



## COMPARAÇÃO DE PROCESSOS E TIPOS DE 2ª GERAÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS: UMA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL BRASILEIRO E PORTUGUÊS\*

DOI: 10.19177/rgsa.v9e32020255-281

Vinicius Andrade dos Santos<sup>1</sup>  
António Alberto Torres Garcia Portugal<sup>2</sup>  
Alexandre Miguel Ricardo Gaspar<sup>3</sup>

### RESUMO

Diante da relevância da exploração de recurso renováveis no cenário mundial, este artigo analisa a viabilidade econômica e a potencial produção de biocombustíveis (gás natural) a partir de recursos lignocelulósicos da biomassa residual de palha de cana-de-açúcar e biomassa resíduos florestais (BRF) no Brasil e em Portugal respectivamente. A rota de transformação baseou-se na gaseificação da biomassa em um gaseificador de leito circulante e ar atmosférico como agente oxidante. Os resultados evidenciam que, em termos lucrativos, o cenário brasileiro mostra-se mais vantajoso do que o português para uma fábrica de gaseificação autônoma. Já para uma fábrica anexa em uma indústria de papel e celulose, o cenário português se apresenta mais vantajoso. Contudo, tratando-se de disponibilidade de matéria-prima, o território brasileiro torna-se mais competitivo devido à extensa área de produção agrícola. Essas peculiaridades demonstram que a transformação da biomassa residual em combustíveis avançados por meio da gaseificação ainda carece de investigação, fator este que limita os investidores privados a explorar essa rota. Por fim, sugerem-se maiores incentivos e medidas regulatórias para implementar o desenvolvimento de novas rotas de transformação de biomassa para biocombustíveis avançados.

**Palavras-chave:** Biomassa, Viabilidade Econômica, Gaseificação, Energia Renovável, Segunda Geração de Biocombustíveis.

\*Versão integral em inglês, a partir da p. 281.

<sup>1</sup> Estudante do doutoramento em sistemas sustentáveis de energia, Energia para sustentabilidade MIT-Portugal. Universidade de Coimbra - Portugal/ Energy for sustainability (EFS) / Centro de Investigação em Engenharia dos Processos Químicos e dos Produtos da Floresta (CIEPQPF). <http://orcid.org/0000-0002-9540-9292>. E-mail: [vinicius@eq.uc.pt](mailto:vinicius@eq.uc.pt)

<sup>2</sup> Associate Professor. Doutoramento em Engenharia Química, Universidade de Aston Birmingham, 1984. MSc em Desenvolvimento de Processos Químicos, MSc in Chemical Process Development, Universidade de Aston Birmingham, 1977. Graduação em Engenharia Química, Universidade de Coimbra, 1976. E-mail: [atp@eq.uc.pt](mailto:atp@eq.uc.pt)

<sup>3</sup> Licenciatura Engenharia Química, Universidade de Aveiro (2004); Master on Business Administration (2009); Pós graduação em Gestão de Energia e Eficiência Energética (2012). E-mail: [alexandre.gaspar@thenavigatorcompany.com](mailto:alexandre.gaspar@thenavigatorcompany.com)

# COMPARISON OF PROCESS AND TYPES OF 2<sup>ND</sup> GENERATION OF BIOFUELS: AN ASSESSMENT OF THE BRAZILIAN AND PORTUGUESE POTENTIAL

## ABSTRACT

In view of the relevance of the exploitation of renewable resources on the world stage, this article analyzes the economic viability and the potential production of biofuels (natural gas) from lignocellulosic resources from the residual biomass of sugar cane straw and biomass forest residues (BFR) in Brazil and Portugal respectively. The transformation route was based on the gasification of biomass in a circulating bed gasifier and atmospheric air as an oxidizing agent. The results show that, in profitable terms, the Brazilian scenario proved to be more attractive than the Portuguese for an autonomous gasification plant. As for an attached factory in a paper and cellulose industry, the Portuguese scenario is more advantageous. However take into consideration the raw material availability, the Brazilian territory becomes more competitive than the Portuguese due to the extensive area of agricultural production. These peculiarities demonstrate that the transformation of residual biomass into advanced fuels through gasification still needs research and development (R&D) a factor that limits private investors to explore this route. Finally, incentives and regulatory measures are suggested in order to boost the advanced biofuel as a consolidate route.

**Keywords:** Biomass, Economic Feasibility, Gasification, Renewable Energy, Second Generation of Biofuels



## 1 INTRODUÇÃO

A biomassa é responsável por mais de 10% da fonte de energia primária do mundo, o que corresponde a cerca de 80% das renováveis ((50 exajoule (EJ)). Espera-se que em 2050 a fonte de energia primária oriunda da biomassa possa atingir entre 100 a 300 EJ (IPCC, 2011).

Países como Brasil e Portugal possuem semelhanças na exploração de biomassa. As fontes brasileiras de biomassa são amplas. A cana-de-açúcar tem alto destaque com cerca de 620 Mt (milhões de toneladas) produzidos em 2018 para a produção de bioetanol, açúcar e cogeração. No entanto, a exploração da palha da cana-de-açúcar pode vir a aumentar ainda mais os ganhos econômicos se explorado o elevado potencial de palha residual que em base seca corresponde a cerca de 140 quilogramas (kg) por tonelada da cana colhida (LEAL et al., 2013).

O setor florestal de Portugal é representativo, cobrindo aproximadamente 35,4% do território (3 milhões de ha) com espécies como *eucalyptus globulus*, utilizada como fonte primária da indústria de papel e celulose e cogeração de energia (MAMAOT/ICNF, 2013). As rotas avançadas de biocombustíveis têm ganhando destaque devido às preocupações ambientais e sociais causadas pela primeira geração de biocombustíveis, bem como pela competição com a produção de alimentos e emissões associadas às alterações indiretas no uso do solo (NAIK et al., 2010). Sendo assim, a rota de gaseificação emerge como uma tecnologia representativa para a conversão de biomassa para gás natural sintético (GNS) (MCKENDRY, 2002a), capaz de reduzir impactos em emissões dos gases causadores do efeito estufa (GEE).

Diante do exposto, este artigo propõe um suposto cenário de exploração para a gaseificação da palha de cana-de-açúcar no Brasil e da biomassa residual florestal (BRF) em Portugal com base em diferentes referências e metodologias disponíveis na bibliografia atual. Ressalta-se que metodologias e dados para avaliação técnica e econômica utilizados por Holmgren (2015) e Heyne (2013) foram à base utilizada neste estudo.



## 2 REVISÃO DE LITERATURA

A dependência da humanidade por combustíveis fósseis tem levado a um consumo crescente com saldo negativo para as reservas naturais e, conseqüentemente, impactos nas emissões de GEE. Por outro lado, energias renováveis de diferentes fontes têm ganhado espaço no cenário energético mundial devido à rápida renovabilidade dos recursos disponíveis, bem como as baixas emissões em comparação e recursos fósseis (Twidell & Weir, 2015).

### 2.1 BIOMASSA

A biomassa tem em sua característica a capacidade de absorver CO<sub>2</sub> através do processo de fotossíntese por meio de um processo cíclico para o crescimento e produção de nova biomassa (MCKENDRY, 2001).

A característica de renovabilidade da biomassa e a sua utilização para fins energéticos ganharam incentivos nos anos 70 com a crise do petróleo e mais tarde nos anos 90 quando preocupações com o esgotamento dos recursos naturais e ambientais

associados às emissões de combustíveis fósseis fomentaram o uso da biomassa como um valioso recurso (MULLER, 2005; INNOCENTE, 2011). Müller, 2005; Innocente, 2011).

### **2.1.1 A potencialidade da palha de cana no Brasil**

Desde a década de 1970, a indústria sucroalcooleira tem melhorado constantemente sua eficiência na conversão da cana-de-açúcar em produtos como o açúcar, etanol e eletricidade. Esta tem se destacado no suporte ao sistema interligado nacional (SIN).

Em 2018, a produção de cana-de-açúcar atingiu a marca de 620 milhões de toneladas (Mt) produzidas em uma área colhida de 8,60 milhões de hectares (Mha). A produção de açúcar e etanol representou cerca 29 Mt e 33,10 bilhões de litros, respectivamente (CONAB/MAPA, 2019), e com destaque à eletricidade que chegou a produzir 36 terawatt-hora (TWh), o que correspondeu a cerca de 6% da matriz elétrica brasileira (EPE/MME, 2018). Ademais, a recuperação da palha - resíduo da colheita de cana-de-açúcar tem sido amplamente discutida no meio acadêmico e industrial para a produção de outras fontes de energia. Ressalta-se que esse resíduo representa 1/3 da biomassa de toda planta (LEAL et al., 2013).

Segundo os estudos de Hassuani (2005), a potencialidade da palha da cana é em média 14,4 toneladas per hectare (t/ha) em base seca ou 14% da massa de cana colhida. Ou seja, para cada tonelada de cana colhida, 140 kg de resíduos estão disponíveis (HASSUANI; LEAL; MACEDO, 2005).

### **2.1.2 A potencialidade da floresta plantada em Portugal**

Dados do 6º Inventário Nacional de Florestas de Portugal apontam que o uso da terra na floresta é dominante no país, cerca de 35,4% (3,2 Mha) de todo o território, considerando áreas arborizadas e temporariamente não arborizadas. (MAMAOT/ICN, 2013).

Considerando a exploração dos recursos da BFR no cenário português, o eucalipto é de longe o mais utilizado, representando cerca de 26% da área plantada (MAMAOT/ICNF, 2013), principalmente para uso nas indústrias papel e celulose, um forte ramo industrial no país. Segundo Rodrigues (2009), a produção de BFR pode ser estimada em cerca de 3-4 m<sup>3</sup>/ha.ano, em base húmida.



## 2.2 SEGUNDA GERAÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS

A segunda geração de biocombustíveis (2G), produzida através da biomassa, tem sido muito discutida em seus benefícios sustentáveis para a produção de combustíveis alternativos, no qual os impactos nas emissões são extremamente baixos.

Especificamente, biocombustíveis 2G referem-se ao uso de materiais lignocelulósicos e baratos (resíduos florestais e agrícolas) que não impactam diretamente no uso do solo como os combustíveis de primeira geração (1G) (GOMEZ, SEELE-KING, MCQUEEN-MASON, 2008).

Atualmente, a produção de biocombustíveis de segunda geração (2G) engloba inúmeras tecnologias dentre elas à gaseificação da biomassa, trata-se uma rota comercialmente inviável devido a inúmeras barreiras como baixo desenvolvimento tecnológico e de alto custo, apesar de que sua potencialidade pode vir a trazer inúmeros benefícios econômicos e ambientais a médio e longo prazo (PAULY & KEEGSTRA, 2008)

### 2.2.1 Gaseificação de biomassa

A gaseificação consiste na oxidação parcial da biomassa em temperaturas de cerca de 900°C para produzir um gás (gás de síntese) de baixo poder calorífico (4-6 MJ/Nm<sup>3</sup>). Seu gás pode ser utilizado diretamente como combustível em turbinas a gás ou como matéria-prima para produzir outros compostos, como, parafinas, diesel e metano (MCKENDRY, 2002; CIUBOTA-ROSIE, GAVRILESCU, MACOVEANU, 2008). A tabela 1 resume as reações envolvidas no processo de gaseificação.

Tabela 1 - Processo de reação da gaseificação

1)	$C + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	CO	-111 MJ/Kmol
2)	$CO + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	CO <sub>2</sub>	-283 MJ/Kmol
3)	$H_2 + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	H <sub>2</sub> O	-242 MJ/Kmol
4)	$C + CO_2$	$\Rightarrow$	2CO	+173 MJ/Kmol
5)	$C + 2H_2$	$\Rightarrow$	CO + H <sub>2</sub>	-131 MJ/Kmol
6)	$C + 2H_2$	$\Rightarrow$	CH <sub>4</sub>	+75 MJ/Kmol
7)	$CH_4 + H_2O$	$\Rightarrow$	CO + 3H <sub>2</sub>	+206 MJ/Kmol

Fonte: (OLIVEIRA, 2013)

Três tipos de gás podem ser produzidos por vários agentes gaseificantes, modos e condições de operação. Geralmente, o principal agente gaseificador é o ar, embora



também sejam utilizados oxigênio, hidrogênio ou vapor catalítico com o objetivo de se atingir diferentes poderes caloríficos (PC) (MCKENDRY, 2002b):

- PC baixo 4-6 MJ / Nm<sup>3</sup> usando ar e vapor / ar
- PC médio 12-18 MJ / Nm<sup>3</sup> usando oxigênio e vapor
- Alto PC 40 MJ / Nm<sup>3</sup> usando hidrogênio e hidrogenação

Vários produtos podem ser obtidos, mas fatores econômicos deve ser a primeira consideração a ser analisada. Em geral, a eficiência total de um processo de conversão de biomassa usando gaseificação é estimada em 75-80% (MCKENDRY, 2002b).

### 2.1.2.1 Tecnologias para o processo de gaseificação

O equipamento utilizado no processo de gaseificação é o chamado gaseificador, que pode ter inúmeras variedades na forma de trabalho e operação. O mais comum é o leito fixo (corrente de ar, fluxo de ar e fluxo cruzado) e fluidizado (leito fluidizado circulante (LFC) e leito fluidizado borbulhante (BFB)), sendo o primeiro mais simples de operar e mais adequado para pequenas unidades de processamento (MCKENDRY, 2002; ANDRADE, 2007).

Um importante estudo de Holmgren (2015) comparou diferentes autores para identificar o custo de investimento de uma grande fábrica para produzir diferentes combustíveis, dentre eles o gás natural sintético (BIO-GNS)(tabela 2).

Tabela 2 - Comparação de custos de investimento para o processo de gaseificação

Referencia	Produto	Custo de investimento (M€)	Entrada de biomassa (MWth)	Produção de GNS (MWfuel)	Produção biocombustível e eletricidade MWfuel+MWel	Custo de investimento por potência instalada (M€/MW)
(HOLMGREN et al., 2015)	GNS	353	480	299	311	1,1
(HOLMGREN et al., 2015)	GNS	513	480	299	311	1,7
(HEYNE; HARVEY, 2014)	GNS	670	480	299	319	2,1
(B; MOLIN A; J-A., 2013)	GNS	531	480	253	260	2
(GASSNER; MARÉCHAL, 2012)	GNS	476	480	336	354	1,3
(TUNÁ; HULTEBERG, 2014)	GNS	509	480	317	333	1,5

Segundo Heyne, a limpeza do gás representa cerca de 23-31% do custo de investimento de uma suposta fábrica de gaseificação e com uma eficiência de gás a grio de cerca de 60% (HEYNE, 2013).

### 2.3 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS E MERCADO DE CARBONO

As evidências de mudanças climáticas causadas pelas emissões de GEE por meio da ação humana são agora claramente reconhecidas segundo a comunidade científica e por uma grande parcela da sociedade. A preocupação com a preservação do meio ambiente, o uso de energias renováveis e os benefícios sociopolíticos podem ser uma excelente oportunidade para a exploração da gaseificação de biomassa.

A biomassa é especialmente atraente em relação às emissões de GEE na atmosfera. Em muitos países, foram adotadas normas para substituir certa quantidade de combustível fóssil na indústria, pois elas geram os créditos de carbono. Esses créditos podem ser negociados no mercado como uma receita adicional entre países com créditos de carbono e países sem, geralmente nações industrializadas que necessitam compensar suas emissões (BASU, 2010).



## 3 MATERIAIS E MÉTODOS

O objetivo deste estudo é analisar processos eficientes e economicamente viáveis para produzir gás natural sintético (BIO-GNS). Atualmente, existem muitas pesquisas abordando a produção, eficiência e retornos financeiros para rotas de conversão de biomassa por gaseificação. Vale ressaltar que os trabalhos de Holmgren (2015) e Heyne (2013), bem como suas mesmas referências, foram à base principal da metodologia deste estudo.

### 3.1 PREMISSAS TÉCNICAS

A segunda geração de biocombustíveis, especificamente, a produção de BIO-GNS por gaseificação foi o caminho escolhido, com uma suposta unidade trabalhando sozinha ou integrada a uma fábrica de celulose e papel. Para as duas regiões (Brasil e Portugal) foram consideradas cinco capacidades diferentes de processamento de biomassa: 10, 50, 100, 200 e 300 megawatts térmicos (MWth) em diferentes valores de poder calorífico

inferior (PCI). As premissas técnicas para resíduos florestais de biomassa e palha de cana-de-açúcar são exibidas na tabela 3.

Tabela 3 - Premissas técnicas

Região	Matéria Prima	PCI (MJ/Kg)	Humidade (%)	Referencia
Portugal	BFR	15,7	15*	(MORAIS, 2012)
Brasil	Palha de cana de açúcar	12,9	15	(LINERO, 2015)

Gaseificador leito fluidizado circulante (GLFC)/ Ar atmosférico

Produto final: GNS (35 MJ/Kg) / rendimento gás frio 60%

A intenção é abordar a produção de BIO-GNS de maneira genérica, desde a sua conversão, limpeza, separação e aplicação comercial.

A Equação 1 representa a eficiência do gás frio que em substituição ao valor exposto na tabela 3 irá fornecer a quantidade de gás a ser produzida.

$$nCG = \frac{LHV.V}{LHV.m} \quad (1)$$

Onde  $nCG$  representa rendimento em gás frio,  $V$  a vazão volumétrica do gás produzido,  $m$  a vazão mássica da entrada de biomassa do processo com seus respectivos PCI.



### 3.2 AVALIAÇÃO AMBIENTAL E LOGÍSTICA

Para o traço das emissões equivalentes de carbono no processo, serão consideradas as emissões de gás natural (GN) do combustível a ser substituído, com emissões da ordem de 2,75 kgCO<sub>2</sub>/kgGN (DEMIREL, 2012). As emissões de CO<sub>2</sub> do uso de GNS são consideradas nulas, devido ao fato de o biocombustível provir de uma fonte renovável. Para abordar o trabalho logístico de alimentação de uma suposta fábrica, foi adaptada à equação 2 de Carvalho (CARVALHO, 2014).

$$A = \frac{1 - W_{dried H_2O}}{1 - W_{harvested H_2O}} \cdot \frac{m_{biomass} \cdot 8000}{residue\ productivity} \quad (2)$$

Onde  $A$  representa a área anualmente necessária para abastecer a fábrica em hectares,  $W_{dried H_2O}$  e  $W_{harvested H_2O}$  representam a fração mássica de água da matéria-prima pronta para processar e matéria-prima colhida respectivamente.  $m_{biomass}$  representa



o fluxo de massa da fábrica em toneladas por ano e 8000 representa a operação anual em horas da fábrica, todos divididos pela residue productivity que é a produtividade de cada resíduo em tonelada por hectare multiplicado pelo ano.

### 3.3 INDICADORES ECONÔMICOS

Para abordar o custo dos equipamentos foi utilizada a equação 3, uma metodologia consolidada no custo do projeto de estimativa da indústria química (HOLMGREN, 2015).

$$C = C_{base} \left( \frac{S}{S_{base}} \right)^f \quad (3)$$

Onde C representa o custo de atualização (€), Cbase o custo de referência conhecido S representa a capacidade do equipamento (MWth) e Sbase a capacidade conhecida do equipamento (MWth), enquanto f representa o fator de escala fixado em 0,7.

O fato de as referências de custos associados se referirem a diferentes datas levou se a aplicar o fator com base no atual Índice de Custos de Plantas de Engenharia Química (CEPCI) (CEPCI, 2019) com os respectivos anos de outros trabalhos. O cálculo desse fator é expresso na equação 4

$$CB = CA \cdot \frac{\text{Index Value B}}{\text{Index Value A}} \quad (4)$$

Onde CB representa o atual custo de investimento (€), CA o custo conhecido (€). O valor do índice A e B representam as referências atuais e anteriores, respectivamente.

A tabela 4 exibe os anos de CEPCI, respectivamente, consultados na literatura.

Tabela 4 - Valores atualizados CEPCI

Ano	CEPCI	Ano	CEPCI	Ano	CEPCI
2012	584,6	2015	556,8	2018	603,1
2013	567,3	2016	541,7	2019	647,7
2014	576,1	2017	567,5		

Fonte: (CEPCI,2019)

Para as duas biomassas foram consideradas um custo de 20 euros por tonelada (€/t) para palha de cana (SUCRE, 2015) e 30 €/t para BRF (MORAIS, 2012).

O valor estabelecido do ganho do GNS será equiparado ao preço de venda do gás natural (GN) no Brasil, 12,94 €/GJ (MME; SPGNB; DGN, 2018) e 14,87 €/GJ de Portugal (DGEG, 2016).

Em termos de análise econômica, foram considerados os seguintes indicadores: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e payback descontado (DPB), com taxas de juros de 2%, 4% e 6% ajustadas aos valores atuais dos países envolvidos. O incentivo ao subsídio e o crédito de CO<sub>2</sub> foram estabelecidos em 2,50 €/GJ e 28 €/tCO<sub>2</sub> respectivamente para o Bio-GNS produzido (MARKTINSIDER, 2019).

#### 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos são apresentados nos próximos capítulos. A intenção é alcançar uma base quantitativa como suporte à tomada de decisão em um cenário futuro de investimento.

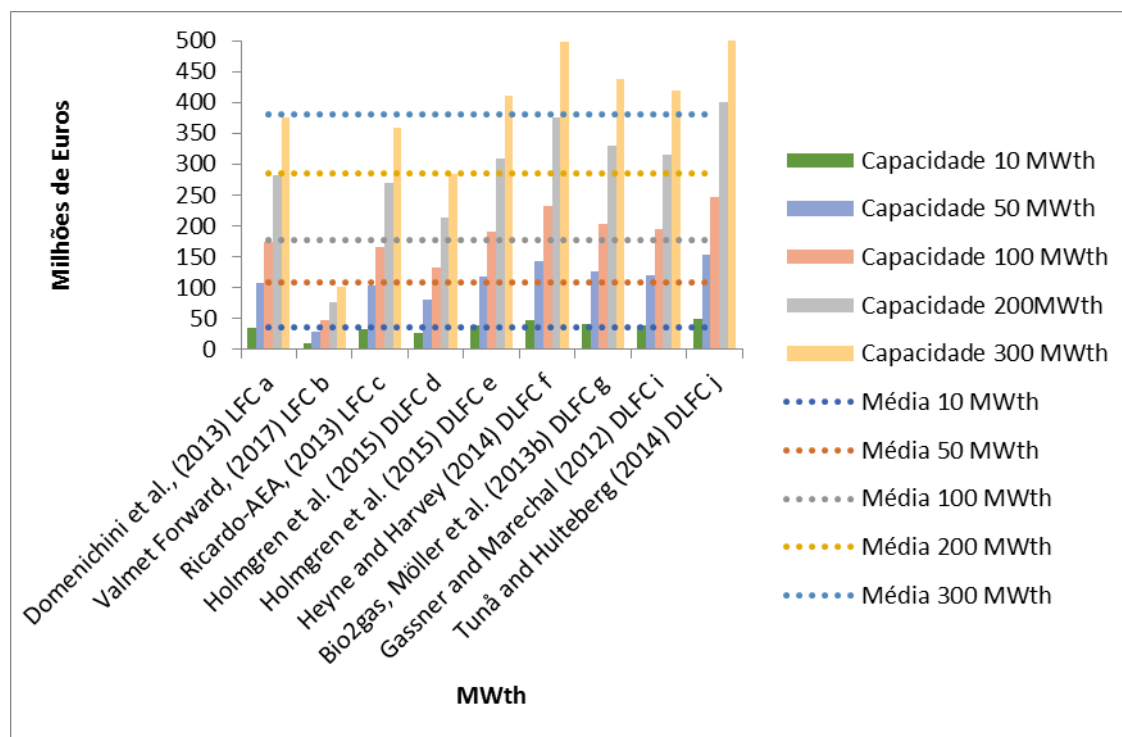
##### 4.1 CENÁRIOS DE UMA FÁBRICA ISOLADA

A construção de um gasificador em leito fluidizado circulante (GLFC) totalizou um custo médio de investimento com base em várias fontes bibliográficas (figura 1) de 35,1, 108,4, 176,0, 285,9, 379,9 milhões de euros (M€) para cada capacidade considerada, como mostra a tabela 5.

Nos dois países estudados foi considerada uma eficiência de gás frio do equipamento em 60%. Com base nos estudos de Heyne (2013), estipulou-se um custo de investimento adicional de 30% para um sistema de separação e metanização, o que aumenta consideravelmente o custo inicial da fábrica



Figura 1 – Comparações de custo de investimentos de diferentes fontes bibliográficas



O custo do investimento para cada nível de produção e os parâmetros de viabilidade dos cenários brasileiro e português é exibido na tabela 5 e 8, respectivamente.

Tabela 5 - Resultados econômicos brasileiros da fábrica de gaseificação de palha de cana

Parâmetros	Capacidade									
	10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
	Entrada (ton/h)	Produção (Nm³/h)	Entrada (ton/h)	Produção (Nm³/h)	Entrada (ton/h)	Produção (Nm³/h)	Entrada (ton/h)	Produção (Nm³/h)	Entrada (ton/h)	Produção (Nm³/h)
Custo de investimento	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M (M€)	1,4		4,3		7,0		11,4		15,2	
Custo da Biomassa M€/ano	0,4		1,8		3,5		7,1		10,6	
Custo Total M€/ano	1,8		6,1		10,6		18,5		25,8	
Custo por produção€/GJ	10,2		7,1		6,1		5,4		5,0	
Preço GNS€/GJ					12,9					

CO2 poupado ton/ano	8146	40731	81463	162926	244389
Valor credito de CO2€/ton			28		
Receita CO2€/ano	0,2	1,1	2,3	4,6	6,8
Receita Total M€/ano	2,5	12,3	24,6	49,3	73,9
Receita M€/ano líquida	0,7	6,2	14,1	30,8	48,1
Subsidio€/GJ			2,5		
Receita líquida e subsidies M€/ano	1,1	8,4	18,4	39,4	61,1

Em relação ao modelo econômico para cada região, valores de VPL, TIR e PBD com menos de 20 anos serão os principais fatores a serem analisados. A taxa de juros (TJ) estabelecida para os cenários brasileiros e português foram 2%, 4% e 6% nos dois casos em que a avaliação foi feita com e sem a adição de subsídios.

Para o cenário brasileiro (figura 2), a margem de lucro se mostra maior, pois, devido à quantidade de biomassa processada ser menor diminui se o custo. O cenário brasileiro sem subsídios apresentou retornos de capacidades a partir de plantas de 200 MWth e 300 MWth com PBD entre 9 e 15 anos (tabela 6) e TIR entre 9 e 11% (figura 2). Enquanto os cenários com subsídios começaram a mostrar lucros de capacidades de 100 MWth, com PBD entre 7 e 15 anos (tabela 7) e TIR entre 8 e 15% (figura 3).

Figura 2 - Resultados econômicos brasileiros Fábrica autônoma de IRR e VPL sem subsídios

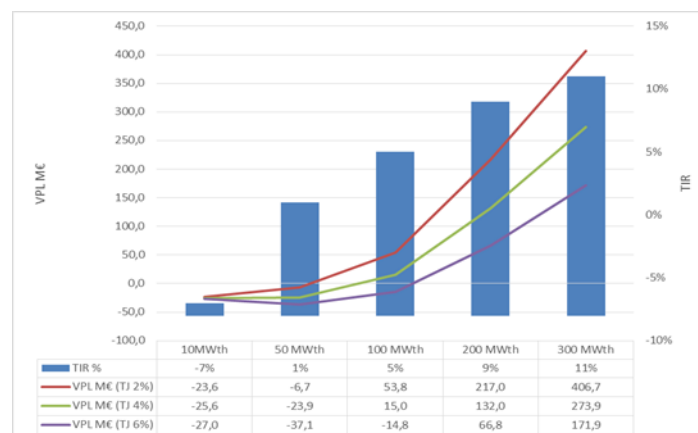


Tabela 6 – PBD em diferentes capacidades de taxas de juros (sem subsídios)

I.R	PBD	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	>20	15	11	9
4%	Anos	>20	>20	18	12	10
6%	Anos	>20	>20	>20	15	12

Figure 3 - Resultados econômicos brasileiro, fábrica autônoma de TIR e VPL com subsídios

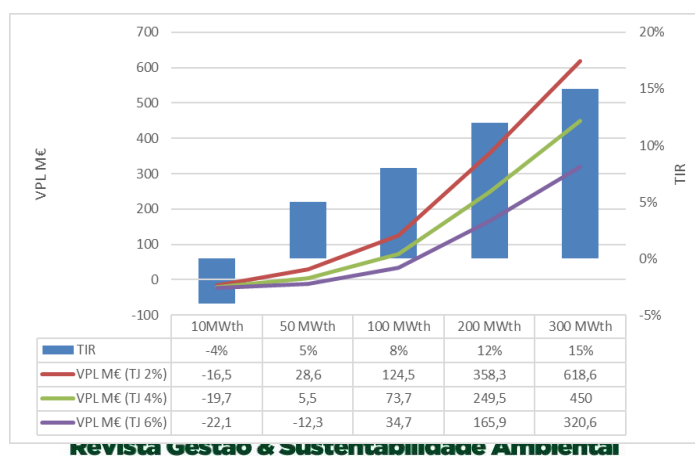


Tabela 1 - PBD em diferentes capacidades e TJ (com subsídios)

I.R	PBD	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	16	11	8	7
4%	Anos	>20	19	13	9	8
6%	Anos	>20	>20	15	10	9

No caso português, com exceção das capacidades de 10 e 50 MWth, todas as capacidades se mostraram atrativas, com PBD inferior a 20 anos.

Tabela 8 - Resultados econômicos portugueses da fábrica de gaseificação BFR

Parâmetros	Capacidade									
	10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
	Entrada (ton/h)	2,8	Entrada (ton/h)	13,9	Entrada (ton/h)	27,9	Entrada (ton/h)	55,8	Entrada (ton/h)	83,72
	Produção (Nm³/h)	617,1	Produção (Nm³/h)	3085,7	Produção (Nm³/h)	6171,4	Produção (Nm³/h)	1243,9	Produção (Nm³/h)	18514,2
Custo de investimento (M€)	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M (M€)	1,4		4,3		7,0		11,4		15,2	
Custo da Biomassa(M€/ano)	0,7		3,7		7,3		14,7		22,0	
Custo Total (M€/ano)	2,1		8,0		14,4		26,1		37,2	
Custo por produção (€/GJ)	12,4		9,3		8,3		7,6		7,2	
Preço GNS (€/GJ)					12,9					
CO2 poupado (Ton/ano)	8146		40731		81463		162926		244389	
Valor crédito de CO2 (€/Ton)					28					
Receita CO2 (€/ano)	0,2		1,1		2,3		4,6		6,8	
Receita Total (M€/ano)	2,6		12,9		25,7		51,4		77,1	
Receita líquida (M€/ano)	0,7		6,9		13,6		29,8		46,7	
Subsídio (€/GJ)					2,5					
Receita líquida e subsídios (M€/ano)	1,1		8,1		17,9		38,5		59,7	



Para o cenário português também sem subsídios, as únicas capacidades que apresentaram retornos consideráveis foram de 200 MWth e 300 MWth, com TIR entre 8 e 11%, VPL entre 56,26-384,14 M€ (figura 4) e PBD entre 15-10 anos (tabela 9). Enquanto os cenários com a adição de subsídios alcançaram se resultados positivos a partir de capacidades de 100 MWth a 300 MWth, com TIR entre 8 e 15%, VPL entre 29,46-596,05 M€ (figura 5) e PBD entre 7-16 anos (tabela 10).



Figura 4 - Resultados econômicos português TIR eVPL em uma fábrica autônoma sem subsídios

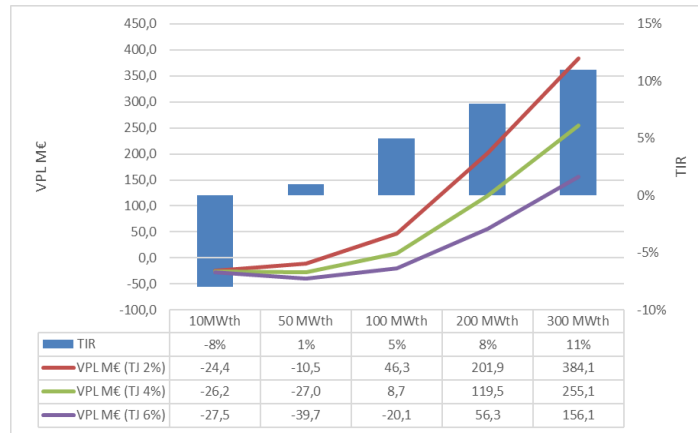


Tabela 9 - PBD com diferentes capacidades e taxa de juros (sem subsídio)

TJ	PBD	10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Ano	>20	>20	15	11	9
4%	Ano	>20	>20	14	12	10
6%	Ano	>20	>20	>20	15	12

Figura 5 - Resultados econômicos português da TIR e do VPL em uma fábrica autônoma com subsídios

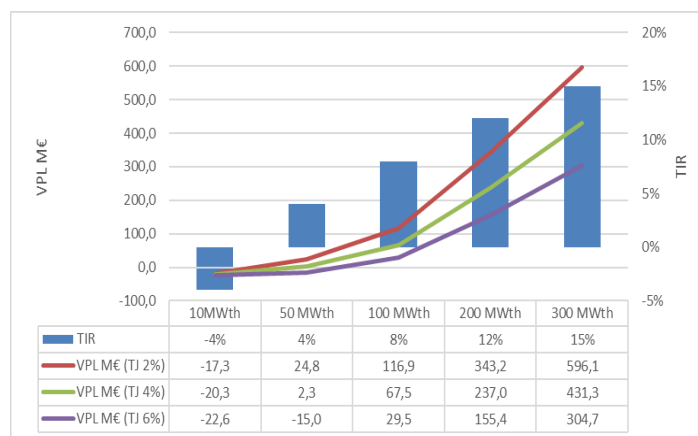


Tabela 10 - PBD com diferentes capacidades e TJ (mais subsídio)

I.R	PBD	Capacidade				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	16	12	9	7
4%	Anos	>20	19	13	9	8
6%	Anos	>20	>20	16	11	9

Os cenários de receita de CO<sub>2</sub> seriam de extrema importância para os lucros das empresas, representando cerca de 9% da receita bruta de uma suposta fábrica no Brasil ou em Portugal.

#### 4.2 CENÁRIO DA FÁBRICA INTEGRADA A UMA INDÚSTRIA DE PAPEL E CELULOSE



Neste capítulo, é proposto um cenário de substituição do GN fóssil para BIO-GNS em uma fábrica papel e celulose de capacidade média, explorando a produção excedente e os créditos de carbono. Segundo dados de uma indústria típica, o gasto anual em gás natural (GN) a ser usado em fornos de cal, suporte de caldeiras e máquinas de papel é de cerca de 25 milhões de Nm<sup>3</sup>/ano.

As capacidades de 10 e 50 MWth não atendem as demandas totais da fábrica e excedentes são produzidos somente a partir de 100 MWth.

Os retornos de substituição para todas as capacidades estão entre 0,71-69,57 M€ para o cenário Brasileiro (tabela 11). Enquanto o cenário Português está entre 0,66-77,65 M€ (tabela 15).

Tabela 11 - Resultados econômicos brasileiros da palha de cana-de-açúcar no cenário de fábrica integrada da planta de gaseificação

Parâmetros	Capacidade									
	10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
Entrada (ton/h)	2,8	Entrada (ton/h)	13,9	Entrada (ton/h)	27,9	Entrada (ton/h)	55,8	Entrada (ton/h)	83,72	

	Produção (Nm³/h)	617,1	Produção (Nm³/h)	3085,7	Produção (Nm³/h)	6171,4	Produção (Nm³/h)	1243,9	Produção (Nm³/h)	18514,2
Custos de Investimento (M€)	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M (M€)	1,4		4,3		7,0		11,4		15,2	
Custo da Biomassa (M€/ano)	0,4		1,8		3,5		7,1		10,6	
Custo total (M€/ano)	1,8		6,1		10,6		18,5		25,8	
Gasto médio de GN (GJ/ano)					875000					
Custo GN (M€/ano)					11,3					
GNS produzido (GJ/ano)	172800		864000		1728000		3456000		5184000	
Substituição (%)	19,8		98,7		197,5		395,0		592,5	
Excedente (GJ/ano)	-		-		853000		2581000		4309000	
Custo por energia produzida (€/GJ)	10,9		6,3		5,4		4,7		4,4	
Preço de venda GNS (€/GJ)					12,9					
CO2 poupado (Ton/ano)	8146		40731		81463		162926		244389	
Crédito de CO2 (€/Ton)					28					
Receita CO2 (€/ano)	0,2		1,1		2,3		4,6		6,8	
Retorno na substituição (M€/ano)	0,7		6,2		19,3		44,6		69,6	
Subsídios (€/GJ)					2,5					
Receita líquida mais subsídios (M€/ano)	-		-		21,4		51,1		80,3	



As

figuras 6 e 7 relatam respectivamente resultados de TIR, VPL e PBD com e sem subsídio para o Brasil. Nesses cenários, o lucro passa a ser considerável em plantas de 100 MWth a 300 MWth.

Os cenários de TIR sem subsídios situaram-se entre 9 e 18%, o VPL entre 45,12-757,66 M€ e o PBD entre os 6 e os 14 anos (tabela 12).

Nos cenários com subsídios, os resultados foram com a TIR entre 11 e 18%, VPL entre 70,21-793,42 M€ e PBD entre 12 e 6 anos (tabela 13).

Figura 6 - Resultados econômicos brasileiro da TIR e do VPL em uma fábrica anexa sem subsídios

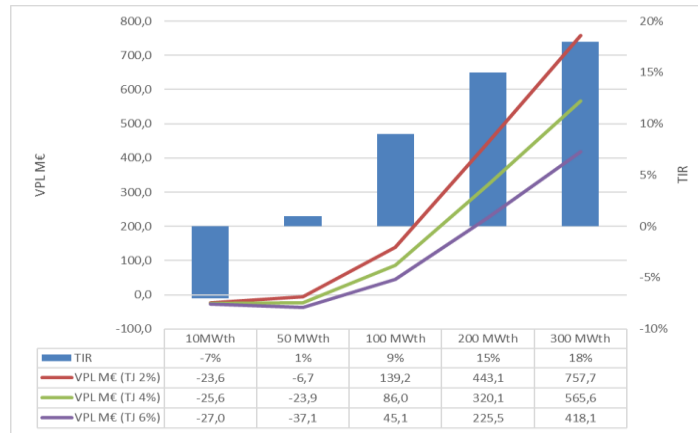


Tabela 2 - PBD com diferentes capacidades e TJ (sem subsídio)

**RG&SA**  
Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental  
Capacidade ISSN 230-8753

TJ	PBD	10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	>20	11	7	6
4%	Anos	>20	>20	12	8	7
6%	Anos	>20	>20	14	9	7

Figura 7 - Resultados econômicos brasileiros da TIR e do VPL em uma fábrica anexada mais subsídios

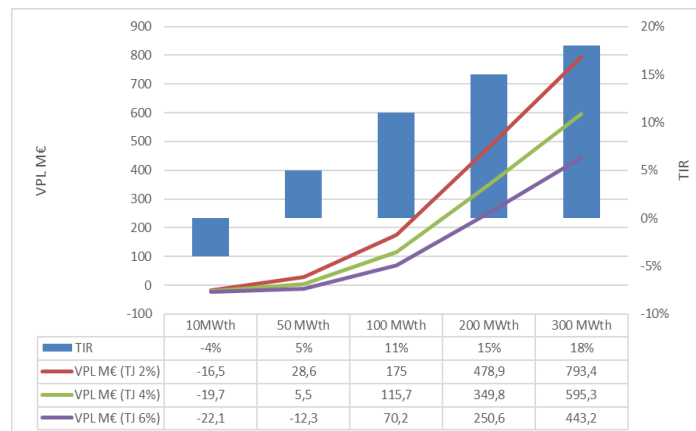


Tabela 13 - PBD com diferentes capacidades e TJ (mais subsídio)

TJ	PBD	Capacidade				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	16	10	7	6
4%	Anos	>20	19	11	8	7
6%	Anos	>20	>20	12	8	7

Tabela 14 - Resultados econômicos portugueses do cenário de fábrica Integrada da planta de gaseificação de BFR

Parâmetros	Capacidade									
	10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
	Entrada (ton/h)	2,8	Entrada (ton/h)	13,9	Entrada (ton/h)	27,9	Entrada (ton/h)	55,8	Entrada (ton/h)	83,72
	Produção (Nm³/h)	617,1	Produção (Nm³/h)	3085,7	Produção (Nm³/h)	6171,4	Produção (Nm³/h)	1243,9	Produção (Nm³/h)	18514,2
Custos de Investimento (M€)	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M (M€)	1,4		4,3		7,0		11,1		15,2	
Custo da Biomassa (M€/ano)	0,7		2,7		7,3		14,3		22,0	
Custo total (M€/ano)	2,1		8,0		14,3		26,4		37,2	
Gasto médio de GN (GJ/ano)					875000					
Custo GN (M€/ano)					13,0					
GNS produzido (GJ/ano)	172800		864000		1728000		3456000		5184000	
Substituição (%)	19,8		98,7		197,5		395,0		592,5	
Excedente (GJ/ano)	-		-		853000		2581000		4309000	
Custo por energia produzida (€/GJ)	12,4		9,3		8,3		7,6		7,2	
Preço de venda GNS (€/GJ)					14,9					
CO2 poupado (Ton/ano)	8146		40731		81463		162926		244389	
Crédito de CO2 (€/Ton)					28					
Receita CO2 (€/ano)	0,2		1,1		2,3		4,6		6,8	
Retorno na substituição (M€/ano)	0,7		6,0		20,7		49,3		77,7	
Subsídios (€/GJ)					2,5					
Receita líquida mais subsídios (M€/ano)	-		-		22,8		51,5		79,8	

Os



cenários portugueses para ambos os casos, com e sem subsídios, usando fatores como,

TIR, VPL e PBD, apresentaram lucros positivos a partir de plantas de 100 MWth a 300 MWth.

Em cenários sem subsídios de 100 MWth a 300 MWth apresentaram TIR entre 10 e 20%, VPL entre 162,35-510,78 M€ (figura 8) e PBD entre 6-13 anos (tabela 15).

Os cenários com adição de subsídios (figura 9) em plantas de 100 MWth à 300 MWth apresentaram TIR entre 12-21%, VPL entre 86,42-925,6 M€ e DPB entre 11-6 anos (tabela 16).

Figura 8 - Resultados econômicos português da TIR e do VPL em uma fábrica anexa sem subsídios

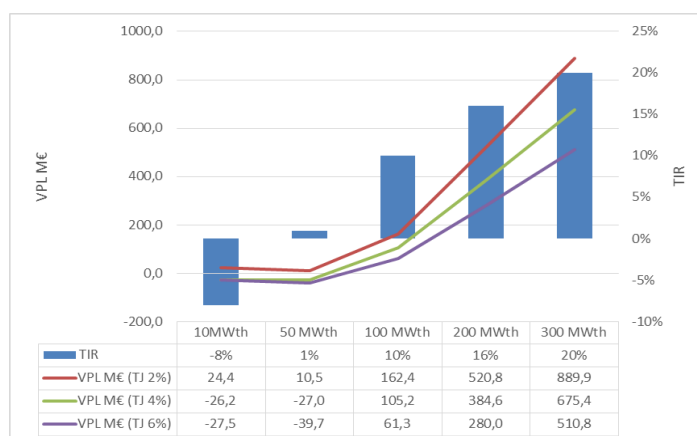


Tabela 15 - DPB com diferentes capacidades e TJ (sem subsídio)

I.R	DPB	Capacidade				
		10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	>20	10	6	5
4%	Anos	>20	>20	10	6	5
6%	Anos	>20	>20	12	7	5

Figura 9 - Resultados econômicos português da TIR e do VPL em uma fábrica anexa mais subsídios



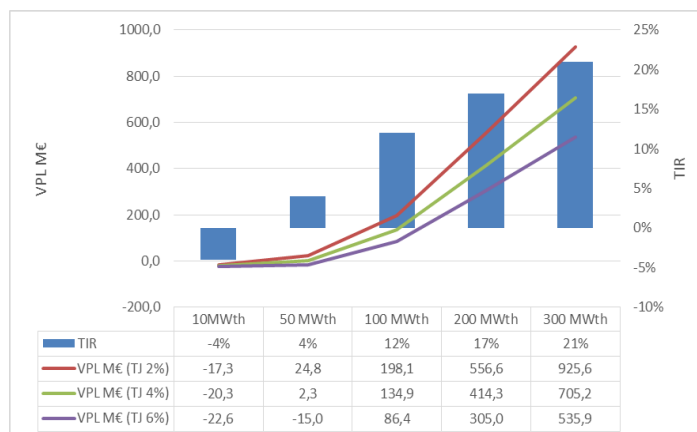


Tabela 16 - DPB com diferentes capacidades e TJ (com subsídio)

I.R	PBD	Capacidade				
		10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Anos	>20	16	8	5	5
4%	Anos	>20	>20	9	6	5
6%	Anos	>20	>20	10	6	5

Para uma planta de gaseificação integrada na indústria de papel, observa-se uma clara viabilidade devido ao próprio GN que é produzido com menor custo, além disso, capacidades de 100MWth e superiores trariam um lucro considerável com o excedente de GN vendido.

### 4.3 Análise ambiental e logística

Outro aspecto a ser considerado é a área de colheita necessária para cada capacidade criada. Os detalhes podem ser observados nas tabelas 17 e 18 para o cenário brasileiro e português respectivamente.

As taxas anuais em comparação á area plantada necessária para cada capacidade nos cenário brasileiro e português foram de 0,03-0,97% no Brasil e 0,12-3,73 em Portugal.

Tabela 17 - Área plantada anual necessária para as indústrias de gaseificação em estudo no Brasil

Produtividade de palha	8 t/ha.ano				
Capacidade (MWth)	10	50	100	200	300

Fluxo mássico necessário (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72
Área necessária (ha/ano)	2791	13953	27907	55814	83721
Are plantada de cana de açúcar (Mha)			8,6		
Relação da área total cultivada (%)	0,03	0,016	0,32	0,65	0,97

Tabela 18 - Área plantada anual necessária para as indústrias de gaseificação em estudo em Portugal

Produtividade de palha	2 Ton/ha.ano				
Capacidade (MWth)	10	50	100	200	300
Fluxo mássico necessário (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,15	91,72
Área necessária (ha/ano)	1019	5096	10191	20382	30573
Are plantada de cana de açúcar (Mha)			820248		
Relação da área total cultivada (%)	0,12	0,62	1,24	2,48	3,73

É relevante apontar a baixa disponibilidade de solo no território português como principal barreira para explorar maiores capacidades.

## 5 – Considerações Finais

A segurança energética e a redução da dependência energética são dois fatores essenciais para o desenvolvimento econômico, tanto no Brasil quanto em Portugal. No entanto, aspectos ambientais e sociais devem corresponder no mesmo nível para um desenvolvimento sustentável.

A produção de biocombustíveis 2G ou avançados a partir da gaseificação, mesmo sendo uma tecnologia antiga de transformação ainda permanece em um estágio embrionário de desenvolvimento com necessidade de altos investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) para vir a tornar essa rota acessível e competitiva a longo prazo. O presente estudo comparou a produção de O-GNS a partir de recursos lignocelulósicos no Brasil e em Portugal, e ambas as regiões apresentaram resultados satisfatórios em capacidades a partir de 100MWth de entrada de biomassa.

Mesmo aplicando se as mesmas taxas de juros para as duas regiões, foram observados melhores resultados no Brasil em uma fábrica autônoma, devido ao menor custo da matéria-prima, enquanto, para uma planta de gaseificação em anexo a uma fábrica produtora de papel e celulose, o cenário português se apresentou com melhores resultados, devido ao preço de venda do GN em Portugal ser superior ao do Brasil.

A vantagem econômica do cenário português esbarra se na área a ser explorada para alimentar uma grande indústria. Seria necessária uma taxa de exploração em comparação com a área agrícola plantada de eucalipto entre 0,12-3,73%, enquanto no cenário brasileiro a mesma taxa seria de 0,03-0,97%. Vale ressaltar que o território português possui uma área disponível para cultivo muito menor que o brasileiro, comprometendo a viabilidade de um suposto empreendimento.

O trabalho se concentrou apenas na gaseificação, mas para o processo alcançar resultados representativos, todas as etapas descritas neste trabalho requerem estudos específicos e em profundidade. É de se destacar que a escolha de biomassa residual, coleta, transporte, gaseificação ainda carecem de investigação e dados mais representativos. Como também observado, regulamentação e incentivos por parte dos respectivos governos são necessários em todas as etapas.

### **Agradecimentos**

Este trabalho foi realizado no âmbito da iniciativa Energia para Sustentabilidade (EFS) e do Centro de Pesquisa em Engenharia de Processos Químicos e Produtos Florestais (CIEPQPF), ambos da Universidade de Coimbra. Esta pesquisa não recebeu nenhum subsídio específico de agências de fomento nos setores público, comercial e sem fins lucrativos.



### **REFERÊNCIAS**

ANDRADE, R. V. **Gaseificação de Biomassa: Uma Análise Teórica e Experimental**. Tese de doutorado - Universidade Federam de Itajubá, 2007.

FREDRIKSON MOLLER B, MOLIN A, AT AHL K, SVENSSON J-A. E.ON -**Bio2G Syntesrapport ver. 0** EGD-1301-01, 2013.

BASU, P. **Biomass Gasification and Pyrolysis** - Pratical Design and Theory (1<sup>st</sup> Ed.). USA: Elsevier - ISBN 978-0-12-374988-8, 2010.

CARDOSO, T.D.F.**Avaliação socioeconômica e ambiental de sistemas de recolhimento e uso da palha de cana-de-açúcar**. Tese de doutorado. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2014.

CARVALHO, M. M. DE O. **Comparação de Tecnologias de Gaseificação de Biomassa para Substituição do Gás Natural em Plantas de Pelotização de Minério de Ferro**. MSc.thesis - Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.

CEPCI. **Chemical Engineering Plant Cost Index**. Disponível em: <<https://www.chemengonline.com/site/plant-cost-index/>>. Acesso em: 7 fev. 2019.

CIUBOTA-ROSIE, C; GAVRILESCU, M; MCOVEANU, M. Biomass - An important renewable source of energy in Romania. **Environmental Engineering and Management Journal**, v. e, n. 5, p. 559-568, 2008.

CONAB/MAPA. **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Brasília - DF - Brasil: Disponível em: <[file:///C:/Users/HP/AppData/Local/Packages/Microsoft.MicrosoftEdge\\_8wekyb3d8bbwe/TempState/Downloads/BoletimZCanaZ4ZLevantamentoZ18-19\(1\).pdf](file:///C:/Users/HP/AppData/Local/Packages/Microsoft.MicrosoftEdge_8wekyb3d8bbwe/TempState/Downloads/BoletimZCanaZ4ZLevantamentoZ18-19(1).pdf)>.

DEMIREL, Y. **Green Energy and Technology - Energy Production, Conversion, Storage, Conversion, and Coupling**. (Y. Demirel, Ed.) (1st-Spri ed.). Lincoln - Nebraska - U.S: Department of Chemical and Biomolecular Engineering - University of Nebraska Lincoln - U.S. 2012.

DGEG. **ENERGIA em Portugal** - Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014. EPE/MME. Balanço energético nacional ano base 2017. Brasília - DF - Brasil: Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico>

GASSNER, M; MARÉCHAL, F. Thermo-economic optimisation of the polygeneration of synthetic natural gas (SNG), power and heat from lignocellulosic biomass by gasification and methanation. **Energy & Environmental Science**, v. 5, p. 5789,2012.

GOMEZ, L. D; STEELE-KING, C. G; MCQUEEN-MASON, S.J. Sustainable liquid biofuel from biomass: The writing's on the walls. **Tansley review**, v. 178, p. 473-485, 2008.

HASSUANI, S. J; M. R. L. V; MACEDO, I. DE C. **Biomass power generation - Surgacane bagasse and trash**. 1. ed. Piracicaba, Brazil, 2005.

HEYNE, S. **Bio-SNG from thermal gasification - Process sythesis, integration and performance**. Phd Thesis - Chalmers University of Techonology - Goteborg, Sweden, 2013.

HEYNE, S; HARVEY, S. Impact of choice of CO<sub>2</sub> separation technology on the economic performance of Bio-SNG production process. **Energy Research**, v.38, n. p.299-318, 2014,

HEYNE, S; LILIEDAHL, T; MARKLUD, M. Biomass gasification - **A synthesis of technical barriers and current research issues for deployment at large scale**. Gothenburg, Stockholm, Pitea - Sweden, 2013.

HOLMGREN, K.M. **Investment cost estimates for gasification-based biofuel production systems**. Stockholm, Sweden: Disponível em: <<https://www.ivl.se/download/18.7e136029152c7d48c202a1d/1465298345076/B2221.pdf>>

HOLMGREN, K. M. et al. Perspectives on investment cost estimates for gasification based biofuel production systems. **Chemical Engineering Transaction**, v. 45, n. September, p. 427-432, 2015.

INNOCENTE, A. F. **Cooperação a Partir Da Biomassa Residual De Cana-De-Açúcar** - Estudo De Caso. Tese de mestrado - Universidade Estadual Paulista - UNESP - Brazil, 2011.

IPCC. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Summary for Policymakers 11th Session of Working Group III of the IPCC. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Disponível em: <<https://www.unccler.org/sites/default/files/inventory/ipcc15.pdf>>. 2011.

LEAL, M. R. L. . et al. Sugarcane straw availability , quality , recovery and energy use : A literature review. **Biomass & Bioenergy**- Elsevier, v. 53, p. 11–19, 2013.

LINERO, F. **Aproveitamento da palha de cana-de-açúcar** - Centro de Tecnologia Canaveira (CTC) - Palha Flex 16º Seminário Brasileiro Agroindustrial - Ausina da recuperação, Ribeirão Preto-SP - BRASIL, 2015.

MAMAOT/ICNF. **6º Investário Florestal Nacional** - IFN6 - Portugal, 2010.

MARKETINSIDER. **CO<sub>2</sub> European emission allowances**. Disponível em: <<https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances..>>. Acesso em: 8 fev.2019.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass. **Bioresource Technology**, v. 83, n. July 2001, p. 37–46, 2001.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 2): Conversion technologies. **Bioresource Technology** - Elsevier, v. 83, n. 1, p. 47–54, 2002a.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass ( part 3 ): gasification technologies. **Bioresource Technology** - Elsevier, v. 83, n. July 2001, p. 55–63, 2002b.

MORAIS, S. H. E C.B. DE M. **Avaliação da viabilidade técnica e econômica da valorização de ceps, ramos e bicadas de eucalipto**. Tese de mestrado - Universidade do Porto - Portugal, 2012.

MME; SPGNB; DGN. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural**. Brasília, DF - Brasil, 2018. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_138\\_AGO\\_18.pdf/a950498b-1f80-442b-bacf-5ff0eb10a63a](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_138_AGO_18.pdf/a950498b-1f80-442b-bacf-5ff0eb10a63a)>.

MÜLLER, M. D. **Produção de madeira para geração de energia elétrica numa plantação clonal de eucalipto em Itamaranduba, MG**. Tese de doutorado - Universidade Federal de Viçosa - Minas Gerais - Brasil, 2005.

NAIK, S. N. et al. Production of first- and second-generation of biofuels: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy reviews** - Elsevier, v. 14, p. 578-597, 2010.

OLIVEIRA, G. C. DAS C. C. **Avaliação do ciclo de vida da produção de biomassa torrefada para a gaseificação**. Tese de mestrado - Universidade de Brasília - Brasil, 2013.

PAULY, M.; KEEGSTRA, K. Cell - wall carbohydrates and their modification as a resource for biofuels. **The plant journal**, v. 54, p. 559-568, 2008.

REN21. **Renewables global status report 2017**. Paris, France, 2017: Disponível em: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017\\_Full-report\\_English.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017_Full-report_English.pdf)

RODRIGUES, V. P. **Análise de custos para diferentes soluções de transporte de biomassa florestal**. Tese de mestrado. Universidade de Aveiro. Aveiro, Portugal, 2009.



SUCRE. **Custos de recolhimento da palha**. Disponível em: <<https://pages.cnpem.br/sucres/>>. Acesso em: 7 fev. 2019.

TUNÅ, P.; HULTEBERG, C. Woody biomass-based transportation fuels – A comparative techno-economic study. **Fuel**, v. 117, p. 1020–1026, 2014.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. 3rd. ed. London - UK: ISBN 1876-6102 - Routledge, 2015.

## COMPARISON OF PROCESSES AND TYPES OF 2<sup>ND</sup> GENERATION OF BIOFUELS



### ABSTRACT

In this paper, we analyze the potential production and economic feasibility of the production of biofuels from lignocellulosic resources from residual biomass of sugarcane straw in Brazil and the biomass forest residues (BFR) in Portugal. The search for sustainable sources of energy is a topic of great relevance at present.

The selected transformation route is the gasification of biomass in a direct fluidizing bed gasifier, and atmospheric air as the oxidizing agent. The explored economic indicators such as internal rate of return (IRR), net present value (NPV) and discounted payback (DPB) were considered with a variation of annual interest rates from 2, 4 and 6% for Brazil and Portugal.

We concluded that in profitable terms, the Portuguese scenario is more attractive than the Brazilian for a stand-alone gasification factory while for an attached factory in a pulp & paper industry the results presented better for a Portuguese scenario. From the availability of raw material, the Brazilian territory has a large advantage. However, the transformation

of residual biomass to advanced fuels through gasification still lacks research and incentives, a factor that limits private investors to explore such route. Moreover, regulatory measures as subsidies incentives are needful to implement the breakthrough of new pathways of biomass to advanced biofuels.

**Keywords:** Biomass, Economic Feasibility, Gasification, Renewable Energy, Second Generation of Biofuels.

## Introduction

Currently, biomass account for more than 10% of the world primary energy sources and 80% of the renewables ((50 exajoule (EJ)) and it is expected reach 100-300 EJ of the primary energy source in 2050 (IPCC, 2011;REN21, 2017).

Brazil and Portugal have similarities in biomass exploration. The Brazilian biomass sources are wide. The sugarcane can be highlighted with a 620 Mt (millions of ton) produced in 2018 [3] for bioethanol, sugar and cogeneration production. However, the sugarcane straw exploration can increase even more the gains from the sugarcane straw, with an observed potential on dry basis of 140 kg per ton of sugarcane harvest (LEAL et al., 2013).

Portugal forestry sector is extremely representative, accounting with 35,4% of the territory (3 million ha), with species as eucalyptus globulus for using as a primary source of pulp and paper industry and cogeneration production (MAMAOT/ICNF, 2013).

The advanced routes of biofuels from biomass has gained note recently due to the environmental and social concerns caused by the first generation as competition with food production (NAIK et al., 2010). Thus, route as gasification appears as representative technology to biomass production into synthetic natural gas (SNG) (MCKENDRY, 2002a) particularly appealing in terms of greenhouse gases (GHG) emissions with zero-emission effect.

In this article, a supposed scenario of exploration is proposed for sugarcane straw gasification in Brazil and biomass forest residue (BFR) in Portugal, based in different references and methodologies. Is necessary to mention that methodologies and data for technical and economic assessment used by Holmgren (HOLMGREN, 2015) and Heyne (HEYNE, 2013) were also used in this this study.



## 1 – Literature Review

The humanity reliance on fossil fuels has led to a crescent consumption day by day with a negative balance for the natural reserves and causing several problems regarding their greenhouse gas (GHG) emissions. On the other hand, renewable energies from different sources have gained space due to the capacity of lower or non-accumulation of GHG in the atmosphere (TWIDELL; WEIR, 2015).

### 1.1 – Biomass

The biomass has a capacity to absorb CO<sub>2</sub> through the photosynthesis process in a cyclic process for its growth and production of new biomass (MCKENDRY, 2001).

The attention of biomass started in the 70s with oil crisis and 90s when concerns about the depletion of natural resources and the global warming caused by the emissions from fossil fuels arouse the biomass importance as a strong and only resource capable of being transformed in other types of energy (liquid, solid and gaseous) (Müller, 2005; Innocente, 2011).

### 1.2 – The Sugar Cane Straw potentiality in Brazil



The sugar cane industry, since the 70s has improved its production capacity and efficiency, where trough sugar cane extraction other products of higher value can be created, sugar as a food product, ethanol as biofuel to road transport and electricity as an important support to the Brazilian energy grid.

In 2018 the sugar cane production reached 620 Mt in a harvested area of 8.60 Mha (millions of hectares). The sugar and ethanol production accounted for 29 Mt and 33,10 billion of liters respectively (CONAB/MAPA, 2019). The electricity produced from the sugar cane industry was 36 TWh (terawatt hour), around 6% of the electric matrix of Brazil (EPE/MME, 2018). The sugarcane straw that represents approximately one-third of all sugarcane planted has received considerable attention as another source of energy production (LEAL et al., 2013)

According to Hassuni (HASSUANI; LEAL; MACEDO, 2005) studies, the sugarcane straw potentiality was 14.4 T/ ha on a dry basis or 14% of the harvested sugarcane mass. This means that for every ton of sugarcane harvested, 140 kg of waste can be used (HASSUANI; LEAL; MACEDO, 2005).

### 1.3 – The Biomass from planted forest potentiality in Portugal

Data from the 6th National Forest Inventory of Portugal show that forest land use is dominant in this country. Currently, around 35,4% of the whole territory, considering wooded areas and temporarily non-wooded areas for which short-term recovery is expected. This value represents 3,2 Mha (MAMAOT/ICNF, 2013).

Considering the exploitation of BFR resources in the Portuguese scenario, *eucalyptus* is the most used representing around 26% of the planted area (MAMAOT/ICNF, 2013) mostly for the pulp and paper industries, a strong industrial sector in the country. According to Rodrigues (RODRIGUES, 2009), BFR production can be estimated at about 3-4 m<sup>3</sup>/ha.year, on a wet basis.

### 1.4 – Second generation of biofuels

The second generation of biofuels (2G), produced through biomass, is a sustainable form of production, in which the impacts on carbon emissions are null due to its absorption by plants through the photosynthesis process. Specifically, the second generation of biofuels refers to the use of cheap lignocellulosic materials (forest and agricultural wastes) that do not directly compete with food production (Gomez, Steele-King and McQueen-mason, 2008)

Currently, second generation (2G) fuel production is not commercially viable due to numerous barriers to overcome, despite its promising future exploration potential (Pauly and Keegstra, 2008).

#### 1.4.1 – Biomass Gasification

Gasification consists of a conversion of biomass into a gas (Synthesis Gas) by partially oxidizing the biomass at high temperatures. Normally, temperatures around 900°C are used and the gas obtained has low calorific value (4-6 MJ / Nm<sup>3</sup>), which can be used directly as fuel in gas turbines, or as raw material to produce other compounds, such as methane (Ciubota-rosie, Gavrilescu and Macoveanu, 2008; McKendry, 2002). Table 1 summarizes the reactions involved in the gasification process.

Table 3 - Gasification reaction process

8)	$C + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	CO	-111	MJ/Kmol
9)	$CO + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	CO <sub>2</sub>	-283	MJ/Kmol
10)	$H_2 + \frac{1}{2} O_2$	$\Rightarrow$	H <sub>2</sub> O	-242	MJ/Kmol
11)	$C + CO_2$	$\Rightarrow$	2CO	+173	MJ/Kmol
12)	$C + 2H_2$	$\Rightarrow$	CO + H <sub>2</sub>	-131	MJ/Kmol

13)	C + 2H <sub>2</sub>	⇒	CH <sub>4</sub>	+75	MJ/Kmol
14)	CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O	⇒	CO + 3H <sub>2</sub>	+206	MJ/Kmol

Source: (OLIVEIRA, 2013)

Three grades of gas can be produced by various gasifying agents, modes, and conditions of operation. Generally, the main gasifying agent is air, although oxygen and hydrogen are also used, or catalytic vapor and different calorific value (CV) (MCKENDRY, 2002b):

- Low CV 4-6 MJ/Nm<sup>3</sup> using air and steam / air
- Medium CV 12-18 MJ/Nm<sup>3</sup> using oxygen and steam
- High CV 40 MJ/Nm<sup>3</sup> using hydrogen and hydrogenation

Several products can be obtained but economic factors should be the first consideration. In general, the total efficiency of a biomass conversion process using gasification is estimated at 75-80% (MCKENDRY, 2002b).

#### 1.4.1.1 – Technologies of gasification

The equipment used in the gasification process is the so-called gasifiers, which can have numerous varieties in the form of work and operation. The most common is the fixed (updraft, downdraft, and crossflow) and fluidized bed (circulating fluidized bed (CFB) and bubbling fluidized bed (BFB)), the first being simpler to operate and best suited for small processing units (Mckendry, 2002; Andrade, 2007).

An important studied of Holmgren (HOLMGREN, 2015) compared different authors to identify the investment cost for a large factory to produce different fuels among them biosynthetic natural gas (BIO-SNG) is summarized on table 2.

Table 4 - Investment costs comparinon from diferent references

Reference	Product	Investment Cost (M€)	Biomass Input Power Capacity (MWth)	Output Power Capacity (MWfuel)	Fuel and Electricity Output MWfuel+MWel	Investment cost per installed power (M€/MW)
(HOLMGREN et al., 2015)	SNG	353	480	299	311	1,1
(HOLMGREN et al., 2015)	SNG	513	480	299	311	1,7
(HEYNE; HARVEY, 2014)	SNG	670	480	299	319	2,1
(B; MOLIN A; J-A., 2013)	SNG	531	480	253	260	2
(GASSNER; MARÉCHAL, 2012)	SNG	476	480	336	354	1,3
(TUNÁ; HULTEBERG, 2014)	SNG	509	480	317	333	1,5

According with Heyne gas cleaning represents 23-31% of the investment cost of a supposed gasification plant and cold gas efficiency around 60% (HEYNE, 2013).

#### 1.4.1.2 – Environment Benefits and Carbon Market

Evidence of climate change caused by GHG emissions through human action is now clearly recognized by both the scientific community and society. Concern for the preservation of the environment, the use of renewable energies and socio-political benefits have created an excellent opportunity for biomass gasification. Biomass is especially appealing regarding GHG emissions into the atmosphere. In many countries, regulations have been put in place to replace a certain amount of fossil fuel in an industry as it earns lower CO<sub>2</sub> credits compared to fossil fuel emissions. These credits may be traded on the market as additional revenue for countries where such markets are practiced (BASU, 2010).

## 2 – Material and methods

The objective of this study is to analyze efficient and economically viable processes to produce BIO-SNG. Currently, there are many studies addressing production, efficiencies and expressive financial returns for biomass conversion routes through gasification. It is worth highlighting that the works of Holmgren (HOLMGREN, 2015) and Heyne (HEYNE, 2013) as well as their same references were main base of the methodology of this work.

### 2.1 – Technical assumptions

The second generation of biofuels, specifically, the production of BIO-SNG through gasification was the path chosen, with the supposed unit working alone or integrated into a pulp and paper mill. For the two regions (Brazil and Portugal) five different biomass processing capacities were considered, namely, 10, 50, 100, 200 and 300 thermal megawatts (MWth) in a different low heat values (LHV). The technical assumptions to biomass forest residues (BFR) and sugarcane straw are displayed on table 3.

Table 5 - Technical Assumptions

Region	Feedstock	LHV (MJ/Kg)	Moisture (%)	Reference
Portugal	BFR	15,7	15*	(MORAIS, 2012)



Brazil	Sugarcane Straw	12,9	15	(LINERO, 2015)
Direct Fluidizing Bed Gasifier (DFBG)/ Oxidizing Agent Atmospheric Air				
Final Product: SNG (35 MJ/Kg) / Cold gas yield of 60%				

The intention is to approach the production of bio-syngas in a generic way, from its conversion, cleaning, separation and commercial application.

Equation 1 presents the cold gas efficiency to reach the average yields of many bibliographies chosen in this research.

$$nCG = \frac{LHV \cdot \dot{V}}{LHV \cdot \dot{m}} \quad (1)$$

Where  $nCG$  represents the,  $\dot{V}$  the volume flow of the gas produced,  $\dot{m}$  the mass flow of the biomass input of the process with their respectively low heat value.

## 2.2 – Environmental and logistic assessment

For a trace of the equivalent carbon emissions in the process, natural gas (NG) emissions of the fuel to be replaced will be considered, which has emissions of the order of 2,75 kgCO<sub>2</sub>/kgGN (DEMIREL, 2012). The CO<sub>2</sub> emissions from BIO-SNG use are considered null, due to the fact of the biofuel comes from a renewable source.

To address the logistic assignment to feed a supposed factory, was adapted the equation 2 from Carvalho (CARVALHO, 2014).

$$A = \frac{1 - W_{dried H_2O}}{1 - W_{harvested H_2O}} \cdot \frac{\dot{m}_{biomass} \cdot 8000}{residue\ productivity} \quad (2)$$

Where  $A$  represents the annually necessary area to supply the factory in hectares,  $W_{dried H_2O}$  and  $W_{harvested H_2O}$  represent the mass fraction of water from the feedstock ready to process and harvested respectively. The  $\dot{m}_{biomass}$  is the mass flow of the factory in ton per year. The 8000 represents the operation annually hours of the process and residues productivity of each residue in ton per hectare times the year.

## 2.3 – Economic Indicators

In order to address the cost of the equipment's was used the equation 3, a consolidate methodology in the estimation project cost of the chemical industry (HOLMGREN, 2015).



$$C = C_{base} \left( \frac{S}{S_{base}} \right)^f \quad (3)$$

Where C represents the update cost (€), Cbase the known reference cost S represents the equipment capacity (MWth) and Sbase the known equipment capacity (MWth), while represents the scale factor fixed to 0.7.

The fact that the associated cost references refer to different dates led to apply the factor based on the current Index of Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) (CEPCI, 2019), with the respective years of other works. The calculation of this factor is expressed in equation 4.

$$CB = CA \cdot \frac{\text{Index Value B}}{\text{Index Value A}} \quad (4)$$

Where CB represents the present update cost (€), CA the known cost (€). The index value A and B represents the current and former references respectively.

The table 4 displays the respectively CEPCI years consult from the literature.

Table 6 - Updated CEPCI

Year	CEPCI	Year	CEPCI	Year	CEPCI
2012	584,6	2015	556,8	2018	603,1
2013	567,3	2016	541,7	2019	647,7
2014	576,1	2017	567,8		

Source: (CEPCI,2019)

For the two biomasses, a cost of 20 € / t for sugarcane straw (SUCRE, 2015) (CARDOSO, 2014) (HASSUANI; LEAL; MACEDO, 2005) and 30 € / t for BFR were considered (MORAIS, 2012).

The established value of the SNG gain will be equated with the sale price of natural gas (NG) in Brazil 12,94 €/GJ, and 14.87 € / GJ do Portugal (DGEG, 2016).

In terms of economic analysis, considered the following indicators: net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and discounted payback (DPB), with interest rates of 2%, 4% and 6% adjusted to the current values of the countries involved.

The subsidy incentive and CO<sub>2</sub> allowance were established as 2,50 €/GJ of SNG produced and 28 € / tCO<sub>2</sub> respectively (MARKETSINSIDER, 2019).

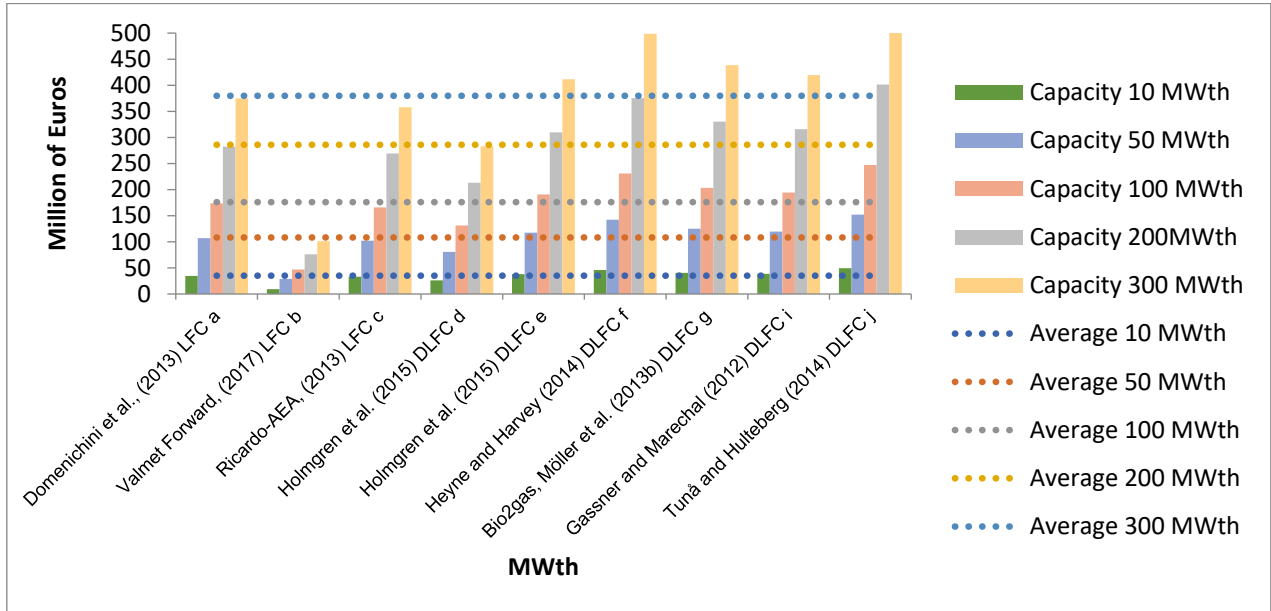
### 3 - Results and discussion

The results obtained are presented in the next chapters. The intention is reaching a quantitative basis as support for decision making in a future scenario of investment.

### 3.1 – Isolated Factory Scenario

The construction of a CFB amounted to an average investment cost of 35,1, 108,4, 176,0, 285,9, 379,9 million of euros (M€) for each capacity considered\*, as shown in table 5.

Figura 2 - - Investment Cost Comparison from different bibliographic sources



In both studied countries was consider a cold gas efficiency of the equipment in 60%. Based on the Heyne (2013) (HEYNE, LILIEDAHL, MARKLUD, 2013) studies, an additional investment cost of 30% was considered for a separation and methanization system, which considerably increases the initial cost of the factory. The investment cost for each level of production and the viability parameters of the Brazilian and Portuguese scenarios, displays on table 5 and 8 respectively.

Table 7 - Brazilian economic results of sugar cane straw gasification plant

Parameters	Unit	Capacity									
		10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth					
		Input (ton/h) Output (Nm <sup>3</sup> /h)	2,8 617,1	Input (ton/h) Output (Nm <sup>3</sup> /h)	13,9 3085,7	Input (ton/h) Output (Nm <sup>3</sup> /h)	27,9 6171,4	Input (ton/h) Output (Nm <sup>3</sup> /h)	55,8 1243,9	Input (ton/h) Output (Nm <sup>3</sup> /h)	83,72 18514,2
Investment Cost	M€	35,1	108,4	176,0	286	379,8					
O&M	M€	1,4	4,3	7,0	11,4	15,2					
Biomass Cost	M€/year	0,4	1,8	3,5	7,1	10,6					
Total Cost	M€/Year	1,8	6,1	10,6	18,5	25,8					

Cost per energy produced	€/GJ	10,2	7,1	6,1	5,4	5,0
SNG sales price	€/GJ			12,9		
CO2 saved	Ton/Year	8146	40731	81463	162926	244389
CO2 Allowance price	€/Ton			28		
CO2 Revenue	€/Year	0,2	1,1	2,3	4,6	6,8
Total revenue	M€/Year	2,5	12,3	24,6	49,3	73,9
Net Revenue	M€/Year	0,7	6,2	14,1	30,8	48,1
Subsidy	€/GJ			2,5		
Net Revenue plus Subsidy	M€/Year	1,1	8,4	18,4	39,4	61,1

Regarding the economic model for each region tools such as NPV, IRR and DPB lesser than 20 years will be the main factors to analyze.

The established interest rate (IR) for the Brazilian (figure 2) and Portuguese (figure 3) scenarios were 2%, 4 % and 6% in both cases the assessment was made with or without the addition of subsidies.

For the Brazilian scenario, the profit margin is higher since due to the amount of biomass processed is lower.

The Brazilian scenario with no subsidies presented returns from capacities of 200 MWth and 300 MWth with DPB between 9-15 years (table 6) and IRR between 9-11% (figure 2). While the scenarios with subsidies started to show profits from capacities of 100 MWth, with DPB between 7-15 (table 7) years and IRR between 8-15% (figure 3).

Figure 1 - Brazilian economic results IRR and NPV stand-alone factory with no subsidies

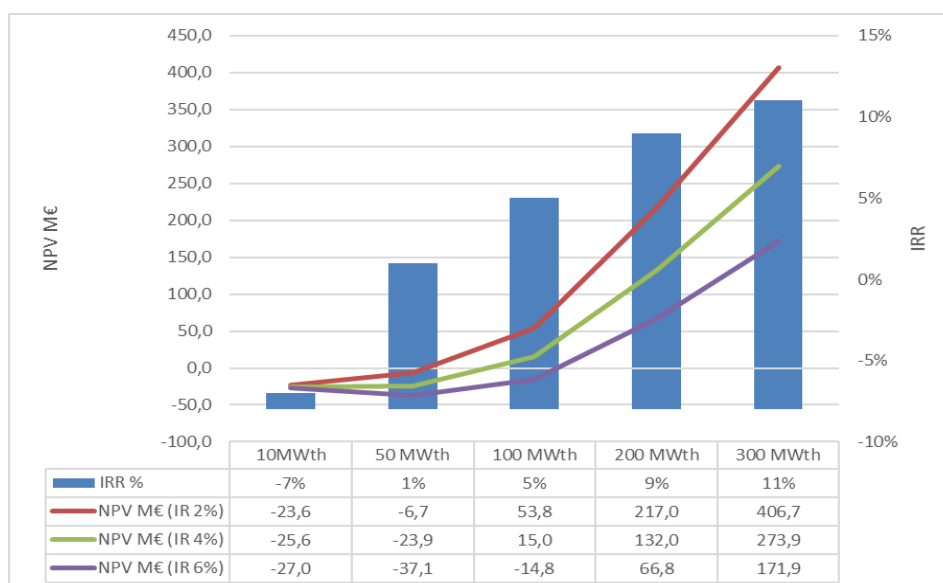


Table 8 - DPB with different capacities and IR

Parameters		Unit	Capacity					
			10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth	
No subsidy	2%	DPB	Year	>20	>20	15	11	9
	4%	DPB	Year	>20	>20	18	12	10
	6%	DPB	Year	>20	>20	14	9	7

Figure 2 - Brazilian economic results IRR and NPV stand-alone factory plus subsidies

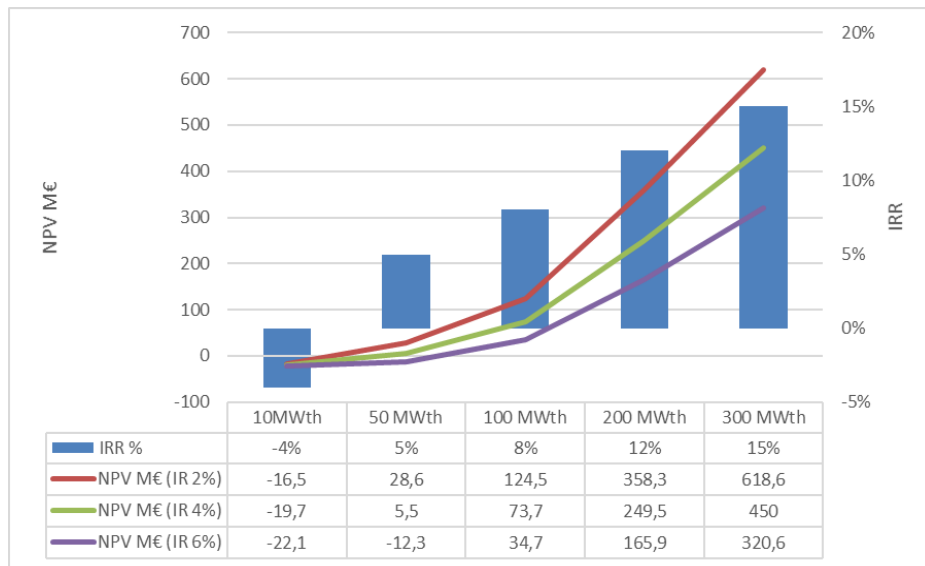


Table 9 -DPB with different capacities and IR (no subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	>20	15	11	9
4%	Years	>20	>20	18	12	10
6%	Years	>20	>20	14	9	7

In the Portuguese case, apart from capacities of 10 and 50 MWth, all capacities were attractive, with DPB less than 20 years.

Table 10 - Portuguese economic results of BFR gasification plant

Parameters	Unit	Capacity									
		10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
		Input (ton/h)	2,8	Input (ton/h)	13,9	Input (ton/h)	27,9	Input (ton/h)	55,8	Input (ton/h)	83,72
	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	617,1	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	3085,7	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	6171,4	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	1243,9	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	18514,2	
Investment Cost	M€	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M	M€	1,4		4,3		7,0		11,4		15,2	
Biomass Cost	M€/year	0,7		3,7		7,3		14,7		22,0	
Total Cost	M€/Year	2,1		8,0		14,4		26,1		37,2	
Cost per energy produced	€/GJ	12,4		9,3		8,3		7,6		7,2	
SNG sales price	€/GJ					12,9					
CO2 saved	Ton/Year	8146		40731		81463		162926		244389	
CO2 Allowance price	€/Ton					28					
CO2 Revenue	€/Year	0,2		1,1		2,3		4,6		6,8	
Total revenue	M€/Year	2,6		12,9		25,7		51,4		77,1	
Net Revenue	M€/Year	0,7		6,0		13,6		29,8		46,7	
Subsidy	€/GJ					2,5					
Net Revenue plus Subsidy	M€/Year	1,1		8,1		17,9		38,5		59,7	



For the Portuguese scenario with no subsidies also, the only capacities that presented considerably returns were from 200 MWth and 300 MWth, with IRR between 8-11%, NPV between 56,26-384,14 M€ (figure 4) and DPB between 15-10 years (table 9). While for the scenarios with the addition of subsidies reached positives results from 100 MWth to 300 MWth, with IRR between 8-15%, NPV between 29,46-596,05 M€ (figure 5) and DPB between 7-16 years (table 10).

Figure 3 - Portuguese economic results IRR and NPV in a stand-alone factory with no subsidies

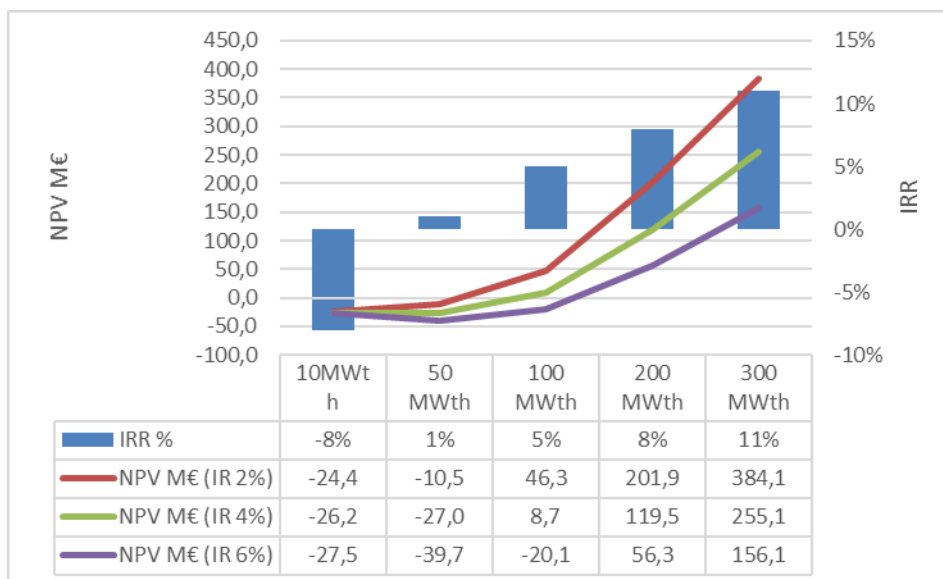


Table 11 - DPB with different capacities and IR (no subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	>20	15	11	9
4%	Years	>20	>20	18	12	10
6%	Years	>20	>20	>20	15	12

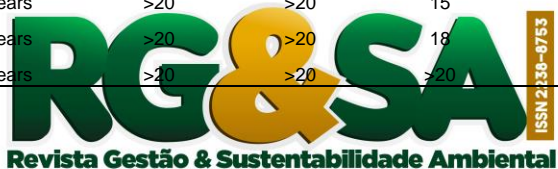


Figure 4 - Portuguese economic results of IRR and NPV in a stand-alone factory plus subsidies

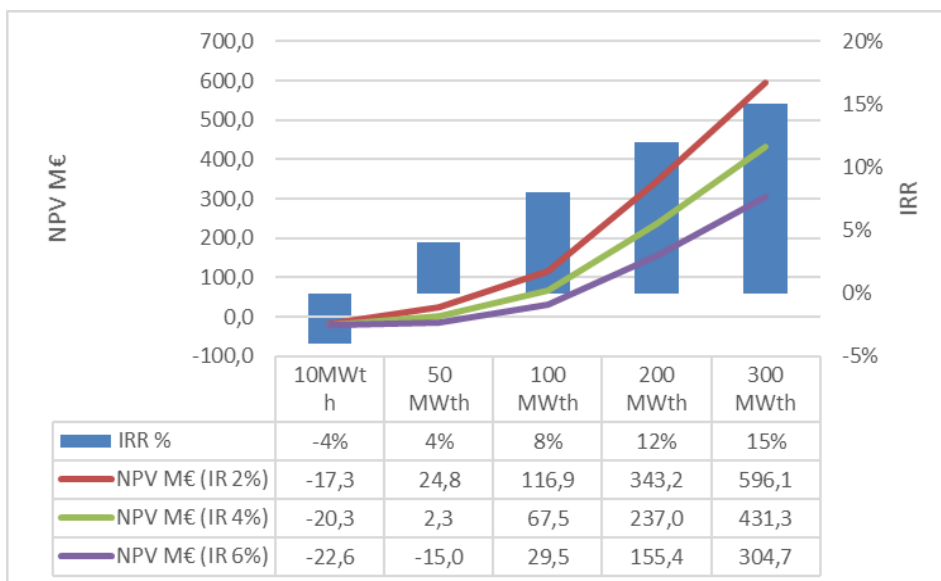
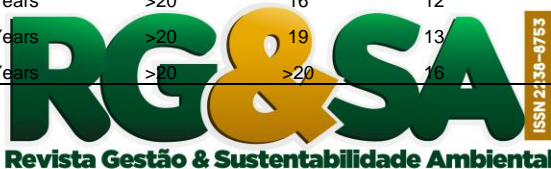


Table 12 - DPB with different capacities and IR (plus subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	16	12	9	7
4%	Years	>20	19	13	9	8
6%	Years	>20	>20	16	11	9



The CO<sub>2</sub> revenues scenarios are of extreme importance for the profits of the companies it represented around 9% of the gross revenue for a supposed factory either in Brazil or Portugal

### 3.2 - Integrated Factory Scenario

In this chapter, a scenario of replacement of a medium capacity factory is proposed exploring surplus production and the CO<sub>2</sub> allowances. According to data, from a typical industry the annual expenditure on natural gas (NG) to be used in lime kilns, boiler support and paper machines is about 25 million Nm<sup>3</sup>/year.

The capacities of 10 and 50 MWth do not meet the factory's total requirements neither surplus production where it starts from 100 MWth.

The replacement returns to all capacities are between 0,71-69.57 M€ for the Brazilian scenario (table 11). While to the Portuguese scenarios are between 0,66-77,65 M€ (table 15).



Table 13 - Brazilian economic results of sugarcane straw in gasification plant integrated factory scenario

Parameters	Unit	Capacity									
		10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
		Input	2,8	Input	13,9	Input	27,9	Input	55,8	Input	83,72
		Output	617,1	Output	3085,7	Output	6171,4	Output	1243,9	Output	18514,2
Investment Cost	M€	35,1		108,4		176,0		286		379,8	
O&M	M€	1,4		4,3		7,0		11,4		15,2	
Biomass Cost	M€/year	0,4		1,8		3,5		7,1		10,6	
Total Cost	M€/Year	1,8		6,1		10,6		18,5		25,8	
Average Puper & Paper NG use	GJ/Year					875000					
NG cost	M€/Year					11,3					
SNG produced	GJ/Year	172800		864000		1728000		3456000		5184000	
Replacement		19,8		98,7		197,5		395,0		592,5	
Surplus	GJ/Year	-		-		853000		2581000		4309000	
Cost per energy produced	€/GJ	10,9		6,3		5,4		4,7		4,4	
SNG sales price	€/GJ					12,9					
CO2 saved	Ton/Year	8146		40731		81463		162926		244389	
CO2 Allowance	€/Ton					28					
CO2 Revenue	€/Year	0,2		1,1		2,3		4,6		6,8	
Replacement	M€/Year	0,7		6,2		19,3		44,6		69,6	
Return											
Subsidy	€/GJ					2,5					
Net Revenue plus Subsidy	M€/Year	-		-		21,4		51,1		80,3	

The figure 6 and 7 respectively reports results of IRR, NPV and DPB with and without subsidy for Brazil. In these scenarios considerably incomes start from 100MWth to 300 MWth.



The scenarios with no subsidies IRR of return were between 9-18%, NPV between 45,12-757,66 M€ and DPB between 6-14 years (table 12).

To the scenarios with subsidies supporting, the results were: IRR between 11-18%, NPV between 70,21-793,42 M€ and DPB between 12-6 years (table 13).

Figure 5 - Brazilian economic results of IRR and NPV in an attached factory with no subsidies

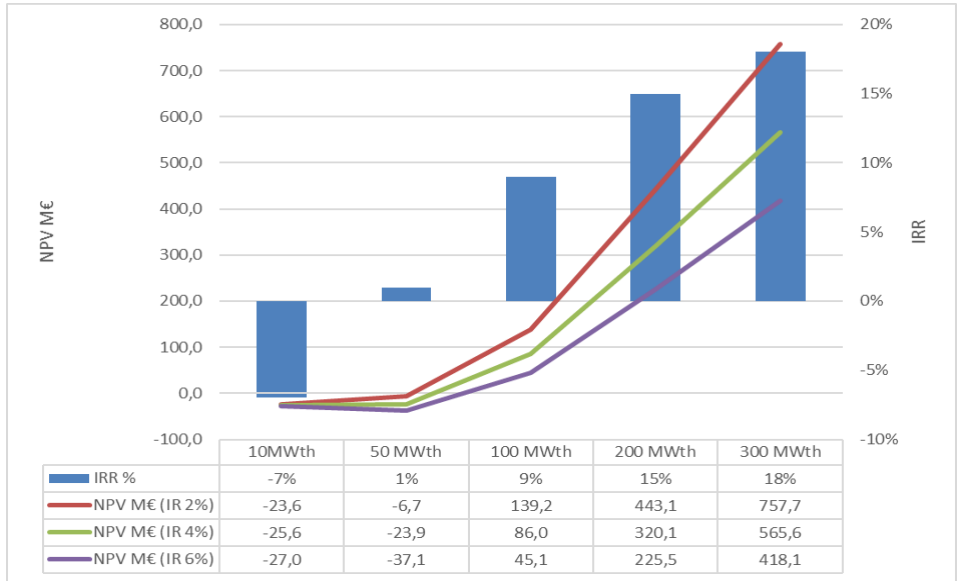


Table 14 - DPB with different capacities and IR (no subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	>20	11	7	6
4%	Years	>20	>20	12	8	7
6%	Years	>20	>20	14	9	7

Figure 6 - Brazilian economic results of IRR and NPV in an attached factory plus subsidies

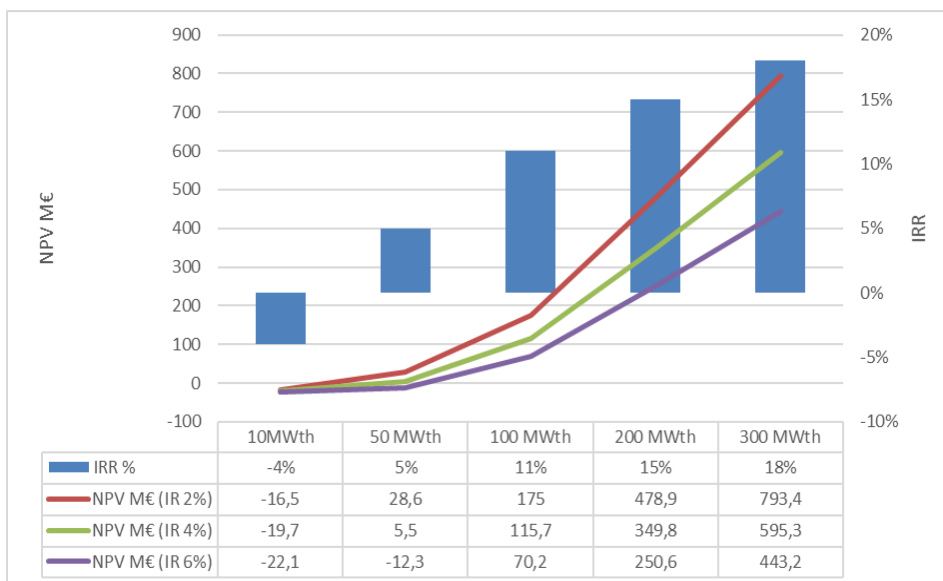


Table 15 - DPB with different capacities and IR (plus subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Year	>20	16	10	7	6
4%	Year	>20	19	11	8	7
6%	Year	>10	>20	12	8	7



Table 16 - Portuguese economic results of BFR gasification plant integrated factory scenario

Parameters	Unit	Capacity									
		10 MWth		50 MWth		100 MWth		200 MWth		300 MWth	
		Input (ton/h)	2,8	Input (ton/h)	13,9	Input (ton/h)	27,9	Input (ton/h)	55,8	Input (ton/h)	83,72
		Output (Nm <sup>3</sup> /h)	617,1	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	3085,7	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	6171,4	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	1243,9	Output (Nm <sup>3</sup> /h)	18514,2
Investment Cost	M€		35,1		108,4		176,0		286		379,8
O&M	M€		1,4		4,3		7,0		11,4		15,2
Biomass Cost	M€/year		0,7		3,7		7,3		14,7		22,0
Total Cost	M€/Year		2,1		8,0		14,4		26,1		37,2
Average Puper & Paper NG use	GJ/Year						875000				
NG cost	M€/Year						13,0				
SNG produced	GJ/Year		172800		864000		1728000		3456000		5184000
Replacement			19,8		98,7		197,5		395,0		592,5
Surpluss	GJ/Year		-		-		853000		2581000		4309000
Cost per energy produced	€/GJ		12,4		9,3		8,3		7,6		7,2
SNG sales price	€/GJ						14,9				
CO2 saved	Ton/Year		8146		40731		81463		162926		244389
CO2 Allowance price	€/Ton						2,3				
CO2 Revenue	€/Year		0,2		1,1		2,3		4,6		6,8
Replacement Return	M€/Year		0,7		6,0		20,7		49,3		77,7
Subsidy	€/GJ						2,5				
Net Revenue plus Subsidy	M€/Year		-		-		22,8		51,5		79,8



The Portuguese scenarios for both case with and without subsidies, using factors as: IRR, NPV, and DPB, presented positive profits from 100MWth to 300MWth.

The scenarios with no subsidies from 100MWth to 300 MWth presented IRR between 10-20%, NPV between 162,35-510,78 M€ (figure 8) and DPB between 6-13 years (table 15). The scenarios with the addition of subsidies (figure 9) from 100 MWth to 300 MWth presented IRR between 12-21%, NPV between 86,42-925,6 M€ and DPB between 11-6 years (table 16).

Figure 7 - Portuguese economic results of IRR and NPV in an attached factory with no subsidies

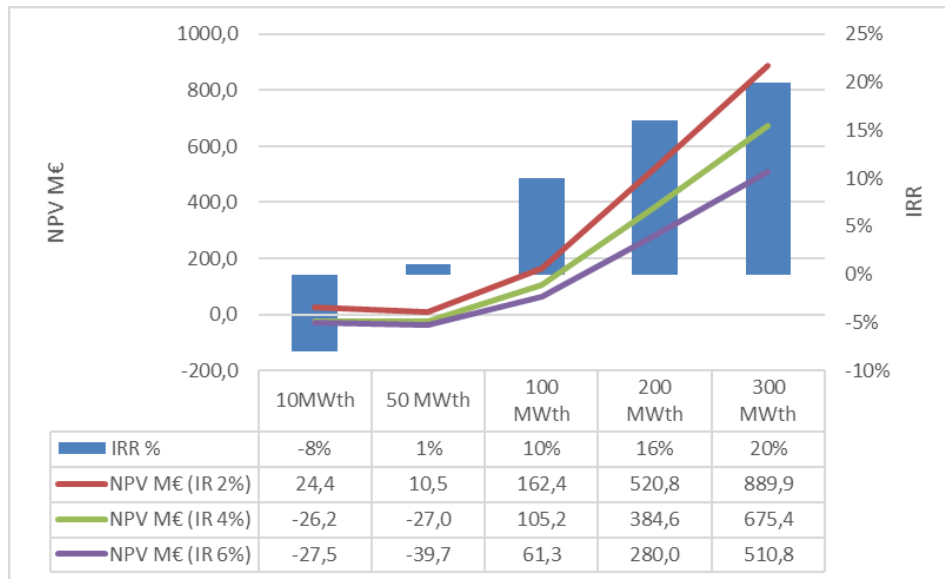


Table 17 - DPB with different capacities and IR (no subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	>20	10	6	5
4%	Years	>20	>20	10	6	5
6%	Years	>20	>20	12	7	5

Figure 8 - Portuguese economic results of IRR and NPV in an attached factory plus subsidies

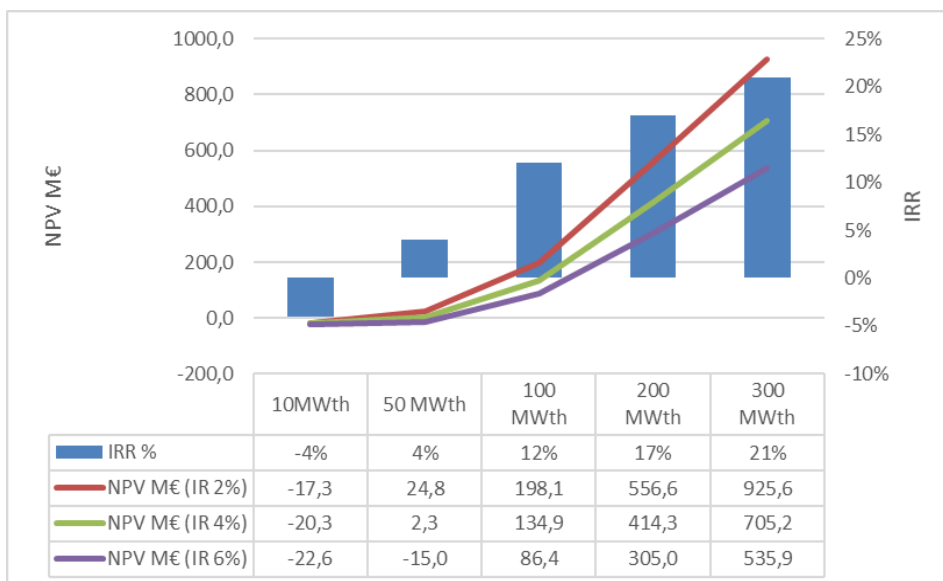


Table 18 - DPB with different capacities and IR (plus subsidy)

I.R	DPB	Capacity				
		10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
2%	Years	>20	16	8		5
4%	Years	>10	>20	9		5
6%	Years	>20	>20	10		5

**Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**

For an Integrated gasifier plant in the paper industry, is observed clear feasibility due to the self NG produced with lower cost, moreover for capacities of 100MWth and above would bring a considerable profit with the surplus NG sold.

### 3.3 – Environmental and logistic analysis

Another aspect to be account is the harvest area necessary for each capacity crafted. The details can be observed in tables 17 and 18 for the Brazilian and Portuguese scenarios respectively.

The annual planted area required for each capacity in the Brazilian and Portuguese scenarios were 0,03-0,97% in Brazil and 0,12-3,73 in Portugal.

Table 19 - Annual planted area required for the gasification industries under study in Brazil

Straw Productivity	8 t/ha.year				
Capacity (MWth)	10	50	100	200	300
Necessary Mass Flow (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72

Necessary Area (ha/year)	2791	13953	27907	55814	83721
Sugar Cane Planted Area (Mha)			8,6		
Rate in relation the planted area (%)	0,03	0,016	0,32	0,65	0,97

Table 20 - Annual planted area required for the gasification industries under study in Portugal

BRF Productivity			2 Ton/ha.year		
Capacity (MWth)	10	50	100	200	300
Necessary Mass Flow (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,15	91,72
Necessary Area (ha/year)	1019	5096	10191	20382	30573
<i>Eucalyptus</i> Planted Area (Mha)			820248		
Rate in relation the planted area (%)	0,12	0,62	1,24	2,48	3,73

Is relevant appointing the low availability of land in the Portuguese territory as main barrier to explore larger capacities.

#### 4 - Conclusion

Energy security and reducing energy dependence are two essential factors for economic development either Brazil and Portugal, however environmental and social aspects must be matched at the same level for a sustainable development.

The production of advanced biofuels from gasification, even being an old technology of transformation remains at an embryonic stage and with a long way to become feasible accessible to all. Thus, a massive investment in R&D is needed.

The present study compared the production of Bio-SNG from lignocellulosic resources either in Brazil or Portugal, presented satisfactory results from large capacities from 100MWth of biomass input.

Even with the same interest rate applied for both regions better results were observed in Brazil for a stand-alone factory due to the lower cost of the feedstock while, for an attached gasifier plant, the Portuguese scenario presented better results due to the fact the NG sales price in Portugal be higher.

The economic advantage of the Portuguese scenario stumbles in the area to be exploited to feed a large industry. It would be required an exploitation rate in comparison with the *eucalyptus* planted area of between 0,12-3,73% while in the Brazilian scenario the same rate would be 0,03-0,97%. It is noteworthy that the Portuguese territory in the area available for cultivation is much smaller than the Brazilian, compromising the logistic feasibility of the venture.



The work focused only on gasification, but to the process achieve representative results all steps described on this work require depth specific studies. The choice of residual biomass, collection, transport, gasification, and integration still lacks through investigation to make this route viable. As also noted, regulation and incentives are required at all stages.

## Acknowledgments

This work has been done under the Energy for Sustainability (EFS) initiative and the Research Centre in Engineering of Chemical Processes and Forest Products (CIEPQPF) both University of Coimbra. This research did not receive any specific grant from funding agencies in the public, commercial, or not-for-profit sectors.

## References

- ANDRADE, R. V. **Gaseificação de Biomassa : Uma Análise Teórica e Experimental**. PhD Thesis - Universidade Federal de Itajubá - Brazil, 2007.
- B, F. M.; MOLIN A, S. K.; J-A., S. E. **ON - Bio2G Syntesrapport ver. 0 EGD-1301-01**.
- BASU, P. **Biomass Gasification and Pyrolysis - Pratical Design and Theory**. 1º ed. USA: Elsevier/ISBN 978-0-323-4903-8, 2010.
- CARDOSO, T. D. F. **Avaliação socioeconômica e ambiental de sistemas de recolhimento e uso da palha de cana-de-açúcar**. PhD.Thesis.Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2014.
- CARVALHO, M. M. DE O. **Comparação de Tecnologias de Gaseificação de Biomassa para Substituição do Gás Natural em Plantas de Pelotização de Minério de Ferro**. MSc.thesis - Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.
- CEPCI. **Chemical Engineering Plant Cost Index**. Disponível em: <<https://www.chemengonline.com/site/plant-cost-index/>>. Acesso em: 7 fev. 2019.
- CIUBOTA-ROSIE, C.; GAVRILESCU, M.; MACOVEANU, M. Biomass - An important renewable source of energy in Romania. **Environmental Engineering and Management Journal**, v. 7, n. 5, p. 559–568, 2008.
- CONAB/MAPA. **Acompanhamento da safra brasileira de Cana-de-açúcar**. Brasília - DF - Brasil: Disponível em: <file:///C:/Users/HP/AppData/Local/Packages/Microsoft.MicrosoftEdge\_8wekyb3d8bbwe

/TempState/Downloads/BoletimZCanaZ4ZLevantamentoZ18-19 (1).pdf>.

DEMIREL, Y. **Green Energy and Technology - Energy Production, Conversion, Storage, Conversion, and Coupling**. 1st-Spri. ed. Lincoln - Nebraska - U.S: Departament of Chemical and Biomolecular Engineering - University of Nebraska Lincoln - U.S, 2012.

DGEG. **ENERGIA em Portugal - 2014..**

EPE/MME. **Balanço energético nacional ano base 2017**. Brasília - DF - Brazil: Disponível em: <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018\\_\\_Int.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf)>.

GASSNER, M.; MARÉCHAL, F. Thermo-economic optimisation of the polygeneration of synthetic natural gas (SNG), power and heat from lignocellulosic biomass by gasification and methanation. **Energy & Environmental Science**, v. 5, p. 5768–5789, 2012.

GOMEZ, L. D.; STEELE-KING, C. G.; MCQUEEN-MASON, S. J. Sustainable liquid biofuels from biomass : the writing's on the walls. **Tansley review**, v. 178, p. 473–485, 2008.

HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R. L. V.; MACEDO, I. DE C. **Biomass power generation - Sugarcane bagasse and trash**. 1. ed. Piracicaba, Brazil:



HEYNE, S. **Bio-SNG from Thermal Gasification - Process Synthesis , Integration and Performance**. PhD Thesis - Chalmers University of Technology - Goteborg, Sweden, 2013.

HEYNE, S.; HARVEY, S. Impact of choice of CO<sub>2</sub> separation technology on thermo-economic performance of Bio-SNG production processes. **Energy Research**, v. 38, n. April 2013, p. 299–318, 2014.

HEYNE, S.; LILIEDAHL, T.; MARKLUD, M. **Biomass gasification - A synthesis of technical barriers and current research issues for deployment at large scale**. Gothenburg, Stockholm, Pitea - Sweden

HOLMGREN, K. M. **Investment cost estimates for gasification- based biofuel production systems**. Stockholm, Sweden: Disponível em: <<https://www.ivl.se/download/18.7e136029152c7d48c202a1d/1465298345076/B2221.pdf>>.

HOLMGREN, K. M. et al. Perspectives on Investment Cost Estimates for Gasification-

Based Biofuel Perspectives on Investment Cost Estimates for Gasification- Based Biofuel Production Systems. **Chemical Engineering Transactions**, v. 45, n. September, p. 427–432, 2015.

INNOCENTE, A. F. **Coogeração a Partir Da Biomassa Residual De Cana-De- Açúcar - Estudo De Caso**. Msc.Thesis - Universidade Estadual Paulista - UNESP - Brazil, 2011.

IPCC. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Summary for Policymakers** 11th Session of Working Group III of the IPCC. Abu Dhabi, United Arab Emirates: Disponível em: <<https://www.unclearn.org/sites/default/files/inventory/ipcc15.pdf>>.

LEAL, M. R. L. . et al. Sugarcane straw availability , quality , recovery and energy use : A literature review. **Biomass & Bioenergy- Elsevier**, v. 53, p. 11–19, 2013.

LINERO, F. **Aproveitamento da Palha de Cana de Açúcar Planta CTC – Palha Flex** 16°16° Seminário Brasileiro Agroindustrial - A Usina da Recuperação Ribeirão Preto SP- Brasil CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, , 2015.

MAMAOT/ICNF. **6º INVENTÁRIO FLORESTAL NACIONAL - I F N 6 - 2010**: 6º. Portugal: MARKETSINSIDER. **CO2 European Emission Allowances**. Disponível em: <<https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-european-emission-allowances>>. Acesso em: 8 fev. 2019.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass. **Biosource Technology**, v. 83, n. July 2001, p. 37–46, 2001.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 2): Conversion technologies. **Bioresource Technology - Elsevier**, v. 83, n. 1, p. 47–54, 2002a.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass ( part 3 ): gasification technologies. **Bioresource Technology - Elsevier**, v. 83, n. July 2001, p. 55–63, 2002b.

MORAIS, S. H. E C. B. DE M. **Avaliação da Viabilidade Técnica e Económica da Valorização de Cepos , Ramos e Bicadas de Eucalipto**. Master Thesis - Universidade do Porto - Portugal, 2012.

MÜLLER, M. D. **Produção de madeira para geração de energia elétrica numa plantação clonal de eucalipto em Itamarandaba, MG**. PhD. Thesis- Universidade Federal de Viçosa - Minas Gerais - Brazil, 2005.

NAIK, S. N. et al. Production of first and second generation biofuels : A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews - Elsevier**, v. 14, p. 578–597,

2010.

OLIVEIRA, G. C. DAS C. C. **Avaliação do ciclo de vida da produção de biomassa torrefada para a gaseificação**. MSc.Thesis - Universidade de Brasília - Brazil - Master thesis, 2013.

PAULY, M.; KEEGSTRA, K. Cell-wall carbohydrates and their modification as a resource for biofuels. **The plant journal**, v. 54, p. 559–568, 2008.

REN21. **Renewables 2017 global status report 2017**. Paris - France: Disponível em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399\\_GSR\\_2017\\_Full\\_Report\\_0621\\_Opt.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf)>.

RODRIGUES, V. P. **Análise de custos para diferentes soluções de transporte de biomassa florestal**. Universidade de Aveiro, 2009.

SUCRE. **Custos de recolhimento da palha**. Disponível em: <<https://pages.cnpem.br/sucres/>>. Acesso em: 7 fev. 2019.

TUNÅ, P.; HULTEBERG, C. Woody biomass-based transportation fuels – A comparative techno-economic study. **Fuel**, v. 117, p. 1020–1026, 2014.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. 3rd. ed. London - UK: ISBN1876-6102 - Routledge, 2015.

