

GLAUBER FURTADO

Análise da viabilidade de migração de cogeração a gás natural para  
cogeração a biomassa em uma planta industrial

SÃO PAULO  
2021

GLAUBER FURTADO

Análise da viabilidade de migração de cogeração a gás natural para  
cogeração a biomassa em uma planta industrial

Monografia apresentada ao Programa de  
Educação Continuada da Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo  
para obtenção do título de Especialista em  
Energias Renováveis, Geração Distribuída  
e Eficiência Energética.

SÃO PAULO  
2021

GLAUBER FURTADO

Análise da viabilidade de migração de cogeração a gás natural para  
cogeração a biomassa em uma planta industrial

Monografia apresentada ao Programa de  
Educação Continuada da Escola  
Politécnica da Universidade de São Paulo  
para obtenção do título de Especialista em  
Energias Renováveis, Geração Distribuída  
e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Geração de  
Energia, geração distribuída e cogeração.

Orientador: Prof. Msc. Ronaldo Andreos

SÃO PAULO  
2021

## **DEDICATÓRIA**

Dedico esta monografia àquelas pessoas especiais que exercem ou exerceram influência sobre minha vida:

À minha esposa e companheira, Alessandra, por ser a luz do meu caminho. Sempre.

Aos meus filhos, Lucas e Danilo, que são a razão para eu seguir em frente e não desistir.

Aos meus pais, José Carlos e Nádia (*in memoriam*) por me mostrarem que a educação é o caminho.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus mestres e professores, pela generosidade e dedicação na formação das pessoas.

Ao mestre Ronaldo Andreos, por suas dicas valiosas e sua inestimável paciência.

A todos os meus colegas especialistas, pelas excelentes discussões e pontos de vista divergentes que tanto enriquecem nossa vida.

“Feliz aqueles cujo conhecimento é livre de  
ilusões e superstições”  
(Sidarta Gautama, o Buda)

## RESUMO

A presente monografia discute a viabilidade técnico-econômica da migração de uma central de cogeração a gás natural existente, instalada em uma indústria, para uma central de cogeração a biomassa de cavaco de madeira. Compara as diferenças técnicas e características do dimensionamento pelos ciclos *topping* e *bottoming*, estima os custos de operação e aponta vantagens e desvantagens relativas à confiabilidade operacional de cada solução escolhida. Avalia outras duas alternativas, uma composta por geração de energia elétrica a gás natural e geração de vapor com biomassa, e outra, com geração de vapor com biomassa e compra de energia elétrica do sistema. Discute brevemente sobre o *break-even* entre gás natural e biomassa.

Após levantamento dos perfis atuais de consumo de vapor e energia elétrica, apresenta os balanços de massa de cada solução e, simula os custos operacionais anuais com base na tarifa atual de gás natural de cogeração e na tarifa de gás natural projetada pelo novo mercado de gás. As projeções foram feitas com base em no potencial futuro de produção, transporte e distribuição no estado de SP e nos impactos do cenário internacional nos preços.

Para a biomassa, mostra o potencial da produção, fornecimento e custos de biomassa a partir de fontes renováveis, especialmente florestas de eucaliptos cultivadas para essa finalidade, somados aos riscos inerentes à logística dessa cadeia de suprimentos, e as oportunidades na redução da emissão de CO<sub>2</sub> equivalente para a atmosfera.

Para a energia elétrica, apresenta o plano nacional de expansão da oferta, com ênfase na compra de energia produzida por fontes renováveis através do mercado livre, e discute os impactos causados por eventuais falhas na rede de transmissão.

Os resultados apresentados evidenciam que a decisão sobre a migração depende não somente dos aspectos econômico-financeiros, mas também da segurança e confiabilidade operacional, da política de sustentabilidade e da capacidade de investimento da empresa.

Palavras-chave: Cogeração. Biomassa. Gás Natural. Viabilidade técnico-econômica. Indústria.

## ABSTRACT

This monograph discusses the technical-economic feasibility of moving from an existing natural gas cogeneration plant, installed in an industry, to a wood chip biomass cogeneration plant. It compares technical differences and design characteristics of topping and bottoming cycles, estimates operating costs and points out advantages and disadvantages related to the operational reliability of each solution. Besides, evaluates two additional alternatives, one consisting of natural gas power generation combined with biomass steam generation, and another, consisting of biomass steam generation only, and electricity purchased from grid. Briefly discusses the break-even between natural gas and biomass.

After gathering data of current steam and electricity consumption, presents the material balances of each solution and simulates the annual operating costs based on the current cogeneration natural gas tariff and the natural gas tariff projected by the new gas market. The projections were made based on the future potential of production, transport and distribution of natural gas in the state of SP and on the impacts of the international scenario on prices.

For biomass, it shows the potential of production, supply and costs of biomass from renewable sources, especially eucalyptus forests cultivated for this purpose, added to the risks inherent in the logistics of this supply chain, and the opportunities for reducing equivalent CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere.

For electricity, it presents the national expansion plan, with emphasis on the purchase of energy produced from renewable sources through the free market, and discusses the impacts caused by failures in the transmission network.

The results presented show that the decision making on moving the cogeneration does not depends only on economic and financial aspects, but also on operational safety and reliability, on the sustainability policy and on the company's investment capacity.

**Keywords:** Cogeneration. Biomass. Natural Gas. Technical and Economical feasibility. Industry.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Cogeração: conceito .....	2
<b>Figura 2</b> - <i>Bottoming cycle</i> .....	5
<b>Figura 3</b> - <i>Topping cycle</i> .....	6
<b>Figura 4</b> - Cogeração com Turbina a Vapor de condensação e extração controlada.	7
<b>Figura 5</b> - Cogeração com Turbina a Vapor de contra pressão .....	8
<b>Figura 6</b> - Cogeração com Turbina a gás e recuperação de calor .....	8
<b>Figura 7</b> - Cogeração com Ciclo combinado, sistema de contra pressão e recuperação .....	9
<b>Figura 8</b> - Mapa da produção de cana-de-açúcar no Brasil .....	25
<b>Figura 9</b> - Mapa georreferenciado do potencial técnico de energia elétrica disponível no Estado de SP a partir dos resíduos do setor sucroenergético: vinhaça + torta de filtro + palha .....	26
<b>Figura 10</b> - Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Interligado .....	30
<b>Figura 11</b> - Cadeia do Gás Natural no Brasil .....	36
<b>Figura 12</b> - Diagrama esquemático das UTEs a Gás Natural e gasodutos associados .....	40
<b>Figura 13</b> - Empresas distribuidoras de Gás Natural no Brasil .....	41
<b>Figura 14</b> - Mapa de concessão de gás natural no Estado de SP .....	42
<b>Figura 15</b> - Cogeração a Gás Natural - Configuração atual .....	48
<b>Figura 16</b> – Cogeração a Biomassa - Configuração proposta .....	52
<b>Figura 17</b> - Ciclo Rankine para a Biomassa .....	53
<b>Figura 18</b> – Cogeração Híbrida: Turbina a Gás Natural + Caldeira de Biomassa .....	57
<b>Figura 19</b> - Caldeira de Biomassa + Eletricidade do Grid .....	61

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b> - Evolução da Capacidade Instalada de Biomassa no Brasil .....	14
<b>Gráfico 2</b> - Evolução da Capacidade Instalada de Gás Natural no Brasil .....	14
<b>Gráfico 3</b> - Evolução da Capacidade Instalada de Biogás no Brasil.....	15
<b>Gráfico 4</b> - Evolução da Capacidade Instalada de Solar Fotovoltaica no Brasil.....	15
<b>Gráfico 5</b> - Evolução da quantidade (m <sup>3</sup> ) de madeira extraída, por tipo de floresta no Brasil .....	18
<b>Gráfico 6</b> - Área de Árvores Plantadas, em milhões de hectares .....	18
<b>Gráfico 7</b> - Distribuição e evolução da área com plantios de Eucalipto por Estado..	19
<b>Gráfico 8</b> - Distribuição e evolução da área com plantios de Pinus por Estado .....	19
<b>Gráfico 9</b> - Produtividade e rotação média no Brasil versus outros importantes players mundiais .....	20
<b>Gráfico 10</b> - Evolução da área certificada PEFC no Brasil .....	22
<b>Gráfico 11</b> - Área florestal certificada com selo Cerflor no Brasil por Estado em 2017 .....	22
<b>Gráfico 12</b> - Evolução do número de certificados e área certificada FSC no Brasil .	23
<b>Gráfico 13</b> - Área florestal certificada com selo FSC no Brasil, por Estado em 2017 .....	23
<b>Gráfico 14</b> - Produção de Cana-de-Açúcar 1980-2020 .....	24
<b>Gráfico 15</b> - Índice de Preços e Produtos Industriais .....	27
<b>Gráfico 16</b> - Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil, por Fonte .....	28
<b>Gráfico 17</b> - Capacidade Instalada de Geração Elétrica em MW .....	29
<b>Gráfico 18</b> - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW.....	31
<b>Gráfico 19</b> - Participação das fontes na capacidade instalada da geração centralizada .....	32
<b>Gráfico 20</b> - Variação do PLD médio mensal, em R\$, nos últimos 10 anos .....	34
<b>Gráfico 21</b> - Variação do PLD médio mensal, em R\$, nos últimos 15 anos .....	34
<b>Gráfico 22</b> - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação – 31/12/2020 .....	37
<b>Gráfico 23</b> - Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização (terra e mar) – 2011-2020 .....	37
<b>Gráfico 24</b> - Produção de gás natural por concessionário – 2020.....	38

<b>Gráfico 25</b> - Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) - 2011-2020 .....	39
<b>Gráfico 26</b> - Preços futuros do Óleo cru – Mercado Internacional.....	43
<b>Gráfico 27</b> - Preços internacionais de Gás Natural .....	43
<b>Gráfico 28</b> - Projeção de longo prazo - preço internacional de Oléo Cru Brent.....	44
<b>Gráfico 29</b> - Projeção de longo prazo - preço internacional de Gás Natural Henry Hub.....	44
<b>Gráfico 30</b> - Histórico de preço de gás natural Petrobras para as distribuidoras.....	45
<b>Gráfico 31</b> - Comparação de preços de Gás Natural nos vários mercados .....	45
<b>Gráfico 32</b> - Perfil de consumo de Vapor Saturado @12 bar .....	48
<b>Gráfico 33</b> - Perfil de consumo de Energia Elétrica (MW) .....	49
<b>Gráfico 34</b> – Cogeração a biomassa: Fluxo de caixa acumulado em 15 anos .....	56
<b>Gráfico 35</b> - Geração de vapor com biomassa: Fluxo de caixa acumulado em 15 anos .....	63

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Comparaçao de eficiências: Termelétrica x Cogeraçao.....	3
<b>Tabela 2</b> - Características técnicas de aplicação da cogeração .....	4
<b>Tabela 3</b> - Resumo dos principais esquemas de cogeração e FUE correspondente..	9
<b>Tabela 4</b> - Resumo das características das tecnologias de cogeração .....	11
<b>Tabela 5</b> - Comparação entre cultivo de eucalipto tradicional e de ciclo curto .....	21
<b>Tabela 6</b> - Resultados do 33º Leilão de Energia Nova A-3 .....	33
<b>Tabela 7</b> - Resultados do 34º Leilão de Energia Nova A-4 .....	33
<b>Tabela 8</b> – Cogeração a Gás Natural (Atual) - Balanço Energético .....	50
<b>Tabela 9</b> - Cogeração a Gás Natural - Custos operacionais anuais .....	51
<b>Tabela 10</b> - Cogeração a Biomassa - Cálculo da potência elétrica líquida disponível .....	54
<b>Tabela 11</b> - Cogeração a Biomassa - Custos operacionais anuais com Eletricidade .....	54
<b>Tabela 12</b> - Cogeração a Biomassa - Custos operacionais anuais.....	55
<b>Tabela 13</b> – Cogeração GN x Biomassa: Parâmetros e resultados financeiros .....	56
<b>Tabela 14</b> - Cogeração "Híbrida" - Balanço Energético .....	58
<b>Tabela 15</b> - Cogeração "Híbrida" - Custos operacionais anuais .....	59
<b>Tabela 16</b> - Cogeração Híbrida: parâmetros e resultados financeiros .....	60
<b>Tabela 17</b> - Geração de Vapor com Biomassa e Energia Elétrica do Grid – Custos anuais.....	62
<b>Tabela 18</b> - Geração de Vapor com Biomassa - parâmetros e resultados financeiros .....	62
<b>Tabela 19</b> - Resumo das análises financeiras de cada cenário .....	64
<b>Tabela 20</b> - Comparação dos custos anuais estimados para cada solução .....	64
<b>Tabela 21</b> – Principais vantagens e desvantagens das soluções apresentadas .....	65

## LISTA DE SIGLAS

ABEGAS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CATT3	<i>Computer Aided Thermodynamic Tables 3</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CENBIO	Centro Nacional de Referência em Biomassa
CERFLOR	Programa Brasileiro de Certificação Florestal
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
COP	Conferência das Partes
COVID	<i>Corona Vírus Disease</i>
EIA	Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FSC	<i>Forest Stewardship Council</i>
GBio	Grupo de Pesquisa em Bioenergia
GLP	Gás Liquefeito Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IBÁ	Indústria Brasileira de Árvores
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MME	Ministério de Minas e Energia

ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEFC	<i>Program for the Endorsement of Forest Certification Schemes</i>
PETROBRÁS	Petróleo Brasileiro S.A.
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNIF	Sistema Nacional de Informações Florestais
TE	Tarifa de Energia
TG	Turbina a Gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TV	Turbina a Vapor
UHE	Usina Hidroelétrica
ÚNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
GW	Gigawatt
kcal	Quilocaloria
kcal/h	Quilocaloria por hora
kg/s	Quilograma por segundo
kJ/kg	Quilojoule por quilograma
kJ/s	Quilojoule por segundo
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
$\text{m}^3$	metro cúbico
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
Nm <sup>3</sup>	Normal metro cúbico
R\$	Real
t	tonelada
t/h	tonelada por hora
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
W	Watt

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	1
<b>1. ESTADO DA ARTE .....</b>	1
<b>1.1. Cogeração: conceito e aplicações .....</b>	1
<b>1.2. Dimensionamento da cogeração .....</b>	5
<b>1.3. Fator de utilização de energia – FUE .....</b>	6
<b>1.4. Balanço Energético .....</b>	7
<b>1.5. Tipos de combustível utilizados .....</b>	10
<b>1.6. Principais tecnologias e equipamentos utilizados .....</b>	11
<b>1.7. Cogeração qualificada .....</b>	13
<b>1.8. Panorama da cogeração no Brasil .....</b>	13
<b>2. AVALIAÇÃO DOS MERCADOS DE BIOMASSA, ELETRICIDADE E GÁS NATURAL .....</b>	17
<b>2.1. O mercado de Biomassa .....</b>	17
<b>2.2. O mercado de Energia Elétrica .....</b>	27
<b>2.3. O mercado de Gás Natural no Brasil .....</b>	34
<b>3. ANÁLISE COMPARATIVA DAS SOLUÇÕES .....</b>	47
<b>3.1. Configuração atual – Cogeração a Gás Natural .....</b>	47
<b>3.2. Configuração proposta – Cogeração a Biomassa .....</b>	52
<b>3.3. Configuração alternativa #1 – Cogeração Híbrida: Turbina a Gás Natural + Caldeira de Biomassa .....</b>	57
<b>3.4. Configuração Alternativa #2 – Caldeira de Biomassa + Eletricidade do Grid .....</b>	61
<b>3.5. Discussões .....</b>	64
<b>4. CONCLUSÃO .....</b>	67
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	69

## INTRODUÇÃO

A busca pela redução de custos, eficiência energética e confiabilidade operacional, em um mercado cada mais competitivo, é uma constante nos processos industriais brasileiros. Soma-se a isso os compromissos e metas de sustentabilidade das empresas que demanda a busca por alternativas que reduzam as emissões de CO<sub>2</sub> na manufatura de seus produtos.

Os sistemas de cogeração de energia têm papel fundamental nesse cenário, especialmente por permitir configurações personalizadas à aplicação e ter flexibilidade na utilização de diversos tipos de combustíveis, sejam eles sólidos, líquidos ou gasosos. Nesse aspecto, o Brasil em especial possui enorme potencial para a cogeração devido a excelente oferta de biomassa e de gás natural, principalmente. Por outro, lado, há uma crescente expansão na oferta de energia elétrica de fontes renováveis, destacando-se a eólica e a solar fotovoltaica.

O objetivo deste trabalho é, a partir do conhecimento sobre as características dos principais tipo de ciclos energéticos usados na configuração de uma central de cogeração, analisar a viabilidade técnico-econômica da mudança da fonte de combustível primária e suas implicações, substituindo o gás natural pela biomassa de cavaco de madeira e/ou bagaço de cana, motivado principalmente pelo uso de fontes renováveis de energia visando atingir as metas de sustentabilidade estabelecidas pela indústria.

Para auxiliar na tomada de decisão, quatro alternativas foram apresentadas, discutidas, e comparadas sob os aspectos técnicos e econômicos.

### 1. ESTADO DA ARTE

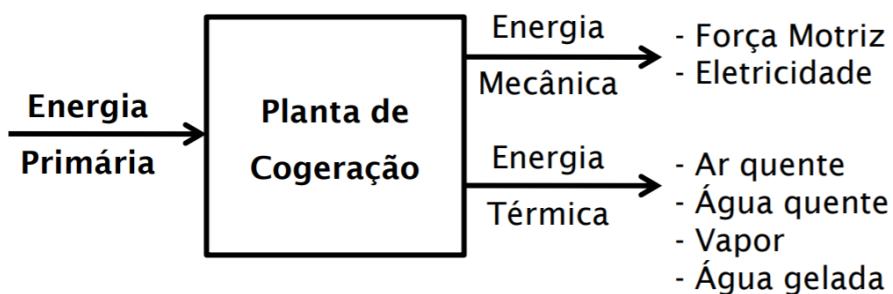
#### 1.1. Cogeração: conceito e aplicações

A cogeração pode ser definida como o processo no qual, a partir de uma única fonte de energia combustível (energia primária), geram-se duas outras formas de energia,

normalmente mecânica e térmica (energia secundária), as quais serão utilizadas pelas empresas em suas atividades.

A energia mecânica gerada pode ser convertida em energia elétrica enquanto a energia térmica pode ser convertida e utilizada na forma de calor ou frio, conforme mostra o diagrama da Figura 1.

**Figura 1** - Cogeração: conceito



Fonte: SIMÕES MOREIRA, 2019

Como fonte primária, pode-se usar óleo combustível, carvão, gás natural ou gás liquefeito, biogás, biomassa e energia solar. No Brasil, os principais combustíveis utilizados na cogeração de energia são o gás natural e a biomassa proveniente do bagaço de cana.

Através do processo de cogeração é possível extrair uma maior quantidade de energia de determinado combustível na forma de eletricidade e calor (ou frio), chegando a aproveitamentos de 85% da energia total do combustível. (SIMÕES MOREIRA, 2019).

### 1.1.1. Classificação dos sistemas de cogeração

Segundo a ARSESP, a cogeração pode ser classificada em quatro tipos de sistemas (SIMÕES MOREIRA, 2019):

- Sistemas de companhias elétricas – utilizando principalmente geradores de vapor de baixa pressão para geração de energia elétrica e aproveitamento de calor residual;
- Sistemas industriais – com a preocupação na diversificação da matriz energética, alguns países incentivam a aplicação de cogeração nas indústrias com a criação de leis e descontos;
- Sistemas de calefação – utilização de produção de energia elétrica e água quente para distribuição em bairros através de sistemas de dutos

pressurizados, podendo utilizar geração de água gelada para climatização também;

- Sistemas de energia total – sistemas desconectados da rede elétrica, onde toda a necessidade de energia elétrica, calefação ou climatização é produzida internamente.

Como o principal objetivo da cogeração é a obtenção do maior aproveitamento energético de determinado combustível, ela pode ser aplicada em qualquer empreendimento com necessidade simultânea da duas energias, elétrica e térmica, sendo indicada principalmente para aqueles que procuram diminuir os custos operacionais, aumentar sua competitividade operacional, ter autossuficiência energética, aumentar a confiabilidade e qualidade da energia, além de reduzir impactos ambientais pela diminuição da emissão de gases efeitos estufa.

Quando comparados com os sistemas convencionais de geração exclusiva de energia elétrica através das usinas termelétricas, os sistemas de cogeração são mais eficientes em quaisquer configurações possíveis. Adicionalmente, reduzem a necessidade de investimentos em infraestrutura nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica pois são instalados próximos aos consumidores finais.

A Tabela 1 resume e compara a eficiência entre os dois sistemas em suas diversas configurações:

**Tabela 1** - Comparação de eficiências: Termelétrica x Cogeração

Ciclo	Otto ou Diesel	Rankine	Brayton	Combinado
Termelétrica	40 a 46%	30 a 35%	30 a 45%	57%
Cogeração	62%	50%	70 a 75%	>70%

Fonte: COGEN

### **1.1.2. Principais aplicações e características técnicas**

Por serem versáteis e configurados de acordo com a necessidade do uso final de energia, os processos de cogeração são aplicados nos mais variados setores de atividades, tanto industrial como comercial. Alguns dos principais usos são: (COGEN, 2021):

- Industrial: como calor de processo e na produção de vapor aplicado ao produto em praticamente qualquer segmento de atividade (Alimentos, Bebidas, Química, Petroquímica, Farmacêutica, Papel e Celulose, Têxtil, entre outros);
- Comercio e Serviços, na geração de frio (ar-condicionado) e para aquecimento de água, principalmente em Centros Comerciais, Hotéis e Hospitais.
- Sucroalcooleiro, com o uso do bagaço e da palha da cana para gerar vapor e energia elétrica para as Usinas, e aproveitando dos excedentes gerados para venda.

Os principais parâmetros que devem ser considerados e avaliados na tomada de decisão pelo usuário final são: o balanço energético, a capacidade de investimento e disposição para riscos, a expectativa de economia e a segurança operacionais, o segmento do negócio e a qualidade da manutenção, entre outros.

A tabela 2 apresenta as principais características técnicas para aplicação da cogeração.

**Tabela 2** - Características técnicas de aplicação da cogeração

Característica	Cogeração Industrial	Cogeração setor terciário
Segmento típico	Química, Papel & Celulose, Metalúrgica, Alimentos, Bebidas, Têxtil, Madeira, Mineração, Cerâmica, Laminção & Tratamento Térmico, Forno de Vidro e Refinaria De Petróleo	Supermercado, <i>Shopping Center</i> , Hospital, Hotel, Edifício Comercial e Corporativo, <i>Data Center</i> e <i>Call Center</i>
Facilidade de integração com energias renováveis e residuais	Moderada a Alta	Baixa a Moderada
Nível de temperatura	Alto	Baixo a Médio
Capacidade do sistema	1 a 500 MWe	Até 10 MWe
Máquina térmica primária	Turbina a Vapor, Turbina a Gás, Ciclo Combinado, Motor	Motor a Combustão Interna (ciclo OTTO), motor <i>Stirling</i> ,

	a Combustão Interna (ciclo diesel)	célula combustível e microturbina
Combustível de energia primária	Combustível gasoso, líquido ou sólido, gás residual de processo	Combustível gasoso ou líquido
Principais usos	Indústria - energia para as utilidades	Usuários finais e utilidades
Balanço energético	<i>Bottoming cycle</i>	<i>Topping cycle</i>
Principal geração de energia	Vapor e eletricidade	Eletricidade, climatização e água quente

Fonte: SIMÕES MOREIRA, 2019

## 1.2. Dimensionamento da cogeração

Durante a fase de dimensionamento de uma planta de cogeração, o balanço energético deve considerar o atendimento às demandas térmica e elétrica de modo a obter o melhor aproveitamento energético do combustível, ou seja, maximizar o rendimento do sistema. (ANDREOS, 2013).

Há dois tipos de dimensionamento básico: *bottoming cycle* e *topping cycle*.

No *bottoming cycle*, indicado na Figura 2, o dimensionamento é feito para atendimento primário da energia térmica do processo, e a energia mecânica e/ou elétrica tem utilização secundária. Em geral, é utilizado em processos nos quais o custo de combustível é baixo (usina de cana-de-açúcar e celulose, por exemplo).

Figura 2 - *Bottoming cycle*



Fonte: ANDREOS, 2013

No *topping cycle*, indicado na Figura 3, o dimensionamento é feito para atendimento primário da energia mecânica, que é transformada em energia elétrica, e a energia da exaustão pode ser recuperada e aproveitada na forma de energia térmica em outros processos. É o tipo mais comumente utilizado.

**Figura 3 - Topping cycle**



Fonte: ANDREOS, 2013

Não há um padrão definido para o dimensionamento de uma central de cogeração e, portanto, cada projeto é único e exclusivo. Deve-se levar em consideração as demandas térmicas e elétricas bem como analisar o perfil de consumo das utilidades e as características de temperatura dos processos para escolha da tecnologia mais adequada.

Pelo lado econômico, é preciso verificar custo e disponibilidade de combustíveis no local da instalação, possibilidade de venda dos excedentes gerados, e se há incentivos fiscais para o investimento e/ou operação da central.

Além disso, é essencial atentar-se para as questões ambientais, principalmente as relacionadas às emissões atmosféricas, nível de ruído gerado, consumo de água e descarte de efluentes, e impactos no entorno.

No Brasil, qualquer projeto de cogeração será atrativo para o segmento industrial se o tempo de retorno do investimento não for superior a 05 anos. Contudo, se o fator de decisão for garantir a segurança operacional, esse tempo tende a ser maior.

### **Fator de utilização de energia – FUE**

O Fator de Utilização de Energia é a fração do aproveitamento da energia de um combustível que é transformada em energia mecânica e/ou térmica e é definido pela expressão 1.3.1:

$$FUE = \frac{W + Q_u}{C} \quad (1.3.1)$$

onde:

- $W$  é o trabalho de geração eletromecânica por unidade de massa, em kJ/kg ou kcal/kg.
- $Q_u$  é o calor útil por unidade de massa de combustível, em kJ/kg ou kcal/kg
- $C$  é o poder calorífico do combustível, em kJ/kg ou kcal/kg

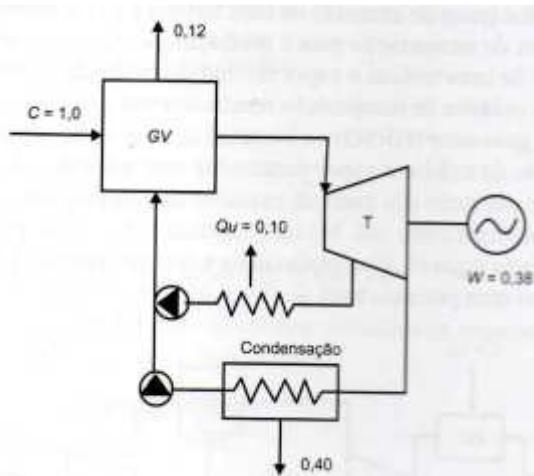
### 1.3. Balanço Energético

Há muitas possibilidades de configurações e balanços energéticos para a cogeração em função da aplicação, do tipo de dimensionamento e equipamentos utilizados, e da finalidade do negócio.

A seguir, ilustraremos as principais máquinas térmicas e os esquemas básicos de cogeração, associados aos seus respectivos indicadores de energia.

Na figura 4, temos a cogeração por ciclo Rankine composto por gerador de vapor (GV), turbina a vapor de condensação e extração controlada (T), gerador elétrico (W), condensador e bomba de calor. Essa configuração é bastante usada em centrais que usam a biomassa como combustível. A turbina a vapor de condensação permite manter a geração elétrica constante, e o excesso de vapor não consumido pelo processo é enviado ao condensador.

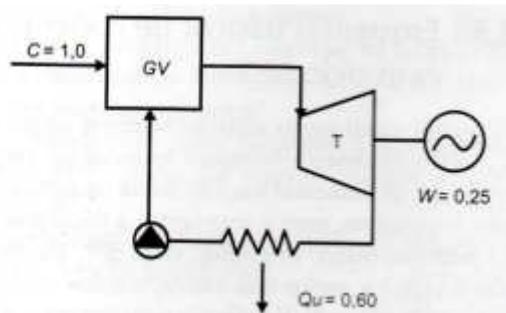
**Figura 4 - Cogeração com Turbina a Vapor de condensação e extração controlada**



Fonte: Simões Moreira, 2019

A figura 5 representa o ciclo Rankine composto por gerador de vapor (GV), turbina a vapor de contra pressão (T), gerador elétrico (W), condensador e bomba de calor. Neste caso, por causa das características da turbina de contra pressão, a geração de energia elétrica está diretamente relacionada ao consumo de vapor do processo e oscila com as variações. É indicada para processos nos quais o uso da energia térmica é mais relevante que o da energia elétrica.

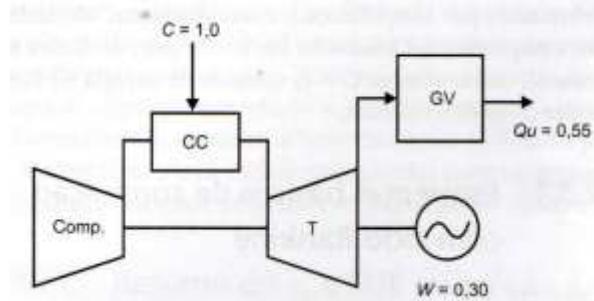
**Figura 5** - Cogeração com Turbina a Vapor de contra pressão



Fonte: Simões Moreira, 2019

A figura 6 representa o ciclo Brayton composto por compressor (Comp.), câmara de combustão (CC), turbina a gás (TG), gerador elétrico (W) e gerador de vapor (GV) que pode se utilizar da energia térmica dos gases exaustos da turbina coo auxiliar no aquecimento da água. É indicada para processos nos quais o uso da energia elétrica é prioritário.

**Figura 6** - Cogeração com Turbina a gás e recuperação de calor

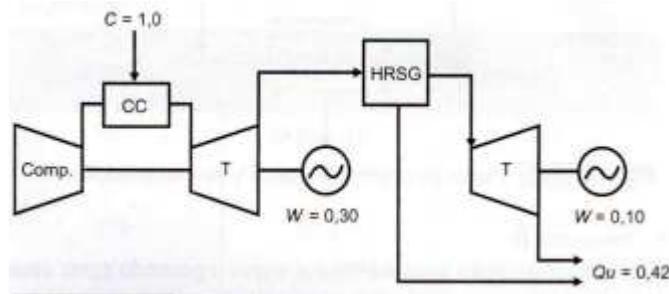


Fonte: Simões Moreira, 2019

A figura 7 representa o ciclo Combinado (Brayton + Rankine) o qual se aproveita das vantagens dos dois ciclos. É composto por compressor (Comp.), câmara de

combustão (CC), turbina a gás (TG), gerador de vapor com recuperação de calor (HRSG, da sigla em inglês), turbina a vapor de vapor (TV) e dois geradores elétricos (W), um conectado à turbina a gás e outro, à turbina a vapor. Essa configuração é que possui o maior rendimento energético. Contudo é indicada somente para processos nos quais o uso das energias térmica e elétrica é proporcionalmente relevante.

**Figura 7** - Cogeração com Ciclo combinado, sistema de contra pressão e recuperação



Fonte: Simões Moreira, 2019

Na tabela 3 estão resumidas as principais características energéticas dos esquemas apresentados. O melhor Fator de Utilização de Energia é obtido pelas configurações que usam turbina a vapor de contra pressão ou turbina a gás (FUE = 0,85) enquanto que a pior configuração é aquela que utiliza turbina a vapor de condensação (FUE = 0,48).

**Tabela 3** - Resumo dos principais esquemas de cogeração e FUE correspondente

Esquema de cogeração	F	W	Qu	FUE
Turbina a Vapor de condensação e extração controlada	1,0	0,38	0,10	0,48
Turbina a Vapor de contra pressão	1,0	0,25	0,60	0,85
Turbina a gás com recuperação de calor	1,0	0,30	0,55	0,85
Ciclo combinado com sistema de contra pressão	1,0	0,40	0,42	0,82

Fonte: Autor, adaptada de SIMÕES MOREIRA, 2019

#### **1.4. Tipos de combustível utilizados**

Segundo SIMÕES MOREIRA (2019), uma das vantagens da cogeração é que ela possui uma boa flexibilidade em relação aos diversos tipos de combustíveis existentes nos seus mais variados estados (sólido, líquido ou gasoso). A definição pelo tipo mais adequado está diretamente associada à escolha da máquina térmica que produzirá a energia principal e à facilidade de obtenção do combustível nas proximidades do local de instalação da central de cogeração.

##### **Combustíveis sólidos**

Os principais combustíveis sólidos são as biomassas oriundas da produção de cana-de-açúcar (bagaço e palha), a madeira (em forma de lenha, cavaco e/ou pellet), o carvão e os resíduos sólidos urbanos. Devido a grande quantidade de usinas sucroalcooleiras no Brasil, 77% da cogeração a biomassa é feita a partir do bagaço de cana-de-açúcar (SIMÕES MOREIRA, 2019)

Contudo há que se realçar o crescente uso da biomassa sólida de origem florestal e suas vantagens:

- Ambiental: menor geração de poluentes atmosféricos, efluentes líquidos e resíduos sólidos em comparação aos combustíveis fósseis.
- Econômico: diminuição da dependência externa de energia com a possibilidade de se tornar um exportador.
- Social: geração de empregos e renda, tanto na fase agrária quanto na fase industrial.
- Técnico: balanço energético positivo visto que as florestas podem ser tratadas como um “estoque de energia” e ainda permite a complementariedade de fontes.

##### **Combustíveis líquidos**

Os principais combustíveis líquidos são os derivados de petróleo (fósseis, como óleo combustível e diesel), os biocombustíveis (origem vegetal, como etanol de cana-de-açúcar e de milho, e biodiesel) e os resíduos de processo (licor negro, da produção de celulose).

A principal dificuldade em usar esse tipo de combustível está na gestão logística de transporte e armazenamento, além de exigir um controle de emissão de poluentes

mais severo, em especial no caso dos combustíveis fósseis. Por essa razão, os biocombustíveis tem se apresentado como alternativas interessantes.

### **Combustíveis gasosos**

Os principais combustíveis gasosos são o gás (natural, biogás, biometano e liquefeito) e os resíduos de processos produtivos (gases de coqueria, de alto forno, de refinarias, etc.)

No setor industrial, o gás natural possui múltiplas aplicações, com grandes benefícios como logística de distribuição e disponibilidade de combustível, aumento de eficiência na operação e desempenho de máquinas e equipamentos. Em todos os setores de atividade, pode substituir os outros combustíveis fósseis ou sólidos com vantagens econômicas e ambientais por ser menos poluente. Associado ao gás natural, como alternativa de combustível renovável, há o crescente interesse na produção do biogás e de biometano a partir de rejeitos sanitários e da criação agropecuária.

### **1.5. Principais tecnologias e equipamentos utilizados**

As principais tecnologias de cogeração, apresentando de forma resumida suas vantagens e desvantagens estão na tabela 4, extraída de ANDRÉOS (2013).

**Tabela 4** - Resumo das características das tecnologias de cogeração

Sistema	Vantagens	Desvantagens	Potência Elétrica
Turbina a Gás	Alta confiabilidade	Requer gás a alta pressão ou compressor de gás	500 a 2.500 kW
	Baixa emissão de gases poluentes	Baixa eficiência com carga parcial	
	Grande quantidade de energia térmica disponível	Rendimento depende das condições do ambiente	
	Não necessita sistema de refrigeração	Tempo de instalação é longo	
Microturbina	Menor número de partes móveis (baixo desgaste)	Alto custo inicial	30 a 250 kW
	Pequenas dimensões e baixo peso	Relativamente baixo rendimento mecânico	

	Baixa emissão de gases poluentes	Limitada a sistemas de cogeração de baixa temperatura	
	Não necessita sistema de refrigeração		
	Tempo de instalação é curto		
Motor a Combustão Interna (Ciclos Otto e Diesel)	Alta eficiência e possibilidade de operar com carga parcial	Alto custo de manutenção	Ciclo Otto até 8 MW
	Partida rápida	Limitado a sistemas de cogeração de baixa temperatura	
	Relativamente baixo custo de investimento	Alta taxa de emissão de gases poluentes (ciclo diesel)	Ciclo Diesel 4 a 80 MW
	Pode ser usado em locais remotos	Requer sistema de refrigeração	
	Utiliza gás em baixa pressão	Alto nível de ruído	
Turbina a Vapor	Alta eficiência	Partida lenta	50 kW a 250 MW
	Flexibilidade de combustíveis	Alto custo de investimento	
	Capaz de atender a grandes demandas de calor	Operação precisa de pessoal especializado	
	Vida útil longa e de alta confiabilidade		
	Flexibilidade na relação potência/calor		
Células a Combustível	Baixa emissão de gases poluentes e baixo ruído	Alto custo inicial	5 kW a 2 MW
	Alta eficiência sobre toda faixa de potência	Baixa durabilidade	
	Flexibilidade modular	Baixa densidade de potência	
		Dependência de hidrogênio manufaturado	

Fonte: ANDREOS, 2013

## 1.6. Cogeração qualificada

Outro benefício da cogeração é a possibilidade do enquadramento na Cogeração Qualificada. De acordo com a Resolução Normativa nº 235 (ANEEL, 2006), para que atenda à cogeração qualificada, a central termelétrica deve atender a dois requisitos: estar regularizada na ANEEL de acordo com legislação específica, e atender ao cumprimento das condições expressas nas inequações 1.7.1 e 1.7.2:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (1.7.1)$$

$$\left( \frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c \% \quad (1.7.2)$$

Onde:

$E_t$  é energia da utilidade calor,

$E_f$  é energia da fonte,

$E_e$  é energia da utilidade eletromecânica,

X é fator de ponderação (tabelado),

$F_c$  é fator de cogeração (tabelado).

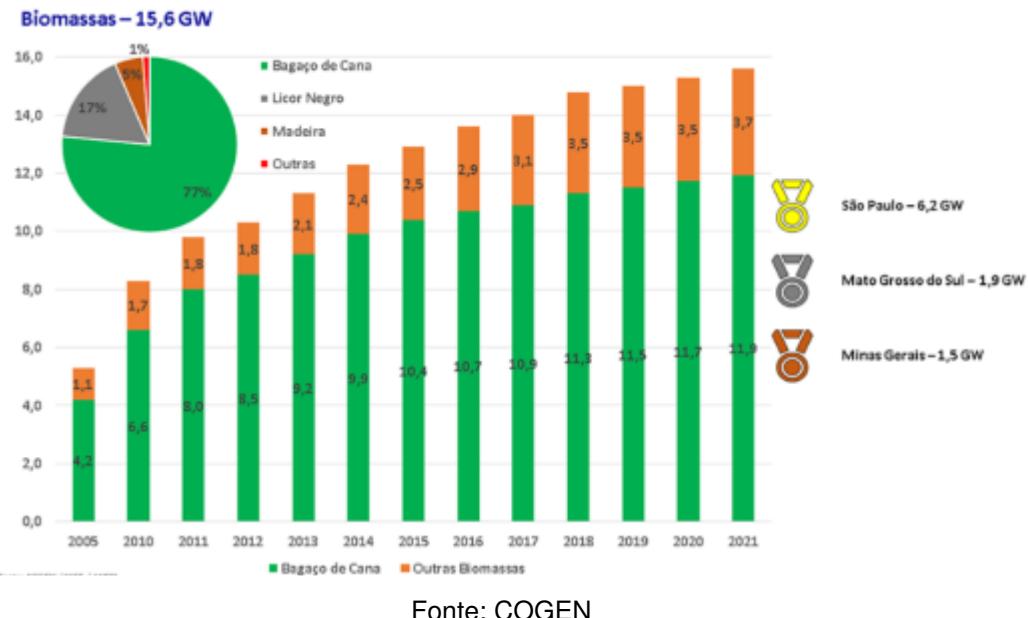
Essa qualificação permite ao cogerador se enquadrar como micro ou minigerador, aderindo às políticas de incentivo do governo, dispostas nas Resoluções Normativas nº 482 de 2012 e nº 687 de 2015 (ANEEL) e permitindo a exportação dos excedentes de energia gerados e não utilizados em seu processo.

## 1.7. Panorama da cogeração no Brasil

O panorama da cogeração no Brasil pode ser analisado pelos gráficos extraídos da COGEN os quais mostram o aumento da capacidade instalada geração de energia elétrica.

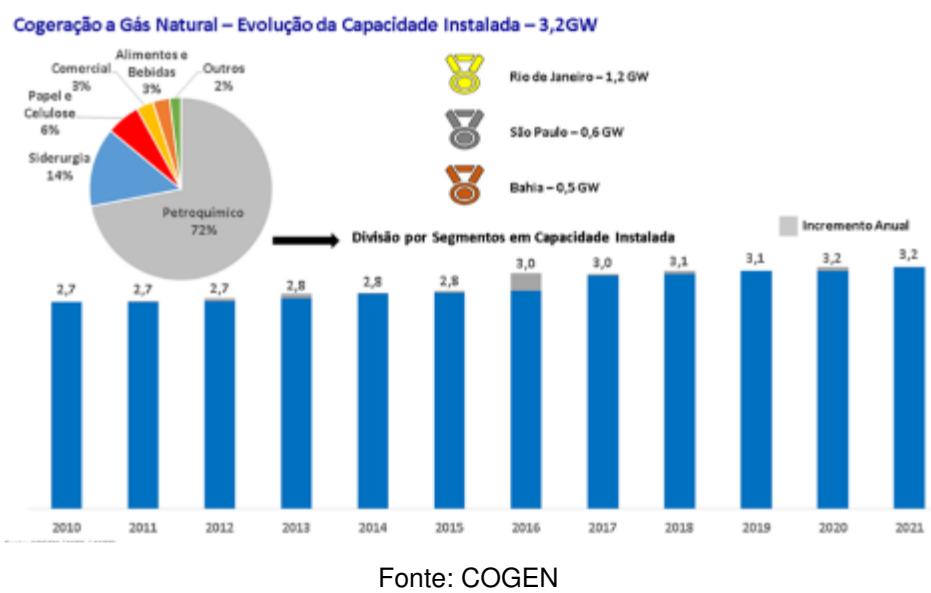
O gráfico 1 mostra a evolução da capacidade instalada, em GW, da cogeração com biomassa no Brasil, em especial da biomassa de madeira. O estado de SP representa 39% do total.

**Gráfico 1 - Evolução da Capacidade Instalada de Biomassa no Brasil**



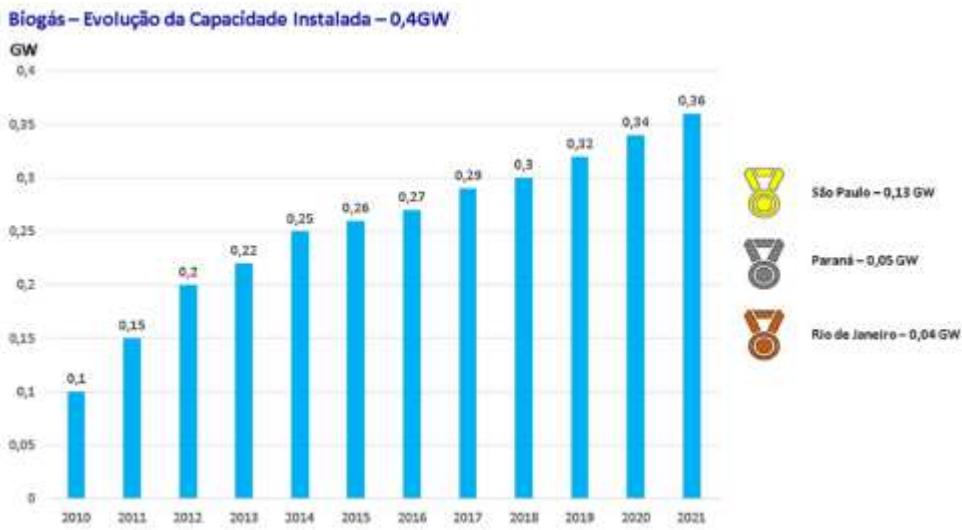
O gráfico 2 mostra a evolução da capacidade instalada, em GW, da cogeração a Gás Natural, a qual se mantém estagnada desde 2017.

**Gráfico 2 - Evolução da Capacidade Instalada de Gás Natural no Brasil**



O gráfico 3 mostra a evolução da capacidade instalada, em GW, da cogeração com biogás no Brasil, com o estado de SP representando 36% do total.

**Gráfico 3 - Evolução da Capacidade Instalada de Biogás no Brasil**



Fonte: COGEN

O gráfico 4 mostra a evolução da capacidade instalada da energia solar fotovoltaica no Brasil, com destaque para o estado de MG (18% do total) e para a geração distribuída.

**Gráfico 4 - Evolução da Capacidade Instalada de Solar Fotovoltaica no Brasil**



Fonte: COGEN.

Destaca-se o crescimento da cogeração com biomassa de madeira, enquanto a cogeração a gás natural permanece estagnada. Contudo, tem havido crescimento contínuo da cogeração a biogás (5% ao ano, aproximadamente a partir de 2018).

Das fontes renováveis, o setor que mais cresce é o da geração solar fotovoltaica, notadamente o da mini e micro geração distribuída.



## **2. AVALIAÇÃO DOS MERCADOS DE BIOMASSA, ELETRICIDADE E GÁS NATURAL**

### **2.1. O mercado de Biomassa**

O interesse pelo uso de biomassa como fonte de energia vem crescendo em todo o mundo, motivados pelo crescente aumento dos preços do petróleo e do gás natural, associado às metas que os países e as empresas, em especial as multinacionais, estabeleceram para aumento do uso de fontes de energia renováveis em seus processos visando reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

No Brasil, ainda se soma o efeito da desvalorização constante do real frente ao dólar impactando diretamente no aumento do preço dos combustíveis fósseis. Há também a pressão pelos compromissos assumidos no Acordo de Paris (COP21) os quais visam reduzir as emissões em 37% até 2025 e em 43% até 2030, usando como referência o ano de 2005.

#### **2.1.1. O mercado de biomassa no estado de SP**

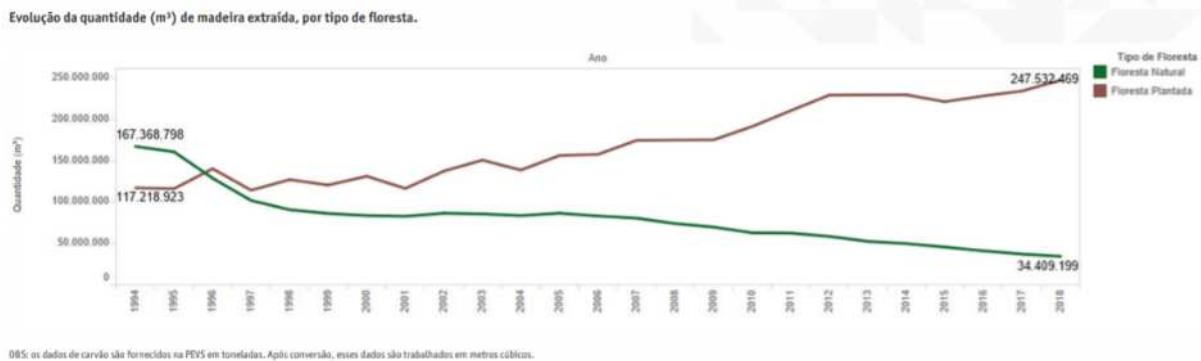
As principais fontes de biomassa disponíveis para venda e uso em plantas de cogeração não produtoras do combustível próprio são as oriundas da cana-de-açúcar (sobras de bagaço e/ou de palha) e as de florestas energéticas de eucalipto e pinus constituídas especificamente para essa finalidade.

No Brasil, uma área de 497.962.509 hectares é coberta por florestas, o que equivale a 58,5% do território nacional. As florestas naturais correspondem a 98% e as florestas plantadas representam apenas 2% do total. (Boletim SNIF 2019).

Segundo dados do Boletim SNIF (2019), houve aumento da produção madeireira (+3,8%) comparado à produção de 2017. Em relação à origem, o volume extraído proveniente da silvicultura cresceu 5,6% enquanto que o volume extraído proveniente de floresta nativa reduziu em 7,4%.

O gráfico 5 ilustra a evolução da quantidade de madeira extraída no Brasil, em m<sup>3</sup>, por tipo de floresta, com destaque para a crescente redução na extração de madeira nativa.

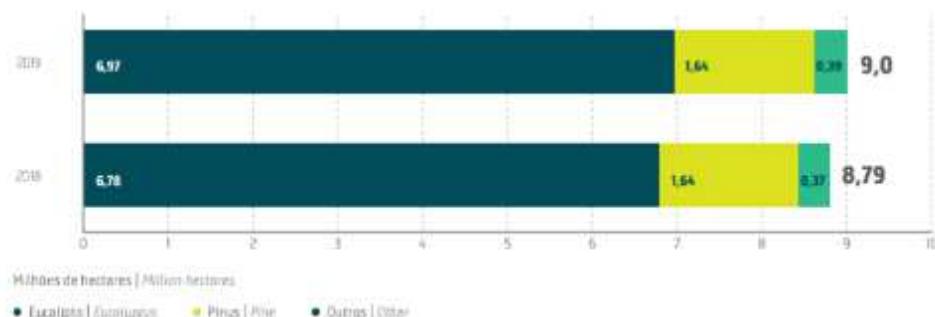
**Gráfico 5 - Evolução da quantidade (m<sup>3</sup>) de madeira extraída, por tipo de floresta no Brasil**



Fonte: Boletim SNIF, 2020

Em 2019, houve um aumento de 2,4% da área total de árvores plantadas em relação a 2018, somando 9,0 milhões de hectares contra 8,8 milhões de hectares identificados anteriormente conforme representado no gráfico 6.

**Gráfico 6 - Área de Árvores Plantadas, em milhões de hectares**



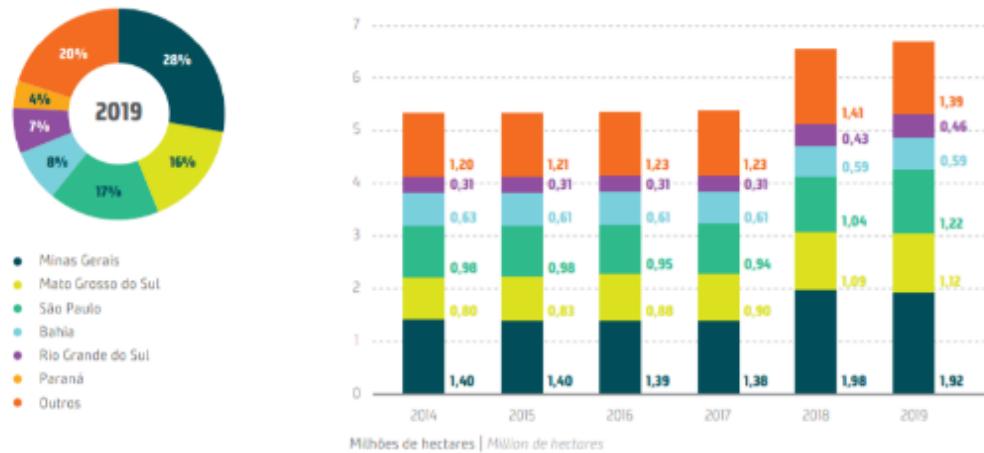
Fonte: Relatório IBÁ, 2020

O cultivo de eucalipto representa a maior parte, com 77% ou 6,97 milhões de hectares plantados no total, enquanto o cultivo de pinus corresponde a 18% ou 1,64 milhão de hectares. Além desses, há também o cultivo de outras espécies, dentre as quais a seringueira acácia, a teca e o paricá, que juntas somam 4% ou 0,39 milhão de hectares plantados.

Desse total, o estado de SP responde por 1,40 milhões de hectares (15,5%), sendo 1,22 milhão de hectares de eucalipto (17,5%), 0,16 milhão de hectares de pinus (9,8%) e 0,03 milhão de hectares de outras espécies (7,7%). (Relatório IBÁ, 2020)

O gráfico 7 mostra a distribuição por estado e a evolução da área cultivada com eucalipto no Brasil em 2019 onde o estado de SP aparece como o terceiro maior produtor.

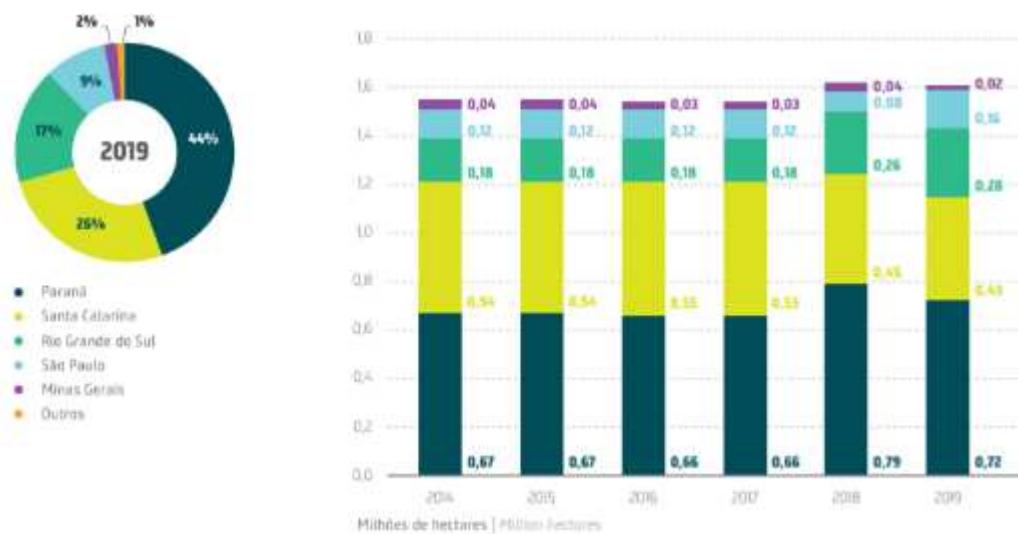
**Gráfico 7 - Distribuição e evolução da área com plantios de Eucalipto por Estado**



Fonte: Relatório IBÁ, 2020

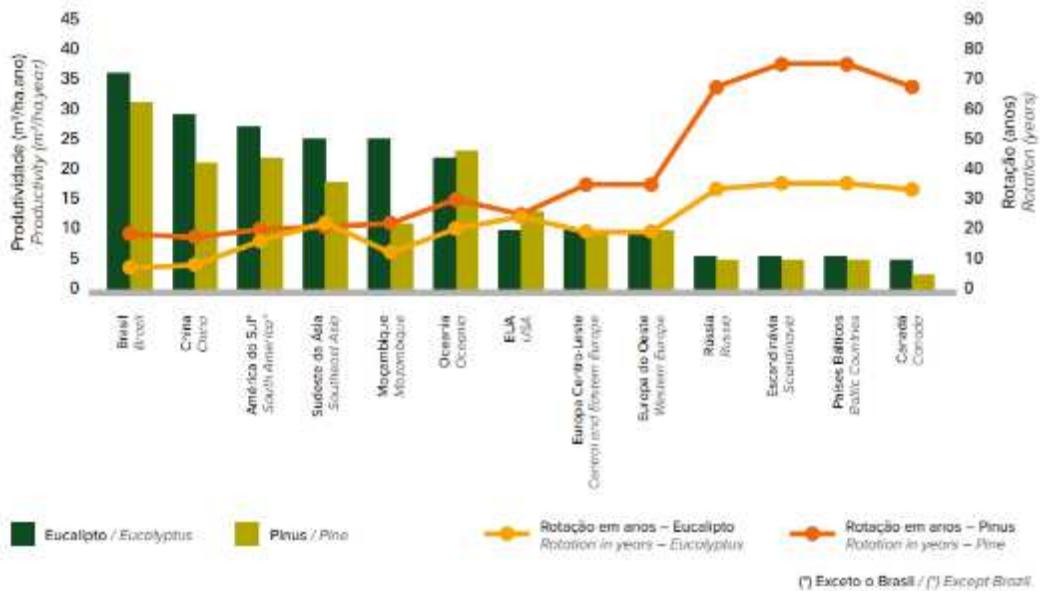
A distribuição geográfica e a evolução do cultivo de pinus por estado do Brasil em 2019 estão representadas no gráfico 8. Aqui, o estado de SP é o quarto maior produtor.

**Gráfico 8 - Distribuição e evolução da área com plantios de Pinus por Estado**



Fonte: Relatório IBÁ, 2020

**Gráfico 9 - Produtividade e rotação média no Brasil versus outros importantes players mundiais**



Fonte: Relatório IBÁ, 2019

Segundo o relatório IBÁ (2020), o Brasil é reconhecido mundialmente por sua alta produtividade quando se compara o volume de madeira produzido por área por ano, além de ter um dos menores ciclos de produção madeireira do mundo, desde o plantio até a colheita. Deve-se isso à adoção de boas práticas de manejo, ao melhoramento genético das espécies e às excelentes condições de solo e clima do país.

### 2.1.2. Florestas Energéticas

Há também oportunidades no aproveitamento de terras degradadas pela pecuária. Segundo ESCOBAR (2016), 70 milhões de hectares poderão estar disponíveis para outras finalidades até 2030, de um total de 168 milhões de hectares degradados pelo uso como pastagem. Ainda, 30 milhões poderão estar sujeitas a ocupação com outras culturas como florestas para energia, sem trazer nenhum impacto sobre as florestas nativas, nem mudança no uso da terra ou desmatamento.

Segundo o IBGE, até 2015 a destruição das florestas nativas associada ao crescimento da silvicultura (cultivo de *Eucalyptus* e *Pinus*) representava apenas 2% do total do desflorestamento nacional.

Outra oportunidade é o cultivo de florestas energéticas de Eucalipto de curta duração (2 a 3 anos) com finalidade exclusiva de produção de biomassa destinada à geração de energia as quais podem chegar a rendimentos de 45 toneladas de massa seca por hectare por ano (ESCOBAR, 2014).

Uma comparação entre a plantação e cultivo do eucalipto tradicional e o de ciclo mais curto é dada pela tabela 5. Uma das características desse tipo de cultivo é a redução do espaçamento entre as árvores.

**Tabela 5** - Comparação entre cultivo de eucalipto tradicional e de ciclo curto

Espécie	Rotação (corte) (anos)	Espaçamento entre arvores (m)	Plantio (n. árvore/ha)	Produção (t MS/ha.ano)*
<b>Eucalyptus spp. plantio tradicional</b>	5 a 7	3x2 / 3x3	1111 / 3333	20 / 25
<b>Eucalyptus spp. curta rotação</b>	2 a 3	3x0,5 / 3x1,0 / 3x1,5	2222 / 6666	40 / 55

Fonte: ESCOBAR, 2014

### 2.1.3. Certificação Florestal

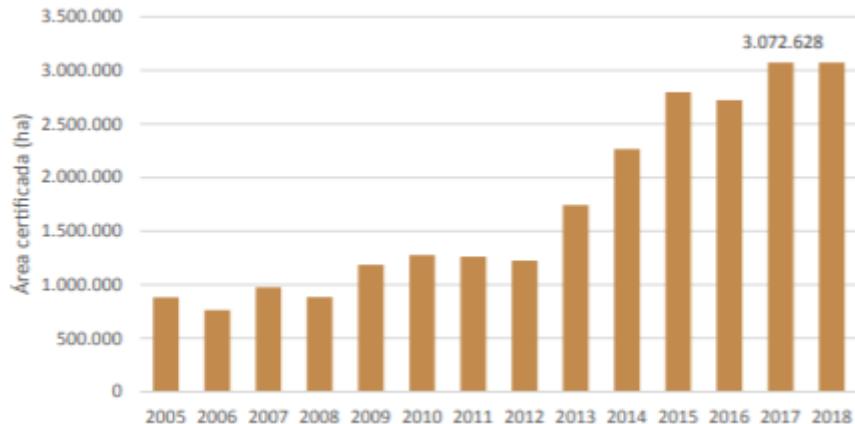
Para empresas que compram biomassa de origem florestal no mercado, é relevante que a madeira possa ser rastreada e sua origem certificada. No Brasil, a certificação é dada por dois sistemas de certificação: o Programa Brasileiro de Certificação Florestal (Cerflor), vinculado ao Programa de Endosso da Certificação Florestal - PEFC (*Program for the Endorsement of Forest Certification Schemes*), e o *Forest Stewardship Council* - FSC.

Para garantir a rastreabilidade, desde a produção da matéria-prima originada nas florestas até o seu destino final, aplica-se a certificação da cadeia de custódia aos produtores que processam a matéria-prima de florestas certificadas. (Florestas do Brasil em resumo, 2019)

Nos gráficos a seguir é possível ver a evolução das certificações no Brasil, até 2017. Nota-se que o estado de SP é responsável por aproximadamente 14% de ambas as certificações, PEFC e FSC, no Brasil.

A evolução da área certificada PEFC no Brasil estagnou entre 2017 e 2018 conforme ilustrado pelo gráfico 10.

**Gráfico 10 - Evolução da área certificada PEFC no Brasil**



Fonte: Florestas do Brasil, 2019

Dentre os estados com maior área de florestas certificadas pelo selo Cerflor até 2017, o gráfico 11 mostra que São Paulo estava em terceiro lugar.

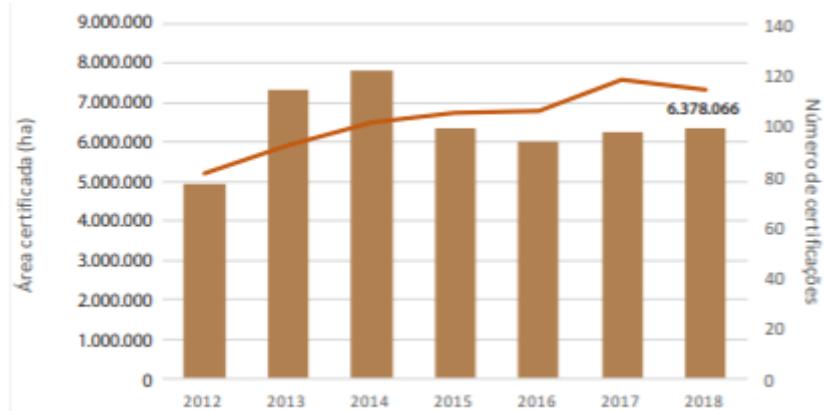
**Gráfico 11 - Área florestal certificada com selo Cerflor no Brasil por Estado em 2017**



Fonte: Florestas do Brasil, 2019

Quanto a evolução do número de certificados emitidos e a área de florestas certificadas com selo FSC no Brasil, o gráfico 12 indica que também houve estagnação entre 2017 e 2018.

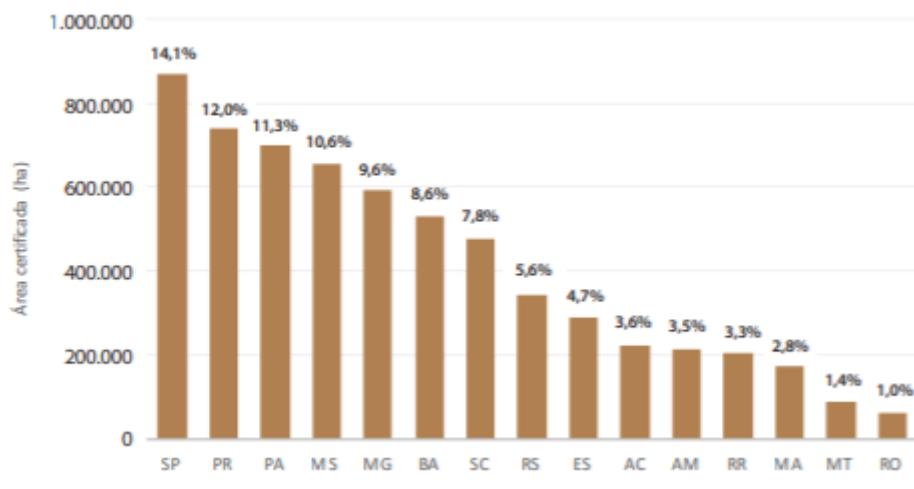
**Gráfico 12** - Evolução do número de certificados e área certificada FSC no Brasil



Fonte: Florestas do Brasil, 2019

Dentre os estados com maior área de florestas certificadas pelo selo FSC até 2017, o gráfico 13 mostra que São Paulo ocupava o primeiro lugar.

**Gráfico 13** - Área florestal certificada com selo FSC no Brasil, por Estado em 2017

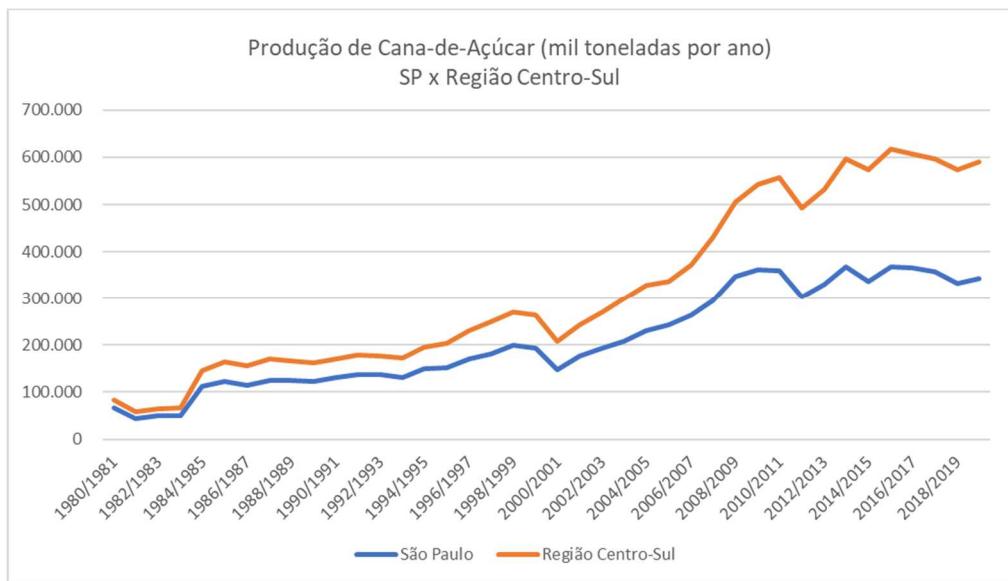


Fonte: Relatório IBÁ, 2020

#### 2.1.4. Cana-de-açúcar

A série histórica de produção de cana-de-açúcar na região Centro-Sul entre os anos de 1998 e 2020 pode ser vista no gráfico 14.

**Gráfico 14 - Produção de Cana-de-Açúcar 1980-2020**

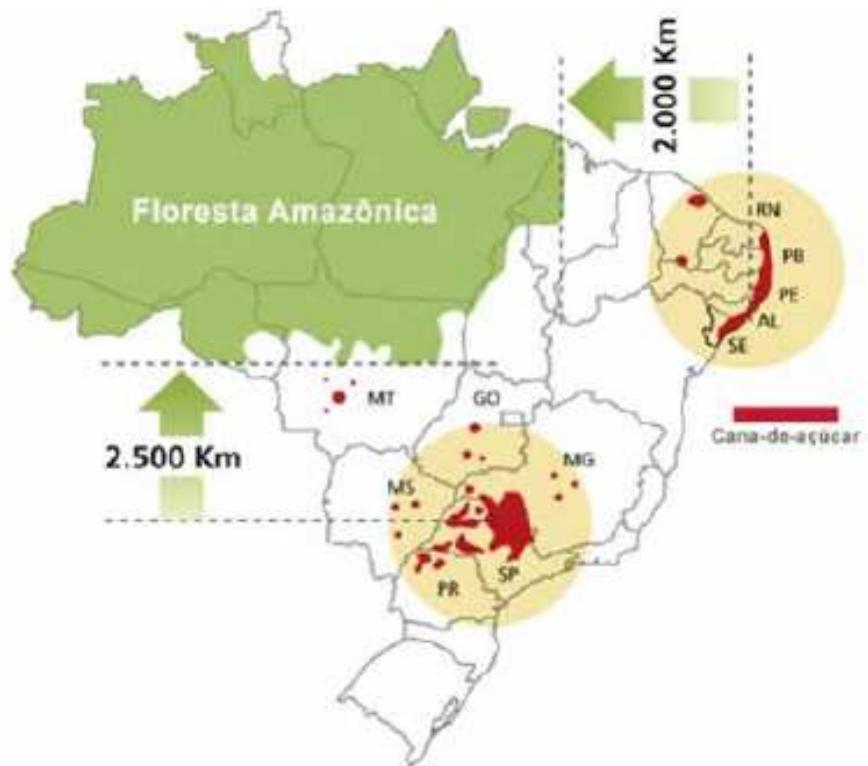


Fonte: Autor, a partir de dados do “Observatório da Cana”

No cenário nacional, na safra 2019-2020 foram produzidas 642 milhões de toneladas de cana-de-açúcar. Desse total, a região N/NE produziu 8,14% e a região Centro-Sul, 91,86% sendo que o Estado de SP representa 58,23% da produção dessa região e aproximadamente, 53,5% da produção do Brasil. (Observatório da Cana, 2021)

No mapa da figura 8, as áreas em vermelho mostram os locais das regiões produtoras nos quais estão concentradas as plantações de cana e as usinas produtoras de açúcar e etanol, além dos geradores de bioeletricidade. Evidencia-se que o estado de SP possui a maior quantidade de usinas no setor (172 usinas existentes com 157 em operação. (NEVES, 2017). Analisando com mais detalhe, vemos uma grande concentração de produtores no norte do estado de SP.

**Figura 8 - Mapa da produção de cana-de-açúcar no Brasil**

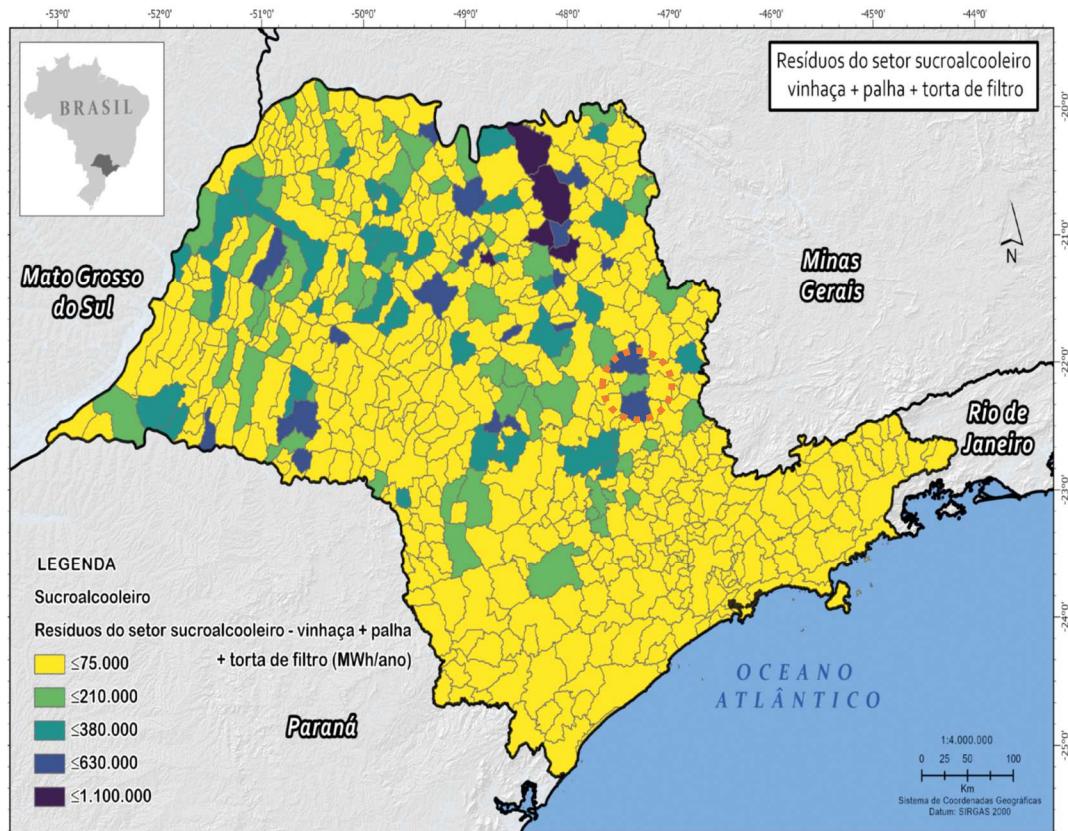


Fonte: NEVES, 2017

O potencial técnico energético dos resíduos da cana, por município no estado, está detalhado no mapa da figura 9. O potencial da palha em cada localidade corresponde a 80% do total e os 20% restantes são provenientes da vinha e da torta de filtro.

Como boas práticas, para evitar os impactos ambientais na fase agrícola, devem ser deixados no campo, em média, 50% a 60% da palha gerada, o que significa que os 40% restantes ficariam disponíveis para uso como energia (queima em caldeiras para geração de vapor). A quantidade exata que deve ser deixada dependerá do tipo de solo e seu estado de degradação, e das condições climáticas locais. (Atlas de Bioenergia do estado de SP).

**Figura 9** - Mapa georreferenciado do potencial técnico de energia elétrica disponível no Estado de SP a partir dos resíduos do setor sucroenergético: vinhaça + torta de filtro + palha

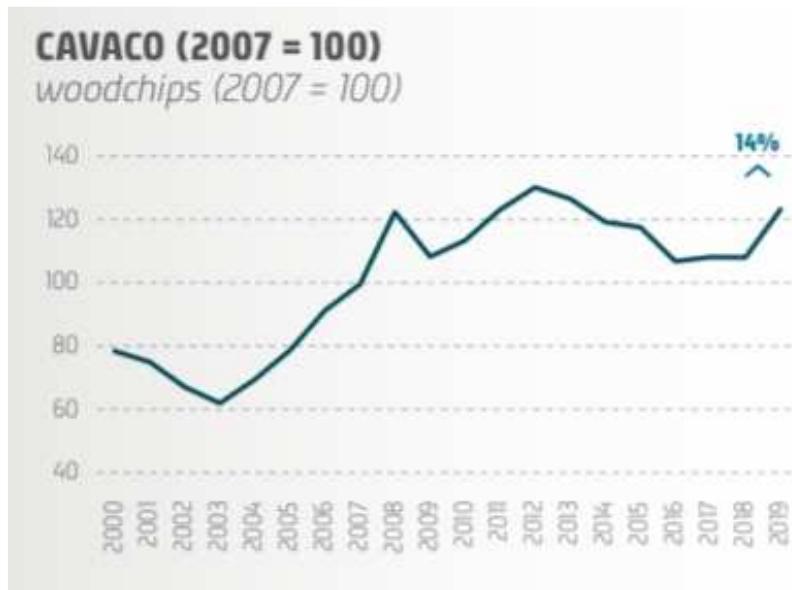


Fonte: Atlas de Bioenergia do estado de SP.

Nota: O círculo vermelho indica a região aproximada do local da instalação da unidade de cogeração industrial em análise.

Sobre o aspecto financeiro, o gráfico 15, extraído do relatório IBÁ (2020), indica a que o preço do cavaco de madeira para exportação aumentou 14% em 2019 comparado com 2018.

Gráfico 15 - Índice de Preços e Produtos Industriais



Fonte: Relatório IBÁ, 2020

Em 2016, especialistas consultados pelo sítio Celulose Online projetavam o custo do cavaco de madeira, com umidade de 35% e entregue em um raio de 100 km, em aproximadamente R\$ 140,00 por tonelada. A inflação IPCA medida no período de abril de 2016 a setembro de 2021, segundo o IBGE, foi de 29%, resultando num custo estimado atual de R\$180,00 por tonelada.

## 2.2. O mercado de Energia Elétrica

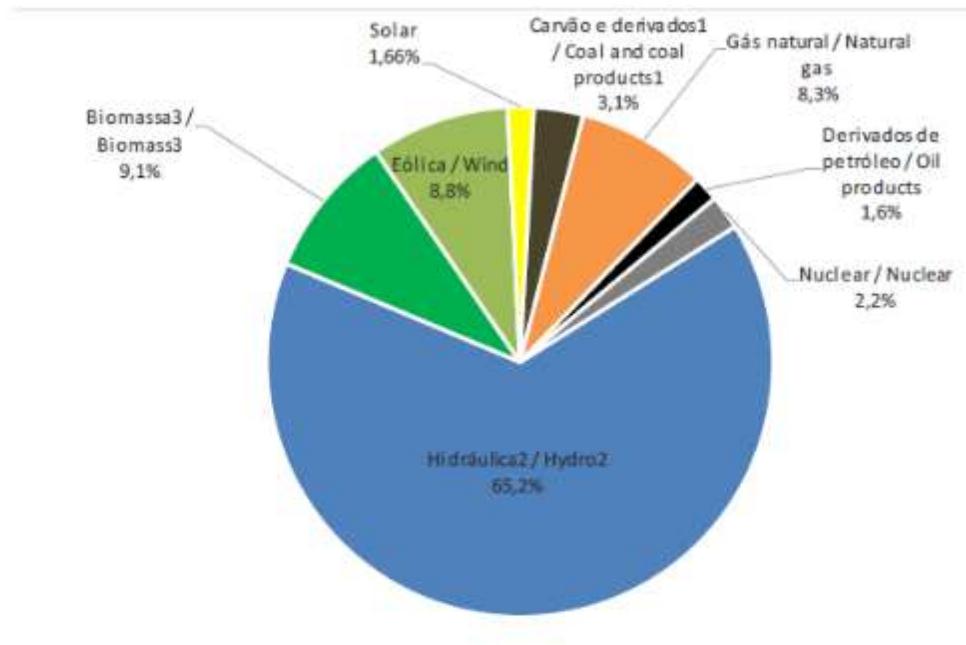
Historicamente baseada na geração elétrica por fonte hídrica, a qual ainda representa dois terços da oferta interna (65,2%), a matriz elétrica brasileira caracteriza-se por ser amplamente de origem renovável.

Contudo, a dificuldade de aproveitamento e construção de novas usinas hidrelétricas, associada aos desafios de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, contribuem com a recente busca por outras fontes alternativas e renováveis de geração de energia elétrica, as quais vêm modificando o balanço energético nacional ao longo dos anos e diminuindo a dependência das hidrelétricas e seus regimes hídricos incertos.

A oferta interna de energia elétrica atual, por fonte, está representada no gráfico 16, segundo dados extraídos do Balanço Energético Nacional (BEN2021).

Em 2020, essa oferta totalizou 651 TWh dos quais 197,5 TWh (30,6%) corresponderam à demanda industrial.

**Gráfico 16 - Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil, por Fonte**



*Notas / Notes:*

1. Inclui gás de coqueira / Includes coke oven gas

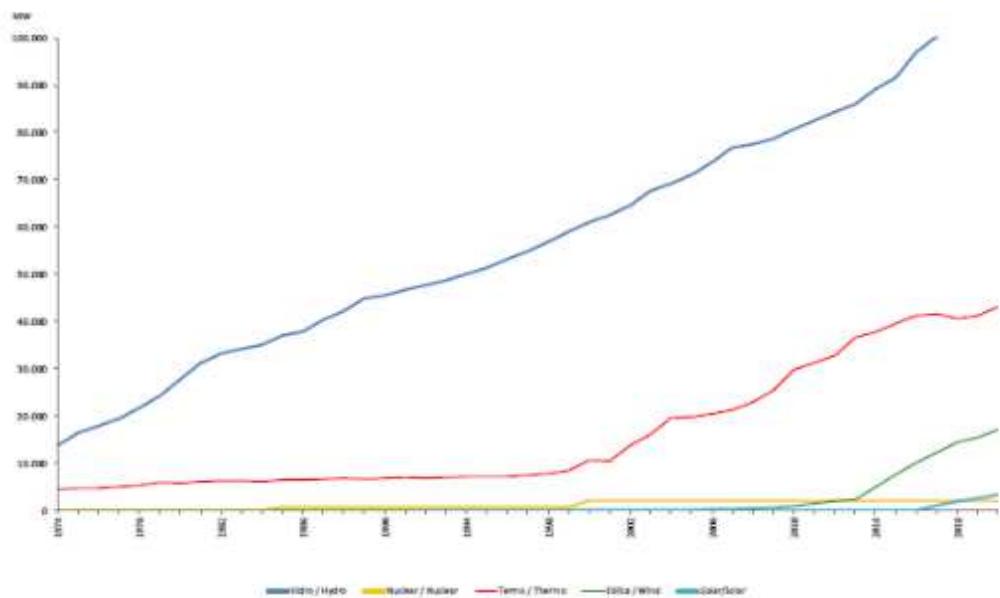
2. Inclui importação de eletricidade / Includes electricity imports

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixivia e outras recuperações / Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: BEN2021

O gráfico 17 mostra a evolução da capacidade de geração de energia elétrica instalada, evidenciando o crescimento da participação das usinas termoelétricas (a partir de 2000), dos parques eólicos (a partir de 2013) e da energia solar fotovoltaica (a partir de 2016).

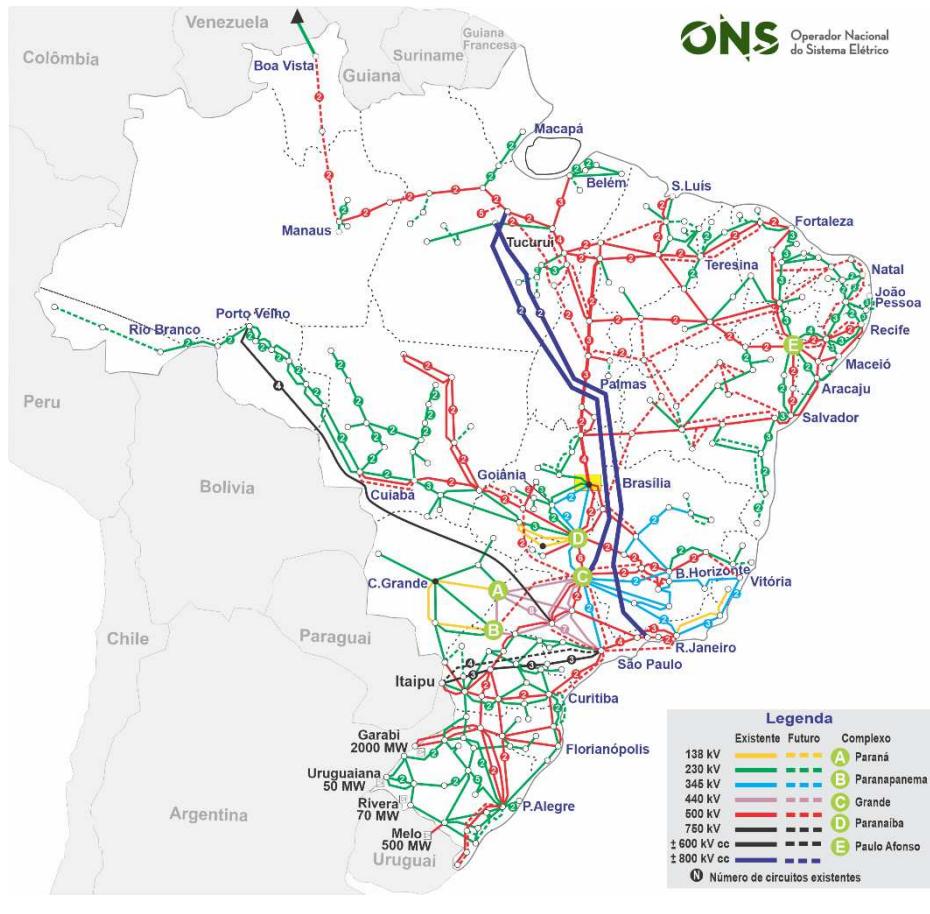
**Gráfico 17 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica em MW**



Fonte: BEN2021

Outra característica relevante para garantia do seu bom funcionamento é que o sistema elétrico nacional é interligado, permitindo que o Operador Nacional do Sistema despache a geração de modo otimizado visando atender ao consumo, além de permitir a integração de usinas geradoras localizadas longe dos centros consumidores. A figura 10 mostra o mapa do Brasil com as principais linhas de transmissão que formam o sistema interligado atual e a sua previsão de expansão futura. Nesse mapa também estão indicados os principais complexos geradores hidrelétricos do país associados às suas respectivas bacias hidrográficas, como Paraná, Paranapanema, Grande, Paranaíba e Paulo Afonso.

**Figura 10 - Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Interligado**

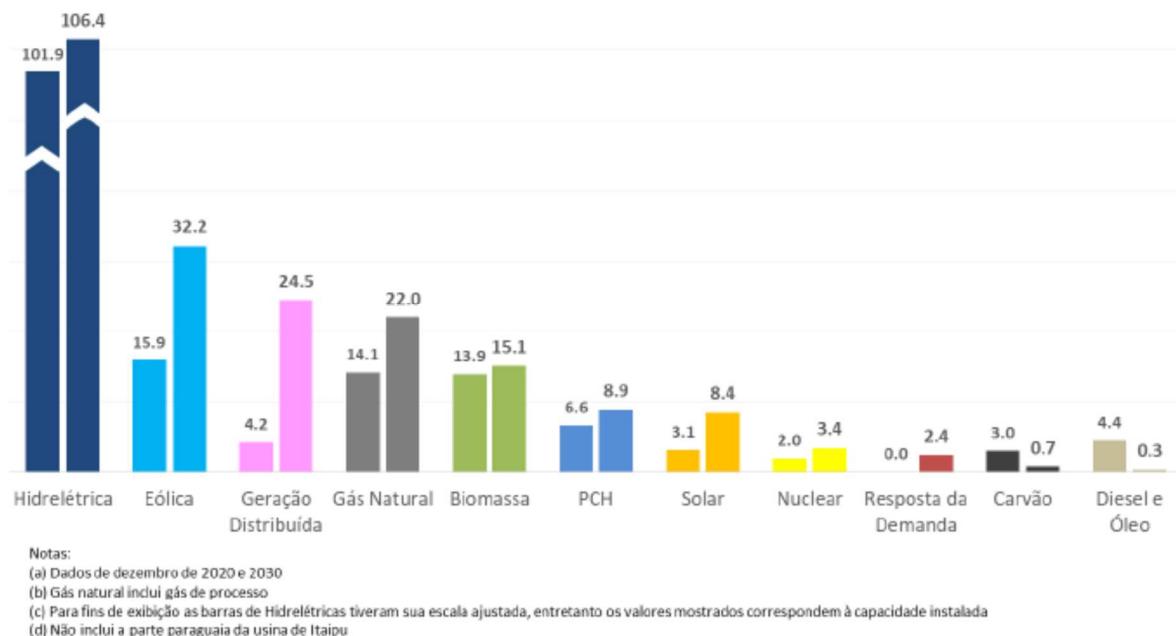


Fonte: ONS

Segundo cenários e premissas estabelecidos no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2030), as fontes renováveis tais como PCH, eólica e solar fotovoltaica (centralizada e/ou distribuída) continuarão predominando na expansão da oferta de energia elétrica. O plano ainda prevê a repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas para aumento de sua capacidade, e a conversão das termelétricas para que sejam totalmente flexíveis. Como parte de uma política energética mais ampla, há indicação da inserção de usinas de biomassa e de resíduos sólidos urbanos bem como a modernização de uma planta de carvão.

No gráfico 18 são apresentados os resultados da projeção dessa expansão de acordo com o tipo de geração e comparando o total de capacidade instalada em 2020 com o projetado para 2030. No caso das UHEs, o acréscimo indicativo na sua capacidade instalada está associado às ampliações no parque existente somado aos empreendimentos contratados e com previsão de entrada em operação ao longo do período analisado. O acréscimo da oferta total no período considerado (2026-2030) é da ordem de 37 GW de potência.

**Gráfico 18** - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW

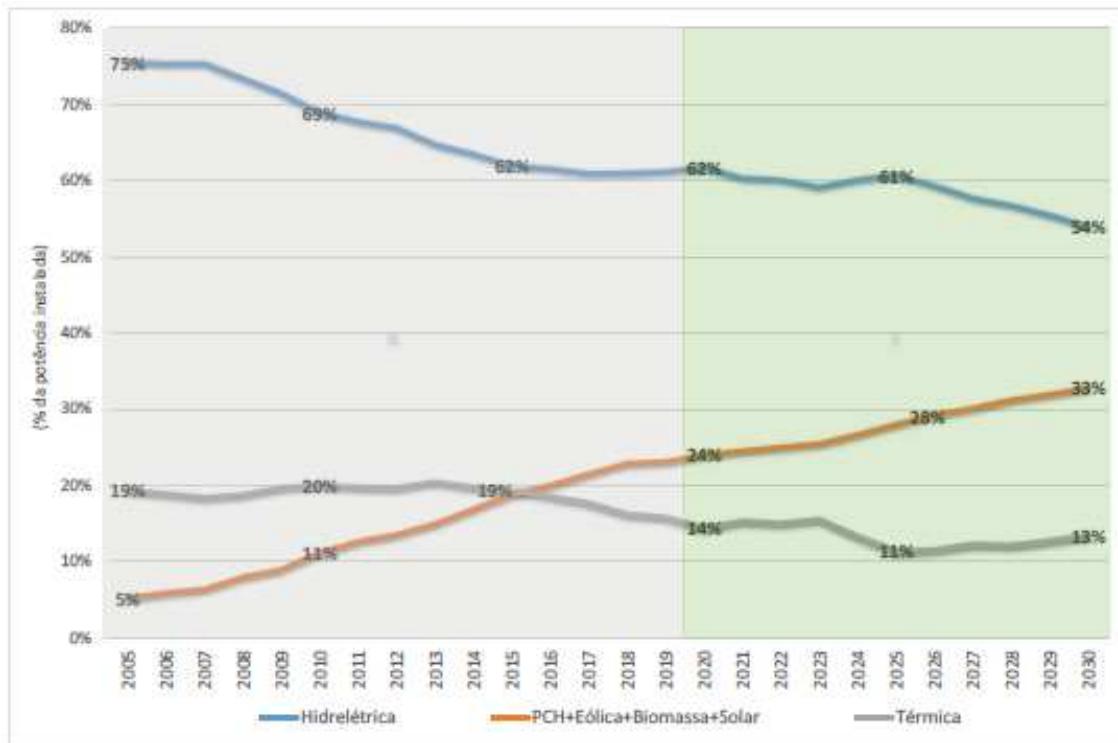


Fonte: PDE 2030

O PDE ainda indica que, até 2030 a participação das energias renováveis (PCH, Eólica, Biomassa e Solar, exceto Hidrelétrica) na matriz energética passará dos atuais 24% para 33% do total de capacidade de geração centralizada brasileira, isto é, sem contar com o aumento na geração distribuída que não pode ser despachada conforme mostra o gráfico 19.

Nota-se que, mesmo com o crescimento da geração por outras fontes renováveis, a participação das hidrelétricas na matriz continuará a ser expressiva durante o decênio (54%).

**Gráfico 19 - Participação das fontes na capacidade instalada da geração centralizada**



Nota: Considera apenas a parte brasileira de Itaipu

Fonte: PDE2030

## Mercado Livre de Energia

Destaca-se também no mercado brasileiro a existência de um Ambiente de Contratação Livre (ACL) consolidado e robusto, o qual favorece a compra e contratação de energia elétrica oriunda de fontes renováveis, especialmente eólica e solar fotovoltaica através de uma consistente estrutura de custos e incentivos.

Em razão disso, observa-se um crescente interesse das empresas na migração do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o ACL, essencialmente motivado pela oportunidade de redução dos custos com energia elétrica. Uma quantidade maior de consumidores poderá solicitar essa migração a partir da redução dos requisitos mínimos para o nível de tensão e demanda, incentivados tanto pela diferença no preço de energia (TE) como pelos descontos na tarifa de uso do sistema elétrico de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) com o uso de fontes incentivadas.

Nota-se que os últimos leilões de energia nova, nas diversas modalidades (A-3, A-4, A-5), ou seja, para serem entregues e eventualmente despachadas em 03, 04 e 05

cincos, respectivamente, vem apresentando custos de geração de energia por fontes renováveis (solar, eólica e até biomassa) a preços competitivos quando comparados com os leilões de energia existente, especialmente se essa for de origem termoelétrica. (CCEE, 2021).

Como exemplo, a tabela 6 e a tabela 7 mostram os resultados consolidados no 33º Leilão de Energia Nova A-3 e 34º Leilão de Energia Nova A-4, respectivamente.

**Tabela 6 - Resultados do 33º Leilão de Energia Nova A-3**

33º Leilão de Energia Nova A-3							
Comprador							
Relös Social	Série	CPNAI	QTDE2024-30 (MWh)	DISP2024-20 (MWh)	QTDE2024-20 (MWh)	QTDS2024-20 (MWh)	Total (MWh)
EQUATORIAL PARA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	CE1-9	04895728000180	589.352,860	386.394,420	615.482,620	352.258,480	1.633.448,980
EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A	CE1-MAR	08222399000186	808.132,670	845.915,880	3.392.892,080	267.048,470	3.812.357,580
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	LIGHT	80444453000146	2.789.054,900	2.425.253,390	4.034.104,620	2.852.592,510	13.230.944,220
Total Negociado (MWh)			3.841.480,000	4.137.552,090	6.817.480,000	3.751.818,000	18.671.710,000
Total negociado (Itens)			159	216	393	234	993
Preço de Venda médio (R\$/MWh)			219,31	176,62	168,58	125,53	165,11
Montante (R\$)			865.146.888,94	730.761.811,20	1.015.931.011,68	470.979.648,00	3.082.819.369,82
Preço Marginal do Leilão (R\$): 222,35							

Fonte: CCEE

**Tabela 7 - Resultados do 34º Leilão de Energia Nova A-4**

34º Leilão de Energia Nova A-4							
Resumo Comprador							
Relös Social	Série	CPNAI	QTDE2025-30 (MWh)	DISP2025-20 (MWh)	QTDE2025-20 (MWh)	QTDS2025-20 (MWh)	Total (MWh)
EQUATORIAL PARA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	CE1-F	04895728000180	595.967,337	350.817,640	613.950,613	316.925,110	1.878.641,162
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	LIGHT	80444453000146	4.638.095,663	2.734.824,360	4.783.925,165	2.486.384,870	14.645.030,058
Total Negociado (MWh)			5.233.063,200	3.085.632,000	5.399.856,000	2.805.120,000	16.512.871,200
Total negociado (Itens)			199	176	308	160	843
Preço de Venda médio (R\$/MWh)			207,22	196,01	150,70	136,31	176,62
Montante (R\$)			1.084.399,037,85	604.799,650,80	813.790,578,36	382.372,920,00	2.885.332,187,01
Preço Marginal do Leilão (R\$)							

Fonte: CCEE

Apenas como referência do comportamento dos preços no mercado livre, os gráficos 20 e 21 indicam a variação do PLD médio mensal nos últimos 10 e 15 anos, com valores médios de R\$ 271,94 e R\$ 205,12, respectivamente.

**Gráfico 20 - Variação do PLD médio mensal, em R\$, nos últimos 10 anos**



Fonte: CCEE

**Gráfico 21 - Variação do PLD médio mensal, em R\$, nos últimos 15 anos**



Fonte: CCEE

Pelo lado da sustentabilidade, há o incentivo para compra de energia de fontes renováveis com a obtenção de Certificado Internacional de Energia Renovável (*I-REC – International REC Standard*) que visa garantir e comprovar a origem dessa energia.

O principal benefício para quem gera energia de fonte renovável é a possibilidade de obter uma receita adicional com a venda dos certificados enquanto para quem adquire o certificado, a vantagem é a comprovação da origem da eletricidade e, por consequência, a redução da emissão de gases de efeito estufa.

### 2.3. O mercado de Gás Natural no Brasil

O mercado de gás natural brasileiro está em processo de transformação com a publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) a qual permite a formação de um mercado aberto, dinâmico e competitivo, estabelecendo as condições necessárias para redução de preços, regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021.

No contexto histórico, a Petrobras detinha o monopólio sobre as atividades das indústrias de petróleo, seus derivados e gás natural no Brasil até 1995. A Lei do

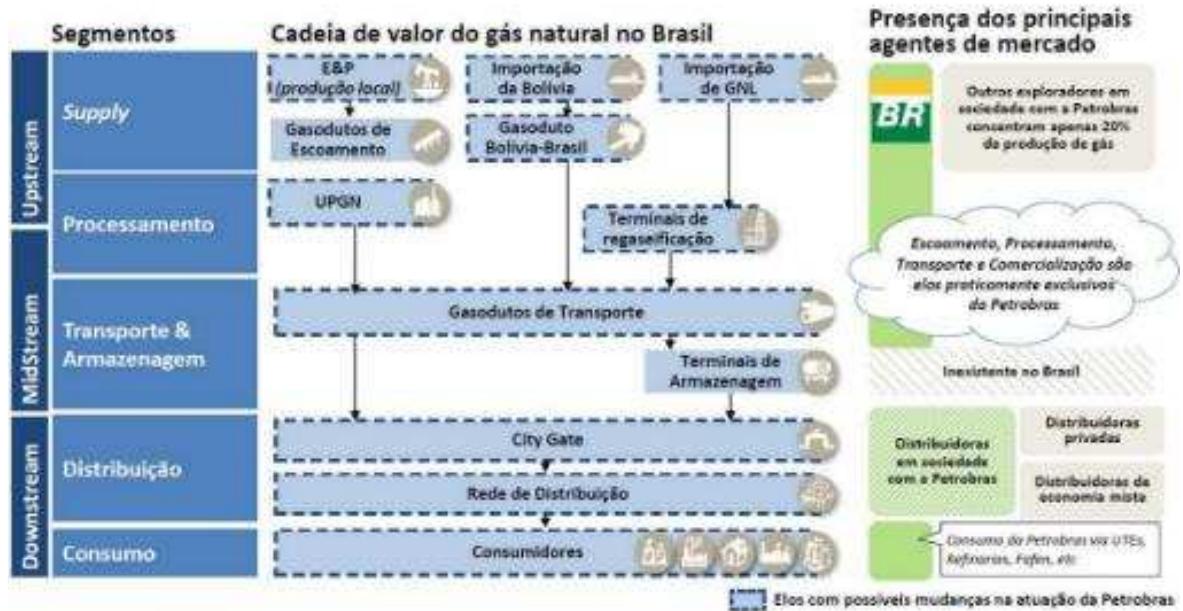
Petróleo (Lei nº 9.478/1997) representou grande avanço na abertura dos mercados, atraindo investimentos de agentes privados, sem, contudo, alterar a estrutura do setor de gás natural. A Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) visava somente das especificidades da indústria do gás natural para atrair a entrada de novos agentes para o mercado. Em 2015, a Petrobras iniciou processo de desinvestimentos de alguns ativos do setor de gás natural como o intuito de reduzir sua participação no mercado o que favoreceu a criação da iniciativa Gás para Crescer, e suas medidas passíveis de implementação foram regulamentadas pelo decreto nº 9.616/2018. Em 2019, com uma nova estratégia, foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. (MME, 2021)

Os pilares em que se baseia a nova Lei do Gás são: promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e Federal, integração do setor de gás com setores elétrico e industrial, e remoção de barreiras tributárias. As expectativas são de melhorar o aproveitamento do gás do pré-sal, da bacia de SE/AL e outras descobertas; ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural; aumentar a competição na geração termelétrica a gás e, retomar a competitividade da indústria em seus diversos segmentos. (MME, 2021).

Através da regulação da ANP, a Nova Lei do Gás permitirá que o consumidor compre o gás, diretamente ou via agentes de mercado, de quaisquer produtores sejam eles UPGN ou terminais de GNL, bem como tenha acesso à infraestrutura de transporte disponível, sendo tarifado de acordo com os contratos celebrados.

A figura 18 mostra a cadeia do gás natural no Brasil desde a oferta (produção local e importação) e transporte até a distribuição e consumo.

**Figura 11 - Cadeia do Gás Natural no Brasil**



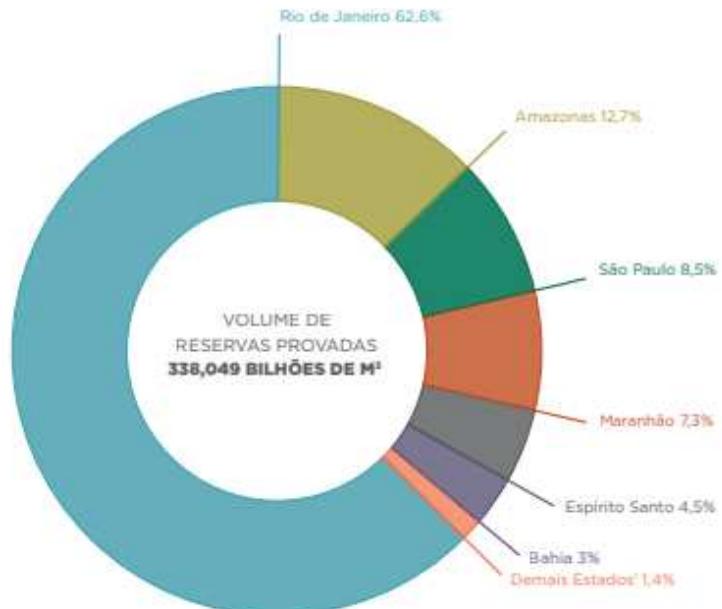
Fonte: UDAETA, notas de aula ERG-016

### 2.3.1. Reservas

O Brasil tem a 33<sup>a</sup> maior reserva provada de gás natural, totalizando 338 bilhões de metros cúbicos em 2020 (0,8% da produção mundial). Desse total, 77 bilhões de m<sup>3</sup> encontram-se em terra (*onshore*) e 261 bilhões de m<sup>3</sup> estão em mar (*offshore*). (ANP, 2021).

A distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, distribuídas pelos estados brasileiros, é vista no gráfico 22. O estado de SP possui 8,5% do total dessas reservas.

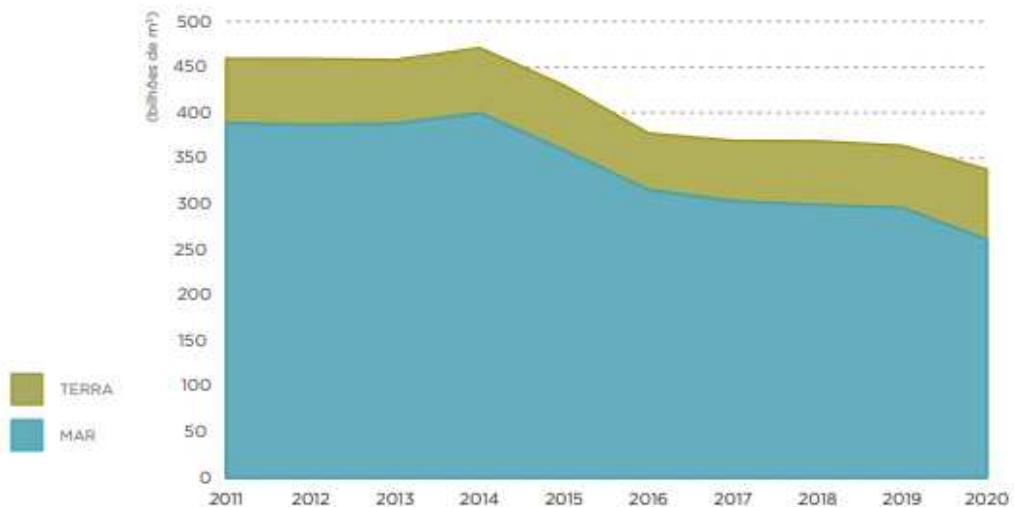
**Gráfico 22** - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades da federação – 31/12/2020



Fonte: ANP, 2021

Em 2020, as reservas provadas de gás natural tiveram redução de 7,1% quando comparadas com 2019, conforme indicado pelo gráfico 23.

**Gráfico 23** - Evolução das reservas provadas de gás natural, por localização (terra e mar) – 2011-2020



Fonte: ANP, 2021

### 2.3.2. Oferta e Produção

Segundo dados extraídos de ANP (2021), em 2020 a produção total de gás natural foi de 46,6 bilhões de m<sup>3</sup>, com aumento de 4,3% em relação ao ano anterior, colocando o Brasil na 30<sup>a</sup> posição no ranking mundial de produtores de gás natural.

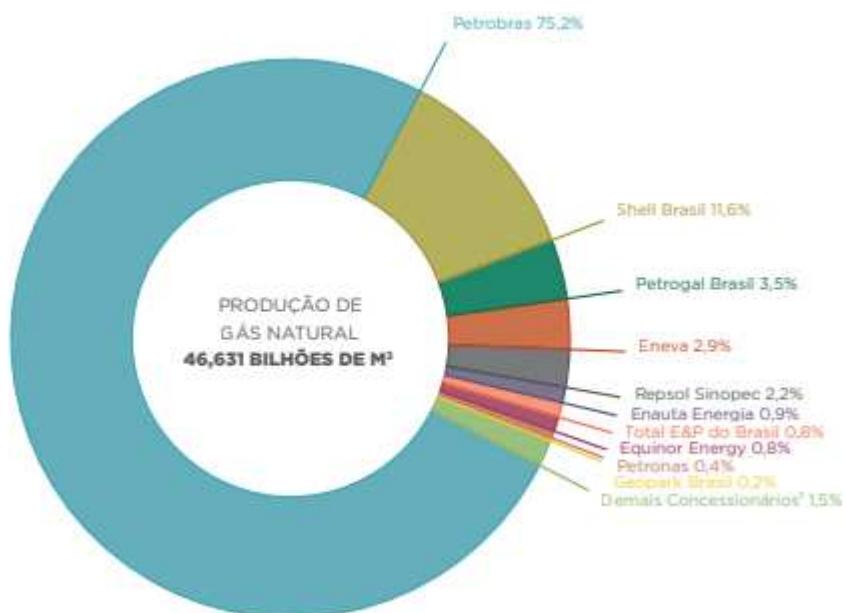
O estado de SP é o segundo maior produtor nacional, com 6,2 bilhões de m<sup>3</sup> (13%). Na década 2011-2020, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,8% ao ano e acumulado de 93,7%.

Do total, 39,2 bilhões de m<sup>3</sup> (84%) vieram do mar, e os campos do pré-sal foram responsáveis pela produção de 30,6 bilhões de m<sup>3</sup> (65,7%).

O aproveitamento do gás natural produzido, ou seja, descontadas as perdas por queima e/ou reinjeção, foi de 52,5% em 2020.

A produção de gás natural por concessionário autorizado é vista no gráfico 24, no qual evidencia-se a participação majoritária da Petrobrás como detentora de 75% do total produzido no país.

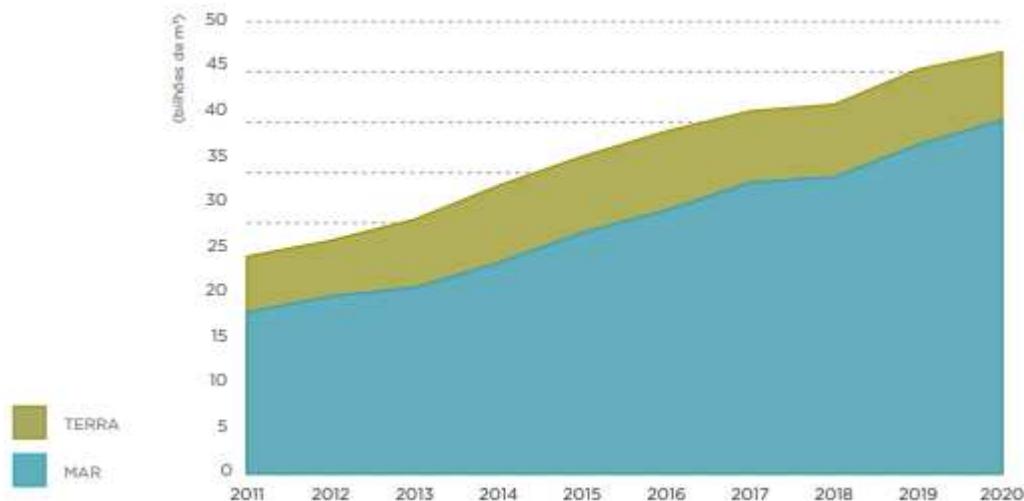
**Gráfico 24** - Produção de gás natural por concessionário – 2020



Fonte: ANP, 2021

O gráfico 25 indica o crescimento contínuo da produção de gás natural desde 2011, tanto em terra como em mar.

**Gráfico 25 - Evolução da produção de gás natural, por localização (terra e mar) - 2011-2020**



Fonte: ANP, 2021

### 2.3.3. Transporte

O transporte de gás natural por gasodutos é um monopólio natural sob controle da Petrobrás, e regulado pela ANP. As principais formas de transporte são:

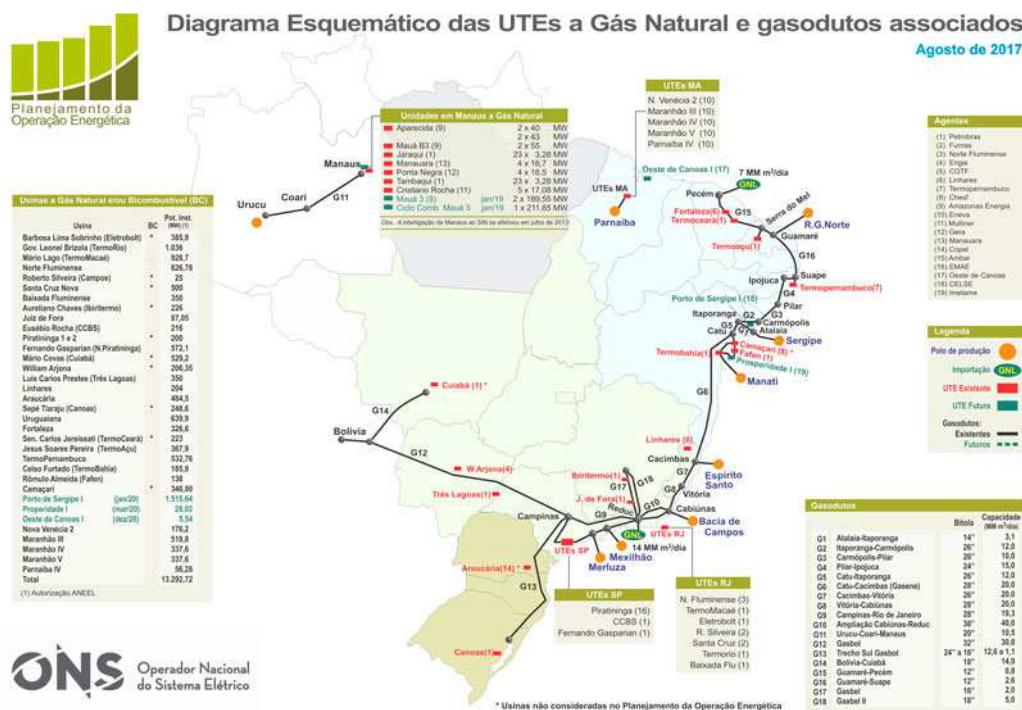
- Dutoviário ou Gasoduto, *onshore* e *offshore*;
- Marítimo, na forma liquefeita (GNL);
- Rodoviário e Ferroviário (Gasoduto Virtual) na forma comprimida (GNC) ou líquida (GNL).

Para o transporte da produção de gás natural, atualmente existem 112 dutos no Brasil com extensão total de 11,6 km, ou seja, a malha de transporte possui pequena extensão quando comparada com outros países.

Ressalta-se que os investimentos para a construção de gasodutos são bastante elevados e, em geral, requerem financiamentos de longo prazo, e o custo para o transporte desse gás estará intrinsecamente ligado à distância entre os campos produtores e o mercado consumidor.

A Figura 19 indica os traçados desses gasodutos de transporte bem como a localização das UTEs a eles associadas.

**Figura 12 - Diagrama esquemático das UTEs a Gás Natural e gasodutos associados**



Fonte: ONS

### 2.3.4. Distribuição

Essa é a etapa final do sistema de fornecimento, antes do consumo. Em razão disso, está submetida à padrões rígidos de especificações quanto à contaminantes, para não danificar os equipamentos que usarão esse gás como combustível (por exemplo, nas turbinas a gás dos sistemas de cogeração).

A partir daí, o gás natural mostra-se versátil, sendo adotado para uso residencial, comercial, industrial e automotivo, com menor grau de emissões poluentes quando comparado a outros combustíveis fósseis.

A regulamentação é dada pela Lei nº 9.478/97, a qual determina que a distribuição de gás canalizado com fins comerciais junto aos usuários finais é de exploração exclusiva dos Estados, exercida diretamente por ele ou por empresas privadas por meio de concessões.

Atualmente, 27 empresas operam a distribuição no Brasil conforme ilustra figura 20. Porém, a Petrobrás é proprietária de uma delas (Gás Brasiliense, em SP) e detém participações em outras 19 empresas. Além disso, também controla as diretorias

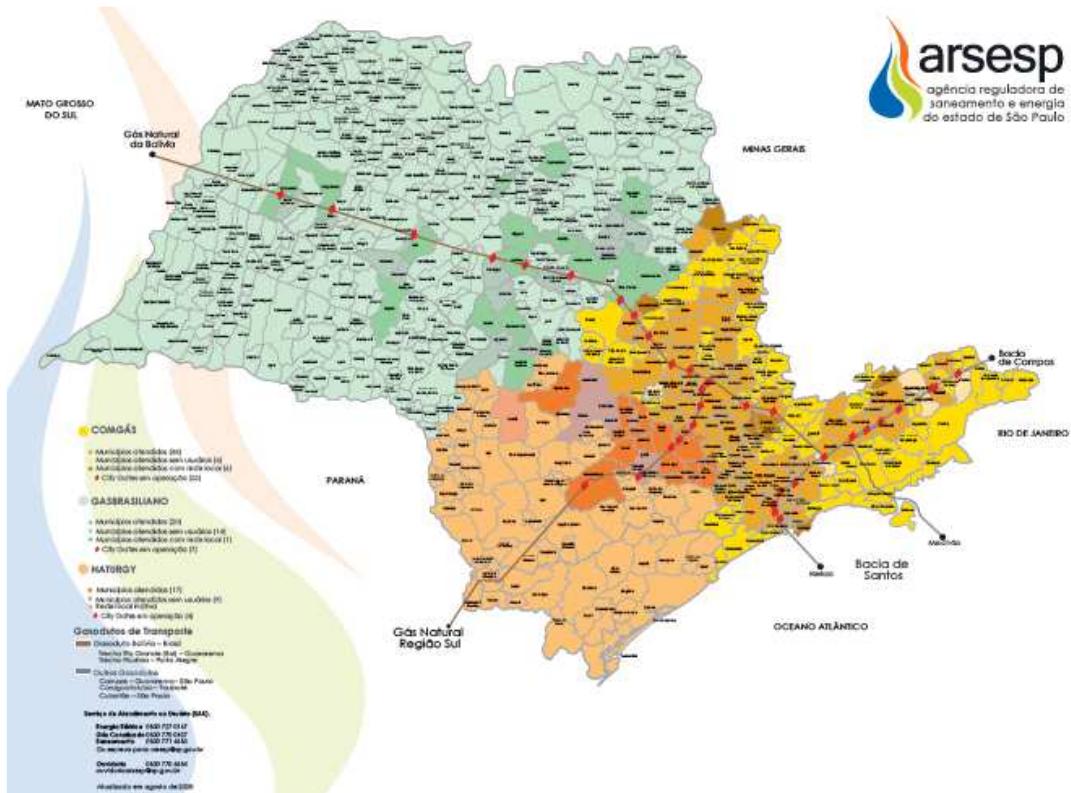
comerciais das empresas estaduais. Ainda, a participação privada nas distribuidoras também é concentrada em poucos agentes.

**Figura 13 - Empresas distribuidoras de Gás Natural no Brasil**



No estado de SP, a responsabilidade pela regulamentação da distribuição é da ARSESP. A figura 21 indica a rede de distribuição dos gasodutos e a área de concessão das empresas que operam no estado.

Figura 14 - Mapa de concessão de gás natural no Estado de SP



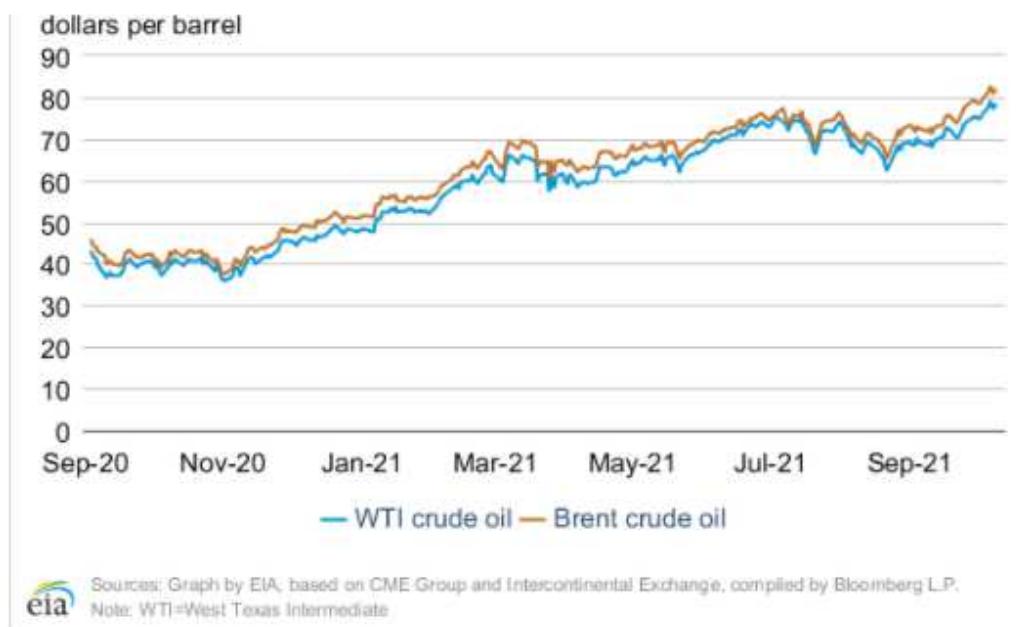
Fonte: ARSESP

### 2.3.5. Preços

Para a maioria dos contratos celebrados entre a Petrobrás e as distribuidoras de gás natural, o preço em reais por normal metro cúbico (Nm<sup>3</sup>) praticado no país está diretamente atrelado ao preço do petróleo (tipo Brent, em dólar) e à taxa de câmbio (para conversão de dólar em Real), e corresponde à quase totalidade do volume de gás que destinado ao consumidor final. Tem surgido movimentos através das distribuidoras que procuram alternativas, porém, ainda não há relevância em relação ao volume total comercializado ao mercado local. Obrigatoriamente, portanto, qualquer projeção de preço de gás para o mercado consumidor brasileiro passará pelas análises de variações e estimativas de preço do petróleo no mercado internacional e pela correspondente variação do câmbio. (LORENZON, Adriano, 2021) enquanto que os mercados mais maduros já conseguem definir os preços baseados nas leis de oferta e procura.

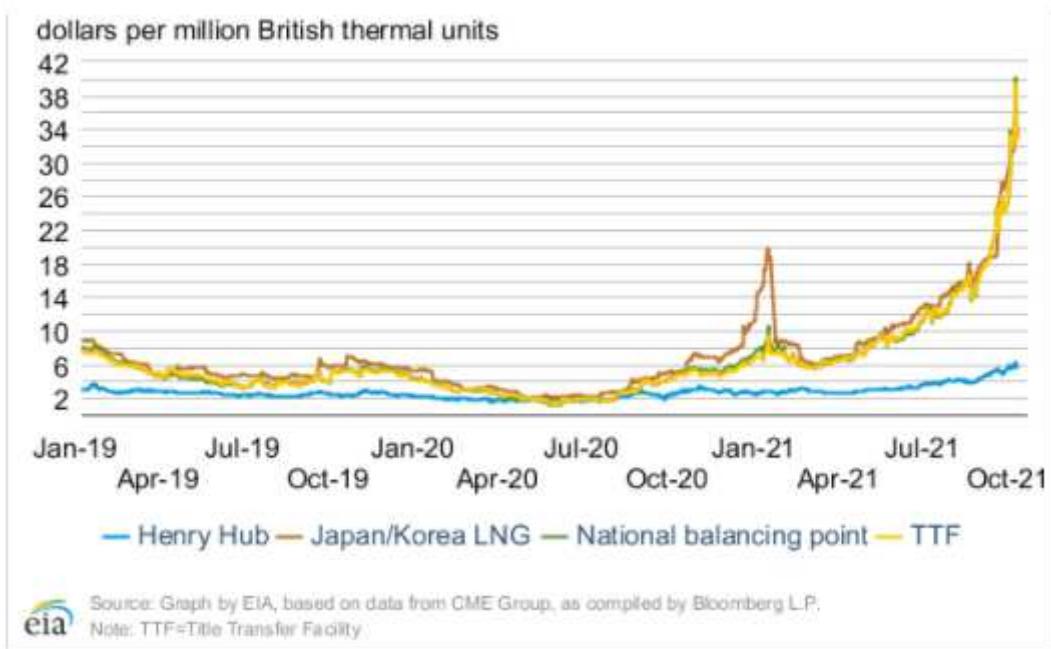
O histórico recente apresenta tendência de alta nos preços nos mercados internacionais tanto do petróleo como do gás natural, conforme mostram os gráficos 26 e 27, respectivamente.

**Gráfico 26 - Preços futuros do Óleo cru – Mercado Internacional**



Fonte: EIA

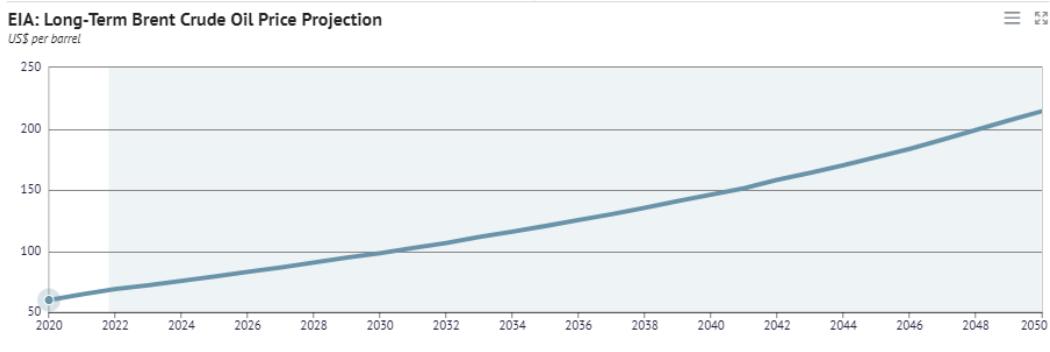
**Gráfico 27 - Preços internacionais de Gás Natural**



Fonte: EIA

As projeções de longo prazo também indicam um crescente aumento dos preços. No caso do Brent, projeta-se sair do patamar de US\$ 64,69 por barril em 2021 para US\$ 102,56 por barril em 10 anos (58%) de acordo com informado pelo gráfico 28.

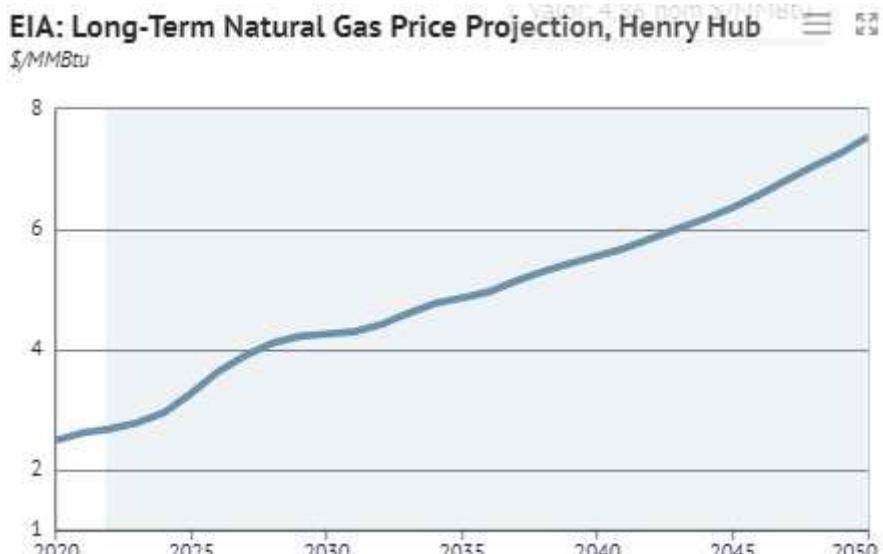
**Gráfico 28** - Projeção de longo prazo - preço internacional de Oléo Cru Brent



Fonte: KNOEMA

Mesmo se o valor de referência for atrelado ao Henry Hub do mercado norte-americano, as projeções indicam aumento de preços conforme mostra o gráfico 29. Em 10 anos, o preço estimado saltaria de US\$ 2,62 por milhão de BTUs em 2021 para US\$ 4,29 em 2031 (63%)

**Gráfico 29** - Projeção de longo prazo - preço internacional de Gás Natural Henry Hub

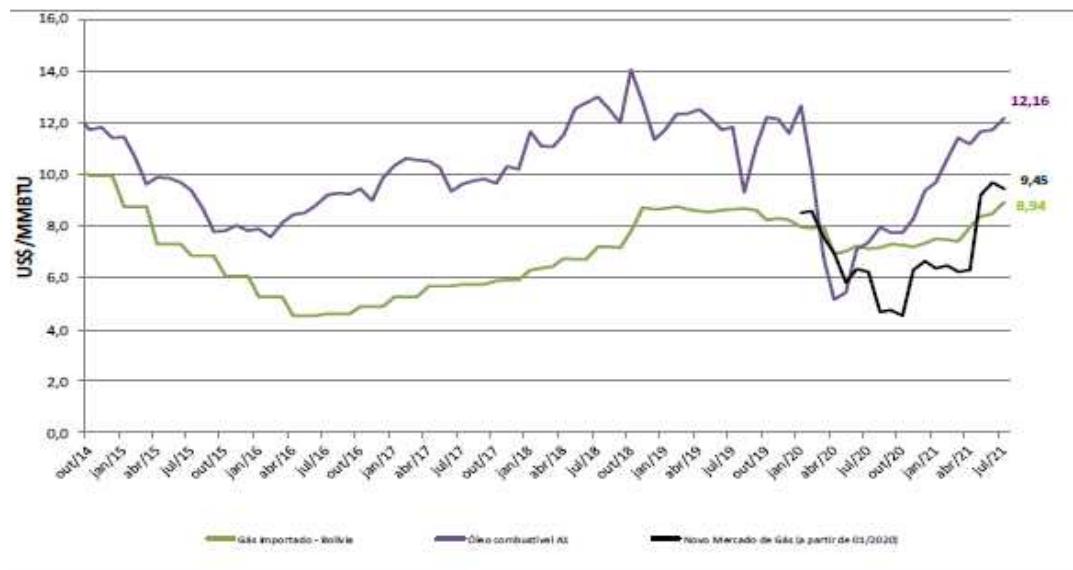


Fonte: KNOEMA

No mercado brasileiro, tem-se observado uma alta de preços acompanhando as tendências externas. O gráfico 30 extraído do “Boletim de Acompanhamento da

Indústria do Gás Natural – julho de 2021” ilustra esse fato. O preço médio foi obtido por média simples e está indicado isento de tributos e encargos.

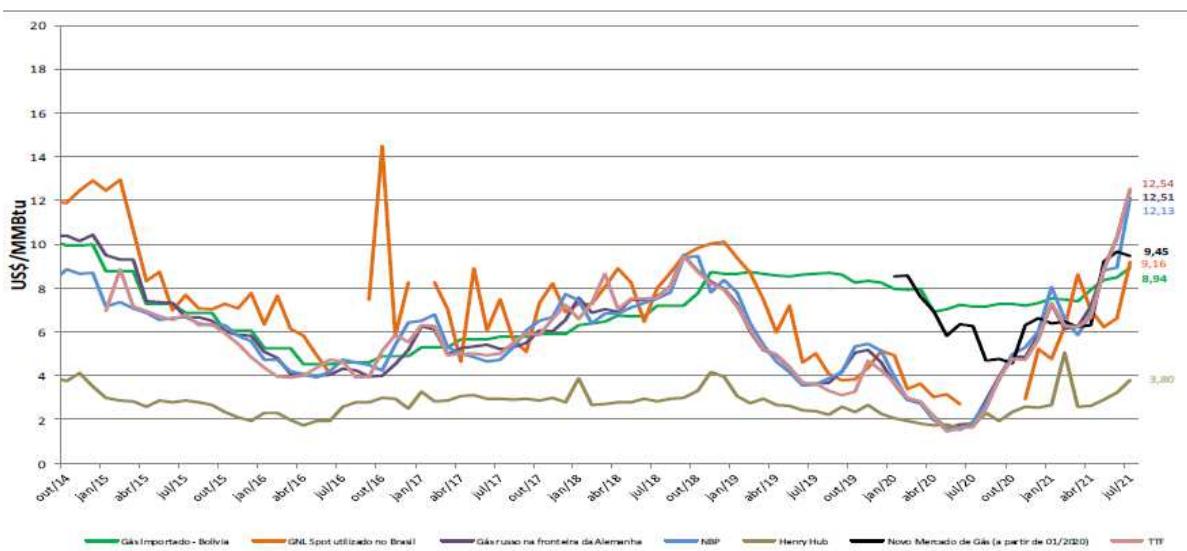
**Gráfico 30 - Histórico de preço de gás natural Petrobras para as distribuidoras**



Fonte: MME, 2021

Para uma melhor visão, o gráfico 31 apresenta uma comparativo de preços de gás natural e GNL em US\$ por milhão de BTUs em diversos mercados (Gás Bolívia, Gás Russo, NBP britânico, Henry Hub americano, TTF holandês e Novo Mercado de Gás) desde 2014.

**Gráfico 31 - Comparação de preços de Gás Natural nos vários mercados**



Fonte: MME, 2021

Observa-se que a retomada da economia e o aumento da demanda tem elevado os patamares dos preços ao redor do mundo.

No Brasil, a expectativa é que o novo mercado de gás se consolide dentro de 05 a 10 anos, tal qual aconteceu com o mercado livre de energia elétrica, e que os preços praticados sejam atrelados a indicadores internacionais mais adequados como o Henry Hub ou que simplesmente, obedeçam a lei de oferta e demanda.

### 3. ANÁLISE COMPARATIVA DAS SOLUÇÕES

#### 3.1. Configuração atual – Cogeração a Gás Natural

A planta industrial a ser analisada está localizada no interior de SP, numa região com altitude média de 620 metros e temperaturas médias anuais de 30 °C (máxima) e 15 °C (mínima). A umidade relativa é de 60%. Fica próxima a rodovias de boa qualidade, de gasoduto de distribuição de gás e de usinas produtoras de cana-de-açúcar.

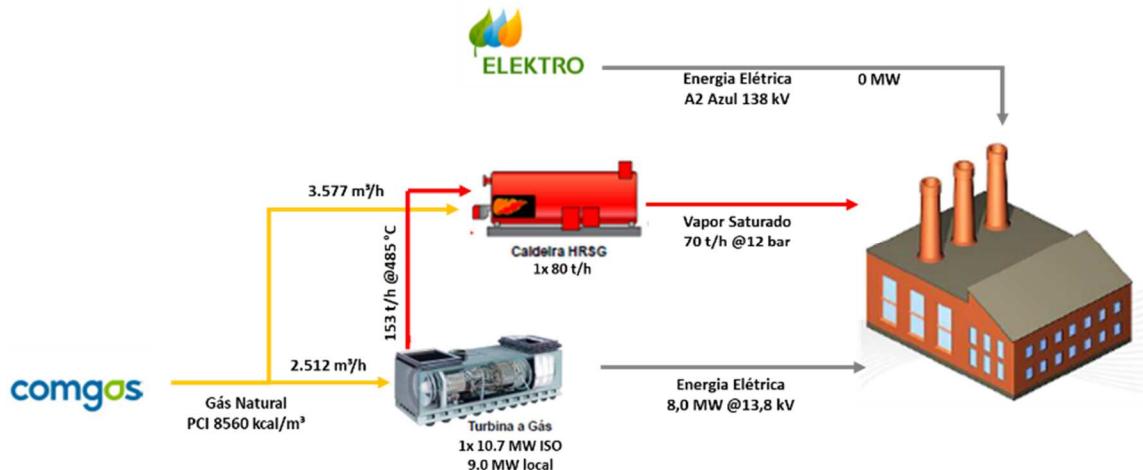
Atualmente, possui um sistema de cogeração com a seguinte configuração: uma turbina a gás natural modelo Solar Mars 100 (10,7 MW ISO) com reaproveitamento dos gases exaustos que são enviados para uma caldeira de recuperação (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*, em inglês), do tipo aquatubular, de 80 t/h de vapor saturado a pressão de 12 bar, para atendimento do processo produtivo.

Nas condições do local da instalação a turbina é capaz de produzir, em média 9,0 MWh, de energia elétrica. O valor nominal foi corrigido de acordo com a altitude, temperatura e umidade.

A fábrica é conectada em 138 kV na rede de transmissão da Elektro, que funciona como retaguarda em caso de manutenção e/ou falha da turbina. O abastecimento de gás natural é feito pela rede de distribuição da Comgás.

A figura 15 mostra os detalhes da configuração atual.

**Figura 15 - Cogeração a Gás Natural - Configuração atual**

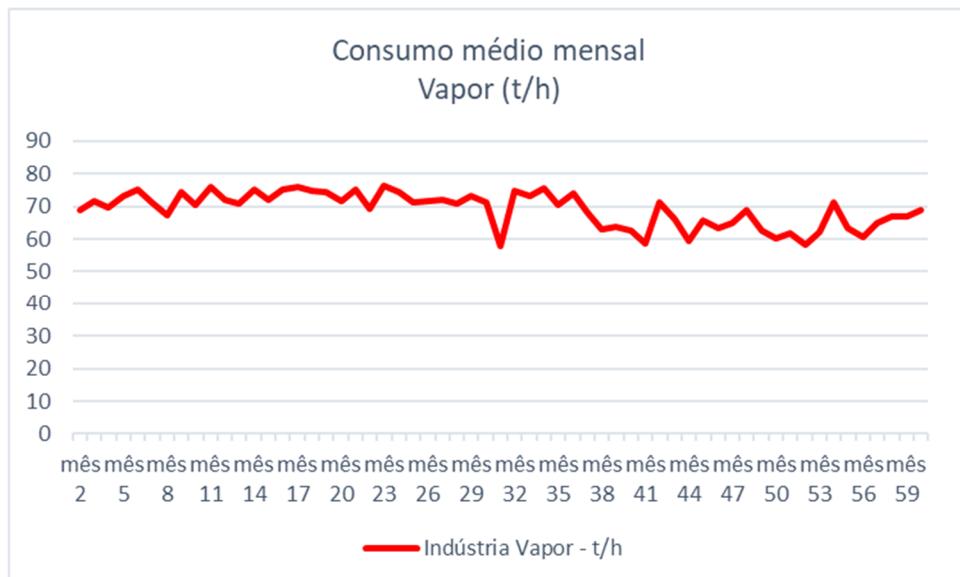


Fonte: Autor

Os gráficos 32 e 33 mostram o perfil mensal de consumo médio de vapor, em toneladas por hora, e o perfil mensal da demanda elétrica média, em MW, respectivamente, ao longo de 05 anos, entre 2015 e 2019.

Desconsideramos as leituras de 2020 por se tratar de um ano atípico em função da pandemia de COVID-19.

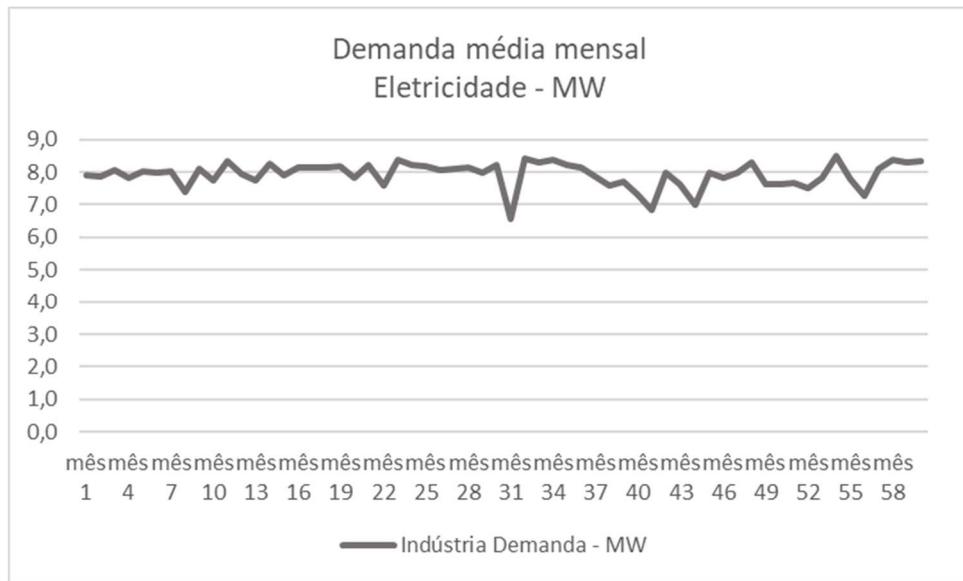
### Gráfico 32 - Perfil de consumo de Vapor Saturado @12 bar



Valor médio: 70 t/h / Valor máximo: 76 t/h / Valor mínimo: 58 t/h

Fonte: Autor

**Gráfico 33 - Perfil de consumo de Energia Elétrica (MW)**



Valor médio: 8,0 MW / Valor máximo: 8,5 MW / Valor mínimo: 6,6 MW

Fonte: Autor

Observa-se que o processo é estável e uniforme, com poucas variações nas demandas térmica e elétrica durante os meses do ano, favorecendo uma melhor eficiência da cogeração. Além disso, o sistema está adequadamente dimensionado e tem capacidade para crescimento.

O balanço energético apresentado na tabela 8 foi feito utilizando planilha de cálculo desenvolvida e apresentada por ANDREOS (2020).

**Tabela 8** – Cogeração a Gás Natural (Atual) - Balanço Energético

BALANÇO ENERGÉTICO		
ELETRICIDADE	ATUAL	UNIDADE
Tipo de Tarifa	A2	-
TUSD Demanda Ponta	14,97	R\$/kW
TUSD Demanda Fora Ponta	10,53	R\$/kW
TUSD Energia	0,05484	R\$/kWh
TE ACL	220	R\$/MWh
Demandas	8.000	kW
Consumo Total	5.760	MWh/mês

Disponibilidade de Carga em Cogeração	100%	-
Total de Carga em Cogeração	8.000	kW
Energia de Cogeração	5.760	MWh/mês
Eficiência da Turbina	32%	-
Potência Necessária	25.000	kW
Consumo de Gás Natural - Turbina	1.809.299	m³/mês

ENERGIA TÉRMICA	ATUAL	UNIDADE
Demandas de Vapor	70	ton/h
PCI do Gás Natural	8.560	kcal/m³
Potência Rejeitada da Turbina	17.000	kW
Eficiência da Caldeira de Recup.	85%	-
Potência Térmica Reaproveitada	14.450	kW
Geração de Vapor 1	20,53	ton/h
Geração de Vapor 2	49,47	ton/h
Potência de Gás Natural	34.830	kW
Eficiência da Caldeira / Queima	85%	-
Potência Térmica Utilizada	29.606	kW
Energia Total Fornecida	21.316	MWh/mês
Consumo de Gás Natural - Caldeira	2.142.608	m³/mês
Energia Térmica de Vapor	0,704	kWh/kg vapor

Consumo de Gás Natural - Total	3.951.908	m³/mês
Tarifa média Gás Natural s/ ICMS	2,219883	R\$/mês

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

O Fator de Utilização de Energia (FUE) nessa condição é de 0,87.

### Fator de Utilização de Energia - FUE

<i>W</i>	8.000 kW	
<i>Q<sub>u</sub></i>	44.056 kW	$FUE = \frac{W + Q_u}{Q_{comb}} =$
<i>Q<sub>comb</sub></i>	59.830 kW	<b>0,87</b>

Na tabela 8, os custos mensais de energia foram calculados com base no custo de gás natural para cogeração da COMGÁS, conforme Deliberação ARSESP nº 1.213, de 26 de agosto de 2021.

E para os custos de eletricidade, utilizou-se as tarifas ELEKTRO para o grupo A2 Azul de acordo com Resolução Homologatória nº 2.927 de 24 de agosto de 2021, além de estimativa de compra de energia no mercado livre de energia baseado nos resultados de leilões A-3 de energia nova realizados em 2021. Como a planta é autossuficiente em energia elétrica, esses custos foram zerados.

O custo de manutenção da central foi ajustado a partir do valor de R\$ 75,00 por MWh de julho de 2020, corrigido pela inflação IPCA no período (11,62%), obtendo-se o valor de R\$ 84,00 por MWh gerado.

Por fim, simulou-se um desconto de 15% nas tarifas de gás natural em função da expectativa de redução de preços a partir da criação do novo mercado livre de gás, conforme apresentado na tabela 9.

**Tabela 9** - Cogeração a Gás Natural - Custos operacionais anuais

CUSTOS OPERACIONAIS (R\$)	ATUAL	PROPOSTO MIL GN
TUSD Ponta - Mês	0	0
TUSD Fora de Ponta - Mês	0	0
TUSD Energia - Mês	0	0
Custo de Energia - Mês	0	0
<b>Custo de Energia Mensal s/ICMS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Custo Específico (R\$/MWh) - s/ Impostos	0,00	0,00
Custo de Gás Natural - Mês	8.772.774	7.456.858
Custo de Manutenção - Mês	483.840	483.840
<b>Custo Total - Mês</b>	<b>R\$ 9.256.613,74</b>	<b>R\$ 7.940.697,68</b>
<b>Custo Total - Ano</b>	<b>R\$ 111.079.364,87</b>	<b>R\$ 95.288.372,14</b>

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

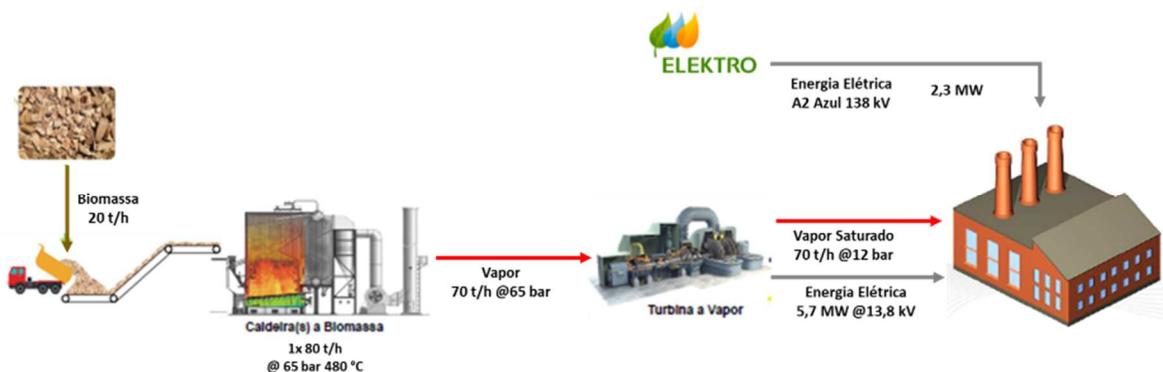
### 3.2. Configuração proposta – Cogeração a Biomassa

Como primeira alternativa de cogeração a ser avaliada, propõe-se instalar uma central composta por uma caldeira de biomassa de alta pressão com capacidade para produzir 80 t/h líquida de vapor, na pressão de 65 bar e temperatura de 480 °C. Esse vapor será enviado para uma turbina a vapor de contra pressão e será extraído na forma de vapor superaquecido a 12 bar e 280 °C. Antes de seguir para o processo, esse vapor passará por um dessuperaquecedor com o intuito de reduzir a sua temperatura até aproximadamente 195 °C, ficando próxima à temperatura de saturação do vapor.

A geração de energia elétrica líquida, isto é, descontado o consumo próprio da central, é estimado em 5,7 MW em 13,8 kV. Portanto, nessa configuração faz-se necessário a compra de 2,3 MW da concessionária para complementar a demanda de 8 MW da planta industrial.

A figura 16 representa o diagrama proposto para a cogeração a biomassa.

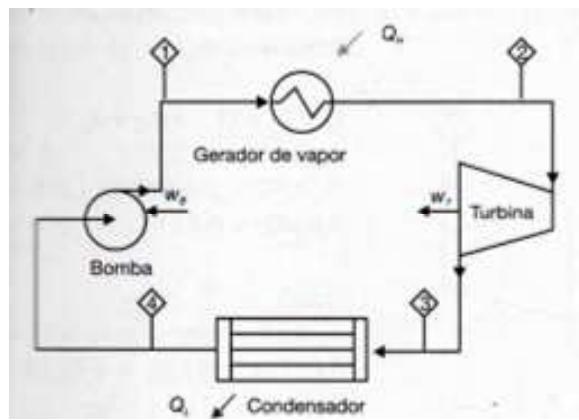
**Figura 16 – Cogeração a Biomassa - Configuração proposta**



Fonte: Autor

O balanço térmico dessa solução obedece ao ciclo Rankine indicado na figura 25, no qual a potência elétrica gerada numa turbina a vapor é função da pressão, temperatura e entalpia de entrada do vapor que passa por ela, e da pressão, temperatura e entalpia de saída do vapor no ponto de extração para o processo.

**Figura 17 - Ciclo Rankine para a Biomassa**



Fonte: SIMÕES MOREIRA, 2019

A equação para cálculo da potência é dada pela expressão 3.2.1:

$$W = m * (h_2 - h_3) \quad (3.2.1)$$

Onde:

$W$  = potência da turbina, em Watts [W] ou kJ/s

$m$  = vazão mássica do fluido de trabalho, em kg/s

$h_2$  = entalpia específica do fluido na entrada da turbina, em kJ/kg

$h_3$  = entalpia específica do fluido na saída da turbina, em kJ/kg

As entalpias específicas indicadas na tabela 10 foram obtidas através de simulações usando o software *Computer Aided Thermodynamic Tables 3* (CATT3) nas condições de operação fornecidas pelos fabricantes da caldeira e do turbogerador.

**Tabela 10** - Cogeração a Biomassa - Cálculo da potência elétrica líquida disponível

Balanço Energético		
Consumo cavaco	21,0	ton/h
Consumo vapor	19,44	kg/s
Pressão Entrada TV	65	bar
Temperatura Entrada TV	480	°C
Pressão Saída TV	12	bar
Temperatura Saída TV	280	°C
Entalpia na Entrada h2	3.368	kJ/kg
Entalpia na Saída h4	3.002	kJ/kg
<b>W= m.(h3-h4'')</b>	<b>7.117</b>	<b>W</b>
Consumo próprio	1.400	W
<b>Potência Líquida</b>	<b>5.700</b>	<b>W</b>

Fonte: Autor

O consumo de biomassa é da ordem de 0,3 toneladas de cavaco por tonelada de vapor produzido, totalizando 20 t/h, para um combustível com PCI de 2.400 a 2.500 kcal/kg e umidade entre 35 e 40%.

No transporte da biomassa, utiliza-se caminhões com capacidade de 30 toneladas de carga, ou seja, serão necessários 17 caminhões por dia para manter uma operação contínua em regime de 24 horas por dia.

Os custos com compra de energia elétrica estão indicados na tabela 11 e foram usados os mesmos valores e critérios indicados para o preenchimento da tabela 8.

**Tabela 11** - Cogeração a Biomassa - Custos operacionais anuais com Eletricidade

ELETRICIDADE	PROPOSTO	UNIDADE
Grupo tarifário	A2	-
TUSD Demanda Ponta	14,97	R\$/kW
TUSD Demanda Fora Ponta	10,53	R\$/kW
TUSD Energia	0,05484	R\$/kWh
TE ACL	220	R\$/MWh
Demandas	2.300	kW
Consumo Total	1.656	MWh/mês

CUSTOS OPERACIONAIS (R\$)	PROPOSTO
TUSD Ponta - Mês	34.431
TUSD Fora de Ponta - Mês	24.219
TUSD Energia - Mês	90.815
Custo de Energia - Mês	364.320
<b>Custo de Energia Mensal s/ICMS</b>	<b>513.785</b>
<b>Custo Específico (R\$/MWh) - s/ Impostos</b>	<b>310,26</b>

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

Os custos anuais para essa solução estão representados na tabela 12, usando planilha de cálculo desenvolvida e apresentada por ANDREOS (2020).

**Tabela 12** - Cogeração a Biomassa - Custos operacionais anuais

Cogeração EE e Vapor - Turbogerador	
<b>Solução</b>	<b>Cogeração a Vapor</b>
Contratação de Mercado	LIVRE
Demandas	8.000 kW
Fator de Carga	1,000
Consumo Energia elétrica anual	20.148 MWh
Custo específico energia elétrica S/ ICMS	R\$ 310,26 /MWh
<b>Custo anual com energia elétrica</b>	<b>R\$ 6.251.118</b>
Geração de Vapor com Biomassa	
Demandas de vapor @ 12 bar	70 Ton/h
Consumo anual de vapor	613.200 Ton
Custo da geração de Biomassa	R\$ 120,00 /Ton
<b>Custo anual com Vapor</b>	<b>R\$ 73.584.000</b>
Cogeração com Turbina a Vapor	
Custo energia elétrica cogerada	R\$ 230,00 /MWh
Capacidade total	5.700 kW
Disponibilidade	100%
Geração de vapor @ 12 bar	-
<b>Geração de vapor anual</b>	-
Consumo específico Turbina	12 ton/MWh
<b>Geração de energia elétrica anual</b>	<b>49.932 MWh</b>
Consumo anual de Gás Natural	
Custo Gás do Natural (Cogeração) S/ ICMS	-
<b>Custo anual com Energia Elétrica Cogerada</b>	<b>R\$11.484.360,00</b>
Custo com manutenção	-
<b>Custo anual com manutenção</b>	<b>R\$ 4.194.288</b>
<b>Custo total com a Cogeração</b>	<b>R\$ 89.262.648</b>
<b>Custo anual total</b>	<b>R\$91.319.478,48</b>

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

## Análise de econômica da proposta 1

Para a análise econômica da proposta analisaram-se os custos operacionais do modelo atual e da proposta de cogeração a biomassa. Percebe-se que há uma economia potencial anual de R\$ 19.760.000,00 (ou R\$ 1.646.667,00 mensais).

Com base nessa possibilidade, e usando como premissa os parâmetros financeiros indicados na tabela 13, calculamos o retorno sobre o investimento.

O valor do investimento foi estimado com base em informações fornecidas por empresas especializadas nesse tipo de empreendimento e possui erro da ordem de +25% / -10%.

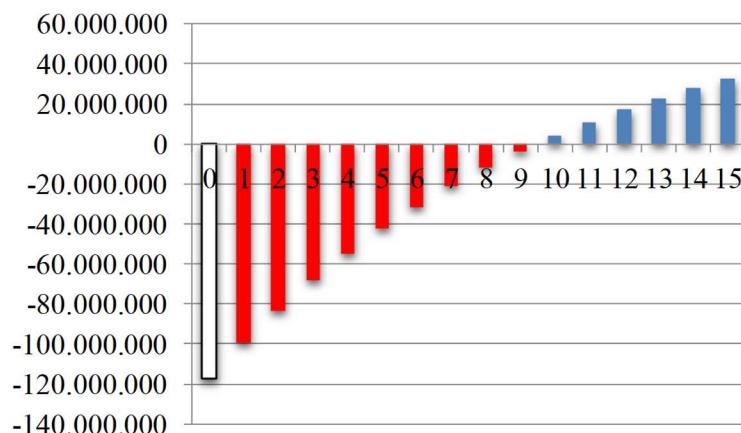
**Tabela 13 – Cogeração GN x Biomassa: Parâmetros e resultados financeiros**

<b>Parâmetros Financeiros</b>			<b>Resultado Financeiro</b>	
Investimento Inicial	-R\$ 117.500.000	IIo	Payback simples	5,9 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 19.760.000	FLC	Payback Descontado	9,5 anos
Taxa de desconto	10%	r	VPL	R\$ 32.796.131
Período (anos)	15	n	TIR	14,7%

Fonte: Autor

**Gráfico 34 – Cogeração a biomassa: Fluxo de caixa acumulado em 15 anos**

**Fluxo de Caixa Acumulado**



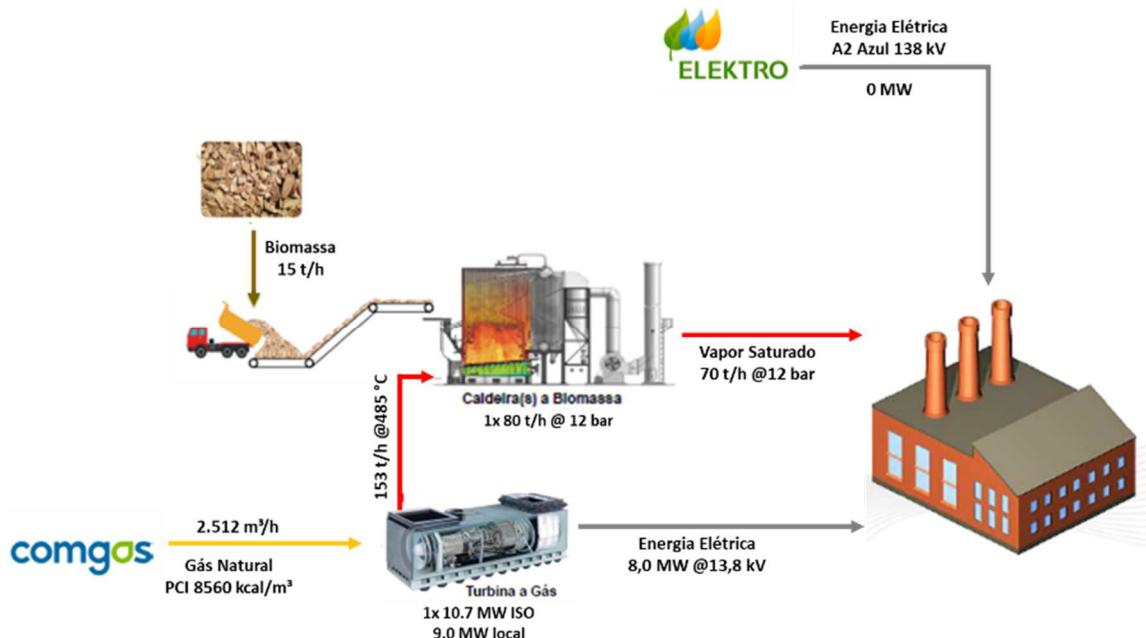
Fonte: Autor

### 3.3. Configuração alternativa #1 – Cogeração Híbrida: Turbina a Gás Natural + Caldeira de Biomassa

A segunda alternativa de cogeração que pode ser avaliada é um modelo híbrido, no qual a geração de energia elétrica é feita usando a turbina a gás existente (9,0 MW no local da instalação) com reaproveitamento dos gases exaustos que serão enviados para uma caldeira de biomassa de baixa pressão, e capacidade de geração de 80 t/h de vapor saturado na pressão de 12 bar.

Nessa configuração, não há necessidade de compra de energia elétrica complementar do *grid*. A figura 18 mostra o diagrama básico da proposta de cogeração híbrida.

**Figura 18** – Cogeração Híbrida: Turbina a Gás Natural + Caldeira de Biomassa



Fonte: Autor

A tabela 14 apresenta o balanço energético da proposta de cogeração híbrida.

**Tabela 14** - Cogeração "Híbrida" - Balanço Energético

Balanço Energético		
Energia Elétrica	8.000	kW
Eficiência da turbina	0,3200	n
Consumo	25.000	kW
Consumo Gás Natural	2.512	m <sup>3</sup> /h
Energia Térmica	17.000	kW
Eficiência da caldeira	0,85	n
Energia Térmica útil	14.450	kW
Geração de Vapor	0,704	kW/kgvapor
Geração de Vapor	20,5	Ton/h

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

A tabela 15 apresenta os custos operacionais anuais com a opção de uso de gás natural e de biomassa como combustível, utilizando planilha de cálculo desenvolvida e apresentada por ANDREOS (2020).

**Tabela 15** - Cogeração "Híbrida" - Custos operacionais anuais

Cogeração EE e Vapor - Turbina a gás	
<b>Solução</b>	<b>Cogeração</b>
Contratação de Mercado	LIVRE
Demanda	0 kW
Fator de Carga	1,000
Consumo Energia elétrica anual	0.000 MWh
Custo específico energia elétrica S/ ICMS	R\$ 310,26 /MWh
<b>Custo anual com energia elétrica</b>	<b>R\$ 0</b>
Geração de Vapor com Biomassa	
Demanda de vapor @ 12 bar	49 Ton/h
Consumo anual de vapor	433.396 Ton
Custo da geração de Biomassa	R\$ 120,00 /Ton
<b>Custo anual com Vapor</b>	<b>R\$ 52.007.523</b>
Cogeração com Turbina a Gás	
Capacidade total	8.000 kW
Disponibilidade	100%
Geração de vapor @ 12 bar	20,5 Ton/h
<b>Geração de vapor anual</b>	<b>179.804 Ton</b>
Consumo específico Turbina	313,96 m3/MWh
<b>Geração de energia elétrica anual</b>	<b>70.080 MWh</b>
Consumo anual de Gás Natural	22.002.336 m3
Custo Gás do Natural (Cogeração) S/ ICMS	R\$ 2,240613 /m3
<b>Custo anual com Gás Natural</b>	<b>R\$ 49.298.721</b>
Custo com manutenção	R\$ 84 /MWh
<b>Custo anual com manutenção</b>	<b>R\$ 5.886.720</b>
<b>Custo total com a Cogeração</b>	<b>R\$ 55.185.441</b>
<b>Custo anual total</b>	<b>R\$ 107.192.964</b>

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

### Análise de econômica da proposta 2

Da mesma forma que no caso base, analisaram-se os custos operacionais do modelo atual e da proposta de cogeração híbrida. Percebe-se que há uma pequena economia potencial anual de R\$ 3.880.000,00 (ou R\$ 323.330,00 mensais).

As premissas e resultados financeiros dessa alternativa estão indicados na tabela 16. Analogamente ao caso base, o valor do investimento foi estimado com informações obtidas de empresas especializadas nesse tipo de empreendimento e possui erro da ordem de +25% / -10%.

**Tabela 16** - Cogeração Híbrida: parâmetros e resultados financeiros

<b>Parâmetros Financeiros</b>			<b>Resultado Financeiro</b>	
Investimento Inicial	-R\$ 85.800.000	IIo	Payback simples	22,1 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 3.880.000	FLC	Payback Descontado	51,4 anos
Taxa de desconto	10%	r	VPL	<b>-R\$ 56.288.412</b>
Período (anos)	15	n	TIR	-4,5%

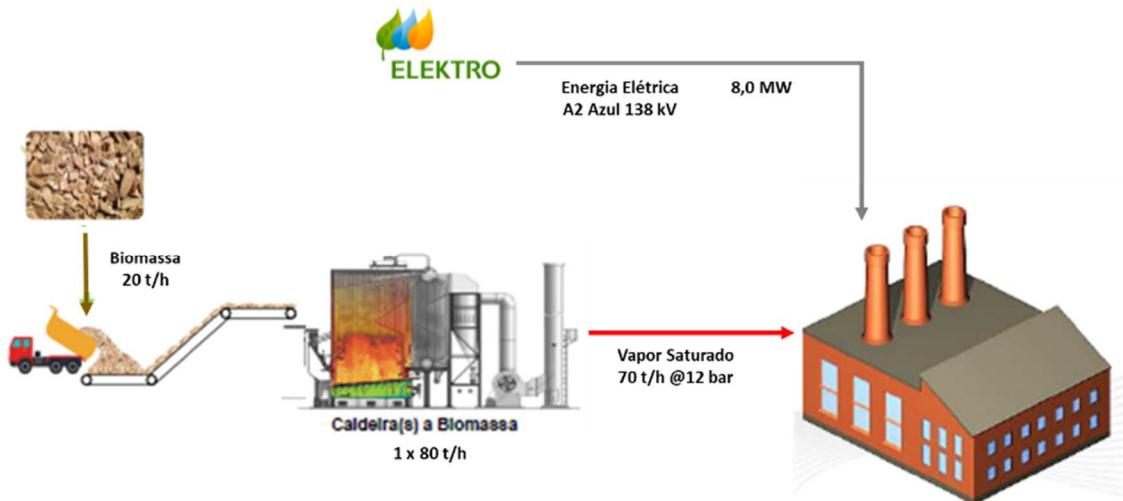
Fonte: Autor

### 3.4. Configuração Alternativa #2 – Caldeira de Biomassa + Eletricidade do Grid

Uma terceira alternativa, mais convencional e que não caracteriza cogeração, é usar uma caldeira de biomassa de baixa pressão com capacidade de 80 t/h para geração de vapor a 12 bar, saturado, e comprar toda a energia elétrica necessária do mercado livre.

A figura 19 mostra o diagrama simplificado da proposta de geração de vapor com biomassa e compra de energia elétrica do grid.

**Figura 19** - Caldeira de Biomassa + Eletricidade do Grid



Fonte: Autor

Nesse cenário, os valores estimados para os custos anuais estão indicados na tabela 17. Os cálculos foram feitos utilizando planilha de cálculo desenvolvida e apresentada por ANDREOS (2020).

**Tabela 17** - Geração de Vapor com Biomassa e Energia Elétrica do Grid – Custos anuais

<b>Geração Vapor + E.E. Grid</b>	
<b>Solução</b>	<b>Convencional</b>
Contratação de Mercado	LIVRE
Demanda	8.000 kW
Fator de Carga	1,000
Consumo Energia elétrica anual	70.080 MWh
Custo específico energia elétrica S/ ICMS	R\$ 310,26 /MWh
<b>Custo anual com energia elétrica</b>	<b>R\$ 21.743.021</b>
<b>Geração de Vapor com Biomassa</b>	
Demanda de vapor @ 12 bar	70 Ton/h
Consumo anual de vapor	613.200 Ton
Custo da geração de Biomassa	R\$ 120,00 /Ton
<b>Custo anual com Vapor</b>	<b>R\$ 73.584.000</b>
<b>Custo anual total</b>	<b>R\$ 95.327.021</b>

Fonte: Autor, adaptada de ANDREOS, 2020

### Análise de econômica da proposta 3

Da mesma forma que no caso base, analisaram-se os custos operacionais do modelo atual e da proposta de geração de vapor com biomassa e compra de energia elétrica do grid. Nesse cenário, há uma economia potencial anual de R\$ 15.750.000,00 (ou R\$ 1.312.500,00 mensais).

As premissas e resultados financeiros dessa opção estão indicados na tabela 18.

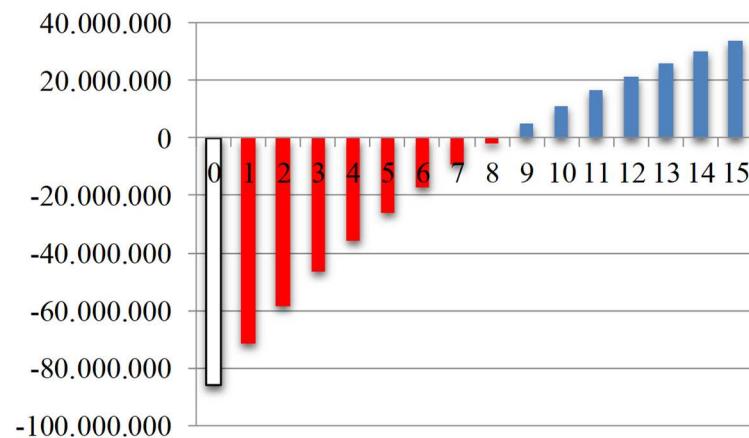
**Tabela 18** - Geração de Vapor com Biomassa - parâmetros e resultados financeiros

<b>Parâmetros Financeiros</b>			<b>Resultado Financeiro</b>	
Investimento Inicial	-R\$ 85.800.000	IIo	Payback simples	5,4 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 15.750.000	FLC	Payback Descontado	8,3 anos
Taxa de desconto	10%	r	VPL	R\$ 33.995.752
Período (anos)	15	n	TIR	16,5%

Fonte: Autor

**Gráfico 35** - Geração de vapor com biomassa: Fluxo de caixa acumulado em 15 anos

**Fluxo de Caixa Acumulado**



Fonte: Autor

### 3.5. Discussões

Do ponto de vista financeiro, a tabela 19 apresenta um resumo dos resultados obtidos para cada cenário simulado:

**Tabela 19** - Resumo das análises financeiras de cada cenário

Configuração proposta	Investimento (em mil Reais)	Economia anual (em mil Reais)	Payback descontado (em anos)	VPL (em mil Reais)	TIR
Cogeração a biomassa	R\$ 117.500	R\$ 19.760	9,5	R\$ 32.800	14,7%
Cogeração "híbrida"	R\$ 85.800	R\$ 3.880	51,4	-R\$ 56.300	-4,5%
Geração de vapor saturado	R\$ 85.800	R\$ 15.750	8,4	R\$ 34.000	16,5%

Fonte: Autor

Analizando os resultados obtidos fica evidente que o aporte desse montante de investimento em quaisquer das soluções é pouco atrativo para o mercado brasileiro, que tem expectativa de retorno do valor aplicado em até 05 anos. A justificativa somente se daria pelos aspectos de confiabilidade e sustentabilidade.

Por outro lado, quando comparamos os custos operacionais anuais de cada solução, vê-se a oportunidade de reduzi-los conforme mostra a tabela 20.

**Tabela 20** - Comparaçao dos custos anuais estimados para cada solução

Configuração proposta	Custos anuais estimados (x mil Reais)	Economia anual (x mil Reais)
Cogeração a gás natural (atual)	R\$ 111.080	-
Cogeração a gás natural (atual, ML gás: -15%) *	R\$ 95.290	-R\$ 18.790
Cogeração a biomassa	R\$ 91.320	-R\$ 19.760
Cogeração "híbrida"	R\$ 107.200	-R\$ 3.880
Geração de vapor saturado	R\$ 95.330	-R\$ 15.750

Fonte: Autor

\*cenário hipotético, com eventual redução da tarifa de gás natural via novo mercado de gás

### Cálculo do *break-even*

Para manter a cogeração atual sem migrar para a biomassa, os custos operacionais anuais devem ser equivalentes aos custos simulados, ou seja, passar de R\$ 111.080.000,00 para R\$ 91.320.000,00.

Com isso, a tarifa média de gás natural sem impostos para os volumes considerados, deveria reduzir de R\$ 2,2198 para R\$ 1,8032 – desconto de aproximadamente 18,8%.

Do ponto de vista da solução, considerando os aspectos técnicos e operacionais, a tabela 21 resume as principais vantagens e desvantagens de cada alternativa.

**Tabela 21** – Principais vantagens e desvantagens das soluções apresentadas

Configuração proposta	Vantagens	Desvantagens
Cogeração a gás natural	Ativos depreciados Confiabilidade operacional Independência do Grid Combustível ininterrupto Solução Compacta	Obsolescência Custos GN
Cogeração a biomassa	Combustível renovável Mix de combustíveis Custos reduzidos	Logística Risco desabastecimento Dependência parcial do Grid Armazenamento
Cogeração “híbrida”	Flexibilidade de combustível Confiabilidade Operacional Independência do Grid	Custos operacionais Logística Complexidade da operação
Geração de vapor saturado	Redução no investimento Menor área utilizada	Dependência total do grid

Fonte: Autor

Observa-se que quaisquer uma das soluções atenderiam às necessidades da planta industrial e os critérios para escolha da alternativa vencedora vão desde os aspectos econômico-financeiros passando pela relevância da segurança e confiabilidade operacional, além dos relacionados à sustentabilidade.

Nesse aspecto, é mandatório verificar a qualidade da rede de energia elétrica que alimenta a fábrica para evitar excesso de interrupções da produção, a proximidade com produtores e/ou vendedores de biomassa – recomenda-se não estar mais do que 100 km de distância – bem como negociar contratos de longo prazo, entre 10 a 15 anos, para fornecimento de ambos.

Para não realizar um investimento tão elevado, a melhor opção seria buscar por um investidor disposto a assinar um contrato do tipo PPA (*Power Purchase Agreement*) ou do tipo BOT (*Build, Operate and Transfer*) - no qual um terceiro realiza o investimento, é remunerado com base nos custos operacionais e consumos variáveis (tarifa de fornecimento de energia) e ao final do contrato transfere a posse dos ativos para o contratante - ou ainda, um do tipo BOO (*Build, Operate and Own*) – similar ao BOT porém ao final do contrato a posse dos ativos permanece com o investidor e a aquisição dos ativos por parte do contratante pode ser feita em comum acordo por valores de mercado. Existem várias empresas com perfil de investidor nesse tipo de negócio, dentre as quais destacam-se: ComBio, Ecogen, ComBio, Mais Energia, Union Rhac e Veolia. Por fim, pode-se utilizar linhas de crédito dos bancos de fomento de desenvolvimento (BNDES, por exemplo).

Em todas essas modalidades de contrato, evita-se ou reduz-se o comprometimento dos valores destinados a investimento no *core business* da empresa.

#### 4. CONCLUSÃO

A versatilidade de configuração dos sistemas de cogeração e o conhecimento do perfil energético do consumidor permitem a otimização da solução com a escolha daquela melhor se adapte às características do processo industrial à que se destina. Adiciona-se a isso as inúmeras possibilidades de escolha de combustível para abastecer a central cogeradora. Essa escolha passa obrigatoriamente pela facilidade de obtenção e disponibilidade na região de localização da indústria. Fatores tais como nível de tensão e qualidade da rede de transmissão e distribuição de energia elétrica, fácil acesso a rede de gasodutos de distribuição de gás natural e proximidade às florestas energéticas de eucalipto e/ou produtores de cana-de-açúcar são decisivos na tomada de decisão e são mais relevantes que a escolha da tecnologia em si.

A análise do cenário de energia elétrica através do PDE2030 dá indícios de que haverá oferta de geração suficiente, atrelada ainda a investimentos no sistema de transmissão, para atender à projeção de crescimento da demanda, e que o aumento de participação de outras fontes renováveis na matriz elétrica diminuirá a dependência da geração por fonte hídrica, sujeita a variações e inconstâncias do regime de chuvas nas principais bacias hidrográficas.

Observando o panorama da biomassa, especialmente para o estado de São Paulo, é possível dizer que haverá disponibilidade de biomassa oriunda de bagaço e palha de cana-de-açúcar para atender a planta de cogeração. As perspectivas de aumento da área de plantação de eucalipto e de pinus para uso como energia e a utilização de áreas degradadas pela pastagem para criação das florestas energéticas, bem como a qualidade das rodovias paulistas, indica que essa opção será eficaz se a fonte do combustível estiver localizada num raio de até 100 km da planta.

Sobre o novo mercado de gás, ainda se nota um cenário de muita incerteza e dificuldades na implementação, sobretudo pelo domínio exercido pela Petrobrás em todo a cadeia (produção, transporte e distribuição). A precificação atrelada ao mercado internacional de petróleo e a desvalorização da moeda local sugere que os preços continuarão em alta, e além disso, há sinais de que o processo para atingimento da maturidade do mercado levará entre 05 a 10 anos.

Na análise das soluções propostas para substituir a central de cogeração a gás natural, aquela que apresentou os menores custos operacionais foi a cogeração a biomassa, seguida pela opção de geração de vapor saturado em caldeira de biomassa e compra de energia de fonte renovável via mercado livre. A solução híbrida, apesar de muito flexível, é a pior opção.

Ainda, se a intenção for manter o uso do gás natural, a tarifa média cobrada de acordo com os volumes de consumo atuais deveria ser reduzida em 18,8% e os fatores de correção de preço deveriam estar pautados em contrato de longo prazo e seguir os mesmos indicadores usados para compra de biomassa, ou seja, o IPCA.

Quando fizemos a análise da viabilidade econômica das soluções, vimos que a melhor solução passaria a ser a alternativa de não manter a cogeração e, em segundo lugar ficou a opção de cogeração a biomassa. Porém, nos deparamos com cenários de *payback* acima de 08 anos, que é considerado muito longo para o mercado brasileiro, o qual trabalha com horizonte de até 05 anos para realização de investimentos desse porte e dessa magnitude.

Diante do exposto, a melhor opção para a empresa visando reduzir seus custos operacionais seria buscar um investidor externo, com comprovado domínio do setor, para implementar, operar e manter a nova central de cogeração através da assinatura de um contrato de longo prazo. Nesse caso, a remuneração se daria por um valor pré-estabelecido para as tarifas de vapor e energia elétrica o qual englobasse os custos fixos e variáveis do investidor.

Contudo, antes da tomada de decisão sobre a mudança de modelo de cogeração, deve-se levar em conta não somente os aspectos econômico-financeiros, mas também os aspectos de segurança e confiabilidade operacional, os eventuais ganhos financeiros adicionais ao atender à política de sustentabilidade e a propensão da companhia em assumir riscos com contratos de longa duração.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. **Concessionárias**. Disponível em <<https://www.abegas.org.br/concessionarias>> Acesso em out. 2021.

ANATER, Mônica J.N. **A energia da madeira**. Apostila ERG-012 - Curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética, PECE Poli USP, 2021

ANDREOS, Ronaldo. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo**. 2013. 151 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

ANDREOS, Ronaldo. **Cogeração**. Apostila ERG-003 - Curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética, PECE Poli USP, 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/>> Acesso em set. 2021.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006**. Brasília, 2006. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>> Acesso em out. 2020

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em out. 2020.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em out. 2020.

ANP [Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021**. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>> Acesso em out.2021.

\_\_\_\_\_. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Nº 132**. Agosto 2021. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021-08-boletim.pdf>> Acesso em set. 2021.

ARSESP [Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo]. **Deliberação ARSESP nº 1.213, de 26 de ago. de 2021**. São Paulo, 2021. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/informacoes-economico-financeiras/tarifas-gas-canalizado.aspx>> Acesso em out. 2021

\_\_\_\_\_. **Áreas de concessão de distribuição de gás canalizado** Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/gas-canalizado/informacoes-tecnicas.aspx>> Acesso em set. 2021

CÂMARA SETORIAL DA CADEIA PRODUTIVA DE FLORESTAS PLANTADAS. **Produção de energia a partir da biomassa de madeira**. Jun. 2017. Disponível em <[https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/florestas-plantadas/2017/35a-ro/app\\_biomassa\\_35ro\\_florestas.pdf](https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/florestas-plantadas/2017/35a-ro/app_biomassa_35ro_florestas.pdf)> Acesso em set. 2021.

CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Disponível em <<https://www.ccee.org.br/web/guest>> Acesso em out. 2021.

COELHO, Suan. T. *et all.* **Atlas de Bioenergia do Estado de São Paulo.** 1.ed. São Paulo: IEE-USP, 2020. p. 1-254

COGEN [Associação da Indústria de Cogeração de Energia]. **Conceitos e Tecnologias.** Disponível em <<https://www.cogen.com.br/cogeracao/conceito-e-tecnologias>> Acesso em out. 2021

\_\_\_\_\_. **Cogeração no Brasil.** Disponível em <<https://www.cogen.com.br/cogeracao/cogeracao-no-brasil/biomassa>> Acesso em out.21

EIA [U.S. Energy Information Agency]. **Natural Gas.** Disponível em <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm>> Acesso em out.2021.

ELEKTRO. **Tabelas de Tarifa de Energia Elétrica: Grupo A.** Disponível em <<https://www.neoenergialektro.com.br/seu-negocio/tarifas-taxas-e-tributos>> Acesso em set. 21.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanço Energético Nacional (BEN) 2021**, Ano base 2020. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br>> Acesso em out. 2021.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030.** Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2021. Disponível em <[www.epe.gov.br](https://www.epe.gov.br)> Acesso em: out. de 2021.

ESCOBAR, Javier F.; COELHO, Suan T. **O Potencial dos pellets de madeira como energia no Brasil.** Jornal Biomassa BR, v. 3, n. 12, p.9-14, Jan/Fev 2014.

GBIO [Grupo de Pesquisa em Bioenergia]. Disponível em <<http://gbio.webhostusp.sti.usp.br/?q=pt-br>> Acesso em out. 2021

IBÁ [Indústria Brasileira de Árvores]. **Relatório Anual, 2020.** Disponível em <<https://iba.org/datafiles/publicacoes/relatorios/relatorio-iba-2020.pdf>> Acesso em out. 2021

IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. Disponível em <<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>> Acesso em nov.21

KNOEMA. **Natural Gas Price Forecast: 2021, 2022 and Long Term to 2050.** Disponível em <<https://pt.knoema.com/infographics/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050>> Acesso em out. 2021.

\_\_\_\_\_. **Crude Oil Price Forecast: 2021, 2022 and Long Term to 2050.** Disponível em <<https://pt.knoema.com/yxptpab/crude-oil-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050>> Acesso em out. 2021.

LORENZON, Adriano. **PERSPECTIVAS PARA O PREÇO DO GÁS NATURAL EM 2021.** **Editora Brasil Energia**, 2021. Disponível em <<https://editorabrasilenergia.com.br/perspectivas-para-o-preco-do-gas-natural-em-2021/>> Acesso em: out. de 2021

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Novo Mercado de Gás.** Disponível em <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>> Acesso em out. 2021

\_\_\_\_\_. **Boletim Mensal: acompanhamento da indústria de gás natural nº 173.** Jul. 2021. Disponível em <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2021/07-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-julho-de-2021.pdf/view>> Acesso em set. 2021.

MOREIRA, Jose R.S. *et all.* **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** 1<sup>a</sup> ed. Rio de Janeiro, LTC, 2019.

NEVES, Marcos F. *et all.* **O setor sucroenergético em 2030 - Dimensões, investimentos e uma agenda estratégica.** CNI 2017

OBSERVATÓRIO DA CANA. Disponível em <<https://observatoriodacana.com.br/>> Acesso em set. 2021.

ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. Sobre o SIN. Mapas. Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>> Acesso em set. 2021

SABE QUAL DEVERIA SER A FAIXA DE PREÇO DA BIOMASSA DE CAVACO DE MADEIRA? **Celulose Online**, 2016. Disponível em: <<https://www.celuloseonline.com.br/sabe-qual-deveria-ser-faixa-de-preco-da-biomassa-de-cavaco-de-madeira/>> Acesso em: 09 de out. de 2021.

Serviço Florestal Brasileiro. **Boletim SNIF 2020.** Disponível em <[https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/Boletim\\_SNIF\\_ed1\\_2020\\_vfinal.pdf](https://snif.florestal.gov.br/images/pdf/publicacoes/Boletim_SNIF_ed1_2020_vfinal.pdf)> Acesso em out.2021

\_\_\_\_\_. Boletim SNIF 2019. Ed.1. Disponível em <<https://www.florestal.gov.br/documentos/publicacoes/4574-boletim-snif-ed1-2019/file>> Acesso em set. 2021

\_\_\_\_\_. **Florestas do Brasil em resumo, 2019.** Disponível em <<https://www.florestal.gov.br/documentos/publicacoes/4261-florestas-do-brasil-em-resumo-digital/file>> Acesso em out.2021.

UDAETA, Miguel E.M. **Gás Natural.** Apostila ERG-016 - Curso de especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética, PECE Poli USP, 2021.

ÚNICA. Disponível em <<https://unica.com.br/>> Acesso em set.2021.