito baixos para criar as condições para a iniciação de projetos BECCS no país. Enquanto sob a política da RenovaBio eles estão negociando em torno de USD 10/t CO<sub>2</sub>, estima-se que os custos das emissões evitadas estejam acima de USD 50/t CO<sub>2</sub> (COELHO et al., 2021).

O RenovaBio é um sistema desenvolvido para um setor específico, mas uma regulamentação geral poderia estender essa lógica para outros setores, de forma que a experiência do programa servisse como parâmetro. Porém, seria necessário trazer tudo para uma mesma plataforma. Ou seja, criar um único mercado robusto, em vez de diversos mercados e programas específicos para cada setor (CONJUR CONSULTOR JURIDICO, 2022).

No Brasil, em maio passado, o governo federal começou a regular o mercado brasileiro. O Decreto Federal 11.075/22 completou parte da base regulatória estabelecida na Política Nacional. O decreto previa o Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SINARE) como um único centro de registro de emissões de carbono, remoções e comercialização. As metas serão estabelecidas através de Planos Setoriais de Mitigação da Mudança Climática que podem ser desenvolvidos com o apoio dos setores regulados.

Para atingir essas metas, o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) será a estrutura regulada para a transação de Créditos Certificados de Redução de Emissões (CCRE) que são mais comumente chamados de CBIO (Crédito de Descarbonização).

Os termos e condições foram fornecidos para quatro ativos financeiros diferentes:

- Crédito de Carbono: ativo financeiro, ambiental, transferível e representativo de redução ou remoção de 1t/ CO<sub>2</sub> equivalente, que tenha sido reconhecido e emitido como crédito no mercado voluntário ou regulado.
- CCRE: Crédito certificado de redução de emissões corresponde ao crédito de carbono que tenha sido registrado no SINARE
- Crédito de metano: ativo financeiro, ambiental, transferível e representativo de redução ou remoção de 1t/metano, que tenha sido reconhecido e emitido como crédito no mercado voluntário ou regulado.
- Unidade de estoque de carbono: ativo financeiro, ambiental, transferível e representativo da manutenção ou estocagem de uma tonelada de dióxido de carbono equivalente, assim compreendidos todos os meios de depósito de carbono, exceto em gases de efeito estufa, presentes na atmosfera.

Estão previstos planos setoriais para os setores incluídos no PNMA: energia elétrica, transporte público urbano e interestadual de passageiros e mercadorias, indústria de processamento, bens de consumo duráveis, química fina e básica, papel e celulose, mineração, construção civil, serviços de saúde e agronegócios. O decreto deixou lacunas que terão que ser resolvidas por leis dos Ministérios do Meio Ambiente e da Economia para que o mercado regulado de carbono seja considerado operacional no Brasil (BMA ADVOGADOS, 2022).

Em conclusão, em combinação com o aumento dos preços do carbono, outros instrumentos devem ser utilizados para tornar o BECCS uma realidade no Brasil, tais como apoio governamental para P&D, projetos de demonstração e desenvolvimento de infra-estrutura. Outro fator relevante a ser analisado no Brasil é a compreensão e aceitação do público, pois o apelo por uma economia verde e uma pressão para a redução das emissões de gases de efeito estufa podem apoiar o aumento do BECCS na matriz energética brasileira (COELHO et al.,2021).

### 3. SOLUÇÕES DE CAPTAÇÃO DO CO<sub>2</sub> EXISTENTES:

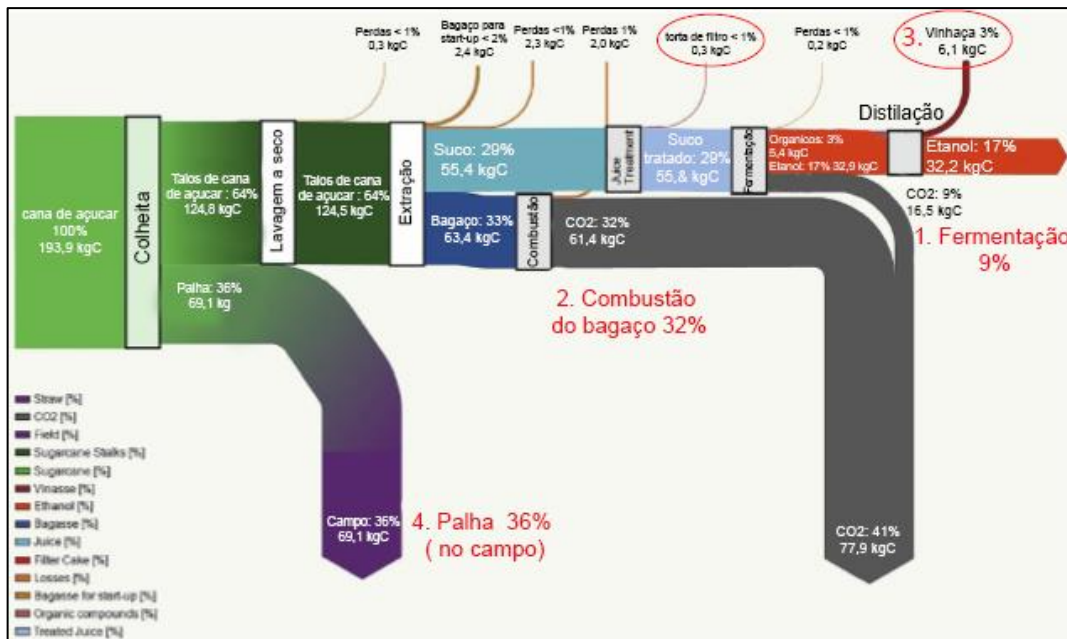
#### 3.1 Fontes de captação

As diferentes etapas das técnicas de CCUS visam separar o CO<sub>2</sub> dos processos de biomassa para energia (etanol, combustão de resíduos, biodigestão) a fim de armazená-lo ou reutilizá-lo para a produção de outros produtos. O foco aqui é a biomassa e a figura 7 detalha a quantidade de carbono nos diferentes subprodutos da cana. Entretanto, teoricamente as técnicas de captura de carbono são aplicáveis em muitos processos que utilizam diferentes fontes: combustíveis fósseis, processos industriais ou mesmo diretamente da atmosfera.

Um ponto importante para a captura de CO<sub>2</sub> é que é mais simples quanto maior for sua concentração na mistura gasosa, e cada processo envolvendo biomassa produz CO<sub>2</sub> sob diferentes condições. Portanto, os processos que produzem os fluxos mais puros de CO<sub>2</sub> devem ser favorecidos para a implementação de tecnologias de BECCUS. Neste estudo, o processo de fermentação do açúcar para produzir etanol é o mais interessante. Pelo contrário, o processo de combustão do bagaço ou palha é significativamente menos lucrativo porque produz um CO<sub>2</sub> diluído com muito nitrogênio, de modo que esta captura requer processos adicionais dispendiosos, como a separação de gás. A figura 8 detalha os diferentes processos em que pode ser extraído o CO<sub>2</sub>. (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021).



**Figura 7 - Balanço de massa do CO<sub>2</sub> nos diferentes resíduos da cana-de-açúcar**



Fonte: PERECIN e COELHO (2022).

### 3.1.1 O processo de fermentação: caldo da cana

Na reação de fermentação, o açúcar de cana no caldo é convertido em etanol e CO<sub>2</sub> pelas leveduras de fermentação nas mesmas proporções molares. Para destilação futura, o etanol permanece misturado ao mosto de cana, mas o CO<sub>2</sub>, que está em estado gasoso, é liberado quase que puramente em ambiente anaeróbico (na ausência de oxigênio) e, portanto, é muito fácil de recuperar através de um processo de desidratação e compressão.

O potencial de captura de CO<sub>2</sub> somente do processo de fermentação é estimado em 27,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano com base na colheita de 2021. Este é um potencial interessante, mas não é suficiente para atingir as metas negativas de emissão. Uma razão para isso é que, mesmo em uma usina ideal apenas com etanol, apenas 9% do CO<sub>2</sub> da cana-de-açúcar pode ser obtido através da fermentação como vê-se na figura 7. Os outros componentes contêm frações muito mais altas: bagaço (32%), palha (36%) ou o que resta no etanol (17%). Estudos em andamento para a produção de etanol de segunda geração somente a partir de palha ou bagaço poderiam aumentar a captura para 11% (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021.).

### **3.1.2 Combustão do bagaço:**

O bagaço é um resíduo obtido quando o caldo é extraído da cana-de-açúcar. Em média, cerca de 280 kg de bagaço é obtido para uma tonelada de cana processada. Devido a esta grande proporção, o bagaço é o principal subproduto da indústria sucroalcooleira e é utilizado principalmente como combustível ou para produzir celulose (EMBRAPA, 2022.).

Como foi dito anteriormente, uma grande parte do carbono da cana-de-açúcar está contida neste resíduo, geralmente a combustão deste resíduo permite a produção de eletricidade para alimentar diretamente a fábrica, isto é chamado de cogeração. Por ser um processo de combustão que emite CO<sub>2</sub>, também é possível capturá-lo através um processo de pós-combustão, isto é caro, mas permitiria de capturar 32% do carbono contido na cana-de-açúcar de acordo com a figura 7. A outra possibilidade, como mencionado anteriormente, é a produção de etanol de segunda geração, que permitiria a recuperação de parte do carbono contido (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021).

### **3.1.3 Vinhaça/ torta de filtro para produção de biogás:**

Estes dois subprodutos são obtidos após processos de tratamento da cana-de-açúcar:

- Torta de filtro: produzida após a filtragem mecânica do caldo para reter as partes sólidas. Em média, são produzidos cerca de 30 kg de torta de filtro por tonelada de cana. Sua umidade e seu alto teor de fósforo fazem dela um fertilizante muito comum (EMBRAPA, 2022.).

- Vinhaça: produzida após a etapa de destilação, que extrai o etanol do mosto de cana. Ela é produzida em grandes quantidades durante este processo, em média 12L por litro de etanol produzido. É um produto altamente poluente, cuja descarga em cursos d'água é proibida. Seu principal interesse é a fertilização do solo mesmo que haja riscos de contaminação das águas subterrâneas, este uso é muito comum especialmente nas regiões do Centro Oeste e Sudeste, onde somente a água da chuva é utilizada para irrigar o solo (COELHO et al., 2018).

Entretanto, existe uma alternativa promissora no uso desses resíduos, que é o processo de biodigestão, ou seja, a decomposição dos resíduos orgânicos por bactérias capazes de converter

esses resíduos em biogás. Antes de poder ser utilizado como combustível, este biogás deve primeiro ser purificado de seu CO<sub>2</sub>, que representa em média 40% da mistura. Assim, este sistema tornaria possível recuperar CO<sub>2</sub> destes resíduos enquanto produzia outro tipo de bioenergia além do etanol (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021).

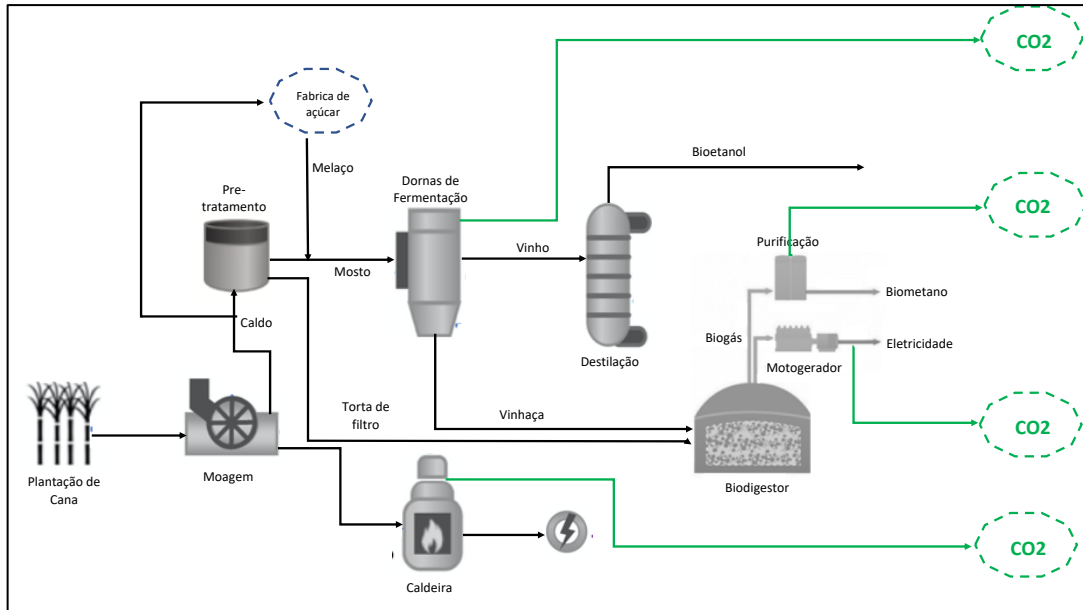
### **3.1.4 Combustão da palha**

A palha é, junto com o bagaço, o resíduo mais importante da colheita da cana-de-açúcar, de fato, para uma tonelada de cana colhida, obtém-se cerca de 250 kg de palha. Ela é geralmente espalhada no solo das plantações como "cama" protetora por seus benefícios agrônômicos, especialmente para o ciclo de nutrientes e controle de ervas daninhas. Entretanto, nem toda a palha produzida pode ser usada e o resto muitas vezes fica sem uso. Uma possibilidade é adicioná-la ao bagaço em caldeiras para produzir mais energia porque a palha contém 36% do carbono da cana (figura 7) ou usá-la para produzir etanol de segunda geração (INVESTSP, 2017).

## **3.2 Processos de captação do CO<sub>2</sub> na indústria da cana-de-açúcar**

Este item apresenta algumas tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> que podem ser utilizadas para capturar as emissões dos diferentes processos de aproveitamento da cana-de-açúcar. A figura 8 apresenta um fluxograma de processo para captura de carbono numa usina de cana-de-açúcar que resume as diferentes fontes e técnicas de captação do CO<sub>2</sub>. Nas dornas de fermentação está acontecendo o processo de fermentação que libera um gás muito puro, mas falta a etapa de desidratação que deve acontecer antes de recuperar o CO<sub>2</sub>. A torta de filtro e a vinhaça estão utilizados no processo de biodigestão para produzir biogás a ser purificado. Após a etapa de moagem, o caldo está separado do bagaço e da palha que vão ser queimados numa caldeira para produção de eletricidade. Observa-se que a maior parte da palha ainda permanece no campo por motivos econômicos.

**Figura 8 - Os diferentes processos de captação do carbono numa usina de cana-de-açúcar**



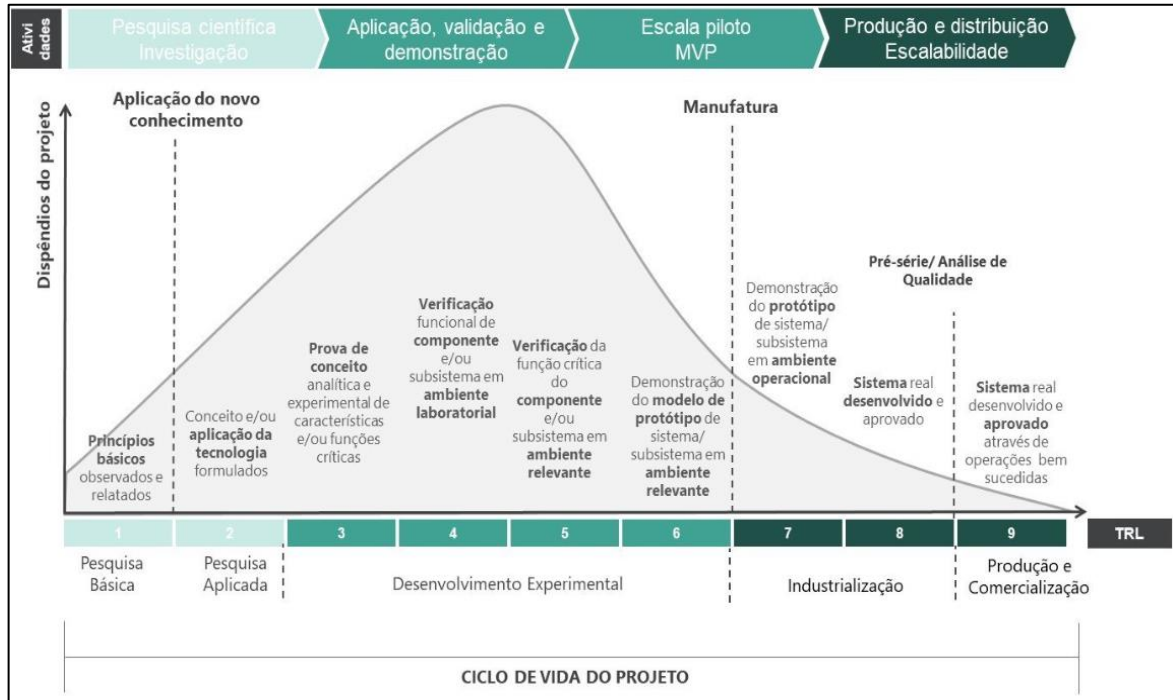
Fonte: SANTOS (2022).

### 3.2.1 Descrição da classificação TRL:

A seleção inicial de uma tecnologia particular de captura de CO<sub>2</sub> requer uma compreensão abrangente do status da tecnologia e de seu potencial de redução de custos. A tecnologia é geralmente descrita por seu nível de prontidão tecnológica (TRL). O nível do TRL é determinado de acordo com critérios padronizados que são definidos por organizações internacionais, como a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) ou a Agência Espacial Européia (ESA). Estes critérios incluem elementos como prova de conceito, validação de laboratório, testes de campo, testes da vida real e permite de notar o TRL entre os níveis 1 e 9. Os níveis TRL das tecnologias de captura de carbono consideradas nesse estudo estão fornecidos pelo relatório técnico de 2019 do instituto IEAGHG. (COUSINS et al., 2019). A prontidão tecnológica não está necessariamente relacionada diretamente ao potencial de comercialização em larga escala. A figura 9 descreve o representante cada nível do TRL, vê-se que a notação se foca sobre a fiabilidade da tecnologia para ser usada variando de um modelo teórico até a aplicação sucedidas do sistema em condições reais. Um TRL elevado é certamente importante e necessário, pois como pode-se observar na figura 9, ele fornece uma compreensão do nível de avaliação e demonstração em serviço que a tecnologia alcançou. No entanto, não fornece informações sobre os potenciais obstáculos à comercialização, como a capacidade de

produção em massa ou a disponibilidade de tecnologias de apoio, particularmente em larga escala (COUSINS et al., 2019).

**Figura 9 - Os diferentes níveis de tecnologias segundo a classificação TRL**



Fontes: ABGI (2019).

### 3.2.2 Captação no processo de fermentação:

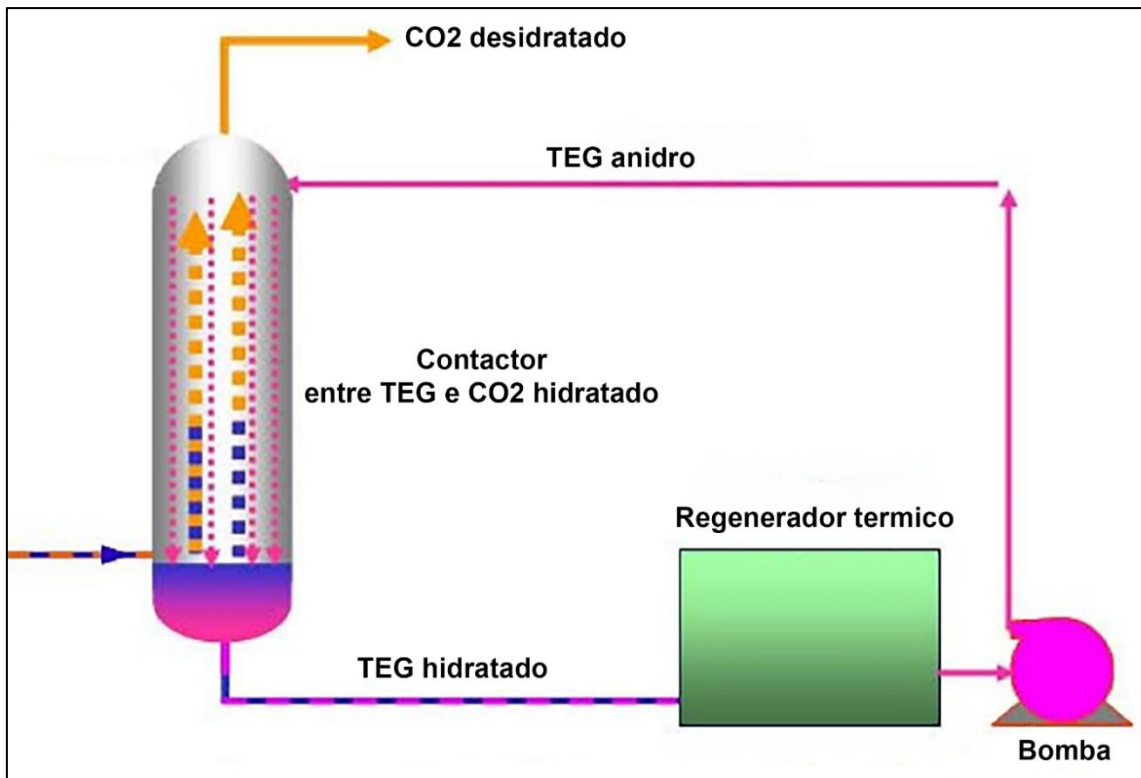
O CO<sub>2</sub> da fermentação do açúcar sai do reator à pressão atmosférica e temperatura em torno de 37 C como um gás puro (99%), livre de contaminação e próprio para a fabricação de alimentos e bebidas. Assim, o único tratamento necessário é a remoção da água dos vapores (porque a pequena quantidade de etanol arrastada pelo CO<sub>2</sub> liberado é geralmente separada na maioria das usinas de açúcar devido a seu valor comercial) (PERECIN; MASCARENHAS; COELHO, 2021). Esse método de captação não precisa de uma tecnologia particular avaliada com TRL porque é somente um processo de desidratação do gás que é bem conhecido e utilizado em várias indústrias.

**Desidratação:**

A desidratação de um gás é uma aplicação amplamente utilizada em plantas de processamento de gás. Este processo é realizado para remover a umidade do gás a fim de atingir o ponto de orvalho de água necessário para as especificações de compressão para evitar a cavitação ou corrosão do equipamento. Este processo é necessário para evitar a formação de hidratos a baixas temperaturas e para reduzir os problemas de corrosão devido à presença de dióxido de carbono ou sulfeto de hidrogênio no gás natural. O tri-etilenoglicol (TEG) é o produto químico mais utilizado para unidades de desidratação de gás e este método é desenvolvido aqui no caso do CO<sub>2</sub>. Não menos importante porque o CAPEX e o OPEX deste processo são significativamente inferiores aos de uma desidratação alternativa baseada em peneiras moleculares (CECO ENVIRONMENTAL, 2021).

A figura 10 representa o processo em que o CO<sub>2</sub> úmido da fermentação entra na esquerda da coluna e é contatado com glicol anidro numa coluna com uma embalagem estruturada que fornece uma superfície de transferência de massa. A umidade no gás é absorvida pelo glicol magro em um processo de absorção de contracorrente, resultando em uma redução do ponto de orvalho da água. O glicol rico flui então do absorvedor para o sistema de regeneração TEG, onde o gás e a umidade arrastados são divididos em uma coluna e um reboiler. O aquecimento fervura do vapor de água absorvido. O glicol magro é resfriado e bombeado de volta para o absorvedor (CECO ENVIRONMENTAL, 2021).

**Figura 10 - Processo de desidratação do CO<sub>2</sub> por meio do TEG (Tri-etilenoglicol)**



Fonte: TOTAL (2007)

### **Compressão:**

Para esta etapa não há necessidade de reação química, apenas equipamentos de compressão (um compressor) adaptados às especificações de CO<sub>2</sub>. Tecnicamente, o CO<sub>2</sub> é um gás ainda mais fácil de comprimir do que o ar, uma vez que o processo gera menos calor e, portanto, requer menos equipamento de compressão. No entanto, também há riscos. Mesmo após a desidratação, a umidade gerada durante o processo de compressão pode criar ácido carbônico. Portanto, devem ser tomadas precauções para evitar a corrosão no equipamento, utilizando aço inoxidável ou materiais com revestimentos especiais. Como o CO<sub>2</sub> é uma molécula bastante pesada, ele pode atingir níveis mais altos de vibração que podem causar a liquefação do gás e assim causar danos ao compressor (ATLAS COPCO, 2022).

### 3.2.3 Captação no processo de pós-combustão

Os processos de pós-combustão envolvem a remoção do CO<sub>2</sub> de um fluxo de gás produzido após um processo de combustão, como o processo de combustão do bagaço nesse estudo. Várias técnicas maduras de separação já utilizadas na indústria podem ser consideradas para a captura de CO<sub>2</sub> dos gases de combustão pós-combustão:

- Absorção por solventes líquidos (químicos ou físicos): os solventes podem ser separados em 8 categorias com TRL entre 4 e 9. Entretanto os mais avançados são os de aminas orgânicas e aquosas.
- Adsorção por adsorventes sólidos: TRL 6
- Separação por membranas: TRL 6
- Resfriamento e liquefação: TRL 5
- Separação eletroquímica: TRL 4
- Captura à base de algas: TRL 4
- Captura direto no ar: TRL 5

Entretanto, estas técnicas estão longe de ser equivalentes em termos de seletividade, custos operacionais, infra-estruturas e pré-tratamentos necessários. Além disso, o problema do volume de gás a ser tratado na pós-combustão também deve ser considerado cuidadosamente, pois o tamanho das instalações depende disso. O problema da escolha de um processo é, portanto, complexo e requer uma otimização multicritério que deve levar em conta as especificidades do bagaço ou dos gases de combustão de palha. (LOPEZ et al., 2019).

Dois conjuntos de parâmetros devem ser considerados para determinar as melhores opções a priori. Em primeiro lugar, as características da carga de gás em termos de concentração de CO<sub>2</sub> e impurezas minoritárias e, em segundo lugar, o fluxo de gás de combustão a ser tratado. A maioria dos projetos e pilotos de CCS existentes ou planejados dizem respeito a usinas termelétricas (carvão, gás). Sua capacidade média de produção é de 600 MWe. O teor de CO<sub>2</sub>, as condições de temperatura e pressão dos gases de combustão produzidos durante o tratamento térmico dos resíduos estão próximas às das usinas térmicas, e os avanços nas tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> dedicadas a essas usinas são a priori benéficas para o setor de tratamento térmico dos resíduos orgânicos, conforme estudado aqui. (LOPEZ et al., 2019). O estado da arte em



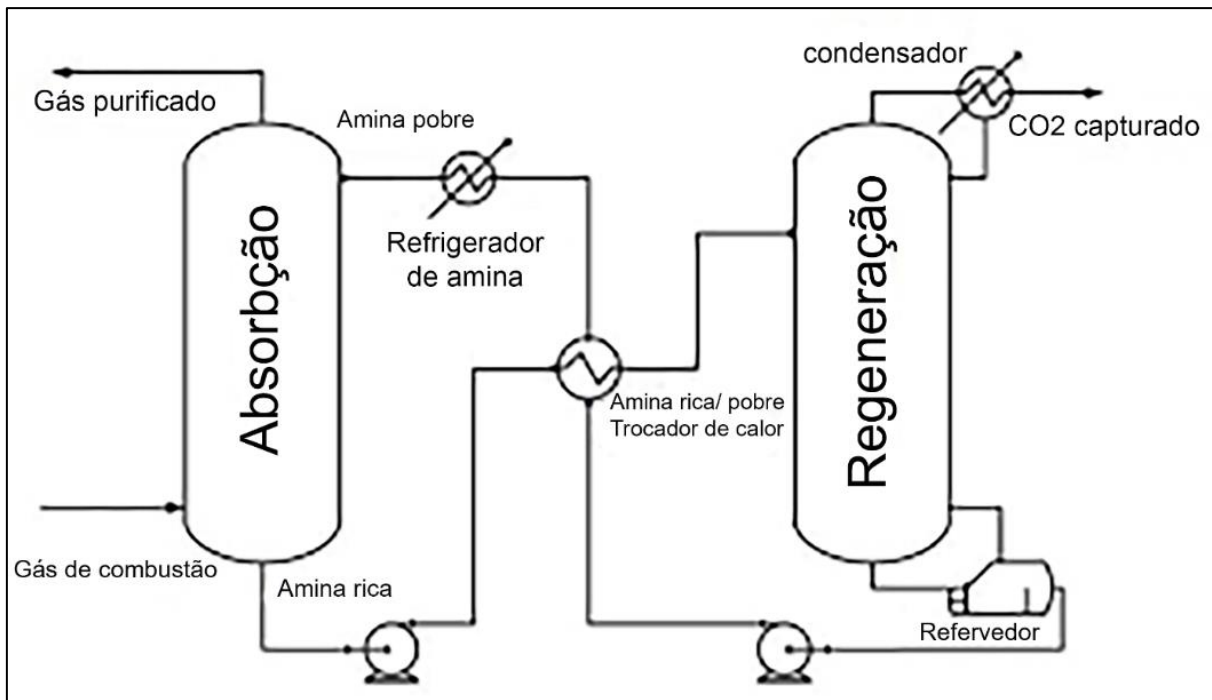
tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão mostra que a absorção química, e em particular a absorção com aminas orgânicas (por exemplo, MEA, aminoácidos), é o processo mais maduro para a captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão (LOPEZ et al., 2019).

O esquema típico para tal planta de absorção de aminas está representado pela figura 10 é o seguinte:

- O gás de combustão da usina passa por um absorvedor onde o CO<sub>2</sub> é seletivamente absorvido em uma solução de amina aquosa (comumente chamada de solvente) através de uma reação química reversível (carbonatação). Esta reação é exotérmica e ocorre a uma temperatura tipicamente de 60°C. (GRÉGOIRE; GEORGES, 2011).
- Uma vez tratados, os vapores são liberados na atmosfera. O solvente rico em CO<sub>2</sub> é então pré-aquecido em um trocador de calor antes de ser introduzido em uma coluna de regeneração, também conhecida como stripper, onde, devido à temperatura mais alta (normalmente 120°C), o equilíbrio da reação é deslocado e o CO<sub>2</sub> é liberado. (GRÉGOIRE; GEORGES, 2011).
- Após a condensação da água e a compressão, este fluxo de CO<sub>2</sub> pode ser armazenado no subsolo ou reutilizado para outros fins. (GRÉGOIRE; GEORGES, 2011).

As principais desvantagens deste processo são uma penalidade significativa sobre a eficiência energética da planta e um custo significativo relacionado com a renovação do solvente. De fato, o solvente sob as condições operacionais aplicadas é suscetível à degradação. Dado o impacto ambiental, a degradação é um fator importante a ser estudado antes de qualquer implementação em larga escala (GRÉGOIRE; GEORGES, 2011).

**Figura 11 - Processo de absorção por aminas orgânicas**



Fonte: MIRANDA et al. (2018).

### **3.2.4 Captação no processo de biodigestão:**

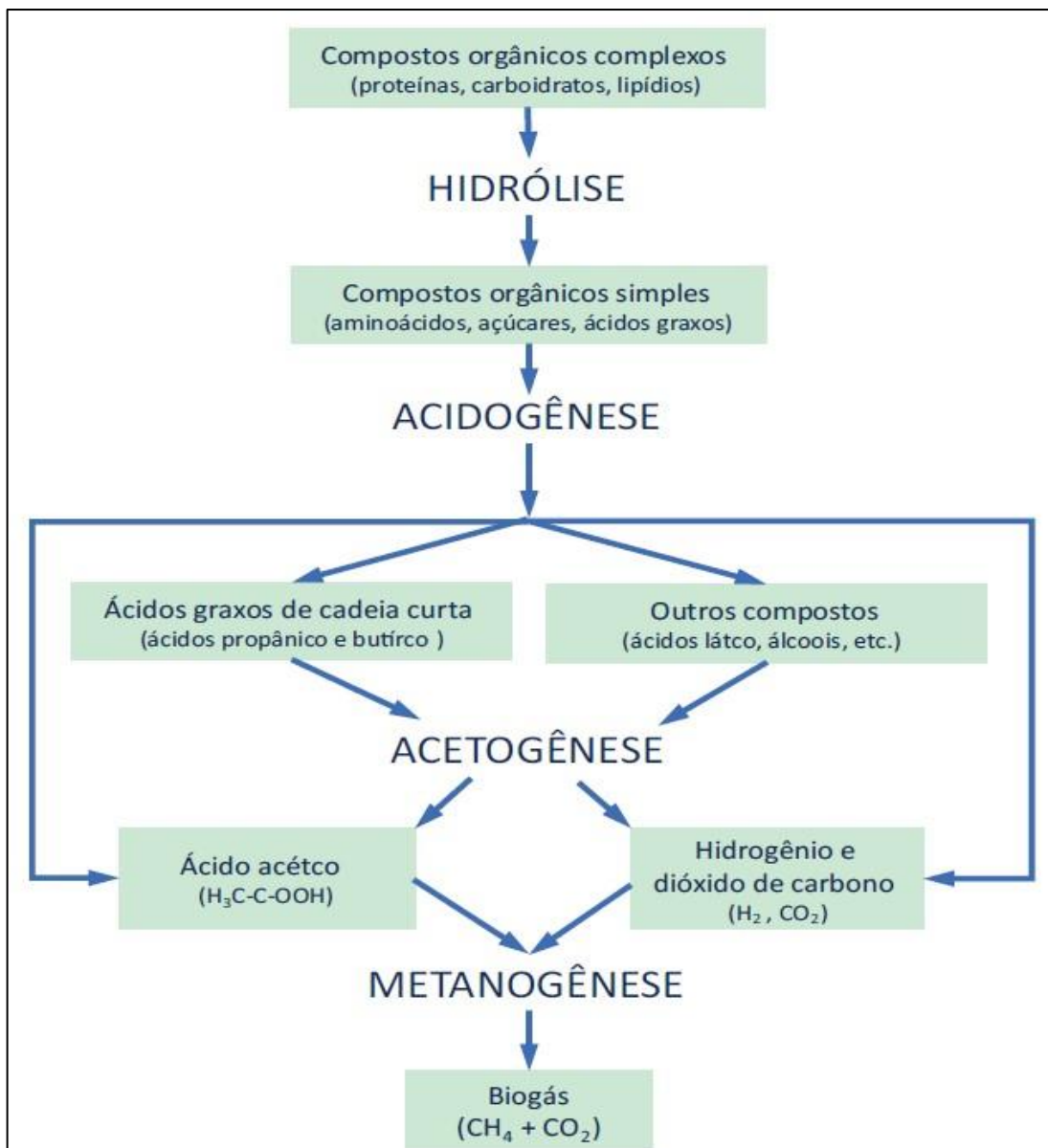
A biodigestão ou digestão anaeróbica é um processo de decomposição da matéria orgânica presente nos resíduos a serem degradados na ausência de oxigênio. Este processo se desenvolve em 4 fases conforme apresentado na figura 12:

- Hidrólise: bactérias hidrolíticas liberam enzimas que por meio de reações bioquímicas, decompõem compostos orgânicos complexos em compostos dissolvidos.
- Acidogênese: bactérias fermentativas acidogênicas decompõem compostos simples em ácidos graxos e outros compostos como ácido lático e álcoois.
- Acetogênese: oxidação dos produtos gerados na fase anterior e degradação dos ácidos pelos microrganismos para emitir ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono.
- Metanogênese: Decomposição dos produtos anteriores por meio de bactérias anaeróbias em metano.

Durante cada uma dessas fases, diferentes bactérias quebrarão o material através de reações bioquímicas enquanto geram gases da 3ª fase, em particular dióxido de carbono e finalmente metano CH<sub>4</sub>, o principal componente do biogás (COELHO et al., 2018). De fato, o biogás

obtido no final deste processo é uma mistura de gás combustível composta principalmente de metano e dióxido de carbono. A composição deste último varia de acordo com os resíduos utilizados e as condições físicas e químicas da biodigestão. Tipicamente, a composição do biogás é 60% metano, 35% CO<sub>2</sub> e 5% outros gases: nitrogênio, amônia, gás sulfúrico, monóxido de carbono e oxigênio (COELHO et al., 2018). Este biogás é destinado a diversos usos: produção de eletricidade, substituição de combustíveis fósseis ou injeção em redes de gás natural. Entretanto, para estes usos, o biogás deve ser purificado, em particular do dióxido de carbono que será então capturado após este processo de purificação (COELHO et al., 2018).

**Figura 12 - Processo de biodigestão em 4 fases**



Fonte: COELHO e al. (2018)

## **Purificação:**

Já estão disponíveis diferentes tecnologias para purificar o biogás: depuração de aminas, depuração de água, absorção de equilíbrio de pressão, separação de membranas e depuração de solventes orgânicos. Todos eles são adequados para remover o CO<sub>2</sub> do gás, mas também outros componentes. O foco aqui é a depuração da água porque a recuperação do CO<sub>2</sub> no final desse processo é bastante simples. É um processo de TRL 9 amplamente utilizado em várias indústrias, particularmente porque o CO<sub>2</sub> é 26 vezes mais solúvel na água do que o metano. Além disso, o processo é reversível e permite que outros gases sejam absorvidos para purificar completamente o metano. Neste processo, o dióxido de carbono é fisicamente absorvido por água resfriada e comprimida sem que ocorra nenhuma reação química. Este processo ocorre em uma coluna de lavagem onde a água é pulverizada, absorvendo o CO<sub>2</sub> à medida que passa pela coluna.

A água é depois regenerada para remover o CO<sub>2</sub> e as impurezas. A água passa primeiro por um tanque com uma pressão menor do que a pressão na qual o CO<sub>2</sub> é absorvido na coluna de lavagem, para que possa ser liberado. Então a água vai para outra coluna sob pressão atmosférica e o CO<sub>2</sub> permanece no tanque pronto para ser recuperado (COELHO et al., 2018).

## **4. ESTUDO DE CASO NUMA DESTILARIA BRASILEIRA**

As seções anteriores deste estudo abordaram as diferentes possibilidades e tecnologias de BECCUS no setor sucroalcooleiro brasileiro. Chega-se à conclusão de que, apesar de um estado avançado de desenvolvimento das tecnologias e de uma literatura científica muito relevante sobre o assunto, a instalação das tecnologias de captura de carbono ainda é discreta devido à falta de investimento e projetos de grande porte empreendidos. Também é possível que essa falta de investimento seja devido ao fato de que o mercado de carbono no Brasil ainda é pouco desenvolvido, impedindo que tais tecnologias sejam economicamente viáveis por meio da venda de créditos de carbono.

Neste capítulo, está modelado um projeto de implementação de tecnologias de captura de carbono em uma destilaria de cana-de-açúcar brasileira. Inspira-se nas tecnologias já apresentadas na primeira parte do estudo para criar diferentes cenários de implementação e estudar a viabilidade técnica e econômica desse projeto. Compara-se então os resultados dos diferentes cenários em termos de captura de dióxido de carbono, valor mínimo de venda dos créditos de carbono e geração de eletricidade pela usina.

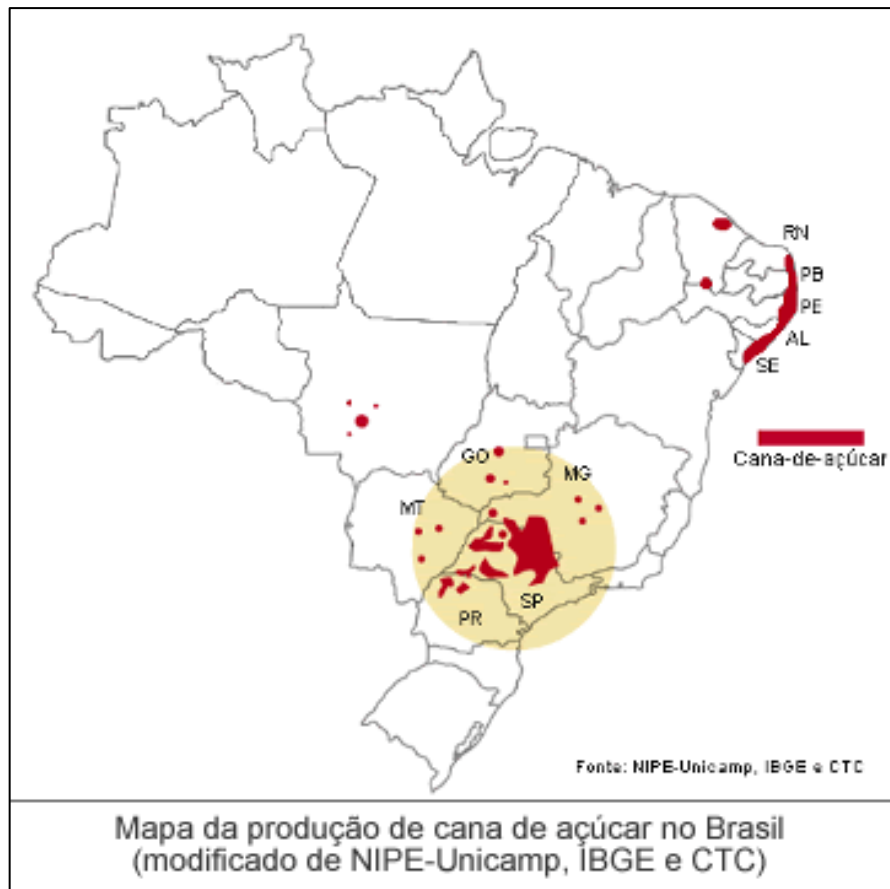
O estudo de caso realizado é conceitual e várias premissas serão feitas sobre o funcionamento da destilaria e dos sistemas que a compõem ou que serão adicionados. Isso significa que, em termos técnicos e econômicos, muitos valores são adaptados ou simplificados em relação às referências utilizadas.

## 4.1 Apresentação da destilaria e contexto do estudo

### **4.1.1 Premissas**

A usina selecionada está localizada no estado de São Paulo, o estado mais produtivo em termos de produção de cana-de-açúcar e geração de bioeletricidade por meio das usinas termelétricas de cogeração. O estado de São Paulo é conhecido por suas boas safras e pela qualidade da cana-de-açúcar, sendo utilizado para que essa modelagem possa ser reproduzida para todas as usinas do estado.

**Figura 13 - Localização da destilaria no estado de São Paulo**



Fonte: INFRESTRUTURA E MEIO AMBIENTE (2013).

A usina em questão é uma destilaria, ou seja, ela produz apenas etanol a partir da cana-de-açúcar. Essa escolha foi feita para que seja possível capturar a maior quantidade possível de CO<sub>2</sub> proveniente da fermentação da cana-de-açúcar, uma vez que o processo de produção de açúcar não permite um nível tão alto de captura de CO<sub>2</sub>.

Dentro dessa destilaria, há uma usina de cogeração de eletricidade e vapor a partir da queima do bagaço, resíduo da cana-de-açúcar. Aqui, considera-se que os resíduos de palha permanecem nos campos e não são utilizados para a queima devido à composição diferente do bagaço e ao alto custo de transporte que seria adicionado ao projeto.

A cogeração funciona com um sistema CEST (*condensing-extraction steam turbine*) que não será detalhado nesse estudo. Isso significa que o calor produzido pela queima do bagaço será transferido para a água, gerando vapor de alta pressão e alta temperatura. Esse vapor é então

utilizado para acionar uma turbina a vapor e gerar eletricidade, ou utilizado em outros processos industriais. Essa destilaria também possui um sistema de biodigestão da vinhaça da torta de filtro para produzir biogás, que é posteriormente vendido. Os sistemas de biodigestão estão cada vez mais presentes nas usinas de cana-de-açúcar e essa escolha foi feita para criar uma modelagem moderna.

Todos os cálculos não apresentados são disponíveis no apêndice A, com a planilha de cálculos que detalhe toda a modelização numérica.

#### **4.1.2 Características de produção**

Para que a modelagem corresponda às capacidades de produção de etanol do estado de São Paulo, foram coletadas informações do ANP sobre os diferentes produtores de etanol no estado São Paulo e a produção de cada instalação (ANP, 2023). Depois, essas informações foram cruzadas com as destilarias no estado de São Paulo afim de calcular a média com somente as diferentes destilarias do estado e determinar a produção média anual de etanol por destilaria em São Paulo (SAFmaps, 2021).

**Tabela 2:** Média da capacidade de produção de etanol hidratado nas destilarias do estado de São Paulo

EMPRESA	MUNICÍPIO	CAPACIDADE DE PRODUÇÃO HIDRATADO (m <sup>3</sup> /d)
PEDRA AGROINDUSTRIAL S/A	NOVA INDEPENDÊNCIA	2000
FIGUEIRA INDÚSTRIA E COMÉRCIO S/A	ARAÇATUBA	700
USINA SAO FRANCISCO S/A	BARRINHA	400
ROSA S A INDUSTRIA COMERCIO PRODUTOS AGRICOLAS	BOITUVA	120
IBERIA INDUSTRIAL E COMERCIAL LTDA.	Borá	480
REVATI S.A. ACUCAR E ALCOOL	BREJO ALEGRE	950
INDUSTRIA E COMERCIO DE BEBIDAS SEIS LAGOAS LTDA.	BROTAS	180
PEDRA AGROINDUSTRIAL S/A	BURITIZAL	1700
CAFEALCOOL AGROINDUSTRIAL LTDA	CAFELÂNDIA	474
CLEALCO AÇÚCAR E ÁLCOOL S.A.	CLEMENTINA	530
RAIZEN ENERGIA S.A.	DOIS CÓRREGOS	430
ALCOESTE BIOENERGIA FERNANDOPOLIS S.A.	FERNANDÓPOLIS	800
DESTILARIA NOVA ERA LTDA.	IBATÉ	85
LONDRA AÇÚCAR E ÁLCOOL LTDA	ITAÍ	410
MALOSSO BIOENERGIA S.A.	ITAPOLIS	400
VITERRA BIOENEGIA S.A.	JUNQUEIRÓPOLIS	490
SPE UPI BIO S/A	LUCÉLIA	600
SANTA MARIA INDUSTRIA DE ALCOOL LTDA.	MANDURI	190
PEDRA AGROINDUSTRIAL S/A	NOVA INDEPENDÊNCIA	2000
TEREOS ACUCAR E ENERGIA BRASIL S.A.	OLÍMPIA	480
COLOMBO AGROINDÚSTRIA S.A.	PALESTINA	1000
DESTILARIA TIROLI LTDA.	PALMITAL	350
USINA CAETE S A	PAULICÉIA	1200
USINA SANTA ADELIA S A	PEREIRA BARRETO	1450
NOVA PLATINA BIOENERGIA LTDA.	PLATINA	170
RENUKA DO BRASIL S.A.	PROMISSÃO	1600
UMOE BIOENERGY S.A.	SANDOVALINA	1300
ABENGOA BIOENERGIA AGROINDÚSTRIA LTDA.	SÃO JOÃO DA BOA VISTA	780
IRMAOS TONIELLO LTDA.	SERTÃOZINHO	390
USINA SANTO ANTONIO S/A	SERTÃOZINHO	710
PIONEIROS BIOENERGIA S/A	SUD MENNUCCI	600
VALE DO PARANA S/A - ALCOOL E ACUCAR	SUZANÁPOLIS	1070
TEREOS ACUCAR E ENERGIA BRASIL S.A.	TANABI	720
COMANCHE BIOCMBUSTIVEIS DE SANTA ANITA LTDA.	TATUI	120

Fonte: Adaptado de ANP (2023).



Chega-se a uma produção média diária de etanol hidratado de:

$$732 \text{ m}^3/\text{dia} = 732\,000 \text{ L/dias de safra}$$

A partir dessa capacidade de produção de etanol, considera-se os fatores obtidos na tabela 3 para estimar a capacidade de tratamento de cana-de-açúcar da destilaria e depois a geração dos outros resíduos que serão usados nesse estudo.

**Tabela 3 - Fatores de geração de resíduos**

<b>Fatores utilizados para estimar a geração de resíduos (F)</b>	
Fator de geração de bagaço	280 kg/ t de cana
Fator de geração de torta	30 kg/ t de cana
Fator de geração de vinhaça	12 l/l de etanol
Dias de safra	240 dias
Fator de operação	75%
Fator de produção de etanol	83,00 l/t de cana
Fator de produção de CO <sub>2</sub> no processo de fermentação	79 Kg de CO <sub>2</sub> / l de etanol

Fonte: DOS SANTOS (2022)

A safra de cana-de-açúcar ocorre de abril a novembro e representa 240 dias. Então, determina-se a capacidade de produção de etanol por ano considerando os dias de safra e o fator de operação da destilaria de 75% que representa os dias em que não pode operar os processos, chega-se a uma produção de etanol durante 180 dias:

$$\begin{aligned} C_{etanol}(L/safra) &= C_{etanol}(L/dia) \times dias\ de\ safra \times fator\ de\ operação \\ &= 732\,000 \times 240 \times 0,75 = 131\,760\,000 \text{ L/safra} \end{aligned}$$

Com o fator de produção de etanol por tonelada de cana-de-açúcar, pode-se obter a capacidade instalada média diária e anual de cana-de-açúcar nas destilarias do estado de São Paulo e a valor que vai ser considerada para a modelização:

$$C_{insta}(t/dia) = \frac{\text{Produção média de etanol hidratado (L/dia)}}{\text{fator de produção do etanol (L/t)}} = 8819 \text{ t/dia de safra}$$

$$\begin{aligned} C_{insta}(t/safra) &= \frac{\text{Produção média anual de etanol hidratado}}{\text{fator de produção do etanol}} = 1\,587\,470 \text{ t/safra} \\ &\approx 1,6 \text{ Mt/safra} \end{aligned}$$

Assim, considera-se que a destilaria pode tratar aproximadamente 1,6 Mt de cana-de-açúcar por ano o que corresponde bem às capacidades das destilarias medias do estado de São Paulo. (NOVACANA, 2022). Com base nos outros fatores disponíveis na tabela 3, pode-se determinar a quantidade de bagaço a ser processada diariamente nas caldeiras, bem como as quantidades de vinhaça e torta de filtro a serem alimentadas nos biodigestores.

**Capacidade de geração de bagaço para combustão:**

$$C_{bagaço} = \text{fator de geração do bagaço} \times C_{insta}(t/safra) = 444\,492 \text{ t/safra}$$

**Capacidade de geração de torta:**

$$C_{torta} = \text{fator de geração da torta} \times C_{insta}(t/safra) = 47\,624 \text{ t/safra}$$

**Capacidade de geração de vinhaça:**

$$C_{vinhaça} = \text{fator de geração da vinhaça} \times C_{etanol}(t/safra) = 1\,581\,120\,000 \text{ L/safra}$$

## 4.2 Cenário de referência – Funcionamento sem captura do CO<sub>2</sub>

Para estabelecer a viabilidade econômica da instalação desses tipos de tecnologias de captura, é importante primeiro determinar o financiamento atual da destilaria considerando a venda do excedente de eletricidade e do biogás, e estabelecer as emissões de CO<sub>2</sub> da usina.

### 4.2.1 **Produção de eletricidade por cogeração**

A destilaria estudada aqui produz energia elétrica por meio de um sistema de cogeração a partir da queima do bagaço de cana-de-açúcar. Isso significa que a destilaria possui caldeiras funcionando 24 horas por dia durante toda a safra, ou seja, 180 dias considerando o fator de operação. De fato, faz-se a suposição aqui de que a bagaço não é armazenada e é consumida diretamente dia após dia. Essa escolha foi feita para garantir a autonomia energética da destilaria durante o período de safra nos cenários estudados que envolvem a captura do CO<sub>2</sub> proveniente dos gases de combustão do bagaço.

Essa energia elétrica será inicialmente utilizada para alimentar todos os sistemas elétricos da destilaria, garantindo seu funcionamento autônomo. O excedente de eletricidade produzido será então vendido para o sistema elétrico convencional para abastecer o restante da rede. No entanto, é difícil estabelecer precisamente a demanda de energia de todos os sistemas da destilaria, geralmente se fala em 30%, mas esse valor depende do tamanho da usina e dos sistemas instalados (PROCKNOR, 2008).

Por exemplo, esses 30% não levam em conta os sistemas de biodigestão que levam à produção de biogás. No entanto, estima-se que o excedente energético de uma destilaria média com sistema de cogeração, fermentação e biodigestão seja de aproximadamente 49 kWh/tc. (RAIZEN, 2022). Esse valor nos permite determinar o excedente energético produzido pela destilaria a cada dia e, portanto, a eletricidade disponível para venda, bem como disponível para alimentar outros equipamentos, como nos seguintes cenários do nosso estudo.

$$E_{excedente} = 49 \text{ (kWh/tc)} \times C_{instala\ cana} \text{ (tc/ano)} = 77\,786 \text{ MWh/ano}$$

Com essa quantidade de eletricidade estabelecida, é possível determinar o lucro gerado pela venda dessa eletricidade, por isso, utiliza-se a média do preço de venda da eletricidade das usinas de cogeração com bagaço de cana e chega-se a 211,72 R\$/MWh (EPE, 2022).

$$Renda_{excedente} = E_{excedente} \times 211,72 = 16\,468\,857 \text{ R\$/ano}$$

#### **4.2.2 Produção de eletricidade por biogás**

A produção de biogás da destilaria ocorre nos biodigestores de torta de filtro e de vinhaça através da decomposição anaeróbica dos componentes sólidos desses resíduos. Para esse processo, um biodigestor tipo lagoa é utilizado para a vinhaça e um tipo CSTR para a torta de filtro. Essa decomposição está descrita na parte 3.2.4 deste projeto. Para determinar a quantidade de biogás, os diferentes fatores nos permitem identificar as partículas sólidas a serem consideradas durante a biodigestão antes da emissão do biogás. A tabela 4 a seguir nos fornece os diferentes fatores a serem considerados no cálculo da produção de biogás. As quantidades de torta de filtro e vinhaça disponíveis já foram calculadas anteriormente.

**Tabela 4 - Fatores para produção de biogás e biometano**

<b>Fatores utilizados para estimar produção de biogás e biometano (F)</b>	
Densidade da vinhaça	1,143 (kg/l)
Sólidos totais na vinhaça (ST)	28,9 (g/kg)
Sólidos voláteis na vinhaça	692,2 (g/kgST)
Produção de biogás de vinhaça	586 (LN.kg/SV)
Concentração de metano no biogás de vinhaça	59% %
Sólidos totais na torta de filtro	264,2 (g/kg)
Sólidos voláteis na torta de filtro	689,9 (g/kgST)
Produção de biogás de torta de filtro	392 (LN.kg/SV)
Concentração de metano no biogás torta	58 %
dias de produção de biogás de vinhaça (fator operacional:75%)	180 dias
dias de produção de biogás de torta (fator operacional: 90%)	329 dias
Concentração de metano no biometano	90 %

Fonte: DOS SANTOS (2022).

### **Produção do biogás pela vinhaça:**

Agora tem que determinar a quantidade de sólidos voláteis:

$$C_{st\ vinhaça} = C_{vinhaça}(L/safra) \times \text{densidade da vinhaça (kg/L)} \times \text{fator de ST (g/kg)}$$

$$= 52\ 228\ 662,6\ kgST/safra$$

$$C_{sv\ vinhaça} = C_{st\ vinhaça} (kgST/safra) \times \text{fator de SV(g/kgST)} = 36\ 152\ 680,3\ kgSV/safra$$

Pode-se calcular a produção de biogás por vinhaça:

$$Biogas_{vinhaça} = C_{sv\ vinhaça} \times \text{fator de produção do biogas (LN/kgSV)} =$$

$$21\ 185\ 470\ m^3/safra$$

Para calcular a produção diária, tem que lembrar que esse processo ocorre somente 180 dias no ano porque a vinhaça não poder ser aguardada no biodigestor:

$$Biogas_{vinhaça} = 117\ 697,06\ m^3/dia$$

## Produção de biogás pela torta de filtro:

Quase os mesmos cálculos deve ser feito e começa-se com a capacidade de geração de torta de filtro por dia:

$$C_{st\ torta} = C_{torta\ de\ filtro}(t/safra) \times fator\ de\ ST = 12\ 82\ 286\ kgST/safra$$

$$C_{sv} = C_{st\ torta} \times fator\ de\ SV = 8\ 680\ 519\ kgST/safra$$

Pode-se calcular a produção de biogás por torta de filtro:

$$Biogas_{torta\ de\ filtro} = C_{sv} \times fator\ de\ produção\ do\ biogas\ (LN/kgSV)$$

$$= 3\ 402\ 763\ m^3/safra$$

A diferença com a vinhaça é que a torta de filtro pode ser armazenada e então aproveitada durante todo o ano no biodigestor. Com um fator de operação de 90% esse processo ocorre 329 dias no ano:

$$Biogas_{torta\ de\ filtro} = 10\ 342\ m^3/dia$$

Adicionando as duas produções de biogás, chega-se a uma produção anual de:

$$24\ 588\ 234\ m^3/ano$$

Considera-se que, em um caso ideal, o biogás produzido pela torta de filtro e pela vinhaça é composto por 55% de metano e 45% de CO<sub>2</sub>. (COELHO et al., 2018)

A composição do biogás é importante, pois é o metano presente nele que será utilizado como principal combustível para a geração de eletricidade.

Agora que a produção anual de biogás pela destilaria é conhecida, faz-se a suposição de que este é totalmente convertido em eletricidade para ser completamente vendido, uma vez que a usina já é autossuficiente devido à geração de eletricidade a partir das caldeiras de bagaço.

Sabendo que o biogás proveniente da vinhaça só é produzido durante os dias de safra, ao contrário da torta de filtro que pode ser armazenado e, portanto, utilizado durante todo o ano (329 dias), podemos distinguir ao longo do ano duas épocas de produção de eletricidade:

- durante a safra:  $128\ 231\ m^3/dia = 5343\ m^3/h$
- fora da safra:  $10\ 534\ m^3/dia = 438,95\ m^3/h$

A hipótese feita para os cálculos é que o biometano produzido atende o poder calorífico esperado por a ARSESP, 2016. O que  $8555 \text{ kCal/m}^3 = 9,94 \text{ kWh/m}^3$

A geração de eletricidade a partir do biogás é feita por meio de motores Ciclo Otto, que é a tecnologia mais utilizada e disponível para utilizar o biogás (COELHO et al., 2018). Com esse tipo de motor, a eficiência de conversão é a seguinte (DOS SANTOS, 2023):

<5000 m<sup>3</sup>/dia de consumo de biogás: a eficiência de é de 35% para geração de eletricidade

>5000 m<sup>3</sup>/dia de consumo de biogás: eficiência é de 42% para geração de eletricidade

Determina-se por 1m<sup>3</sup> de biogás a energia gerada via combustão do biometano:

$$E_{biogas} = 0.55 \times 9,94 \times 0.42 = 2,296 \text{ kWh/m}^3$$

Agora pode-se determinar a geração da destilaria multiplicando a geração de eletricidade por m<sup>3</sup> de biogás com a produção anual de biogás na safra e fora da safra:

- **Durante a safra:** 52 998 MWh/safra

- **Fora da safra:** 3460 MWh/safra

Pode-se concluir que a destilaria tem a capacidade de produzir 56 458 MWh de eletricidade por ano. Agora que a produção de eletricidade a partir do biogás está estabelecida, base-se na venda de eletricidade proveniente do biogás produzido pela usina Bonfim, da empresa Raízen, localizada em Guariba, no estado de São Paulo (COELHO, 2023). O preço de venda é de 250 R\$/MWh, o que nos permite calcular o lucro da nossa destilaria com a venda dessa eletricidade:

$$Renda_{biogas} = 250 \times 56458 = 14\ 114\ 507 \text{ R\$}$$

Como a destilaria funciona somente com a energia produzida pela unidade de cogeração, toda essa energia do biogás é vendida para o SIN e se adiciona à renda da cogeração.

### 4.2.3 Emissões de CO<sub>2</sub> da destilaria

#### Geração de CO<sub>2</sub> no processo de fermentação:

Considerando que o objetivo desse estudo é de determinar o CO<sub>2</sub> que pode ser removido da atmosfera com tecnologias BECCS, é importante saber também o CO<sub>2</sub> produzido por cada processo da cana e começa-se com processo de fermentação que vai ocorrer durante os 180 dias de produção do etanol, com o fator de produção da tabela 3 determina-se:

$$\begin{aligned} C_{\text{carbono fer}} &= \text{fator de geração do carbono} \times C_{\text{etanol}}(L/\text{safra}) = 100\,138 \frac{t}{\text{safra}} \\ &= \frac{100\,137,6}{180} = 556 \text{ t/dia} \end{aligned}$$

#### Geração de CO<sub>2</sub> no processo da combustão do bagaço:

O processo de combustão do bagaço nas caldeiras para produzir energia elétrica também resulta na emissão de gases contendo principalmente CO<sub>2</sub>, o qual é essencial considerar. Para isso, utiliza-se o fator médio de produção de CO<sub>2</sub>, que é de 0,37 t CO<sub>2</sub>/tc e considera-se os 180 dias de produção do bagaço. (DOS SANTOS, 2023).

$$\begin{aligned} C_{\text{carbono comb}} &= \text{fator de geração do carbono da combustão} \times C_{\text{bagaço}}(t/\text{safra}) \\ &= 587\,364 \text{ tCO}_2/\text{ano} = 3263 \text{ tCO}_2/\text{dia} \end{aligned}$$

#### Emissão de CO<sub>2</sub> do processo de combustão do biogás:

Durante o processo de combustão do biogás para produzir eletricidade, o CO<sub>2</sub> emitido virá de duas fontes. A primeira fonte corresponde aos 45% de CO<sub>2</sub> inicialmente contidos no biogás, que serão emitidos diretamente. A outra parte vem da combustão do metano, que será convertido em 95% em CO<sub>2</sub> com uma relação de 2,75 tCO<sub>2</sub>/tCH<sub>4</sub> (DOS SANTOS, 2023). Assim pode-se calcular segundo a planilha de cálculo do apêndice 1:

$$CO_2 \text{ biodigestão} = 46\,943 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

Adicionando as três emissões obter-se:

$$CO_2 \text{ total} = 734\,444 \text{ tCO}_2/\text{ano}$$

#### 4.2.4 Resumo do caso de referência

A tabela 5 abaixo apresenta o resumo dos dados do caso de referência:

**Tabela 5 - Resumo do caso de referência**

Características da destilaria	Unidade	Valor
Capacidade anual de moagem	t/ano	1 587 469
<b>Processo de fermentação</b>		
Capacidade anual de produção de etanol hidratado	L/ano	131 760 000
Emissões anual de CO <sub>2</sub> do processo	tCO <sub>2</sub>	100 138
<b>Processo de combustão do bagaço</b>		
Capacidade anual de geração de bagaço	t/ano	444 491
Excedente de geração de eletricidade	MWh/ano	77 786
Renda anual de eletricidade de cogeração	R\$/ano	19 446 500
Emissões anual de CO <sub>2</sub> do processo	t CO <sub>2</sub> /ano	587 364
<b>Processo de biodigestão</b>		
Capacidade anual de geração de vinhaça	L/ano	1 581 120 000
Capacidade anual de geração de torta de filtro	t/ano	47 624
Capacidade anual de geração de biogás	m <sup>3</sup> /ano	24 588 234
Geração de eletricidade do biogás	MWh/ano	56 458
Renda anual de eletricidade do biogás	R\$/ano	14 114 507
Emissões anual de CO <sub>2</sub> do processo	tCO <sub>2</sub> /ano	46 943
<b>Total</b>		
Energia disponível	MWh/ano	134 244
Renda	R\$/ano	33 561 007
Emissões de CO <sub>2</sub>	t CO <sub>2</sub> /ano	734 444

Fonte: Elaboração própria



## 4.3 Premissas para os cenários

Sendo este um estudo conceitual, diferentes hipóteses são adotadas para simplificar a modelagem dos diferentes cenários e sua análise, as quais são apresentadas nesta seção. Quaisquer alterações ou esclarecimentos necessários sobre essas suposições serão feitos no estudo de acordo com as necessidades dos diferentes cenários.

### 4.3.1 Premissas técnicas

#### **O compressor-desumidificador:**

Em todos os cenários, após a captura, o CO<sub>2</sub> precisa ser desumidificado e comprimido para ser transportado ou armazenado. No entanto, os custos e o consumo de energia da unidade de desumidificação podem ser considerados insignificantes em comparação com o consumo dos outros equipamentos, especialmente nos cenários 2, 3 e 4 que vão ser descrito nos próximos itens. Portanto, assume-se que a unidade de compressão estudada é um compressor-desumidificador que realiza ambos os processos (WALTER, 2023). As particularidades técnicas da unidade de compressão de CO<sub>2</sub> serão apresentadas no cenário 1 e não serão detalhadas nos cenários subsequentes. Nos cenários seguintes, apenas a capacidade de compressão da unidade e seus custos de CAPEX e OPEX serão modificados.

#### **Transporte e armazenamento do carbono:**

Neste estudo de caso, nenhuma tecnologia de reutilização do carbono será considerada na modelagem devido à ausência de um mercado de venda direta de CO<sub>2</sub> no Brasil. Se esse tipo de atividade existe, é em pequena escala ou dentro de uma mesma empresa, o que não é uma solução viável para evitar as emissões em nosso estudo (DOS SANTOS, 2023). Portanto, será estudada a instalação de um sistema de transporte por gasoduto e armazenamento geológico de carbono. Essa logística será apresentada no cenário 1 e será considerada a mesma para todos os outros cenários.

#### **Planilha de cálculos:**

A modelagem financeira e técnica de todos os cenários foi feita por meio do software Excel. Devido ao grande número de cálculos realizados, apenas os resultados e as referências dos

valores utilizados são apresentados neste estudo. No entanto, um link para a planilha completa está disponível no anexo 1.

#### **Vida útil de 30 anos:**

A vida útil de todas as novas instalações de cada cenário é de 30 anos. Esse período é mais longo do que o normalmente escolhido de 25 anos (VALENCIA; WALTER, 2018) e é justificado pelo pagamento de um custo adicional de manutenção na modelagem financeira após 15 anos. Dessa forma, assegura-se uma eficiência ótima dos equipamentos ao longo de toda a duração do projeto e leva-se em consideração o risco de desgaste dessas instalações, cujo comportamento em escala industrial ainda é pouco conhecido.

#### **Captura durante e fora da safra:**

A captura de CO<sub>2</sub> do processo de fermentação e queima do bagaço ocorre apenas durante os 180 dias de operação da safra, pois não há armazenamento do caldo de cana ou do bagaço, sendo assim, os valores utilizados são adaptados levando em consideração essa hipótese. Em relação à unidade de biodigestão, a vinhaça também é convertida apenas durante os 180 dias de safra, pois não é possível armazená-la. A única produção de energia elétrica fora da safra vem da produção de biogás do resíduo de filtro, que ocorre durante 329 dias.

### **4.3.2 Premissas econômicas**

#### **Atualização dos preços:**

Todos os custos apresentados neste estudo foram ajustados para reais (R\$) no ano base de 2023, considerando apenas a taxa de inflação de cada moeda e a taxa de conversão para R\$ em junho de 2023. Essa suposição foi feita devido à falta de detalhes disponíveis sobre os custos específicos de instalação e manutenção de cada tecnologia nas fontes que foram adaptadas.

#### **Análise financeira com VPL:**

Em cada cenário a análise econômica realizada baseia-se no cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), que permite determinar o tempo de retorno do investimento quando o VPL se torna positivo após um determinado número de anos. Para determinar o Valor Presente Líquido (VPL), é necessário primeiro calcular o fluxo de caixa do projeto a cada ano, ou seja, a soma dos lucros e despesas anuais do projeto. Aplica-se a esse fluxo uma taxa de desconto a cada ano

para atualizar o valor do fluxo para a situação econômica do ano corrente. O VPL é então calculado subtraindo-se a soma dos fluxos atualizados do investimento inicial.

$$VPL = -I_0 + \sum_{\text{ano } i} \frac{FC_i}{(1+j)^i}$$

Com:

- $FC_i$  : fluxo de caixa no ano  $i$
- $j$ : taxa de desconto
- $I_0$ : Investimento inicial

O objetivo do cálculo do VPL não é determinar a TIR (Taxa Interna de Retorno) ou o tempo de retorno exato. Aqui, se determina o valor mínimo, arredondado para a unidade, do preço de venda do crédito de carbono RenovaBIO para que o cenário seja economicamente viável ao final dos 30 anos (fim da vida útil). Seja o preço mínimo de venda (PMV) para que o VPL se torna positivo no ano 30. O PMV será, portanto, a única variável em toda a análise financeira.

#### **Taxa de desconto de 15%:**

Corresponde à taxa média do Selic em 2023 de 13,75% (NUBANK; 2023) acrescida de 1,25% para considerar a evolução dessa taxa nos próximos anos antes da implementação do projeto.

#### **Investimento inicial:**

Neste estudo, o investimento inicial se corresponde a:

- CAPEX: o custo de instalação dos equipamentos;
- Reserva de contingência: que visa cobrir imprevistos durante a construção e uso das instalações, ou qualquer outro problema relacionado ao projeto. Aqui, ela é avaliada em 10% do CAPEX (DOS SANTOS, 2023)
- Licença ambiental: que representa o custo do Estudo de Impacto Ambiental para identificar os impactos do empreendimento ao meio ambiente e ao homem e definir um plano para mitigar esses efeitos. As atividades adicionais desse projeto na usina que podem causar uma alteração significativa do meio ambiente são as atividades de construção ou de consumo de energia, mais particularmente o gasoduto e as perfurações para o transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub>. Aqui, ela é avaliada em 5% (DOS SANTOS, 2023).

- Não é considerada uma taxa de depreciação dos equipamentos.

### **Fluxo de caixa:**

- Em relação aos ganhos, o único benefício possível neste projeto é a venda de créditos de carbono RenovaBio por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado (ver 2.2.4). O objetivo final desta análise econômica é determinar o preço mínimo de venda dos créditos de carbono para que o projeto seja economicamente viável ao final da vida útil das instalações.
- Quanto aos gastos, tem o custo do OPEX, bem como a perda do lucro da venda de energia elétrica que será consumida pelas novas instalações. Considera-se também que, após 15 anos de uso, 15% do investimento inicial deve ser gastado novamente para manutenção geral, substituição de equipamentos defeituosos ou que afetem a eficiência do sistema para cumprir com a premissa de vida útil.
- O fluxo de caixa dos dois primeiros anos é destinado à construção das instalações, com 30% dos gastos do CAPEX no ano 1 e 70% no ano 2.
- Todas as precisões necessárias em cada cenário serão feitas na parte da análise financeira do projeto.

## **4.4 Cenário 1 – Captura do CO<sub>2</sub> da fermentação**

Neste primeiro cenário, considera-se a captura do CO<sub>2</sub> proveniente do processo de fermentação para produção de etanol. Portanto, se foca nos equipamentos necessários para essa captura e nas consequências de tais instalações para a viabilidade econômica da destilaria e as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas. Neste cenário, faz-se a suposição de que o CO<sub>2</sub> emitido pelos tanques de fermentação já é bastante puro e, portanto, não requer um sistema de captura especial.

### **4.4.1 Unidade de compressão**

#### **Desempenho técnico:**

Após o CO<sub>2</sub> ser emitido pelos tanques de fermentação, ele deve ser comprimido a partir da pressão atmosférica ( $P_{\text{inicial}} = 0,1 \text{ Mpa}$ ), na qual ele existe como gás, até uma pressão adequada para o transporte por tubulação ( $P_{\text{final}} = 15 \text{ Mpa}$ ), momento em que ele se encontra na região líquida ou de ‘fase densa’, dependendo da sua temperatura. Portanto, o CO<sub>2</sub> passa por

uma transição de fase em algum ponto entre essas pressões inicial e final. Quando o CO<sub>2</sub> está na fase gasosa, é necessário um compressor para a compressão, mas quando o CO<sub>2</sub> está na fase líquida/densa, uma bomba pode ser usada para aumentar a pressão. Pode-se adotar que a pressão de corte para a troca de um compressor por uma bomba é a pressão crítica do CO<sub>2</sub>, que é 7,38 Mpa. Portanto, um compressor será usado de 0,1 a 7,38 Mpa e, em seguida, uma bomba será usada de 7,38 a 15 Mpa. (MCCOLLUM; OGDEN; JOAN, 2006)

Para determinar a demanda de energia, as fórmulas de MCCOLLUM, OGDEN e JOAN (2006) foram adaptadas por VALENCIA e WALTER (2018) a um sistema similar ao estudado aqui. Levando em consideração que as fórmulas adaptadas são proporcionais à quantidade de CO<sub>2</sub> a ser capturada por ano, uma relação de proporcionalidade foi aplicada para determinar consumo de energia da unidade como mostrado na tabela 6 (WALTER, 2023). O mesmo raciocínio é aplicado no cálculo do consumo de energia elétrica das unidades de compressão nos cenários seguintes, assim como para o consumo da unidade de captura pós-combustão MEA.

### **Desempenho econômico:**

Em relação ao custo de instalação da unidade de compressão, é utilizada o método de cálculo por expoente descrito por VAN DER SPEK, RAMIREZ e FAAIJ (2017). Esse método poder ser usado quando existe custos de referência para tecnologias semelhantes e usadas no mesmo contexto.

$$C = C_{ref} \times \left(\frac{Q}{Q_{ref}}\right)^\alpha$$

O estudo de VALENCIA e WALTER (2018) usa esse método usando como referência os custos do estudo de VAN DER SPEK, RAMIREZ e FAAIJ (2017) nesse estudo adapta-se o método usando como referência os custos de referências de VALENCIA e WALTER (2018). Aqui, a capacidade de referência  $Q_{ref}$  é a quantidade de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/ano) que o sistema de referência deve tratar anualmente e  $C_{ref}$  o custo de referência. O fator de escala  $\alpha$  corresponde a divisão entre a capacidade de moagem da destilaria desse estudo e a capacidade de moagem da usina de referência,  $\alpha = 0,75$ . Esse raciocínio está reproduzido para as unidades de compressão e de captura pós-combustão de todos os próximos cenários. Foi considerado um custo de OPEX equivalente a 4% do CAPEX da compressão, a tabela 6 mostra os resultados desses cálculos (VALENCIA; WALTER, 2018).

**Tabela 6 - Unidade de compressão cenário 1**

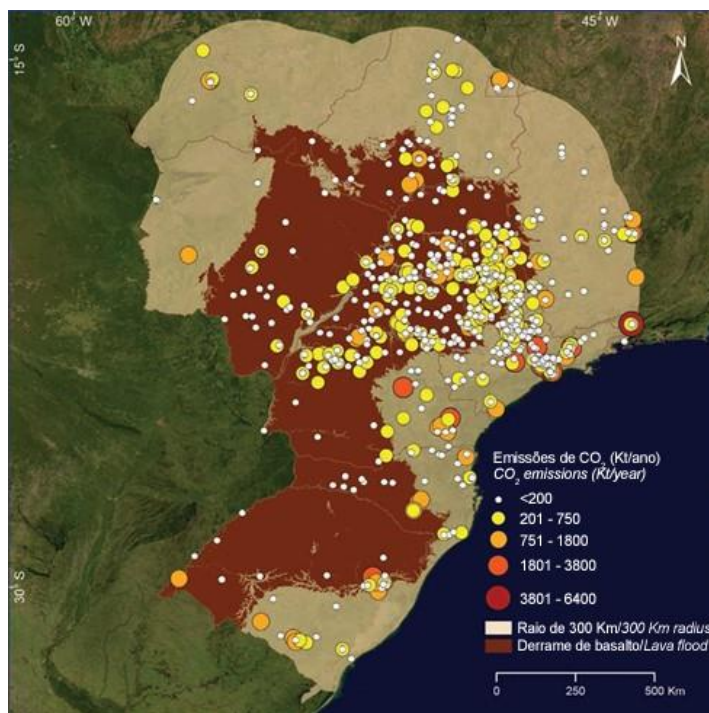
<b>Unidade de compressão cenário 1:</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	7986
Capacidade de compressão (tCO <sub>2</sub> /ano)	100138
Custo de CAPEX (M R\$)	53
Custo de OPEX (M R\$)	2,4

Fonte: Elaboração própria

#### 4.4.2 Transporte e armazenamento

Neste estudo, considera-se que o CO<sub>2</sub> capturado será totalmente armazenado em uma bacia sedimentar localizada próxima ao local da destilaria. No Brasil, atualmente a bacia do Paraná está sendo estudada devido ao seu importante potencial de armazenamento (até 270 Mt/ano) nos depósitos de fluxos de lava gigantes da bacia (formação Serra Geral, Cretáceo). Localizada em parte no estado de São Paulo como mostrado na figura 14, considera-se que a destilaria em estudo está localizada em uma área adequada para o armazenamento de CO<sub>2</sub> na bacia. (KETZER et al., 2014)

**Figura 14 - Bacia do Paraná para armazenamento geológico do CO<sub>2</sub>**



Fonte: KETZER e al. (2014).

A injeção de CO<sub>2</sub> deve ocorrer a uma profundidade de pelo menos 1200 metros para garantir que as condições sejam adequadas para aprisionar o CO<sub>2</sub> por séculos. O CAPEX para o transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub> foi estimado a partir de MOREIRA et al. (2016). Considerando a construção de um gasoduto de 10 km até o ponto de perfuração, levando em consideração três perfurações diferentes para encontrar um reservatório suficientemente amplo para o armazenamento a longo prazo. Para o custo de OPEX será considerado 2% do investimento inicial cada ano para manutenção do gasoduto e do ponto de perfuração (VALENCIA; WALTER, 2018).

Esses custos podem parecer muito altos como indicado na tabela 7, mas permitem levar em conta os diversos riscos e imprevistos associados à construção de uma instalação desse tipo. De fato, o armazenamento geológico de carbono ainda está no estágio de projeto de pesquisa hoje em dia, e poucas aplicações industriais permitem determinar a confiabilidade dessa solução. Além disso, o gasoduto é projetado para transportar uma quantidade muito maior de CO<sub>2</sub> do que a quantidade capturada nesse cenário 1, essa escolha é feita no caso de outras usinas de cana-de-açúcar nas proximidades também desejarem utilizar esse gasoduto em seus próprios projetos de CCS, permitindo a implementação de uma taxa de utilização, por exemplo. Também se faz a suposição que a destilaria estudada possa desejar capturar o CO<sub>2</sub> proveniente de outras fontes no futuro (combustão, biodigestão); portanto, o tamanho do gasoduto não exigiria trabalhos adicionais.

**Tabela 7 - Custos de transporte e armazenamento do CO<sub>2</sub>**

<b>Transporte e armazenamento para todos os cenários:</b>	
Custo CAPEX (M R\$)	51 707 500
Custo OPEX (M R\$)	1 034 150

Fonte: Elaboração própria

#### **4.4.3 Análise tecno-econômica**

Neste primeiro cenário, onde apenas o CO<sub>2</sub> da fermentação é capturado, a principal vantagem é que apenas um sistema de compressão é necessário, devido ao fluxo de CO<sub>2</sub> muito puro emitido por esse processo. Assim, a penalidade no excedente energético, que permanece em 6%, é relativamente baixa e não afeta muito a venda de eletricidade. No entanto, apenas 15%

do total de CO<sub>2</sub> emitido pela usina é capturado, o que representa 0,1 MtCO<sub>2</sub>. Essa capacidade de captura é interessante para as tecnologias BECCS, mas não representa verdadeiramente o potencial total de captura da destilaria. A tabela 8 ilustra os resultados do desempenho técnico do cenário 1.

**Tabela 8 - Desempenho técnico do cenário 1**

Emissões da usina padrão	734445
Total emissões CO <sub>2</sub> do sistema (tCO <sub>2</sub> /ano)	634307
Total CO <sub>2</sub> capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138
<b>Durante a safra</b>	
CO <sub>2</sub> capturado da fermentação (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138
CO <sub>2</sub> capturado da combustão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0
Excedente de energia sistema de cogeração (MWh/ano)	77786
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	52998
Excedente total (MWh/ano)	130784
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	7986
Consumo de energia unidade de captura MEA (MWh/ano)	0
Consumo de energia unidade de captura PSA (MWh/ano)	0
Consumo adicional total (MWh/ano)	7986
<b>Fora da safra</b>	
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	3460
Consumo de energia da unidade de compressão (MWh/ano)	0
Consumo de energia da unidade de captura PSA (MWh/ano)	0
Consumo adicional total (MWh/ano)	0
<b>Resultados</b>	
CO <sub>2</sub> total capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138 (13.6%)
Excedente de energia final (MWh/ano)	126258 (94%)
Excedente de eletricidade por toneladas de cana (kWh/t)	80
Penalidade de energia (%)	5,95%

Fonte: Elaboração própria

Do ponto de vista econômico, o PMV é de 276 R\$, um valor não muito encorajador, considerando que o preço médio de venda do crédito CBIO em 2022 foi de 111,63R\$ (GOV.BR, 2023). Mesmo que o preço médio de venda tenha aumentado em 183% entre 2021 e 2022 e que os investimentos em 2023 ainda estejam em alta, é difícil prever que o crescimento



explosivo de um mercado tão recente continuará estável e em crescimento dessa maneira até 2030, por exemplo (GOV.BR, 2023).

No entanto, considerando o potencial de redução de emissões da destilaria, uma avaliação acima do preço médio é possível. Em 2022, o preço máximo de venda atingiu 209,50R\$, então o Preço Mínimo de Venda (PMV) desse cenário se torna uma possibilidade mesmo com um aumento muito menos significativo do que entre 2021 e 2022 (NOVACANA, 2022).

Um aspecto positivo a ser destacado é a previsão de evolução do preço de venda do crédito de carbono globalmente pelo Banco Mundial. Um relatório recente prevê que até 2030 esse preço estará entre 293 e 587 R\$, tornando esse cenário uma solução viável, mesmo inferior à faixa dada pelo grupo. (WORLD BANK GROUP, 2023).

Isso é um indicador atraente para os investidores, que podem se basear nessas previsões sólidas para iniciar o desenvolvimento de projetos de captura e armazenamento de carbono (CCS). Em comparação com outros estudos recentes, apesar das simulações considerarem diferentes hipóteses, os outros dois estudos têm resultados semelhantes em relação ao Preço Mínimo de Venda (PMV), que fica em torno de 100R\$, quase três vezes menor do que no cenário 1 como mostra a tabela 9.

**Tabela 9 - Comparação do cenário 1 com outros estudos**

	cenário 1	VALENCIA e WALTER (2018)	MARACCINI (2021)
Capacidade de moagem (Mtc/ano)	1,6	2	4
CO <sub>2</sub> capturado (Mt CO <sub>2</sub> /ano)	0,1	0,13	0,77
CAPEX (M R\$)	120,8	73	100
MVP (R\$/t CO <sub>2</sub> )	276	123	111

Fonte: Elaboração própria

Isso pode ser explicado por várias razões. Primeiro, há uma taxa de desconto mais alta em nosso cenário, levando em consideração os riscos do mercado brasileiro, que é de 12% de acordo com (VALENCIA; WALTER, 2018). Além disso, uma capacidade anual de moagem de cana mais alta melhora a rentabilidade dos custos de compressão. Por fim, a principal desvantagem do nosso cenário 1 é o custo logístico muito alto em relação à capacidade de captura, devido à escolha de projeto, representando quase 50% do investimento inicial total CAPEX segundo a

tabela 10, ao contrário do estudo de (VALENCIA; WALTER, 2018), onde é adaptado ao tamanho do sistema e corresponde a apenas 11%, ou do estudo de (MORECCI, 2021), onde não é considerado transporte e armazenamento. O interesse desse investimento para um nível de captura que ainda é relativamente baixo deve ser considerado. Um investidor talvez considere mais sensato investir em uma instalação mais cara, porém capaz de capturar muito mais CO<sub>2</sub> pelo mesmo custo logístico.

Portanto, pode-se supor que, com ajustes mais otimistas, o PMV do cenário 1 diminuirá drasticamente para se aproximar do das outras pesquisas. Portanto, considera-se que este cenário 1 será economicamente viável em alguns anos, de acordo com a evolução do preço do crédito RenovaBIO. A tabela 10 ilustra os resultados do desempenho econômico do cenário 1.

**Tabela 10 - Desempenho econômico do cenário 1**

<b>Resumo dos custos do cenário 1</b>	
Custos de CAPEX (M R\$)	
Unidade de compressão (M R\$)	52,9
Unidade de captura MEA (M R\$)	0
Unidade de captura PSA (M R\$)	0
Transporte e armazenamento (M R\$)	51,7
Custo CAPEX total	104,6
Custo CAPEX com taxas	120,8
Custos de OPEX	
Unidade de compressão (M R\$/ano)	2,4
Unidade de captura MEA (M R\$/ano)	0
Unidade de captura PSA (M R\$/ano)	0
Transporte e armazenamento (M R\$/ano)	1,0
Custo OPEX total	3,5
Indicadores de desempenho econômico	
Preço mínimo do crédito CBIO (R\$/t CO <sub>2</sub> )	276
Custo CAPEX por t CO <sub>2</sub> capturado (R\$/t CO <sub>2</sub> )	1206,6

Fonte: Elaboração própria

## 4.5 Cenário 2 – Captura do CO<sub>2</sub> da fermentação e captura pós-combustão do bagaço

Neste segundo cenário, considera-se a captura de carbono proveniente da fermentação e da combustão do bagaço. Portanto, detalha-se aqui a instalação de um sistema de captura baseado em aminas.

De fato, a unidade de compressão deve ser adaptada para suportar o novo fluxo de carbono, afetando seu consumo e seu custo. Em relação à captura de carbono, considera-se o uso de uma amina extremamente eficiente, capaz de capturar 90% do CO<sub>2</sub> proveniente da queima, no entanto, isso também implica um impacto econômico significativo devido à tecnologia avançada utilizada.

### **4.5.1 Unidade de captura pós-combustão MEA**

#### **Desempenho técnico:**

A particularidade deste cenário reside na instalação de um sistema de captura de carbono pós-combustão para separar o CO<sub>2</sub> contido nos gases de combustão do bagaço. A tecnologia apresentada aqui é a mais comumente utilizada na indústria e foi abordada na parte 3.2.3 a absorção por amina orgânica. Neste estudo, utiliza-se a mono-etanol-aminas (MEA), que é aquela em que as pesquisas recentes estão mais concentradas para otimizar a captura de CO<sub>2</sub>. Essa otimização se baseia principalmente no calor necessário para a regeneração do solvente durante o processo de captura; e as tecnologias atualmente em desenvolvimento ou em uso variam de 2 GJ/tCO<sub>2</sub> a 3 GJ/tCO<sub>2</sub>. (LUIS, 2015)

Como há muitas pesquisas em andamento e a penalidade energética não varia muito entre as diferentes fases de desenvolvimento, considera-se um cenário otimista que será viável dentro de alguns anos, com um calor necessário para a regeneração de 1,6 GJ/tCO<sub>2</sub>, permitindo capturar 90% do CO<sub>2</sub> emitido durante a combustão (VALENCIA; WALTER, 2018).

Também se escolhe esse nível de regeneração para minimizar a penalidade energética do processo de captura, pois deseja-se manter a autonomia energética da destilaria e evitar a

compra de energia elétrica externa que possa ser proveniente de uma fonte fóssil. Da mesma forma que para o sistema de compressão, como não se está aprofundando no estudo técnico do sistema de vapor CEST aqui, adapta-se os valores de referências por proporcionalidade com a capacidade de captura de CO<sub>2</sub> (VALENCIA; WALTER, 2018).

### **Desempenho econômico:**

A escolha de uma amina tecnologicamente avançada também terá um impacto significativo no aspecto financeiro deste cenário. De fato, a amina escolhida tem um custo de CAPEX cerca de 13% mais alto do que as aminas atualmente disponíveis (VALENCIA; WALTER, 2018). Esse aumento pode parecer aceitável, mas um sistema de captura desse tipo já é extremamente caro, e esse impacto de 13% representa quase o CAPEX total do cenário 1 como mostrado na tabela 11. Em relação aos custos de OPEX, considera-se que eles representam anualmente 5,8% do CAPEX do sistema de captura (VALENCIA; WALTER, 2018).

Para calcular o custo desta unidade de captura, o método do expoente foi aplicado novamente usando os valores de referências (VALENCIA; WALTER, 2018), como mostrado na tabela 11.

**Tabela 11 - Unidade de captura pós-combustão do cenário 2**

<b>Unidade de captura MEA cenário 2</b>	
Consumo de energia da unidade de captura (MWh/ano)	61244
Capacidade de captura (90%) (tCO <sub>2</sub> /ano)	528627
Custo de CAPEX (M R\$)	994
Custo de OPEX (M R\$)	58

Fonte: Elaboração própria

## **4.5.2 Unidade de compressão do CO<sub>2</sub>**

### **Desempenho técnico:**

O sistema de compressão utilizado neste cenário tem as mesmas características do utilizado no cenário 1, com a diferença de que o fluxo anual de carbono aumentou de 527% segundo a tabela 12 como a capacidade de compressão, o que resultou em uma demanda de energia muito maior. Portanto, essa demanda aumentou em 512% em relação ao cenário 1, o que mostra um aumento da eficiência do consumo de energia com a capacidade de compressão. Também vai haver um impacto significativo no excedente de eletricidade do sistema de cogeração.

### **Desempenho econômico:**

Em relação ao custo de instalação deste sistema de compressão, ele aumentou em 181,6%, um custo significativo que ultrapassa o CAPEX total do cenário 1, o que resultará em novas discussões sobre a viabilidade de um sistema como esse. Esse aumento do CAPEX também resulta em um aumento dos custos de OPEX, que afetarão o fluxo de caixa anual. A tabela 12 ilustra as novas características da unidade.

**Tabela 12 - Unidade de compressão cenário 2**

<b>Unidade de compressão cenário 2:</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	48 946
Capacidade de compressão (tco <sub>2</sub> /ano)	628 764
Custo de CAPEX (M R\$)	149
Custo de OPEX (M R\$)	6,8

Fonte: Elaboração própria

### **4.5.3 Análise tecno-econômica**

Neste segundo cenário, a adição de uma unidade de captura pós-combustão impõe penalidades críticas à destilaria em termos de consumo de energia. De fato, o novo fluxo de CO<sub>2</sub> a ser capturado é mais de seis vezes maior do que no cenário número 1. Essa unidade de captura MEA é certamente a mais consumista, mas o impacto desse novo fluxo na unidade de compressão também o é. Para operar essas unidades durante toda a safra, é necessário consumir toda a eletricidade produzida pela unidade de cogeração, bem como parte da energia produzida pela combustão do biogás, a fim de manter a autonomia energética da destilaria. Isso resulta em uma penalidade energética de 82,1%, mas, graças ao uso de uma amina altamente eficiente, evita-se a compra de energia elétrica externa. No entanto, a combustão do bagaço é responsável por 80% das emissões de CO<sub>2</sub> da destilaria. Neste cenário, consegue capturar 85% das emissões totais, o que representa 0,63 Mt CO<sub>2</sub>, um número significativo para sistemas de BECCS e que incentiva a continuação das pesquisas para otimização de tal sistema, como ilustra a tabela 13.

**Tabela 13 - Desempenho técnico do cenário 2**

<b>Resumo do desempenho do cenário 2</b>	
Emissões da usina padrão	734444
Total emissões CO <sub>2</sub> do sistema (t CO <sub>2</sub> /ano)	105680
Total CO <sub>2</sub> capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	628764
Durante a safra	
CO <sub>2</sub> capturado da fermentação (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138
CO <sub>2</sub> capturado da combustão (t CO <sub>2</sub> /ano)	528626,7
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0
Excedente de energia sistema de cogeração (MWh/ano)	77786
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	52998
Excedente total	130784
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	48946
Consumo de energia unidade de captura MEA (MWh/ano)	61243
Consumo de energia unidade de captura PSA (MWh/ano)	0
Consumo adicional total (MWh/ano)	110190
Fora da safra	
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0,0
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	3459,6
Consumo de energia da unidade de compressão (MWh/ano)	0
Consumo de energia da unidade de captura PSA (MWh/ano)	0
Consumo adicional total (MWh/ano)	0
Resultados	
CO <sub>2</sub> total capturado (tCO <sub>2</sub> /ano)	628764 (85,6%)
Excedente de energia final (MWh/ano)	24053
Excedente de eletricidade por toneladas de cana (kWh/t)	15,15
Penalidade de energia (%)	82,1%

Fonte: Elaboração própria

Em relação ao desempenho econômico desse cenário, o PMV dobrou em relação ao cenário 1. Esse aumento se deve principalmente ao custo de CAPEX, que ultrapassa o bilhão de reais por causa dos custos da unidade MEA, tornando os custos de compressão e logística insignificantes. Um valor tão elevado pode desencorajar rapidamente os investidores e revela a falta de maturidade da tecnologia de captura em escala industrial. Mais investimentos e pesquisas nesse setor permitiria reduzir esses custos para uso na escala industrial.

No entanto, esse segundo cenário também apresenta vários pontos positivos a serem destacados. Primeiramente, em relação à unidade de compressão, o CAPEX dedicado apenas triplicou,

enquanto a quantidade de CO<sub>2</sub> capturado foi multiplicada quase por 6. Pode-se supor, portanto, que, com uma destilaria de capacidade maior, a rentabilidade da instalação de um sistema de captura seria muito mais interessante e isso se verifica também com a tecnologia de captura MEA. O estudo de VALENCIA e WALTER (2018) demonstra, por exemplo, que ao aumentar a capacidade da destilaria de 2 Mt/ano de cana-de-açúcar para 8 Mt/ano, o custo de captura de uma tonelada de CO<sub>2</sub> e o preço mínimo de venda do crédito CBIO são reduzidos em cerca de 40%. Uma redução desse nível traria o PMV do cenário 2 a um valor que permitiria a viabilidade da instalação até 2030, de acordo com as previsões mencionadas anteriormente do Banco Mundial.

Assim, na hipótese de uma capacidade de moagem maior ou mesmo em caso de previsão mais otimista da evolução do preço de venda do crédito de carbono, este cenário poderia ser finalmente mais lucrativo do que o cenário 1. De fato, para responder às dúvidas levantadas na análise do cenário 1 sobre a rentabilidade do investimento em termo de capacidade de captura, aqui o custo de captura de CO<sub>2</sub>. Um outro indicador, o custo CAPEX de captura em \$R/t CO<sub>2</sub>, que representa o custo de CAPEX total dividido pela quantidade de CO<sub>2</sub> capturada durante um ano, menos que dobrou para uma capacidade de captura 6 vezes maior, e o custo CAPEX de logística representa somente 4% do CAPEX total como mostrado na tabela 14. De fato, isso responde às dúvidas levantadas na análise do cenário 1 sobre a rentabilidade do investimento em termo de capacidade de captura. Esse indicador sugere que investir numa tecnologia de captura mais cara pode acabar sendo mais lucrativo. As recentes previsões do Banco Mundial sobre a evolução do preço do carbono corroboram essa ideia, estimando que o PMV globalmente até 2030 ficará entre 61 e 112 dólares. (WORLD BANK GROUP, 2023)

**Tabela 14 - Desempenho econômico do cenário 2**

<b>Resumo dos custos do cenário 2</b>	
Custos de CAPEX (M R\$)	
Unidade de compressão (M R\$)	149
Unidade de captura MEA (M R\$)	993,9
Unidade de captura PSA (M R\$)	0
Transporte e armazenamento (M R\$)	51,7
Custo CAPEX total (M R\$)	1194,7
Custo CAPEX com taxas (M R\$)	1379,9
Custos de OPEX	
Unidade de compressão (M R\$/ano)	6,9
Unidade de captura MEA (M R\$/ano)	57,6
Unidade de captura PSA (M R\$/ano)	0
Transporte e armazenamento (M R\$/ano)	1
Custo OPEX total	65,5
Indicadores de desempenho econômico	
Preço mínimo do crédito CBIO (R\$/t CO <sub>2</sub> )	552
Custo CAPEX por t CO <sub>2</sub> capturado (R\$/t CO <sub>2</sub> )	2194,6

Fonte: Elaboração própria

#### 4.6 Cenário 3 – Captura do CO<sub>2</sub> da fermentação e captura por upgrading do biogás

Neste terceiro cenário, é analisada a captura de CO<sub>2</sub> do processo de fermentação e da biodigestão. O biogás produzido a partir dos resíduos de torta de filtro e vinhaça passará por um processo de "upgrading", no qual o CO<sub>2</sub> será purificado, conforme apresentado na parte 3.2.4 deste trabalho. Considera-se o processo de adsorção em sólidos PSA (*Pressure Swing Adsorption*) que será desenvolvido na seção 4.2.3.2 em vez da purificação por água. O biogás será convertido em biometano puro a 96%, pronto para ser vendido e distribuído na rede nacional ou para ser queimado para produzir eletricidade, o CO<sub>2</sub> que está retirado nos adsorventes sólidos é capturado.

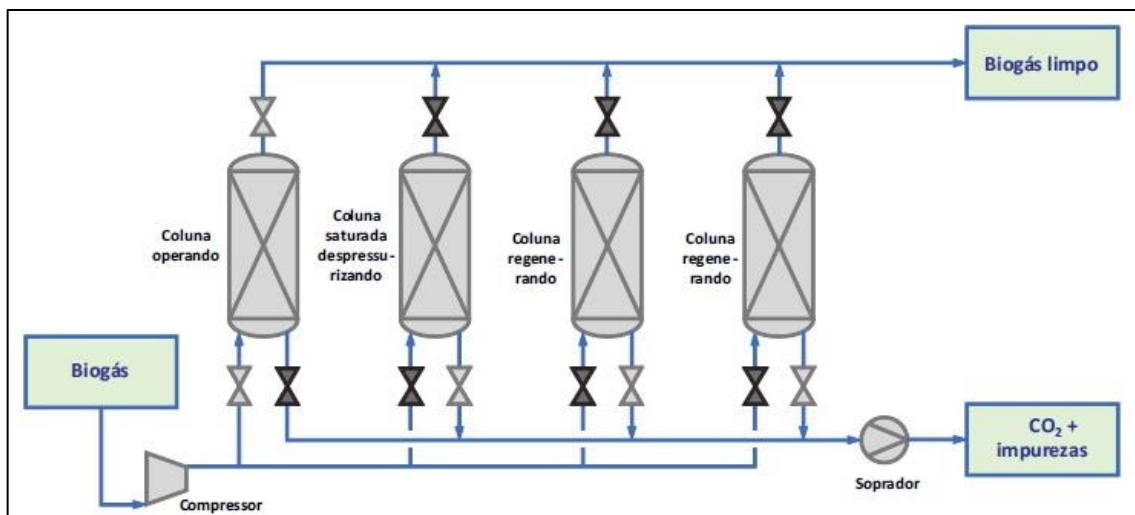


### 4.6.1 Unidade de captura por upgrading do biogás PSA

#### Desempenho técnico:

A particularidade deste cenário é a instalação de um sistema de captura PSA para purificar o biogás do CO<sub>2</sub> que ele contém. Ao contrário da purificação por absorção em um solvente como água, onde as moléculas de CO<sub>2</sub> se misturam ao solvente por reações químicas, a adsorção envolve ligações físicas, como as forças de Van der Waals. Assim, nesse processo, as moléculas de CO<sub>2</sub> se aderem à superfície de materiais sólidos utilizados, como carvão ativado, zeólitos e peneiras moleculares. Assim como no processo de absorção, o biogás é pressurizado e enviado através de uma coluna contendo o adsorvente, onde ocorre a captura do CO<sub>2</sub>. Várias colunas podem ser necessárias para capturar todo o CO<sub>2</sub>, e o adsorvente é então regenerado para recuperar o CO<sub>2</sub> capturado. A figura 15 esquematiza o processo. Esse processo é muito eficiente e permite obter biometano puro a 96%, significa que o 4% restante vão ser capturado com considerando ainda uma perda de 10% durante o processo. Outra vantagem é que, embora seja muito eficiente, essa unidade consome pouca energia para purificar todo o biogás anualmente. Para calcular esse consumo, foi utilizada uma média de consumo de 0,25 kWh/m<sup>3</sup> (COELHO et al., 2018).

Figura 15 - Esquema do funcionamento da unidade PSA



Fonte: COELHO et al. (2018)

### **Desempenho econômico:**

Para calcular os custos dos equipamentos, foi necessário calcular o volume máximo de biogás por hora ser tratado, que ocorre durante a safra e que é de 5343 m<sup>3</sup> /h. Com base nesse volume, foi decidida a instalação de 11 unidades de captura de 500 m<sup>3</sup>/h, de acordo com as referências da tabela 15, cujo preço foi atualizado em R\$ (2023). O mesmo processo foi aplicado para os custos de OPEX.

**Tabela 15 - Custos de CAPEX e OPEX unidade PSA**

PSA				
Investimento	Unidade	8 Nm <sup>3</sup> /h	150 Nm <sup>3</sup> /h	500 Nm <sup>3</sup> /h
<i>Upgrading do biogás</i>	US\$	1.227.330	1.666.080	2.991.690
Compressão	US\$	78.390	106.470	189.540
Estação de transferência	US\$	113.490	162.630	322.920
Tubulação de gás	US\$	169.650	169.650	169.650
Total de investimento	US\$	1.588.860	2.104.830	3.673.800
CAPEX anual	US\$/a	209.430	277.290	483.210
OPEX				
<i>Upgrading do biogás</i>	US\$/a	107.640	180.180	482.040
Compressão	US\$/a	8.190	11.700	22.230
Estação de transferência	US\$/a	25.740	46.800	147.420
Tubulação de gás	US\$/a			
Total de OPEX	US\$/a	141.570	238.680	651.690
CAPEX+OPEX	US\$/a	351.000	515.970	1.134.900
Custo anual de <i>upgrading</i> e injeção na rede	US\$/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	52,23	40,95	27,03
	US\$/kWh <sub>hu</sub>	5,22	4,10	2,70

Fonte: COELHO et al. (2018)

Com base nos dois cenários anteriores, pode-se observar que a instalação dessa tecnologia é extremamente cara em comparação com a baixa quantidade de emissões de CO<sub>2</sub> que ela permite evitar. Para fins de comparação aplicando uma proporcionalidade, com o mesmo CAPEX da unidade PSA, a unidade MEA apresentada no cenário 2 teria permitido a captura de quase 3

vezes mais CO<sub>2</sub>, e essa estimativa pega em conta as emissões evitadas com a venda do biometano que não ser usado como combustível (ver parte 4.6.3). Portanto, é necessário estudar qual fator dentro desta análise precisa ser alterado para melhorar a rentabilidade de tal tecnologia. A tabela 16 apresenta os dados da unidade de PSA no cenário 3.

**Tabela 16 - Unidade de captura por purificação PSA cenário 3**

<b>Unidade PSA cenário 3</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	6147
Capacidade de captura (T CO <sub>2</sub> /ano)	20660
Total emissões evitadas com o processo (t CO <sub>2</sub> /ano)	46943
Custo de CAPEX (M R\$)	233
Custo de OPEX (M R\$)	41

Fonte: Elaboração própria

#### 4.6.2 Unidade de compressão de CO<sub>2</sub>

##### **Desempenho técnico:**

A unidade de compressão utilizada é a mesma dos cenários anteriores. O fluxo de CO<sub>2</sub> proveniente da purificação do biogás é significativamente menor do que o da combustão do bagaço e representa apenas 3% das emissões da usina de referência. Portanto, o consumo de eletricidade aumenta muito pouco e permanece em um nível próximo ao do cenário 1.

##### **Desempenho econômico:**

Da mesma forma que para o desempenho técnico do sistema de compressão, os custos de CAPEX e OPEX do sistema não aumentam muito em relação ao cenário 1. A tabela 17 apresenta os dados da unidade de compressão desse cenário.

**Tabela 17 - Unidade de compressão do cenário 3**

<b>Unidade de compressão cenário 3:</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	9305
Capacidade de compressão (TCO <sub>2</sub> /ano)	147081
Custo de CAPEX (M R\$)	61,4
Custo de OPEX (M R\$)	3

Fonte: Elaboração própria

### 4.6.3 Premissas adicionais

#### **Venda do biometano:**

Com essa nova produção de biometano, existem duas opções. A primeira é queimar o metano usando motores Ciclo Otto para converter o biogás em energia elétrica. No entanto, essa energia elétrica será vendida pelo mesmo preço do MWh de biogás, com uma eficiência inferior devido às perdas de metano durante o processo de captura PSA. A segunda opção é vender diretamente o biometano para ser distribuído na rede nacional de gás.

Nesse cenário, considerando o baixo consumo dos equipamentos, a energia produzida pelo biometano não é essencial para manter a independência energética da destilaria. Além disso, como o biometano ainda é pouco produzido no Brasil, seu preço de venda é muito interessante e chega a 0,3US\$(2018) /m<sup>3</sup> na usina de Caucaia Landfill em Fortaleza (COELHO, 2020).

Ao comparar as duas opções de rendimento, determina-se que o lucro com a venda do biometano é de aproximadamente 10M R\$/ano maior do que sua conversão em eletricidade. Fica claro, então, que o retorno do investimento será muito mais interessante nesse cenário, vendendo diretamente o biometano.

#### **Emissões evitadas:**

Outro aspecto positivo é que a combustão do metano resultaria em sua conversão em 95% de CO<sub>2</sub>, que seria emitido pela destilaria. Se vende o biometano diretamente, pode-se considerar que todas as emissões do processo de biodigestão são evitadas, o que aumenta a venda de créditos de carbono.

#### **Compensação eletricidade:**

Neste cenário, uma vez que todo o biometano é vendido, não há mais produção de eletricidade fora da safra para alimentar a unidade de compressão e a unidade de captura PSA. O custo da eletricidade que precisa ser adquirida para operação fora da safra é, portanto, afetado pela venda de eletricidade durante a safra.

### **Venda de créditos GAS-REC:**

Neste cenário e no cenário 4, considera-se a venda de créditos GAS-REC relacionados à produção de biometano ou biogás. A Certificação GAS-REC rastreia o biogás ou biometano proveniente de usinas de produção de biogás ao longo da cadeia de suprimentos, a fim de comprovar que o consumidor de gás está utilizando a parte renovável do gás consumido e seus atributos ambientais. (TOTUM, 2023). Esse sistema de certificação, concedido pelo instituto TOTUM, ainda é muito novo e pouco desenvolvido no Brasil. Por essa razão, considera-se apenas como uma possível adição para a produção de biometano, mantendo seu preço fixo de 0,35 R\$/m<sup>3</sup> de biometano produzido, para que a variação ocorra apenas no crédito de carbono CBIO. (OPOVO, 2023)

#### **4.6.4 Análise tecno-econômica**

Neste terceiro cenário, a adição da unidade de captura PSA tem pouco impacto nas performances técnicas do sistema. Aumenta-se cerca de 7% das emissões evitadas em comparação com a destilaria de referência, evitando todas as emissões da queima do biogás. O impacto é sentido na penalidade energética em relação ao excedente padrão, pois não tem mais a produção de eletricidade decorrente do processo de biodigestão. No entanto, o verdadeiro benefício deste cenário não está na venda de eletricidade, mas sim na venda do biometano. A tabela 18 apresenta o desempenho técnico do cenário 3.

**Tabela 18 - Desempenho técnico do cenário 3**

<b>Resumo do desempenho do cenário 3</b>	
Emissões da usina padrão	734445
Total emissões CO <sub>2</sub> do sistema (t CO <sub>2</sub> /ano)	587364
Total CO <sub>2</sub> capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	147081
Durante a safra	
CO <sub>2</sub> capturado da fermentação (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138
CO <sub>2</sub> capturado da combustão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	19394
Excedente de energia sistema de cogeração (MWh/ano)	77786
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	0
Excedente total	77786
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	9305
Consumo de energia unidade de captura MEA (MWh/ano)	0
Consumo de energia unidade de captura PSA (MWh/ano)	5770,4
Consumo adicional total (MWh/ano)	15075,5
Fora da safra	
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	1266
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	0
Consumo de energia da unidade de compressão (MWh/ano)	78,3
Consumo de energia da unidade de captura PSA (MWh/ano)	376,6
Consumo adicional total (MWh/ano)	454,9
Resultados	
Emissões evitadas com a venda do biometano (t CO <sub>2</sub> /ano)	26283
CO <sub>2</sub> total capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	147081 (20%)
Excedente de energia final (MWh/ano)	62255,6
Excedente de eletricidade por toneladas de cana (kWh/t)	39
Penalidade de energia (%)	53,6%

Fonte: Elaboração própria

Como mencionado anteriormente, o custo da unidade de captura PSA é extremamente elevado em comparação com o CO<sub>2</sub> capturado. Poderia supor, como no cenário 2, que isso se deve ao tamanho reduzido de nossa destilaria ou da unidade utilizada. No entanto, nenhuma menção a uma unidade PSA com capacidade maior do que 500 m<sup>3</sup>/h foi encontrada na literatura para fins de comparação. Outros valores mais baixos e encorajadores para a mesma capacidade foram encontrados na literatura, porém são provenientes de fontes mais antigas e menos confiáveis, e, portanto, não são utilizados aqui (MIG BIOGAZ, 2015).

Além disso, mesmo que todo o CO<sub>2</sub> contido no biogás seja capturado, a quantidade permanece negligenciável em relação às emissões da destilaria padrão, e a venda de créditos de carbono não compensa de forma alguma esse custo. O PMV é de 697 R\$/t CO<sub>2</sub>, um preço inalcançável mesmo nos cenários mais positivos até 2030. Em relação ao custo CAPEX de captura, observa-se que este último ainda é superior ao do cenário 2, mas para cerca de 4 vezes menos CO<sub>2</sub> capturado anualmente. Esse indicador é muito pouco atrativo para os investidores.

Outro indicador interessante utilizado aqui é o preço de produção do biometano, que é calculado considerando o custo total de produção (CAPEX e OPEX inclusos) ao longo dos 30 anos de vida útil, dividido pela produção de biometano ao longo dos 30 anos de vida útil. Chega-se a um custo de produção de 4,21R\$/m<sup>3</sup> produzido, enquanto o preço de venda do metano em nosso estudo é de 1,73R\$/m<sup>3</sup>. Portanto, a produção de metano não é lucrativa no Brasil, considerando os valores utilizados neste estudo, e sua produção deve ser destinada a usos mais específicos que não incluam a captura de carbono. A tabela 19 apresenta o desempenho econômico do cenário 3.

**Tabela 19 - Desempenho econômico do cenário 3**

<b>Resumo dos custos do cenário 3</b>	
Custos de CAPEX (M R\$)	
Unidade de compressão (M R\$)	61,4
Unidade de captura MEA (M R\$)	0
Unidade de captura PSA (M R\$)	233,2
Transporte e armazenamento (M R\$)	52,5
Custo CAPEX total (M R\$)	347
Custo CAPEX com taxas	401
Custos de OPEX	
Unidade de compressão (M R\$/ano)	2,8
Unidade de captura MEA (M R\$/ano)	0
Unidade de captura PSA (M R\$/ano)	41,4
Transporte e armazenamento (M R\$/ano)	1,1
Custo OPEX total	45,2
Indicadores de desempenho econômico	
Preço mínimo do crédito CBIO (R\$/t CO <sub>2</sub> )	697
Custo CAPEX por t CO <sub>2</sub> capturado (R\$/t CO <sub>2</sub> )	2725,8
Custo de produção de 1m <sup>3</sup> de metano (R\$/m <sup>3</sup> )	4,2

Fonte: Elaboração própria

## 4.7 Cenário 4 – Captura do CO<sub>2</sub> dos três processos

Neste quarto e último cenário, as instalações têm como objetivo capturar o CO<sub>2</sub> proveniente de todas as fontes de emissão. Assim, além da unidade de compressão, também há a unidade de captura MEA e a unidade de captura PSA. O objetivo deste cenário é sintetizar todos os anteriores para obter as informações necessárias para concluir sobre as tecnologias com maior potencial em termos de captura de CO<sub>2</sub> na indústria de cana-de-açúcar no Brasil.

### 4.7.1 Premissas adicionais

#### **Combustão do biometano:**

Neste cenário, devido ao consumo de energia elétrica da unidade de compressão e da unidade de captura MEA, foi decidido produzir a eletricidade necessária para o funcionamento autônomo da destilaria por meio da combustão do biometano produzido. Para isso, são utilizados os motores Ciclo Otto já presentes na usina para a queima do biogás, sendo o biometano considerado um biogás composto por 96% de metano e 4% de CO<sub>2</sub>, de acordo com sua pureza após o processo de aprimoramento.

Essa solução é muito menos lucrativa economicamente do que a venda do biometano por várias razões. Em primeiro lugar, devido às perdas causadas pela unidade PSA, a produção de eletricidade é reduzida em 10% em comparação com a queima de biogás convencional. Além disso, o MWh produzido a partir de biometano no Brasil não é valorizado de forma diferente do biogás convencional, portanto, seu preço de venda também é de 250 R\$/MWh. O único valor econômico adicionado pela produção de biometano aqui é a venda de créditos de carbono pelo CO<sub>2</sub> capturado pela unidade PSA. Outro ponto importante a ser destacado é que a combustão do biometano resultará em sua conversão em 95% em CO<sub>2</sub>, que não pode ser capturado, reduzindo pela metade as emissões evitadas pelo processo de biodigestão do cenário 3 e, portanto, também resultando em uma perda na venda de créditos de carbono.



### 4.7.2 Unidade de captura pós-combustão MEA

A unidade MEA funciona exatamente da mesma forma que no cenário 2, com alto consumo de eletricidade e custo de instalação extremamente elevados, mas isso é justificado pela quantidade de CO<sub>2</sub> que ela é capaz de capturar. A tabela 20 apresenta as características da unidade de captura.

**Tabela 20** - *Unidade de captura pós-combustão MEA cenário 4*

<b>Unidade de captura MEA cenário 4</b>	
Consumo de energia da unidade de captura (MWh/ano)	61244
Capacidade de captura (90%) (t CO <sub>2</sub> /ano)	528627
Custo de CAPEX (M R\$)	994
Custo de OPEX (M R\$)	58

Fonte: Elaboração própria

### 4.7.3 Unidade de captura por upgrading do biogás PSA

Assim como a unidade MEA, a unidade PSA funciona da mesma forma que no cenário 3. Embora seu consumo de energia elétrica seja muito baixo, quase insignificante em comparação com a unidade de compressão ou a unidade MEA, seu custo de instalação é muito alto como mostra a tabela 21 em relação à quantidade de carbono que ela é capaz de capturar, representando apenas 6,4% das emissões da usina padrão.

**Tabela 21** - *Unidade de captura por purificação PSA cenário 4*

<b>Unidade PSA cenário 4</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	6147
Capacidade de captura (T CO <sub>2</sub> /ano)	20660
Custo de CAPEX (M R\$)	233
Custo de OPEX (M R\$)	41

Fonte: Elaboração própria

#### 4.7.4 Unidade de compressão de CO<sub>2</sub>

Neste cenário, a unidade de compressão opera da mesma forma, comprimindo os fluxos provenientes das 3 fontes de emissão. Assim como no cenário 2, o consumo significativo de energia elétrica é proveniente do CO<sub>2</sub> capturado pela unidade MEA, que captura 72% das emissões totais da usina.

Em termos de custos financeiros, o CAPEX (investimento inicial) da unidade de compressão é importante em comparação com os cenários 1 e 3, mas ainda é insignificante em relação aos custos das unidades de captura. Pode-se concluir que o impacto dessa unidade na rentabilidade do sistema completo é bastante baixo como mostra a tabela 22.

**Tabela 22 - Unidade de compressão cenário 4**

<b>Unidade de compressão cenário 4:</b>	
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	50456,3
Capacidade de compressão (t CO <sub>2</sub> /ano)	649 425
Custo de CAPEX (M R\$)	152,90
Custo de OPEX (M R\$)	7,03

Fonte: Elaboração própria

#### 4.7.5 Análise técnico econômica

Para analisar o desempenho deste cenário, pode-se nos basear no cenário 2 ao qual adiciona-se a unidade de captura PSA. Embora a penalidade energética tenha aumentado 10%, a taxa de captura aumentou apenas 3%, o que reflete não a falta de eficiência do sistema PSA, mas sim sua falta de utilidade no contexto da captura de carbono da destilaria. Também se observa que o excedente de eletricidade por tonelada de cana-de-açúcar é de apenas 6,59 kWh/t, o menor excedente de todos os cenários, isso ocorre porque, além de consumir mais energia do que o cenário 2, se produz energia com o biometano em vez do biogás. A tabela 23 apresenta os resultados do desempenho técnico do cenário 4.

**Tabela 23 - Desempenho técnico cenário 4**

<b>Resumo do desempenho do cenário 4</b>	
Emissões da usina padrão	734445
Total emissões CO <sub>2</sub> do sistema (t CO <sub>2</sub> /ano)	85020
Total CO <sub>2</sub> capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	649425
Durante a safra	
CO <sub>2</sub> capturado da fermentação (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138
CO <sub>2</sub> capturado da combustão (t CO <sub>2</sub> /ano)	528627
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	19394
Excedente de energia sistema de cogeração (MWh/ano)	77786
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	47507
Excedente total	125293
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	50456
Consumo de energia unidade de captura MEA (MWh/ano)	61244
Consumo de energia unidade de captura PSA (MWh/ano)	5770
Consumo adicional total (MWh/ano)	117471
Fora da safra	
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	1266
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	3101
Consumo de energia da unidade de compressão (MWh/ano)	90
Consumo de energia da unidade de captura PSA (MWh/ano)	377
Consumo adicional total (MWh/ano)	466
Resultados	
CO <sub>2</sub> total capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	649425
Excedente de energia final (MWh/ano)	10457
Excedente de eletricidade por toneladas de cana (kWh/t)	7
Penalidade de energia (%)	92

Fonte: Elaboração própria

Os resultados financeiros também podem ser analisados em comparação com os do cenário 2. Em termos de rentabilidade econômica, este cenário não é viável financeiramente, mais uma vez devido à adição da unidade PSA. Para capturar apenas 3% a mais de CO<sub>2</sub>, os custos de CAPEX aumentaram 20% e os custos de OPEX aumentaram 63%. Esses indicadores confirmam com maior intensidade a constatação das análises anteriores: a captura PSA não é adequada neste estudo de caso. É interessante mencionar que o custo do CAPEX por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado é menor neste cenário em comparação com o cenário 3, demonstrando novamente o potencial da captura MEA, cuja rentabilidade consegue compensar o buraco econômico que é a captura PSA. A tabela 24 apresenta os resultados econômicos do cenário 4.

**Tabela 24 - Desempenho econômico do cenário 4**

<b>Resumo dos custos do cenário 4</b>	
Custos de CAPEX (M R\$)	
Unidade de compressão (M R\$)	153
Unidade de captura MEA (M R\$)	994
Unidade de captura PSA (M R\$)	233
Transporte e armazenamento (M R\$)	53
Custo CAPEX total	1433
Custo CAPEX com taxas	1655
Custos de OPEX	
Unidade de compressão (M R\$/ano)	7
Unidade de captura MEA (M R\$/ano)	58
Unidade de captura PSA (M R\$/ano)	41
Transporte e armazenamento (M R\$/ano)	1
Custo OPEX total	107
Indicadores de desempenho econômico	
Preço mínimo do crédito CBIO (R\$/t CO <sub>2</sub> )	601
Custo CAPEX por t CO <sub>2</sub> capturado (R\$/t CO <sub>2</sub> )	2548

Fonte: Elaboração própria

#### 4.8 Conclusão do estudo de caso

A tabela 25 abaixo apresenta os resultados do estudo de caso do presente estudo, comparando os dados dos cenários adotados. A análise técnica desses diferentes cenários nos leva a concluir que o uso de tecnologia de captura de carbono deve ser determinado de acordo com o contexto de captura e a quantidade de CO<sub>2</sub> a ser capturado. Primeiramente, como os cenários 3 e 4 indicam com a tecnologia PSA, não é necessário usar tecnologia MEA ou PSA se a quantidade de CO<sub>2</sub> a ser capturado for baixa, pois a venda de créditos de carbono não compensará o custo muito alto de instalação e manutenção dessas tecnologias. Da mesma forma, a construção de um gasoduto e a perfuração do solo para o armazenamento do carbono não são uma solução sustentável para o meio ambiente ou economicamente viável se o fluxo de CO<sub>2</sub> capturado não tiver um impacto significativo nos objetivos de redução das emissões de gases de efeito estufa, como é o caso nos cenários 1 e 3.

Em segundo lugar, sempre com o objetivo de reduzir as emissões, a usina deve ser capaz de lidar com as penalidades energéticas muito significativas resultantes da captura. Nos cenários 2 e 4, quase toda a energia excedente disponível foi consumida. Comprar energia externa ao sistema para garantir o funcionamento da captura pode, ao contrário, prejudicar a redução das emissões.

Sem mencionar o aspecto econômico, no contexto deste estudo de caso, a tecnologia mais interessante é claramente a captura MEA, que permite reduzir a maior fonte de emissão, que é a queima do bagaço, apesar dos altos custos energéticos. A captura da fermentação evita a instalação de um sistema de captura com alto consumo de energia, mas limita a quantidade de CO<sub>2</sub> capturado. No entanto, é a única tecnologia que permite capturar carbono sem ter um impacto significativo em termos de energia ou economia. Por fim, em relação ao sistema de captura PSA, apesar de sua eficiência na purificação, esse sistema é o menos eficiente em termos de penalidade energética em relação à quantidade de CO<sub>2</sub> capturado.

**Tabela 25 - Comparação técnica dos cenários**

<b>Desempenhos técnicos</b>	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Emissões da usina padrão (tCO <sub>2</sub> /ano)	734 445	734 445	734 445	734 445
Total emissões CO <sub>2</sub> do sistema (t CO <sub>2</sub> /ano)	634 307	105 681	587 364	85 020
Total CO <sub>2</sub> capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	100 138	628 764	147 081	649 425
Durante a safra	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> capturado da fermentação (t CO <sub>2</sub> /ano)	100 138	100 138	100 138	100 138
CO <sub>2</sub> capturado da combustão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0	528 627	0	528 627
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0	0	19 394	19 394
Excedente de energia sistema de cogeração (MWh/ano)	77 786	77 786	77 786	77 786
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	52 998	52 998	0	47 507
Excedente total (MWh/ano)	130 784	130 784	77 786	125 293
Consumo de energia unidade de compressão (MWh/ano)	7 986	48 946	9 305	50 456
Consumo de energia unidade de captura MEA (MWh/ano)	0	61 244	0	61 244
Consumo de energia unidade de captura PSA (MWh/ano)	0	0	5 770	5 770
Consumo adicional total (MWh/ano)	7 986	110 190	15 075	117 471
Fora da safra	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> capturado da biodigestão (t CO <sub>2</sub> /ano)	0	0	1 266	1 266
Excedente de energia sistema de biodigestão (MWh/ano)	3 460	3 460	0	3 101
Consumo da unidade de compressão (MWh/ano)	0	0	78	90
Consumo de energia da unidade de captura PSA (MWh/ano)	0	0	377	377
Consumo adicional total (MWh/ano)	0	0	455	466
Resultados	0	0	0	0
CO <sub>2</sub> total capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	100 138 (13,6%)	628 764 (85,6%)	147 081 (20%)	649 425 (88,4%)
Excedente de energia final (MWh/ano)	126 258	24 054	62 256	10 457
Excedente de eletricidade por toneladas de cana (kWh/t)	80	15	39	7
Penalidade de energia (%)	6%	82%	54%	92%

Fonte: Elaboração própria

A comparação econômica tem a vantagem de levar em consideração tanto as penalidades energéticas quanto o CO<sub>2</sub> capturado no cálculo do PMV e do custo CAPEX. Primeiramente, é importante observar que, de acordo com nossa modelagem e as suposições feitas, nenhum dos cenários é economicamente viável no contexto atual. No entanto, o mercado RenovaBIO teve um crescimento de +100% entre 2021 e 2022 (GOV.BR, 2023) e os investimentos continuam aumentando em 2023 (NOVACANA, 2023). Esses indicadores positivos levam a crer que a implementação dessas tecnologias BECCS pode se tornar muito lucrativa economicamente no futuro, além de evitar as emissões de gases de efeito estufa.

No caso do cenário 1, que possui o PMV mais baixo, o verdadeiro problema está no custo do transporte e armazenamento de carbono. Uma solução para as usinas no estado de São Paulo, muitas vezes próximas umas das outras, seria compartilhar os custos desse gasoduto, a fim de reduzir o custo financeiro para cada uma, bem como o impacto ambiental e na paisagem dessa construção. Dessa forma, esse cenário seria viável para pequenas usinas com capacidade de moagem inferior ou igual à do nosso estudo de caso, que não podem arcar com o custo energético e financeiro da captura MEA. A instalação de um gasoduto comum com o mesmo local de armazenamento geológico poderia tornar a captura por fermentação economicamente viável.

O cenário 2, por sua vez, é reservado para grandes usinas. Já se mostra na análise do estudo de caso que os custos de compressão diminuem com a quantidade de carbono capturado. Além disso, esse cenário possui a melhor relação entre a quantidade de CO<sub>2</sub> capturado e o custo CAPEX de captura. Também pode-se mencionar novamente o estudo de VALENCIA e WALTER (2018), que mostra que quanto maior a capacidade de moagem, menor o PMV e o custo CAPEX de captura. Portanto, diante da conjectura atual, é possível que a captura pós-combustão já seja economicamente viável para algumas usinas.

Para concluir sobre os cenários 3 e 4, a instalação de uma tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> por purificação do biogás claramente não é adequada para o sistema BECCS na indústria de cana-de-açúcar. A produção de biometano ainda é recente no Brasil, e há muitas oportunidades para produzir e utilizar esse gás, que se torna muito atraente, especialmente na Europa e especificamente em Portugal, onde o governo propõe comprar o biometano produzido localmente a um preço de 62 €/MWh (DIARO DA REPÚBLICA, 2023). A implementação de uma política semelhante no Brasil poderia impulsionar a produção de biometano em outros contextos ou até mesmo no do nosso estudo de caso, se o preço de venda for suficientemente alto.

**Tabela 26 - Comparação econômica dos cenários**

<b>Desempenhos econômicos</b>	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Custos de CAPEX (M R\$)	0			
Unidade de compressão (M R\$)	53	149	61	153
Unidade de captura MEA (M R\$)	0	994	0	994
Unidade de captura PSA (M R\$)	0	0	233	233
Transporte e armazenamento (M R\$)	52	52	53	53
Custo CAPEX total	105	1195	347	1433
Custo CAPEX com taxas	121	1380	401	1655
Custos de OPEX	0	0	0	0
Unidade de compressão (M R\$/ano)	2	7	3	7
Unidade de captura MEA (M R\$/ano)	0	58	0	58
Unidade de captura PSA (M R\$/ano)	0	0	41	41
Transporte e armazenamento (M R\$/ano)	1	1	1	1
Custo OPEX total	3	66	45	107
Indicadores de desempenho econômico	0	0	0	0
Preço mínimo do crédito CBIO (R\$/t CO <sub>2</sub> )	276	552	697	601
Custo CAPEX por t CO <sub>2</sub> capturado (R\$/t CO <sub>2</sub> )	1207	2195	2726	2548
CO <sub>2</sub> total capturado (t CO <sub>2</sub> /ano)	100138	628764	147081	649425

Fonte: Elaboração própria



## 5. CONCLUSÕES GERAIS

Embora o financiamento para a instalação de tais tecnologias ainda pareça difícil atualmente, pode-se ver neste estudo que o Brasil é provavelmente um dos países com melhores condições para a instalação destas tecnologias. O país é independente da energia, com grande parte de seu mix energético proveniente de energias renováveis, das quais a biomassa representa uma parte não negligenciável. Por outro lado, ser o maior produtor mundial de cana-de-açúcar também oferece a possibilidade de experimentar diferentes cenários em múltiplas usinas para determinar qual o equilíbrio entre captura, reutilização e armazenamento é o mais econômico e ambientalmente viável. As tecnologias de captura na indústria canavieira estão maduras há vários anos e o desenvolvimento do etanol de segunda ou mesmo terceira geração mostra que o potencial dos resíduos da cana-de-açúcar é bem conhecido e estudado. Já se demonstra neste estudo de caso que essa abordagem com cenários e avaliação tecno-econômica funciona, encontrando diferentes soluções potencialmente viáveis para a captura de carbono apenas a partir da análise de quatro cenários, todos os cálculos dos cenários são disponíveis no apêndice A. Portanto, é necessário intensificar os esforços por meio de estudos de caso que levem em consideração outros fatores ou outras tecnologias, a fim de avançar em direção a uma solução ainda mais viável que atraia investimentos. No entanto, a experimentação em condições reais continua sendo um passo indispensável para o verdadeiro desenvolvimento do setor de tecnologias BECCS na indústria de cana-de-açúcar. Para avaliar a rentabilidade de tais sistemas e tranquilizar os investidores, entretanto, é essencial que o Brasil estabeleça padrões claros para todos os setores da economia no que diz respeito ao mercado de carbono. Isto facilitará a determinação dos benefícios da armazenagem subterrânea de carbono, que atualmente são estimados com base no mercado voluntário.

Estudos futuros podem se concentrar nos diferentes usos possíveis do CO<sub>2</sub> na indústria de cana-de-açúcar para encontrar outros benefícios além da venda de créditos de carbono para tornar economicamente viáveis os sistemas BECCS. Em primeiro lugar, as diferentes fontes e processos de produção de hidrogênio em relação às tecnologias BECCUS na indústria canavieira, por ser um recurso cada vez mais popular que pode ser utilizado como bioenergia, permitindo assim maiores reduções nas emissões das usinas. Pode-se analisar, então, outros

possíveis usos do CO<sub>2</sub> nos diversos setores da indústria brasileira, em particular para a produção de metanol.

## LISTA DE REFERENCIAS

ABGI. **TRL: Recursos financeiros por níveis de maturidade tecnológica.** 2019. Disponível em <<https://abgi-brasil.com/trl-recursos-financeiros-por-niveis-de-maturidade-tecnologica/>> Acesso em: 30/11/2022

A. LOPEZ, D. ROIZARD, E. FAVRE, A. DUFOUR. **RECORD : Les procédés de capture du CO2. Cas des unités de traitement et de valorisation thermique des déchets.** State of art, 2013, 118 p, n°11-0236/1A. Disponível em < [https://record-net.org/storage/etudes/11-0236-1A/synthese/Synth\\_record11-0236\\_1A.pdf](https://record-net.org/storage/etudes/11-0236-1A/synthese/Synth_record11-0236_1A.pdf) > Acesso em: 08/10/2022

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Listas dos produtores de etanol e biometano no Brasil.** Documento Excel. 2023. Acesso em: 01/06/2023.

ARNALDO WALTER, JOAQUIM SEABRA, JANSLE ROCHA, MARJORIE GUARENCHI, NATHÁLIA VIEIRA, DESIRÈE DALMANE, JOÃO L SANTOS. **Georeferenced database on ethanol distilleries and soy processing plants.** SAFmaps, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2020. Disponível em < <https://data.mendeley.com/datasets/kwdd5mbg4h/1> >. Acesso em: 01/06/2023

ARNALDO WALTER **Entrevista privada sobre o tema do BECCS no quadro da realização desse trabalho.** Professor da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), São Paulo. 2023

ARSESP. **Dispõe sobre a proposta de regulação da introdução do biometano na rede de distribuição de gás natural.** nota técnica n° 004/2016. São Paulo. Disponível em: < [http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG\\_N\\_004\\_2016.pdf](http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG_N_004_2016.pdf) >. Acesso em: 05/06/2023

ASHLEIGH COUSINS, PAUL FERRON, JENNY HAYWARD, KAIQI JIANG, RONGRON ZHAI. **IEAGHG: Further Assessment of Emerging CO<sub>2</sub> Capture Technologies for the power sector and their potential to reduce Costs.** 2019-09, September 2019. Disponível em < <https://www.ieaghg.org/publications/technical-reports/reports-list/9-technical-reports/944-2019-09-further-assessment-of-emerging-co2-capture-technologies-for-the-power-sector-and-their-potential-to-reduce-costs> >. Acesso em: 15/11/2022.

ATLAS COPCO. **CO<sub>2</sub> comprimido x ar comprimido.** Disponível em < <https://www.atlascopco.com/pt-br/compressors/wiki/compressed-air-articles/co2-vs-compressed-air> > Acesso em: 30/10/22

BAHLALI MOHAMED ET AL. **Rapport MIG Biogaz**. Projeto de estudante de primeiro ano de engenharia, École des Mines de Paris, Paris. Disponível em: < <https://www.ctp.minesparis.psl.eu/Donnees/data01/166-SynthA-se-Mig-Biogaz.pdf> >. Acesso em: 25/06/2023.

BMA ADVOGADOS. **Le gouvernement fédéral commence à réglementer le marché du carbone au Brésil. 2022**. Disponível em < <https://www.bmalaw.com.br/conteudo/bma-french-desk/le-gouvernement-federal-commence-a-reglementer-le-marche-du-carbone-au-bresil-et-une-infographie-montre-les-details-telechargez> > Acesso em: 30/10/22

CECO ENVIRONMENTAL. **Unité de Déshydratation du gaz naturel**. 2021. Disponível em < <https://www.cecoenviro.com/fr/des-produits/unite-de-deshydratation-de-gaz-naturel-2/> > Acesso em: 12/11/22

CELSO PROCKNOR. **Potencial de energia da indústria depende do bagaço de cana disponível**. Visão Agrícola n°8. 2008. Disponível em < <https://www.esalq.usp.br/visaoagricola/sites/default/files/VA08-qualidade02.pdf> > Acesso: 05/06/2023

CONJUR CONSULTOR JURIDICO. **Brasil está atrasado na regulamentação do mercado de créditos de carbono**. 2022. Disponível em < [https://www.conjur.com.br/2022-ago-22/brasil\\_atrasado\\_regulamentacao\\_creditos\\_carbono#:~:text=No%20Brasil%2C%20%20valor%20foi,capturado%20e%20convertido%20em%20cr%C3%A9dito.&text=Apesar%20dos%20n%C3%Bameros%20expressivos%2C%20,para%20esse%20tipo%20de%20negocia%C3%A7%C3%A3o](https://www.conjur.com.br/2022-ago-22/brasil_atrasado_regulamentacao_creditos_carbono#:~:text=No%20Brasil%2C%20%20valor%20foi,capturado%20e%20convertido%20em%20cr%C3%A9dito.&text=Apesar%20dos%20n%C3%Bameros%20expressivos%2C%20,para%20esse%20tipo%20de%20negocia%C3%A7%C3%A3o) > Acesso em: 08/10/22

CROP LIFE BRASIL. **Biocombustíveis, a agricultura como fonte de energia renovável**. 2020. Disponível em < <https://croplifebrasil.org/conceitos/biocombustiveis-a-agricultura-como-fonte-de-energia-renovavel/> > Acesso em: 08/10/22

DANILO PERECIN, KAREN LOUISE MASCARENHAS, SUANI T. COELHO. **Oportunidades e desafios do BECCS na transição energética e percepção pública no Brasil**. Research Centre for Greenhouse Gas Innovation, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

DANILO, PERECIN; MASCARENHAS, KAREN L.; COELHO, SUANI; MENEGHINI, JULIO. **Perspectives for bioenergy with carbon capture and storage implementation in Brazil**. Research Centre for Greenhouse Gas Innovation, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

DANILO PERECIN; SUANI COELHO. **Bioenergy with Carbon Capture and Storage**. Aula da matéria IEE0006: Biomassa como Fonte de Energia - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

DIARIO DA REPÚBLICA. **Portaria nº15/2023, de 4 de janeiro**. Portugal, 2023. Disponível em < <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/15-2023-205689383> >. Acesso em: 23/06/2023

EDUARDO PAULON GIRARDI. **Agronegócio sucroenergético e desenvolvimento no Brasil**. 2019. Disponível em < <https://journals.openedition.org/confins/19517?lang=pt> > Acesso em: 13/04/2023

E.I. KOYTSOUMPA, D. MAGIRI – SKOULOUDI, S. KARELLAS, E. KAKARAS, **Bioenergy with carbon capture and utilization: A review on the potential deployment towards a European circular bioeconomy**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 152, Article 111641, December 2021. Disponível em < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121009163> >. Acesso em: 5/11/2022

EMBRAPA. **Cana. 2022**. Disponível em < [Cana - Portal Embrapa](#) > Acesso em: 12/11/22

EXPERT XP. **Panorama da produção de Cana-de-açúcar no Brasil e no mundo**. 2022. Disponível em < <https://conteudos.xpi.com.br/fundos-imobiliarios/relatorios/panorama-da-producao-de-cana-de-acucar-no-brasil-e-no-mundo/> > Acesso em: 08/10/22

GOV.BR. **Balanco RenovaBIO**. 2023. Disponível em < <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio-1/balanco-renovabio> >. Acesso em: 10/06/2023.

GRUPO DE PESQUISA EM BIOENERGIA. **Hydrogen potential from Brazil's sugarcane sector**. Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, São Paulo. 2023. Acesso em 02/06/2023

IBGE INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Produção de Cana-de-açúcar**. Confins, número 40, 2019. Disponível em < <https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/cana-de-acucar/br> > Acesso em: 30/10/22

IEA INSTITUTO DE ECONOMIA AGRÍCOLA. **Alta na Produção e nas Exportações de Açúcar Marca a Safra 2020/21 de Cana**. 2021. Disponível em < <http://www.iea.sp.gov.br/out/TerTexto.php?codTexto=15925> > Acesso em: 08/10/22

IEA. **Today in the Lab – Tomorrow in Energy?: Unlocking the potential of bioenergy with carbon capture and utilization or storage (BECCUS)**. 2020. Disponível em <

<https://www.iea.org/articles/unlocking-the-potential-of-bioenergy-with-carbon-capture-and-utilisation-or-storage-beccus> > Acesso em: 12/11/22

INFRAESTRUTURA E MEIO AMBIENTE. **Resultado das Safras 2012/2013**. 2012. Disponível em < <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/etanolverde/resultado-das-safras/>>. Acesso em: 22/06/2023

INVESTSP: AGÊNCIA PAULISTA DE PROMOÇÃO DE INVESTIMENTOS E COMPETITIVIDADE. **Agronegócios, Cana-de-açúcar**. São Paulo, 2017. Disponível em <<https://www.investe.sp.gov.br/setores-de-negocios/agronegocios/cana-de-acucar/>> Acesso em: 12/11/22

INVESTSP: AGÊNCIA PAULISTA DE PROMOÇÃO DE INVESTIMENTOS E COMPETITIVIDADE. **Palha da cana: mil e uma utilidades**. São Paulo, 2017. Disponível em < <https://www.investe.sp.gov.br/noticia/palha-da-cana-mil-e-uma-utilidades/> > Acesso em: 12/11/22

JOÃO MARCELO MEDINA KETZER; CLAUDIA XAVIER MACHADO; GABRIELA CAMBOIM ROCKETT; RODRIGO SEBASTIAN IGLESIAS. **Brazilian atlas of CO2 Capture and geological storage**. Center of Excellence in Research and Innovation in Petroleum, Mineral Resources and Carbon Storage, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2014. Disponível em < <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/190903/brazilian-atlas-co2-capture-geological-storage.pdf> >. Acesso em: 22/06/2023

JOÃO VITOR DE OLIVEIRA MARACCINI; JOAQUIM EUGÊNIO ABEL SEABRA. **Avaliação econômica e ambiental da captura do CO2 no setor sucroalcooleiro**. 29º congresso de Iniciação Científica da UNICAMP, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021. Disponível em < <https://www.prp.unicamp.br/inscricao-congresso/resumos/2021P19318A36699O2899.pdf> >. Acesso: 05/06/2023

JOSÉ ROBERTO MOREIRA, VIVIANE ROMEIRO, SABINE FUSS, FLORIAN KRAXNER, SÉRGIO A. PACCA. **BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues**. Applied Energy. Volume 179, 1 October 2016, p. 55-63. Disponível em < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916308194> >. Acesso em 11/11/2022.

KATIA NACHILUK; REJANE CECÍLIA RAMOS. **O Setor Sucroenergético no Brasil em 2015**. Instituto de Economia Agronomia, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.iea.agricultura.sp.gov.br/out/TerTexto.php?codTexto=14209>> Acesso em: 08/10/22

KINEA.blog. **INSIGHTS: O Curioso Caso dos Créditos de Carbono.** KINEA INVESTIMENTOS, March 2022. Disponível em <[https://www.kinea.com.br/blog/o\\_curioso\\_caso\\_dos\\_creditos-de-carbono/](https://www.kinea.com.br/blog/o_curioso_caso_dos_creditos-de-carbono/)> Acesso em: 12/11/22

LEONARD GRÉGOIRE, HEYEN GEORGES. **Optimisation du procédé de captage de CO<sub>2</sub> dans des solvants aminés.** Récents Progrès en Génie des Procédés, Numéro 101. Laboratoire d'analyse et de synthèse des systèmes chimiques, Université de Liège, Liège Sart-Tilman. 2011. Disponível em <<https://orbi.uliege.be/bitstream/2268/111414/1/Article%20Publi%C3%A9.pdf>> Acesso em: 12/11/22

MARILIN DOS SANTOS. **Entrevista privada sobre o tema do BECCS no quadro da realização desse trabalho.** Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2023

MARILIN MARIANO DOS SANTOS. **Potencial técnico de captura de dióxido de carbono das destilarias de etanol de cana do estado de São Paulo.** Reunião de Acompanhamento de Projetos da Diretoria do Programa de Bioenergy Carbon Capture and Storage. Research Centre for Greenhouse Gas Innovation, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

MIJNDERT VAN DER SPEK, ANDREA RAMIREZ, ANDRE FAAIJ. **Challenges and uncertainties of ex ante techno-economic analysis of low TRL CO<sub>2</sub> capture technology: Lessons from a case study of an NGCC with exhaust gas recycle and electric swing adsorption.** Volume 208, 15 December 2017, Pages 920-934. Acesso em: 10/06/2023.

MIRANDA, J. L.; \* MOURA, L. C; DE FERREIRA, DE H. B. P.; ABREU, T. **O Antropoceno e o CO<sub>2</sub>: Processos de Captura e Conversão.** Revista Virtual Química, 10 (6), no prelo. 2018. Disponível em <[https://www.semanticscholar.org/paper/The\\_Anthropocene\\_and\\_CO2%3A\\_Processes\\_of\\_Capture\\_and\\_Miranda\\_Moura/b5ff89c48a17a5b10d2102468da2927529b73ce1](https://www.semanticscholar.org/paper/The_Anthropocene_and_CO2%3A_Processes_of_Capture_and_Miranda_Moura/b5ff89c48a17a5b10d2102468da2927529b73ce1)> Acesso em: 21/04/2023

NOVACANA. **As usinas de Açúcar e Etanol do Brasil.** 2022. Disponível em <[https://www.novacana.com/usinas\\_brasil](https://www.novacana.com/usinas_brasil)> Acesso em: 08/10/22

NOVACANA. **FS Bioenergia vai investir R\$ 250 mi para ter 1ª usina com pegada de carbono negativa.** 2021. Disponível em <<https://www.novacana.com/n/industria/investimento/fs-bioenergia-investir-r-250-mi-1-usina-pegada-carbono-negativa-220621>> Acesso em: 08/10/22

NOVACANA. **Funcionamento de uma usina (destilaria) de etanol.** 2023. Disponível em < <https://www.novacana.com/noticias/funcionamento-usina-destilaria>>. Acesso em: 25/05/2023.

NOVACANA. **Preços CBIO supera marca R\$200 segunda quinzena de junho.** 2022. Disponível em < <https://www.novacana.com/noticias/preco-cbios-supera-marca-r-200-segunda-quinzena-junho-040722>>. Acesso em 10/06/2023

NUBANK. **Taxa Selic 2023: acompanhe a variação ao longo do ano.** 2023. Disponível em < <https://blog.nubank.com.br/taxa-selic-2023/> >. Acesso em 25/06/2023

OPOVO. **Marquise Ambiental firma venda de GAS-REC de biometano para Heineken.** Disponível em < <https://www.opovo.com.br/noticias/economia/2023/03/21/marquise-ambiental-firma-acordo-para-fornecer-biometano-para-heineken.html> >. Acesso em: 18/06/2023.

PATRICIA LUIS. **Use of monoethanolamine (MEA) for CO<sub>2</sub> capture in a global scenario: Consequences and alternatives.** Desalination, Vol. 380, 15 2016, p 93-99. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001191641500418X> >. Acesso em: 25/06/2023.

QUIMICA. **Tecnologia ambiental: Usinas recuperam CO<sub>2</sub>.** 2014. Disponível em < <https://www.quimica.com.br/tecnologia-ambiental-usinas-recuperam-co2/> > Acesso em: 12/11/22

RAUDI INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. **Raudi Chemical Salts Project.** Project design document form. 2020. Disponível em <<https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/ISL27XMDUNYR3Z1F8CQJEO45WABG6T>> Acesso em: 12/11/22

SARA RESTREPO-VALENCIA; ARNALDO WALTER. **Techno-Economic Assessment of Bio-Energy with Carbon Capture and Storage Systems in a Typical Sugarcane Mill in Brazil.** Energies Vol. 12, Issue 6, 2019, Article number 1129. Disponível em < [https://www.researchgate.net/publication/332016212\\_TechnoEconomic\\_Assessment\\_of\\_Bio\\_Energy\\_with\\_Carbon\\_Capture\\_and\\_Storage\\_Systems\\_in\\_a\\_Typical\\_Sugarcane\\_Mill\\_in\\_Brazil](https://www.researchgate.net/publication/332016212_TechnoEconomic_Assessment_of_Bio_Energy_with_Carbon_Capture_and_Storage_Systems_in_a_Typical_Sugarcane_Mill_in_Brazil)>. Acesso em: 20/05/2022

SARA RESTREPO-VALENCIA. **Avaliação da viabilidade técnico-econômica de sistemas BECCS na geração de eletricidade com uso de biomassa residual da cana.** Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas,



Campinas. 2022. Disponível em: < <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/1254404> >. Acesso em: 25/05/2023.

STATISTA, **Volume de production de canne à sucre par pays dans le monde**. 2020. Disponível em <<https://fr.statista.com/statistiques/570451/principaux-pays-producteurs-canne-a-sucre-monde/>> Acesso em: 08/10/22

SUANI COELHO. **Biomethane from Caucaia Landfill Fortaleza - Ceara**. Extrato de apresentação do Grupo de pesquisa em Bioenergia, Insituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2020.

SUANI COELHO, VANESSA GARCILASSO, ANTÔNIO JUNIOR, MARILIN MARIANO DOS SANTOS, CAIO JOPPERT. **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano**. Série RCGI/USP/SYNERGIA – Gases combustíveis e Sustentabilidade. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo. Synergia Editora: São Paulo: 2018.

TOTAL. **Le process : la déshydratation du gaz**. Manual de formação COURS EXP-PR-PR130 Révision 0.1. 2007. Disponível em : < <https://docplayer.fr/18748214-Le-process-la-deshydratation-du-gaz-manuel-de-formation-cours-exp-pr-pr130-revision-0-1.html> > Acesso em : 21/04/2023

ÚNICA. **Bioeletricidade**. 2023. Disponível em < <https://unica.com.br/setor-sucroenergetico/bioeletricidade/> > Acesso em: 16/04/2023

ÚNICA. **bioeletricidade da cana julho de 2019. Números da bioeletricidade**. 2019. Disponível em < <https://unica.com.br/wp-content/uploads/2019/07/UNICA-Bioeletricidade-julho2019-1.pdf> >. Acesso em: 16/04/2023

ÚNICA. **Cana-de-açúcar é fonte de 19% da energia consumida no Brasil**. 2021. Disponível em: <<https://unica.com.br/noticias/cana-de-acucar-e-fonte-de-19-da-energia-consumida-no-brasil/>>. Acesso em: 16/04/2023

UNICADATA. **Histórico de produção e moagem de açúcar e etanol**. Observatório da cana e da bioenergia. 2023. Disponível em: < <https://unicadata.com.br/listagem.php?idMn=4> >. Acesso em: 17/04/2023.

UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. **FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL, Paris Agreement, NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION (NDC), 2022**. Disponível em < <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Updated%20-%20First%20NDC%20-%20FINAL%20-%20PDF.pdf> > Acesso em: 14/04/2023

WORLD BANK GROUP. **Executive Summary: States and trend of Carbon pricing 2023.**  
2023. Disponível em <  
<https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/f34bc312-dd6c-4add-ba80-069b5ac20d36/content> > Acesso em: 24/06/2023

## APÊNDICE

### **APÊNDICE A - Link para a planilha de cálculo:**

[https://drive.google.com/drive/folders/1S6vK7yJhwUCGJl26n\\_lgQITYBRt82\\_WX?usp=sharing](https://drive.google.com/drive/folders/1S6vK7yJhwUCGJl26n_lgQITYBRt82_WX?usp=sharing)