



Vinicius Andrade dos Santos

**Comparação de Processos e Tipos da 2ª Geração de Biocombustíveis:
Uma Avaliação do Potencial Brasileiro e Português**

Dissertação de Mestrado Apresentada para Obtenção do Grau de Mestre em Energia na especialidade de Sistemas de Energia e Políticas Energéticas

Setembro, 2017



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Fonte da imagem de capa:

<http://www.energybras.com.br/energia-solar/biomassa-energia-eletrica>

Acessado em 01 de Agosto de 2017.



Universidade de Coimbra

ENERGIA PARA A SUSTENTABILIDADE

ENERGY FOR SUSTAINABILITY.EFS

Vinicius Andrade dos Santos

**Comparação de Processos e Tipos de 2nd Geração de Biocombustíveis: Uma
Avaliação do Potencial Brasileiro e Português**

Dissertação de Mestrado Apresentada para Obtenção do Grau de Mestre em Energia na
especialidade de Sistemas de Energia e Políticas Energéticas

Orientador: Professor António Alberto Torres Garcia Portugal – Departamento de
Engenharia Química da Universidade de Coimbra

Co-Orientador: Eng.Alexandre Miguel Ricardo Gaspar. – The Navigator Company

Coimbra, 2017

“Quando penso que já cheguei ao meu limite, descubro que tenho forças para ir além.”

Ayrton Senna da Silva

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus, por todas as oportunidades dadas ao longo da minha vida e caminhos que pareciam difíceis e que puderam ser superados.

Aos meus orientadores Dr. Ant3nio Alberto Torres Garcia Portugal e o engenheiro Alexandre Miguel Ricardo Gaspar, que ao longo de toda disserta33o sempre estiveram prontos para o desenvolvimento da mesma.

A Universidade de Coimbra e a The Navigator Company pela disponibilidade do tema desenvolvido.

Gostaria de agradecer meus pais Mauro Ferreira dos Santos e minha m3e Dulcin3a Helena Andrade, pela educa33o, forma33o pessoal e apoio em toda minha vida, sem eles n3o poderia chegar a lugar algum.

A minha irm3a Nat3lia Andrade dos Santos, que sempre estive ao meu lado em momentos que muito necessitei.

Ao meu grande amigo e irm3o Wanderson Adriano Fachini, que sempre me deu grandes conselhos e apoio em in3meras etapas da minha vida.

Ao meu tio Euripedez Faleiros (in memoriam), que foi um pai para mim e de quem sinto imensas saudades.

A minha companheira Milena Sales Centeno, que h3 muitos anos est3 na luta junto a mim, e sabe mais do que qualquer um o quanto sacrificante e gratificante tem sido os caminhos escolhidos.

Gostaria de agradecer tamb3m a todos meus colegas de sala em Coimbra, que hoje s3o meus grandes amigos, e que ajudaram diretamente e indiretamente na realiza33o desse mestrado, lembrarei-me de todos por toda minha vida.

Dedico esse trabalho 3 minha sobrinha que tanto amo Cec3lia Aparecida de Andrade Silva e a minha grande fam3lia, tios(as), primos(as) e amigos(as) que vivem no Brasil.

Meu agradecimento e dedica33o s3o eternos a todos.

Resumo

O estilo de vida actual exige um crescente consumo de energia que conduz a uma depleção acelerada de recursos naturais.

A utilização intensiva de combustíveis fósseis afasta-nos cada vez mais de uma situação sustentável em termos de fontes energéticas, originando consequências gravosas em relação à poluição do planeta, nomeadamente, através do efeito estufa, o que tem provocado alterações climáticas claramente já bem perceptíveis.

A procura de fontes sustentáveis de energia é pois um tema de maior relevância da actualidade e a razão de ser desta tese.

O estudo desta dissertação tem como objetivo analisar o potencial de produção e a viabilidade económica de exploração dos recursos lenhocelulósicos da biomassa residual da palha de cana-de-açúcar no Brasil, e da biomassa florestal residual em Portugal.

A segunda geração de biocombustíveis, especificamente a produção gás natural sintético através da gaseificação foi o caminho escolhido, com a suposta unidade trabalhando sozinha e anexada a uma fábrica de papel e celulose, analisando seus respectivos desempenhos nas duas regiões.

Para as duas regiões considerou-se cinco capacidades diferentes de processamento, nomeadamente, 10, 50, 100, 200 e 300 MWth.

Dado que o potencial de disponibilidade de biomassa dos dois países é muito díspar, calculou-se também a área necessária em hectares para os cinco cenários de produção.

Em termos de análise económica considerou-se os indicadores de valor actual líquido (VAL), taxa interna de retorno (TIR) e payback descontado (PBD), com valores de taxas de juros ajustadas aos países em causa. Assim tomaram-se os valores de 6, 8 e 12,15% para o Brasil e 2, 4 e 6% para Portugal.

No sentido de tornar a rota de conversão (gaseificação) mais atrativa, e como sugestão aos agentes de decisão, discutiu-se e elaborou-se uma possível política de incentivos, baseada em subsídios.

Ao final do trabalho conclui-se que o cenário Brasileiro em termos de disponibilidade de biomassa e área a se explorar é muito maior que o de Portugal, mas em termos económicos Portugal leva larga vantagem para um eventual investimento, devido às baixas taxas de juros que são trabalhadas no país.

Contudo a rota de produção de gás natural sintético através da gaseificação ainda está em um estágio muito prematuro de desenvolvimento, necessitando de massivo investimento em I&D e incentivos governamentais para se tornar uma rota consolidada de produção na segunda geração de biocombustíveis.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Biomassa, Segunda Geração de Biocombustíveis, Gaseificação, Viabilidade Económica.

Abstract

The current lifestyle requires an increasing energy consumption that leads to an accelerated depreciation of natural resources.

The intensive use of fossil fuels is increasingly taking us out of a sustainable energy source, leading to serious consequences for the planet's pollution, notably through the greenhouse effect, which has brought about clear and noticeable climate change.

The search for sustainable sources of energy is therefore a topic of greater relevance today and the main reason of this thesis.

The aim of this dissertation is to analyze the production potential and economic feasibility through the exploitation of the lignocellulosic resources from the residual biomass sugarcane straw in Brazil and the residual forest biomass in Portugal.

The second generation of biofuels, specifically the production of synthetic natural gas through gasification was the chosen path, with the supposed factory working in two scenarios: alone and attached to a pulp and paper mill, analyzing their respective performances in the two regions.

For the two regions five different processing capacities were considered, namely, 10, 50, 100, 200 and 300 MWth.

Given that the biomass availability potential of the two countries is very wide, the area required in hectares for the five production scenarios was also calculated.

In terms of economic analysis, was considered the indicators of net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and discounted payback (DPB), with interest rate adjusted to the countries concerned. Thus, the values of 6, 8 and 12,15% were taken for Brazil and 2, 4 and 6% for Portugal.

In order to make the conversion route (gasification) more attractive, and as a suggestion to decision makers, a possible subsidy-based incentive policy was discussed and elaborated.

At the end of the study, the results displayed a larger advantage of Brazil over Portugal in terms of biomass for area to be explored, meantime Portugal present a huge advantage over Brazil in economic terms for a eventual investment due the low interest rates worked at the country.

However, the natural gas production route through gasification is still at a very early stage of development, requiring massive investment in R & D and government incentives, to become a consolidated route of production in the second generation of biofuels.

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

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Lista de Figuras	x
Índice De Tabelas	xii
Lista de Abreviaturas e Acrónimos	xiv
Introdução.....	1
1. As energias renováveis	4
1.1. Contribuições das fontes renováveis no mundo	4
1.2. A matriz energética brasileira e a participação das energias renováveis.....	5
1.3. A matriz energética Portuguesa e a participação das energias renováveis	8
1.4. Biomassa.....	10
1.4.1. Visão Geral de recursos de Biomassa no Brasil e potencialidade da palha de cana-de-açúcar.	11
1.4.2. Visão Geral de recursos de Biomassa em Portugal e potencialidade	14
1.5. Segunda geração de biocombustíveis	17
1.5.1. A gaseificação da Biomassa	19
1.5.1.1 – Processo e tecnologias de gaseificação	22
1.5.1.2 – Propriedades da biomassa, pré-tratamento, limpeza do gás e vantagens e desvantagens do tipo de gaseificador.	28
1.5.1.3. Variáveis envolvidas no processo de gaseificação.....	32
1.5.1.4. Projetos de gaseificação da Biomassa, tecnologias e eficiências.....	33
1.5.1.5. Parâmetros para atuais investimentos.	36
1.5.1.6. Benefícios ambientais	39
1.5.1.7. Mercado de créditos de carbono.....	40
2. Metodologia.....	41
2.1. Análise técnica.....	42
2.2. Análise ambiental e logística	43
2.3. Indicadores Económicos	44
2.4. Cenários a explorar	48
3. Resultados e Análises	49
3.1. Análise técnico económica Bio-GNS	49

3.2- Análise técnico económica Bio-GNS Anexado a uma Indústria de Papel	58
3.3. Análise ambiental e logística	64
4. Observações e Conclusões.....	70
4.1. Discussões.....	70
4.2 Trabalhos Futuros	73
4.3. Conclusão	75
Referencias Bibliograficas.....	80
Anexo A.....	84
Anexo B.....	89

Lista de Figuras

FIGURA 1 – OFERTA DE ENERGIA PRIMÁRIA (A), CONSUMO FINAL POR FONTE (B), EMISSÕES DE CO ₂ EQ POR COMBUSTIVEL (IEA, 2016B).....	5
FIGURA 2 – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA, OFERTA E DEMANDA ANO BASE 2015 (EPE/MME, 2016).	6
FIGURA 3 - OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA EM PORTUGAL, COMPARAÇÃO ENTRE 2005 E 2015 (DGEG, 2016).....	8
FIGURA 4 - PROCURA ENERGÉTICA EM PORTUGAL POR SETORES (DGEG, 2016).....	9
FIGURA 5 - QUEIMADAS EM LAVOURAS DE CANA-DE-AÇÚCAR (GREENME,2014).....	12
FIGURA 6 - EVOLUÇÃO DA ÁREA, PRODUTIVIDADE E PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR (CONAB, 2016)	14
FIGURA 7 - USO DO SOLO PORTUGUÊS (MAMAOT/ICNF, 2013).....	15
FIGURA 8 - PRINCIPAIS ESPÉCIES FLORESTAIS DE PORTUGAL ANO BASE 2010 (MAMAOT/ICNF, 2013).....	16
FIGURA 9 - DISTRIBUIÇÃO GENERALIZADA DA BIOMASSA DE UMA ARVORE (RODRIGUES, 2009)	16
FIGURA 10 - COMPARAÇÃO ENTRE CLASSES DE BIOCOMBUSTÍVEIS - (ADAPTADO DE DIAS ET AL., 2013).	18
FIGURA 11 - ROTAS DE CONVERSÃO PARA A BIOMASSA (ADAPTADO DE NAIK ET AL., 2010).	19
FIGURA 12 - VEÍCULOS MOVIDOS A GASEIFICADORES DE BIOMASSA DURANTE A SEGUNDA GUERRA MUNDIAL. (BIOMASS INDUSTRIAL INNOVATIVE PROJECTS, 2016).....	22
FIGURA 13 - GASEIFICADOR LEITO FIXO CONTRACORRENTE (UPDRAFT) (OLOFSSON ET AL., 2005; CARVALHO, 2014).....	23
FIGURA 14 - GASEIFICADOR LEITO FIXO CO-CORRENTE (DOWNDRAFT)(OLOFSSON ET AL., 2005; CARVALHO, 2014).....	24
FIGURA 15 - GASEIFICADOR LEITO FIXO FLUZO CRUZADO (CROSSFLOW) (OLOFSSON ET AL., 2005; CARVALHO, 2014).....	25
FIGURA 16 - LEITO FLUIDIZADO CIRCULANTE (OLOFSSON ET AL., 2005; CARVALHO, 2014).	26

FIGURA 17 - LEITO FLUIDIZADO BORBULHANTE (OLOFSSON ET AL., 2005; CARVALHO, 2014)	27
FIGURA 18 - GASEIFICAÇÃO LEITO FLUIDIZADO CIRCULANTE INDIRETA (WETTERLUND, 2012).....	28
FIGURA 19 - PROCESSO DE TRATAMENTO E UTILIZAÇÃO DO SYN-GÁS (BELGIOMO,2003;ANDRADE,2007)	30
FIGURA 20 - METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	42
FIGURA 21 - CENARIOS A SE EXPLORAR	48
FIGURA 22 - ATUAIS ESTÁGIOS DE AVANÇO DAS TECNOLGIAS RENOVAVEIS (IEA;2011;ELLABBAN ET AL., 2014).....	74
FIGURA 23 - PROCEDIMENTO DE CÁLCULOS PARA UMA FÁBRICA DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA SOZINHA NO BRASIL.	84
FIGURA 24 - PROCEDIMENTO DE CÁLCULOS PARA UMA FÁBRICA DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA SOZINHA EM PORTUGAL.	85
FIGURA 25 - PRODECIMENTO DE CÁLCULOS PARA UMA FÁBRICA DE GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA EM PORTUGAL E BRASIL COM SUBSÍDIOS.	85
FIGURA 26 - PROCEDIMENTO DE CÁLCULOS PARA A GASEIFICAÇÃO DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR ANEXADA A UMA FÁBRICA DE PAPEL DE CELULOSE NO BRASIL.	86
FIGURA 27 - PROCEDIMENTO DE CÁLCULOS PARA A GASEIFICAÇÃO DA BFR ANEXADA A UMA FÁBRICA DE PAPEL DE CELULOSE EM PORTUGAL.....	87
FIGURA 28 - FÁBRICA DE GASEIFICAÇÃO DA PALLHA ANEXADA A UMA INDÚSTRIA DE PAPEL E CELULOSE NO BRASIL C/AUXÍLIO DE SUBSÍDIOS.	88
FIGURA 29 - FÁBRICA DE GASEIFICAÇÃO DA BFR ANEXADA A UMA INDÚSTRIA DE PAPEL E CELULOSE EM PORTUGAL C/AUXÍLIO DE SUBSÍDIOS.	88

Índice De Tabelas

TABELA 1 - COMPARAÇÕES DE INTENSIDADES ENERGÉTICAS E CARBÓNICAS DO BRASIL, E MÉDIAS DA OCDE E MUNDIAL (TABELA CONSTRUÍDA COM BASE EM DADOS MME,(2016)E IEA(2014).....	7
TABELA 2 - COMPARAÇÕES DE INTENSIDADES ENERGÉTICAS E CARBÓNICAS ENTRE PORTUGAL, E MÉDIAS DA OCDE E MUNDIAL (AIE,2014).....	10
TABELA 3 - REAÇÕES QUÍMICAS DA GASEIFICAÇÃO (ADAPTADO DE FIORILLO,D,2013; OLIVEIRA, 2013)	20
TABELA 4 - TAMANHO DA PARTÍCULA DE ACORDO COM TIPOS DE GASEIFICADORES (HANDBOOK OF ADVANCED TECHNOLOGIES FOR ENERGY CONVERSION OF BIOMASS;ANDRADE;2007).....	29
TABELA 5 - CARACTERÍSTICAS DE GASEIFICADORES ASSIM COMO VANTAGENS E DESVANTAGENS (BRIDGWATER,1995; ANDRADE,2007)	31
TABELA 6 - TECNOLOGIAS DE GASEIFICAÇÃO NO MUNDO.(STREZOV & EVANS, 2015)	34
TABELA 7 - COMPARATIVO DE LITERATURAS PARA CUSTOS DE INVESTIMENTO NUM SISTEMA DE GASEIFICAÇÃO (HOLMGREN, 2015).	37
TABELA 8 - CUSTOS DE INVESTIMENTO, PRODUÇÃO E EFICIÊNCIA PARA PRODUÇÃO DE BIO-GSN (ZWART ET AL., 2006).	38
TABELA 9 - INDICE DE CORREÇÃO CONFORME CEPCI DE CADA ANO (ECONOMIC INDICATORS,2016).....	45
TABELA 10 - RESULTADOS PARA A PRODUÇÃO DE BIO-GSN DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL.....	52
TABELA 11 - RESULTADOS PARA A PRODUÇÃO DE BIO-GNS DA BRF EM PORTUGAL.....	52
TABELA 12 - RESULTADOS COM INSERÇÃO DE SUBSDIOS PARA A PRODUÇÃO DE BIO-GNS DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	54
TABELA 13 - RESULTADOS COM INSERÇÃO DE SUBSDIOS PARA A PRODUÇÃO DE BIO-GNS PARA A BFR EM PORTUGAL.....	54

TABELA 14- ANEXAÇÃO DE UMA PLANTA DE BIO-GNS DE PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR A UM PLANTA DE PAPEL E CELULOSE NO BRASIL.	59
TABELA 15 - ANEXAÇÃO DE UMA PLANTA DE BIO-GNS DE BFR A UM FÁBRICA DE PAPEL E CELULOSE EM PORTUGAL.....	60
TABELA 16 - - RESULTADOS DE VIABILIDADE COM INSERÇÃO DE SUBSIDIOS E VENDA DE EXCEDENTE NA PRODUÇÃO DE BIO-GNS DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR.	61
TABELA 17 - RESULTADOS DE VIABILIDADE COM INSERÇÃO DE SUBSIDIOS E VENDA DE EXCEDENTE NA PRODUÇÃO DE BIO-GNS DA BFR EM PORTUGAL.....	61
TABELA 18 - AREA PLANTADA ANUAL NECESSÁRIA PARA AS INDÚSTRIAS DE GASEIFICAÇÃO EM ESTUDO NO BRASIL	65
TABELA 19 - AREA PLANTADA ANUAL NECESSÁRIA PARA AS INDÚSTRIAS DE GASEIFICAÇÃO EM ESTUDO EM PORTUGAL.....	67
TABELA 20 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO PARA A INSERÇÃO DOS BIOCOMBUSTIVEIS NO MERCADO.....	71
TABELA 21 - COMPARAÇÕES PARA APROVEITAMENTO DA BIOMASSA RESIDUAL NO BRASIL E PORTUGAL	76
TABELA 22 - CÁLCULO DE VAL, TIR E PAYBACK DESCONTADO DA GASEIFICAÇÃO DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL EM UMA FÁBRICA SOZINHA.....	84
TABELA 23 - CÁLCULO DE VAL, TIR E PAYBACK DESCONTADO DA GASEIFICAÇÃO DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL EM UMA FÁBRICA SOZINHA.....	89
TABELA 24 - CÁLCULO DE VAL, TIR E PAYBACK DESCONTADO DA GASEIFICAÇÃO DA BFR EM PORTUGAL EM UMA FÁBRICA SOZINHA.	90
TABELA 25 - CÁLCULO DE VAL, TIR E PAYBACK DESCONTADO DA GASEIFICAÇÃO DA PALHA DE CANA-DE-AÇÚCAR EM UMA FÁBRICA ANEXADA NUMA INDUSTRIA DE PAPEL NO BRASIL.....	91
TABELA 26 - CÁLCULO DE VAL, TIR E PAYBACK DESCONTADO DA GASEIFICAÇÃO DA BFR EM UMA FÁBRICA ANEXADA NUMA INDUSTRIA DE PAPEL EM PORTUGAL	92

Lista de Abreviaturas e Acrónimos

\dot{V}	Caudal Volumétrico
1G	Primeira Geração
2G	Segunda Geração
B.S	Base Seca
Bar	Bar
BH	Base Húmida
BRL	Moeda Real
CB	Custo da Biomassa
Cbiogas	Custo do Biogás
CGN	Custo do Gás Natural
CI	Custo de Investimento
CIDE	Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
Csubs	Custo de Subsídio
CT	Custo Total
CTP	Custo Total de Produção
CUE	Custo por Unidade De Energia
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUR	Moeda Euro
FMI	Fundo Monetário Internacional
g	Gramas
GB	Gaseificação da Biomassa
GEE	Gases de Efeito Estufa

GLF	Gaseificador Leito Fixo
GLFBD	Gaseificador Leito Fluidizado Borbulhante Direto
GLFCD	Gaseificador Leito Fluidizado Circulante Direto
GLFCI	Gaseificador Leito Fluidizado Indireto
GNS	Gás Natural Sintético
ha	Hectares
ICPQ	Correlação de Índice de Custo de Plantas Químicas
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
Kg	Quilograma
KWth	Quilowatt Térmico
m	Caudal Mássico
m ³	Metro Cúbico
Mbep	Milhões de Barris de Petróleo
MEA	Monoethanol Amine
MJ	Megajoule
MME	Ministério de Minas e Energia
Mtep	Milhões de Toneladas Equivalente de Petróleo
MWel	Megawatt Elétrico
MWth	Megawatt Térmico
Nm ³	Normal Metro Cúbico
O&M	Operação e Manutenção
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Económico
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTEP	Oferta Total de Energia Primária
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PB	Payback Período
PBS	Payback Periodo Simples
PBD	Payback Periodo Descontado
PC	Poder Calorífico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PSA	Pressure Swing Adsorption
RB	Receita Bruta
RCO ₂	Receita Mercado de Carbono
RL	Receita Líquida
SIN	Sistema Interligado Nacional
Syn-gas	Gás Sintético
TIR	Taxa Interna de Retorno
Ton	Tonelada
US	Moeda Dólar
UE	União Europeia
VCO ₂	Valor de Mercado do Carbono
VPL	Valor Presente Líquido
η_{FG}	Rendimento Gás Frio
t	Tempo

Introdução

O cenário atual mundial de procura de energia cresce dia a dia em virtude da alta demanda com que a humanidade se depara. Neste contexto, as energias renováveis são hoje vistas como uma alternativa e, em muitos casos, constituem já a principal fonte em inúmeras regiões do planeta. Inúmeras ações, medidas políticas, desenvolvimento tecnológico e científico têm contribuído para que a dependência de combustíveis fósseis diminua a cada dia.

No Brasil, as fontes de energia renováveis representam mais de 40% da matriz energética (EPE/MME, 2016).

Em Portugal, a parcela de combustíveis fósseis representa mais de 70%, mas esse valor tem vindo a diminuir ano após ano, devido às apostas em recursos renováveis e eficiência energética, no intuito de atingir as metas da UE para 2020 (DGEG,2016).

É necessário que os estímulos a essas fontes continuem para que, em conjunto com o crescimento económico, a sustentabilidade auxilie e promova uma energia limpa e benéfica para todos os setores da sociedade. Os recursos renováveis são diversos e variam de região para região, sendo que cada uma delas possui um potencial diferente para o aproveitamento destes bens, entre os quais se contam a incidência solar, ventos constantes, recursos hídricos, recursos geotermiais e biomassa.

Dentro destes, a biomassa possui inúmeras vantagens na sua aplicação, pois é o único recurso renovável capaz de ser transformado em biocombustíveis líquidos ou gasosos (Andrade, 2007).

Atualmente, 13% das fontes primárias de energia são oriundas de recursos renováveis e desses, 80% (50EJ) são obtidos da biomassa. Espera-se que em 2050 entre 100-300EJ de energia primária seja dessa fonte (Chum et al., 2011; Immerseel et al., 2014).

Existem várias rotas de conversão da biomassa noutros tipos de biocombustíveis já consolidadas atualmente. São os chamados biocombustíveis de primeira geração (1G), como: etanol, metanol, biodiesel, entre outros, que podem ser obtidos através do processamento de recursos agrícolas específicos.

Na 1ª geração de biocombustíveis(1G) pode destacar-se o caso do Brasil que, devido ao programa PROALCOOL, desenvolvido em 1970 para manter a segurança energética do país devido à crise do petróleo, é atualmente um dos maiores produtores de bioetanol do mundo (Flexor, 2007).

Portugal, seguindo a tendência da União Europeia (UE), segue a política de que 10% dos combustíveis utilizados no setor de transportes sejam provenientes de fontes renováveis.

No ramo do uso e conversão da biomassa, os recursos lignocelulósicos aparecem com total destaque, sendo a maior fonte biológica do planeta (Santos et al., 2012), podendo colaborar massivamente para outra rota de transformação ainda não consolidada, mas ainda em estudo, a chamada segunda geração de biocombustíveis (2G).

Os biocombustíveis 2G merecem total atenção, pois à semelhança da 1G, mantém um saldo nulo em emissões dos gases de efeito estufa (GEE). No entanto, a sua grande vantagem é que não implicam competição com as áreas de plantio de alimentos, um dos maiores problemas apontados aos biocombustíveis da geração anterior. Nesta 2G utilizam-se inúmeros tipos de resíduos, entre eles os lenhocelulósicos, para a sua transformação.

Dada a importância destes últimos no planeta, o presente trabalho centra-se na exploração dos recursos da palha de cana-de-açúcar, no Brasil, e da biomassa florestal residual (BFR), em Portugal, recursos de grande potencialidade para cada uma das respectivas regiões. Como eixo central deste estudo encontra-se a gaseificação para a obtenção do gás de síntese, um gás de baixo poder calorífico, dependente da tecnologia, que tem como objectivo a produção de gás natural sintético (GNS) em substituição do gás natural fóssil (GN). Trata-se de um recurso de rápida renovabilidade e absorção de carbono para o crescimento da planta ou árvore, o que contribui positivamente para o impacto ambiental.

Os métodos de trabalho são o correlacionamento e atualização para os custos de investimento, um teste de sensibilidade para as diferentes taxas de juros dos dois países, e a inserção de subsídios como incentivos ao empreendimento, analisados em dois cenários: o de uma fábrica trabalhando sozinha, e vendendo todo o seu produto ao

mercado consumidor, e outro onde a fábrica será anexada a uma indústria produtora de papel e pasta de celulose, suprimindo as necessidades da indústria e vendendo os excedentes quando possível.

Os resultados têm como objetivo a avaliação da viabilidade econômica, com e sem subsídios para os dois países, bem como as avaliações logísticas por área de exploração para suprir os diferentes modelos de capacidade que serão abordados. Independente dos resultados positivos ou negativos, futuros trabalhos são mencionados, para que as ações continuem a ser tomadas para uma maior evolução da rota da gaseificação da biomassa, podendo abrir espaço para outros recursos de exploração nas duas regiões, e colaborando assim para que as tomadas de decisões presentes e futuras sejam feitas em benefício de toda sociedade.

1. As energias renováveis

A dependência dos recursos fósseis ainda é um grande desafio para humanidade. O planeta vive num cenário onde a taxa de consumo desse tipo de recurso cresce ano após ano, com um saldo negativo para o balanço das reservas, uma vez que estes recursos demoram milhões de anos a ser formados. O consumo desenfreado acarreta outros problemas como as emissões associadas ao seu uso, nocivas a todo sistema ambiental em que vivemos e do qual dependemos (Twidell & Weir,2015;).

Do outro lado da balança, uma alternativa, que tem vindo a ser debatida e estudada para uma maior participação na matriz energética do planeta, são as energias renováveis, com grande influência para mitigar os problemas causados pela exoração das fontes fósseis. O principal benefício dos recursos renováveis é a não acumulação de GEE na atmosfera, pese embora, haja emissões por parte da produção de equipamentos ou pelo processo utilizado. No entanto, as emissões dos recursos renováveis são, na sua grande maioria, consideravelmente menores do que as registadas pelas fontes fósseis (Twidell & Weir, 2015).

1.1. Contribuições das fontes renováveis no mundo

As energias renováveis têm vindo a afirmar-se na matriz energética mundial, principalmente no setor eléctrico. De fato, em determinadas regiões do planeta, foram tomadas medidas, para fomentar o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias novas do ponto de vista ambiental (IEA, 2013)

Na figura 1, observa-se referente ao ano de 2014 que as fontes renováveis representaram cerca de 14,1% da energia primária disponível no planeta, cerca de 1.932

Mtep. Na mesma figura, estão também representados os valores de consumo final e emissões de CO₂ eq.

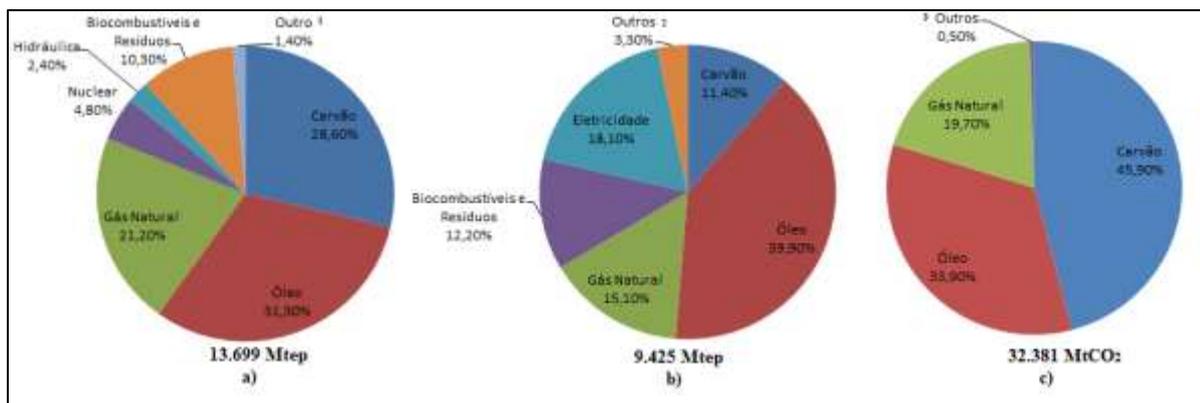


Figura 1 – Oferta de Energia Primária (a), Consumo Final por Fonte (b), Emissões de CO₂ eq por combustível (IEA, 2016b).*

Segundo a IEA (2016), a produção e consumo de energia já somam cerca de dois terços das emissões dos GEE. No entanto, é essencial uma transformação do setor energético para a mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

1.2. A matriz energética brasileira e a participação das energias renováveis.

O Brasil é detentor de um grande mercado, tanto produtor quanto consumidor, de energia, graças à sua extensão territorial (8.515.767 km²), sendo o maior país da América latina e 5º do mundo. A sua população conta cerca de 208 milhões de habitantes (IBGE,2016), com um PIB bruto e *per capita* de 1,775 trilhões de dólares e 8.900 dólares respectivamente (Banco Mundial, 2016).

Segundo dados do Balanço Energético Nacional Brasileiro no ano base de 2015, a oferta total de energia primária foi de 299,2 Mtep. Desta, 176,0 Mtep, cerca de 58,8%, provém de fontes não renováveis e 123,2 Mtep, os restantes 41,2 %, de recursos renováveis. Estes números dão destaque ao Brasil no campo das matrizes energéticas mais “limpas” do mundo. Dentro desta participação, destaca-se a energia hidráulica com 11,3% da matriz, cerca de 33,8 Mtep. De realçar que é a maior fonte de energia na

* 1,2- Inclui geotérmica, solar, eólica, calor

3 – Inclui resíduos industriais e municipais não renováveis

matriz elétrica, com uma contribuição de cerca de 70% em todo território nacional. No mesmo sentido vão os derivados da cana-de-açúcar: o etanol abastece grande parte da frota automóvel, e os excedentes de eletricidade, que são produzidos através da queima do bagaço, são injetados no SIN (Sistema Interligado Nacional) corresponderam a cerca de 16,9% de toda matriz energética nacional, aproximadamente 50.6 Mtep.

Do lado da procura, em 2015, o Brasil consumiu cerca de 260,7 Mtep, uma redução de cerca de 1,9% em relação ao ano anterior, devido à recessão de 3,8% da economia brasileira em 2015. Se observarmos todos os setores consumidores, destaca-se o setor industrial, com 32,5%, e de transportes, com 32,2% (EPE/MME, 2016). Um dado preocupante no setor de transportes, embora como já foi referido, a produção e consumo de bioetanol no Brasil seja alta, é o elevado consumo de derivados de petróleo por parte dos veículos pesados e de transporte de passageiros, principalmente no setor rodoviário. As quantidades de energia consumidas, tanto no setor de transportes como nas indústrias, foram contabilizadas sem inclusão das perdas na transformação e outras perdas. As mesmas somaram cerca de 38,5 Mtep, ou seja, 12,9% da oferta de energia. O balanço energético da matriz brasileira no ano de 2015 pode ser observado na figura 2.

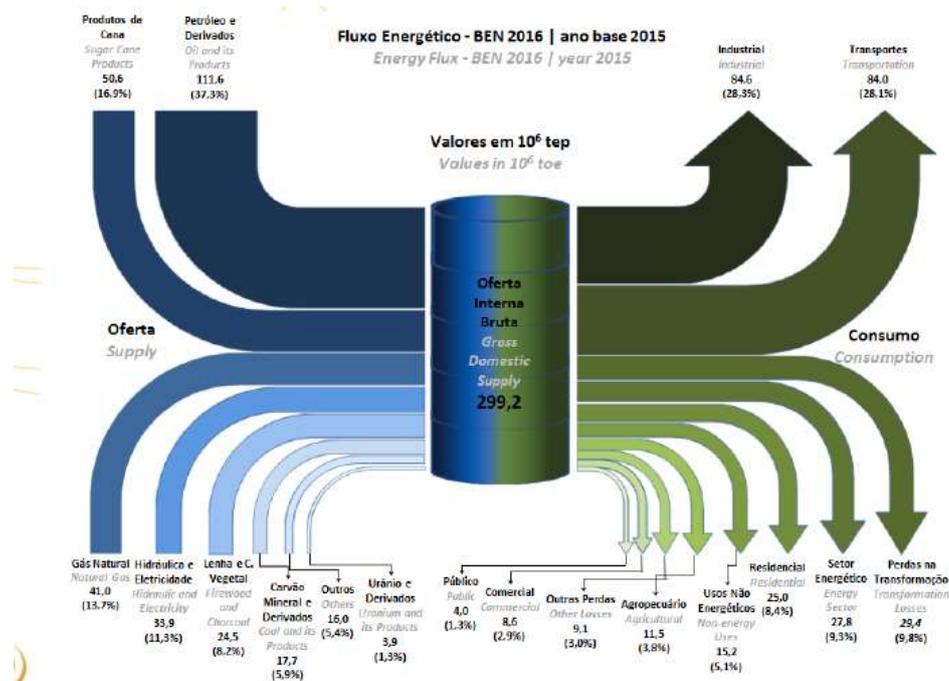


Figura 2 – Matriz Energética Brasileira, oferta e demanda ano base 2015 (EPE/MME, 2016).

Em relação aos dados do total de energia primária, o gasto *per capita*, no ano de 2015 no Brasil, atingiu o valor de cerca de 1,44 tep/pessoa, abaixo da média dos países da OCDE, com 4,16 tep/pessoa, e à média de mundial, com 1,89 tep/pessoa. A intensidade energética atingiu cerca de 0,17 tep/10³USD, acima da média da OCDE (0,11 tep/10³ USD) e abaixo da média mundial (0,19 tep/10³ USD). Por conta das emissões de carbono, o valor ficou em torno de 1,56 TonCO₂/tep, abaixo da OCDE e da média mundial, com 2,25 TonCO₂/tep e 2,36 TonCO₂/tep, respectivamente. Já a intensidade carbônica registou cerca 0,26 KgCO₂/USD, acima da OCDE e abaixo da mundial, com valores, respectivamente, de 0,25 KgCO₂/USD e 0,44 Kg CO₂/USD. Uma observação importante a ser ressaltada é que devido ao contributo das energias renováveis, nomeadamente a hidráulica e a biomassa, os valores de emissões de Carbono no Brasil situam-se abaixo da média dos países da OCDE, assim como da média mundial. Tais indicadores podem ser observados na tabela 1, abaixo.

Indicadores	Brasil (2015)	OCDE (2014)	Mundo (2014)
Otep/população (tep/capita)	1,44	4,16	1,89
Intensidade Energética (tep/10³ USD)	0,17	0,11	0,19
CO₂ por Otep (tCO₂/tep)	1,56	2,25	2,36
Intensidade carbônica (KgCO₂/USD)	0,26	0,25	0,44

Tabela 1 - Comparações de Intensidades energéticas e carbônicas do Brasil, e médias da OCDE e Mundial (Tabela construída com base em dados MME,(2016)e IEA(2014)

A dependência externa segundo o balanço energético nacional de 2015 foi de 7,1% (EPE/MME, 2016). Existe, no entanto, um elevado potencial de redução deste valor devido à grande quantidade de recursos renováveis existentes no país. Contudo os incentivos para a sua utilização têm sido, no entanto, limitados, em parte devido à falta de investimentos em I&D e em parte a um mal planeamento dos sucessivos governos.

1.3. A matriz energética Portuguesa e a participação das energias renováveis

O território Português cobre uma área de 92.212 Km² e possui uma população de 10,39 milhões de pessoas (IEA, 2016a). Os dados mais recentes, datados de 2015, mostram um PIB bruto e *per capita* de cerca de 199 bilhões US\$ e 19,200 US\$, respectivamente (World Bank, 2016).

Em relação à disponibilidade de energia primária em Portugal, em 2014 foi registado um total de cerca de 21 Mtep, uma redução de cerca de 2,8%, relativamente a 2013. Analisando o gráfico abaixo podemos ver que as fontes fósseis ainda representam cerca de 73% das fontes primárias do país, uma redução, apesar de tudo, significativa quando comparado com o valor de 85% em 2005. Destaque para as energias renováveis que em 2014 contribuíram cerca de 26% da energia primária, um valor que duplicou em relação a 2005, no qual a mesma contribuição era cerca de 13% (DGEG, 2016). Estes dados encontram-se representados na figura 3 abaixo.

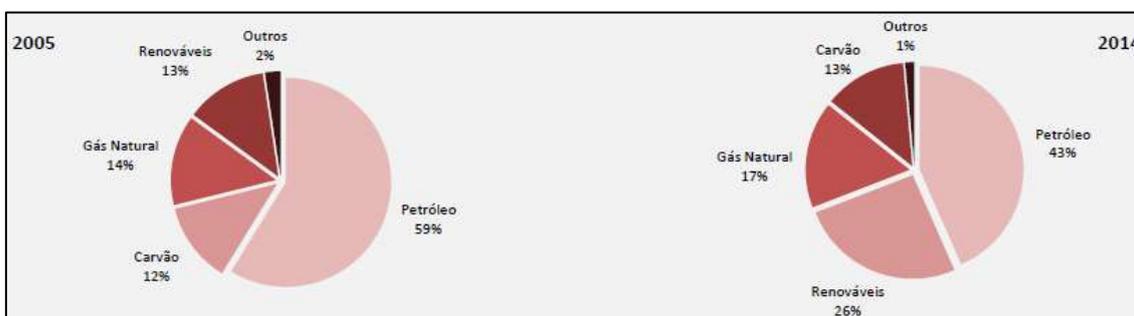


Figura 3 - Oferta de Energia Primária em Portugal, comparação entre 2005 e 2015 (DGEG, 2016).

De entre os países membros da Agência Internacional de Energia (IEA), Portugal encontra-se num nível médio (16^o posição) no uso de energia fóssil para o suprimento primário da matriz energética, atrás da Bélgica e à frente da República Checa (IEA, 2016a).

De sublinhar que a produção de eletricidade em Portugal, oriunda de fontes renováveis, foi cerca de 31,9 TWh em 2014, aproximadamente 61,3 % do total da geração. Destes, 30% hidráulica e 23,3% de eólica. A biomassa constituía 6,4% do total,

enquanto que a solar e geotérmica contribuíram com 1,2% e 0,4%, respectivamente. Tomando como referência o ano de 2004, houve um crescimento de 28,1% no contributo das renováveis na matriz energética portuguesa (IEA, 2016a).

Em relação à procura de energia, o registado em 2014 contabilizou cerca de 15,2 Mtep, o que representa uma estagnação relativamente a 2013. Separando por setores consumidores, destaca-se o setor de transportes que representa cerca de 36% do total, seguido pelas indústrias, com 31%, o setor doméstico com 17%, serviços, com 13% e agricultura e pesca com 3% (DGEG, 2016). Estes dados podem ser observado na figura 4.



Figura 4 - Procura energética em Portugal por setores (DGEG, 2016)

No que se refere ao total de energia primária gasto *per capita* no ano de 2014, Portugal atingiu o valor de cerca de 2,03 tep/pessoa, abaixo dos países da OCDE que registraram 4,16 e acima da média mundial. A intensidade energética foi de cerca de 0,09 tep/10³USD, abaixo da média da OCDE, com 0,11 tep/10³ USD, e da mundial, com 0,19 tep/10³ USD. As emissões de carbono registaram 2,36 TonCO₂/tep, acima da média da OCDE, 2,25 TonCO₂/tep, e igual à média mundial. A intensidade carbónica foi 0,19 KgCO₂/USD, abaixo da OCDE, 0,25 KgCO₂/USD, e da mundial, com 0,44 kgCO₂/USD. Resultados como as emissões de carbono pela oferta de energia primária (TonCO₂/tep), conseguiram ser mais altos do que a média da OCDE, equiparando a média mundial, pelo facto do setor de transporte ser um alto consumidor de combustíveis fósseis. Tais dados podem ser observados e comparados na tabela 2 abaixo.

Indicadores	Portugal (2014)	OCDE (2014)	Mundial (2014)
OTEP/população (tep/capita)	2,03	4,16	1,89
Intensidade Energética (tep/10³ USD)	0,09	0,11	0,19
CO₂ por OTEP (TonCO₂/tep)	2,36	2,25	2,36
Intensidade carbônica (KgCO₂/USD)	0,19	0,25	0,44

Tabela 2 - - Comparações de Intensidades energéticas e carbônicas entre Portugal, e médias da OCDE e Mundial (AIE,2014).

O principal objetivo e desafio por parte da política energética em Portugal é a redução da dependência externa de energia, devido à inexistência da produção de fontes fósseis, nomeadamente Petróleo e Gás Natural. No ano 2014, essa dependência externa situava-se nos 72,4%, e tal valor tem reduzido nos últimos anos, devido às apostas em eficiência energética e fontes renováveis de produção de energia (DGEG, 2016).

Em relação à influência das alterações climáticas e à dependência dos combustíveis fósseis, foi lançado pelo Conselho Europeu, a 23 de abril de 2009, uma directiva exigindo dos estados membros da União Europeia metas no consumo de energias renováveis e consequentemente diminuição das fontes fósseis para o ano de 2020. Em 2010, Portugal estabeleceu metas de 31% em fontes renováveis para o consumo bruto de energia e 10% no consumo final nos transportes. No último balanço energético, referente ao ano de 2014, Portugal atingiu 27% no uso de energias renováveis na sua matriz energética, o que faz com que o país já tenha alcançado 87% da meta para 2020 (DGEG, 2016).

1.4. Biomassa

Em 1970, a biomassa foi considerada uma fonte viável para o abastecimento de centrais termoelétricas de pequeno e médio porte. Em 1985, com a queda do preço do petróleo gerou-se novamente um desinteresse por alternativas renováveis.

Posteriormente, na década de 90, tal recurso ganhou outra vez destaque no cenário mundial, graças ao desenvolvimento de tecnologias mais avançadas na transformação de energia e pela ameaça do esgotamento das reservas dos combustíveis fósseis. Assim, a temática ambiental ganhou novo fôlego e passou a ocupar um lugar permanente nas discussões sobre desenvolvimento sustentável (Muller,2005; Innocente, 2011). Outro factor decisivo para o estímulo à ‘energia limpa’, foi a assinatura do protocolo de Kyoto em 1997, onde ficou estabelecido que os países em desenvolvimento devem reduzir significativamente as emissões dos gases do efeito estufa, explorando mais fontes de energia renováveis nas suas matrizes energéticas (Muller,2005; Innocente, 2011).

A biomassa energética é o resultado obtido da atividade fisiológica das plantas, que geralmente se comportam como verdadeiras fábricas, transformando a energia solar, através do processo da fotossíntese, em energia química. Quando a biomassa é processada de forma eficiente, química ou biologicamente, extrai a energia armazenada nas ligações químicas, e a subsequente energia produzida combinada com o oxigénio, o carbono é então oxidado para produzir CO₂ e água. Esse processo é cíclico, e o CO₂ fica disponível para produzir nova biomassa (McKENDRY, 2002; Vasconcelos,2007 ; Innocente, 2011).

1.4.1. Visão Geral de recursos de Biomassa no Brasil e potencialidade da palha de cana-de-açúcar.

A América Latina é a zona com maior potencial energético de biomassa do mundo. O Brasil, devido ao seu grande território e clima favorável, classifica-se como um dos maiores produtores de resíduos de biomassa do planeta, com inúmeros tipos de fontes (R. Janssen, D.D. Rutz,2011; Rambo et al., 2015).

A fonte agrícola brasileira é muito vasta e abundante e os resíduos seguem o mesmo padrão. Os recursos agrícolas da produção de arroz, açaí, eucalipto, coco, café, entre outros, possuem grande potencial como matérias primas a serem processadas em biorefinarias (Rambo et al., 2015).

De entre estes inúmeros tipos de biomassa destaca-se a biomassa da palha de cana-de-açúcar. A palha de cana-de-açúcar é um recurso lenhocelulósico que representa

aproximadamente um terço de toda cana plantada no campo. Normalmente, é queimada antes da colheita ou é deixada no campo após o processo de colheita mecanizada (Leal et al., 2013).



Figura 5 - Queimadas em lavouras de cana-de-açúcar (GreenMe,2014).

No Brasil, há uma lei federal que estabelece o fim das queimadas em 2018 em áreas onde o processo de colheita mecanizada possa ser feito (declives inferiores a 12%). Neste intuito, os estados de São Paulo e Minas Gerais, que juntos somam mais de dois terços da produção brasileira de cana-de-açúcar, assinaram um protocolo, em que se comprometeram com o governo brasileiro a pôr fim à queima em áreas mecanizáveis o que já teve início em 2014 (Leal et al., 2013).

O primeiro ponto a ser investigado é a quantidade de palha disponível que poderia ser recuperada para outros fins. Existe uma grande variação sobre os dados disponíveis na literatura específica, e, algumas vezes, as informações apresentadas não permitem uma comparação direta, devido a detalhes de metodologia utilizada, variedades da cana-de-açúcar, rendimentos e humidade contida na palha (Leal et al., 2013).

De acordo com os estudos mais recentes, a quantidade de palha varia entre 7,4 e 24,3 Ton/ha (base seca). A quantidade em relação à cana plantada varia entre 9,7% e 29,5% (base úmida). Já com base noutro trabalho (Hassuni *et al* 2005; Leal et al.,2013), os resultados da média de palha produzida seriam de 14,1 ton/ha e 18,2%, tomando

como referência a cana em base seca. Segundo Leal *et al* (2013), em casos de avaliações de potencial, normalmente são aceitos valores entre 14 a 18% de palha, em relação à cana produzida. Torna-se evidente que tais resultados são diretamente dependentes do rendimento da produção da cana-de-açúcar, que seguramente irá variar por tipo, tratamento e região.

Hassuni *et al* (2005), durante 7 anos de investigação, reuniu um aturado estudo sobre a palha disponível, qualidade, rotas de recuperação, custos relacionados, impactos agronômicos e ambientais, e o uso final para geração de potência em sistema de gaseificação. Foram desenvolvidos estudos com base em colheitas de primeiro, terceiro e quinto ano de rotatividade, em duas regiões distintas do estado de São Paulo (Ribeirão Preto e Piracicaba). Assim, a potencialidade constatada foi de 14,4 Ton/ha numa base seca ou 14% da massa de cana colhida. Isso significa que, para cada tonelada de cana colhida, 140 kg de resíduos podem ser aproveitados.

Outro fator importante para as estimativas de potencialidade da palha é a própria produtividade da área plantada e colhida de cana de-açúcar. De notar que o principal motivo de plantio dessa cultura é a produção de bioetanol 1G. Para a área colhida na colheita 2015/2016 esperam-se 8,6 milhões de hectares. O estado de São Paulo, que é o maior produtor, constitui cerca 52% da área plantada (4,5 milhões de hectares). No que respeita à produtividade, o gráfico abaixo mostra o histórico até à última colheita, que deverá ter um aumento de 9,1%, passando de 70.495 kg/ha para 76.909 kg/ha, graças às chuvas e aos períodos secos pontuais nas maiores regiões produtoras, o que contribui para uma maior produtividade que, provalvemente, irá atingir uma quantidade total de cerca de 665 milhões de toneladas de cana colhida em todo território nacional (Conab, 2016).

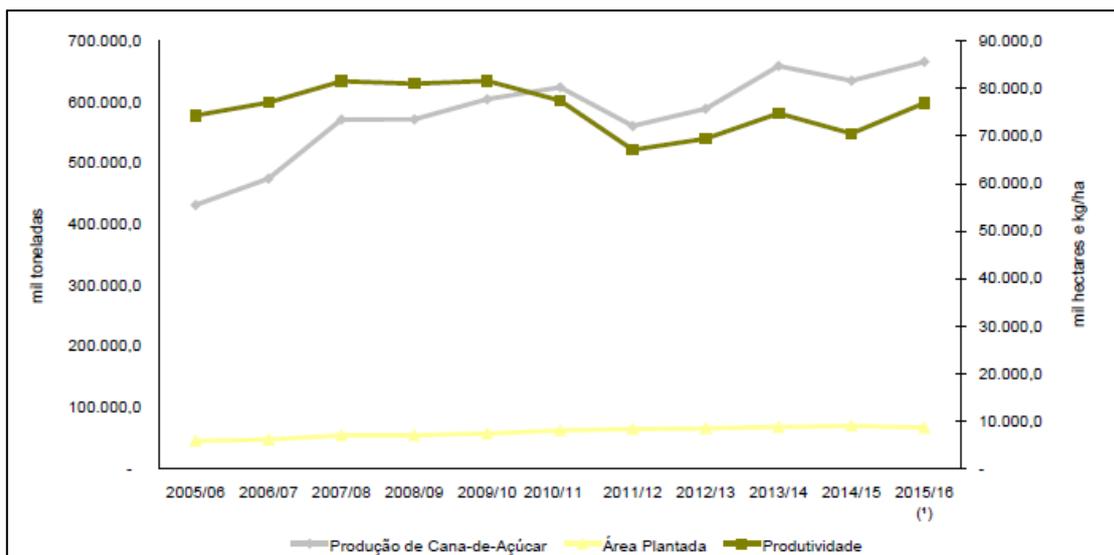


Figura 6 - Evolução da área, produtividade e produção de cana-de-açúcar (Conab, 2016)

Atualmente a palha é um resíduo com pouco ou quase nenhum valor económico agregado à quantidade gerada, não havendo, portanto, nenhum interesse na sua exploração, o que parece tornar necessários alguns estímulos para o seu aproveitamento.

1.4.2. Visão Geral de recursos de Biomassa em Portugal e potencialidade

Inúmeras matérias primas que são tratadas como resíduos podem vir a ter valor para a produção de biocombustíveis de segunda geração, principalmente em países como Portugal, que deve cumprir as metas estipuladas pela União Europeia na redução do consumo de combustíveis fósseis.

Dados do 6º Inventário Florestal Nacional de Portugal mostram que o uso florestal do solo como sendo o dominante neste país. Tal pode observar-se na figura 7, com cerca de 35,4% de todo território, considerando superfícies arborizadas e superfícies temporariamente desarborizadas para onde se prevê uma recuperação a curto prazo. Este valor representa 3.154.800 ha. Logo em seguida, matos e pastagens com 32%, cerca de 2.853.228 ha, agricultura com 24%, representando 2114 278 ha, espaço urbano com 5%, cerca de 425.526 ha, águas interiores 2%, com 182.586 ha e, por último, terrenos improdutivos que ocupam 2% (178.492 ha).

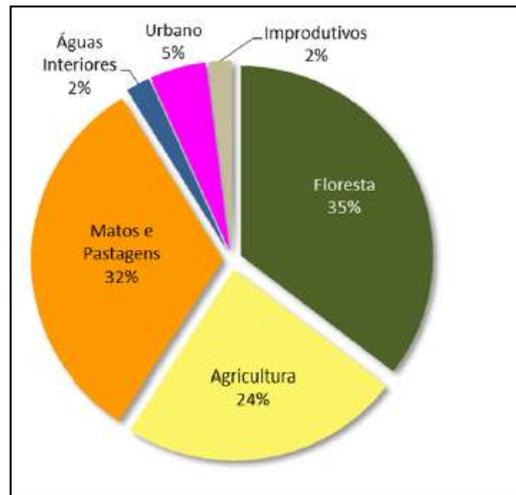


Figura 7 - Uso do solo Português (MAMAOT/ICNF, 2013)

O setor florestal tem agregado muito valor energético e económico em Portugal. Os resíduos florestais são já muito explorados, para dar alguns exemplos, são usados na produção de paletes de madeira (utilizadas como alternativa de aquecimento em residências), sistemas de produção de calor, potência e cogeração nas indústrias. Mas muito se pode ainda fazer para um aproveitamento racional destes resíduos, principalmente pelo grande recurso florestal que já existe no país, para finalidades industriais como o setor da indústria de papel.

Na figura 8, de acordo com o Inventário Nacional de Portugal, ano base de 2010, a área florestada foi cartografada por espécies de árvores que a ocupam, observando-se a abundância de três espécies *eucalyptus globulus*, com 26%, *Sobreiro*, com 23%, e *Pinheiro Bravo*, também com igual percentagem, o que corresponde a cerca 2,6 milhões de hectares.

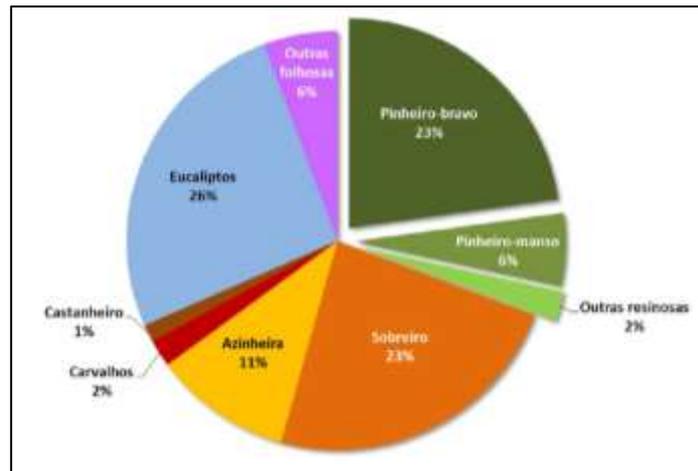


Figura 8 - Principais Espécies Florestais de Portugal ano base 2010 (MAMAOT/ICNF, 2013).

No setor de florestas plantadas em Portugal, no ano base de 2012, a produtividade de folhosas e coníferas situou-se em cerca de 12 e 10 m³/ha.ano, respectivamente (ABRAF, 2013).

Para entender melhor os resíduos florestais, a figura 9 apresenta por partes todas as características de uma árvore, e a sua distribuição de biomassa. Os ramos e bicadas correspondem a 25-30%, as raízes a 10% e o tronco equivale a cerca de 60%, o que constitui o valor comercial tradicional (Rodrigues, 2009).

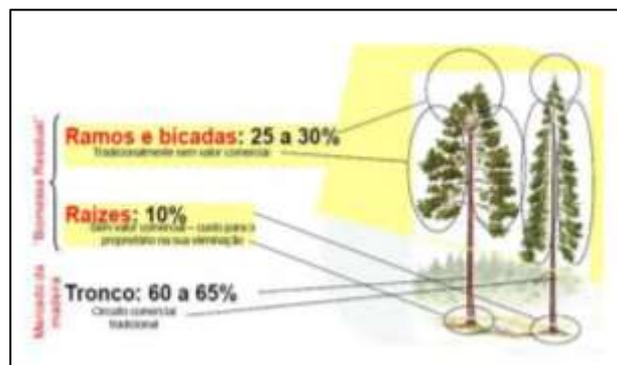


Figura 9 - Distribuição Generalizada da Biomassa de uma Arvore (Rodrigues, 2009) .

De momento, existem muitos estudos de inúmeras entidades para tentar estimar a quantidade de biomassa florestal residual disponível para utilização energética. No entanto, os principais entraves decorrem da inexistência de uma informação atual e correta para a exata potencialidade dessa fonte (Morais, 2012).

É importante ressaltar que a biomassa florestal disponível efetiva é inferior à existente. De facto, quando se considera o potencial existente de determinada área florestal, restrições como de tipo ecológico, silvícola, ambiental e económico não estão incluídas, e a explorabilidade está ligada a inúmeros fatores que condicionam a retirada da BFR, tais como a geomorfologia do terreno, o acesso às áreas florestais e os elevados custos de extração, entre outros (Morais, 2012).

Considerando a exploração dos recursos de BFR no cenário Português, destaca-se o *Eucalipto*, por ser o mais utilizado nas indústrias de papel e celulose, um setor industrial forte no país. Segundo Rodrigues (2009), pode estimar-se a produção de BFR em cerca de 3-4 m³/ha.ano, em base húmida.

1.5. Segunda geração de biocombustíveis

A Segunda geração de biocombustíveis (2G), produzida através da biomassa, é uma forma sustentável de produção, na qual os impactos em emissões de carbono são nulos, devido à absorção do mesmo pelas plantas através do processo de fotossíntese. Especificamente, a segunda geração de biocombustíveis refere-se à utilização de materiais lenhocelulósicos (resíduos florestais e agrícolas), baratos e que não competem diretamente com a produção de alimentos (Gomez LD, et al., 2008; Zabaniotou A, et al., 2008; Naik et al., 2010). Atualmente, a produção de combustíveis 2G não é comercialmente viável devido a inúmeras barreiras a serem superadas, apesar do seu promissor potencial futuro de exploração (Pauly Mel et al. 2008, Naik et al., 2010). Comparações entre combustíveis fósseis, biocombustíveis 1G e 2G podem ser analisados na figura 10.

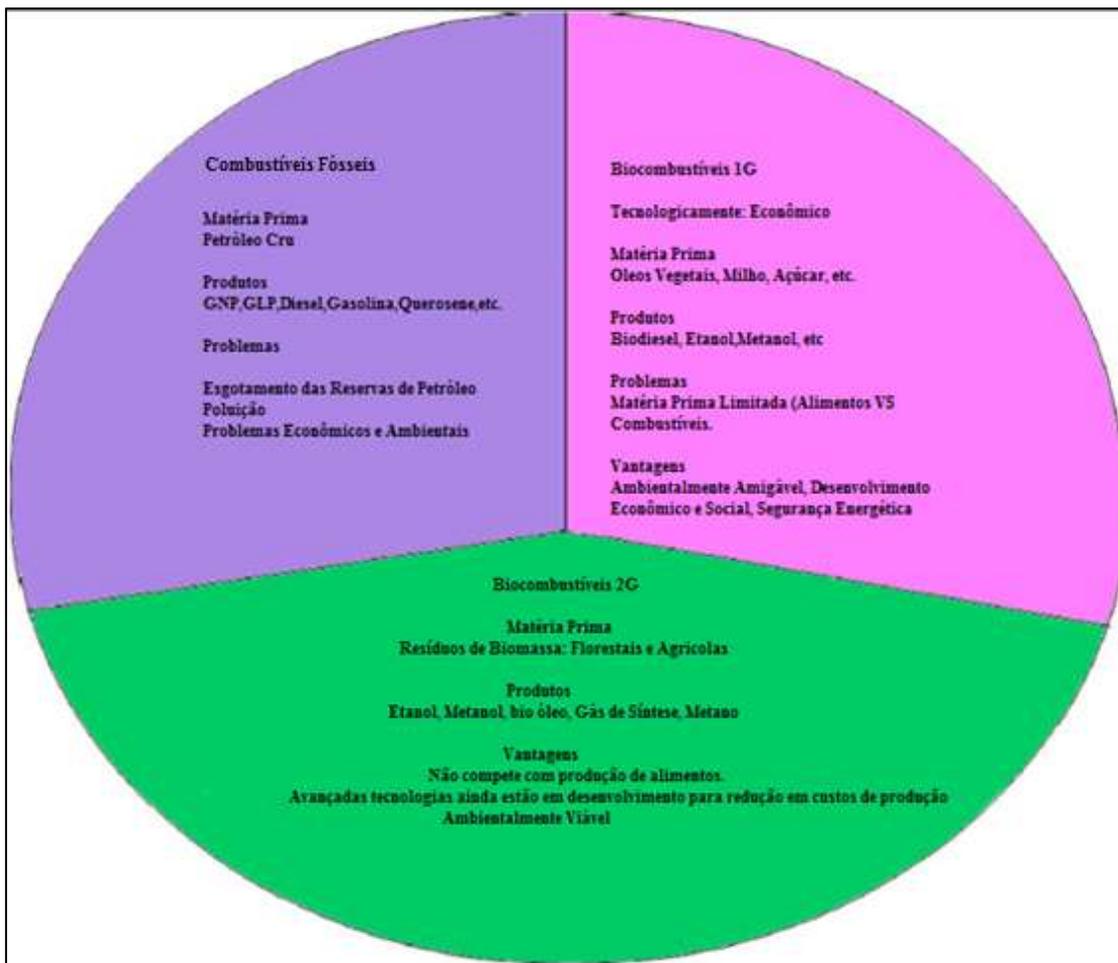


Figura 10 - Comparação entre classes de biocombustíveis - (Adaptado de Dias et al., 2013).

Existem duas rotas para a produção de biocombustíveis de segunda geração: termoquímica e biológica. Os processos termoquímicos convertem essencialmente todos os componentes, enquanto que os processos bioquímicos centram-se sobretudo nos polissacarídeos (Gomez LD et al., 2008; Naik et al., 2010). Os processos termoquímicos incluem: combustão direta, gaseificação, liquefação e pirólise. As rotas de conversão podem ser observadas na figura 11.

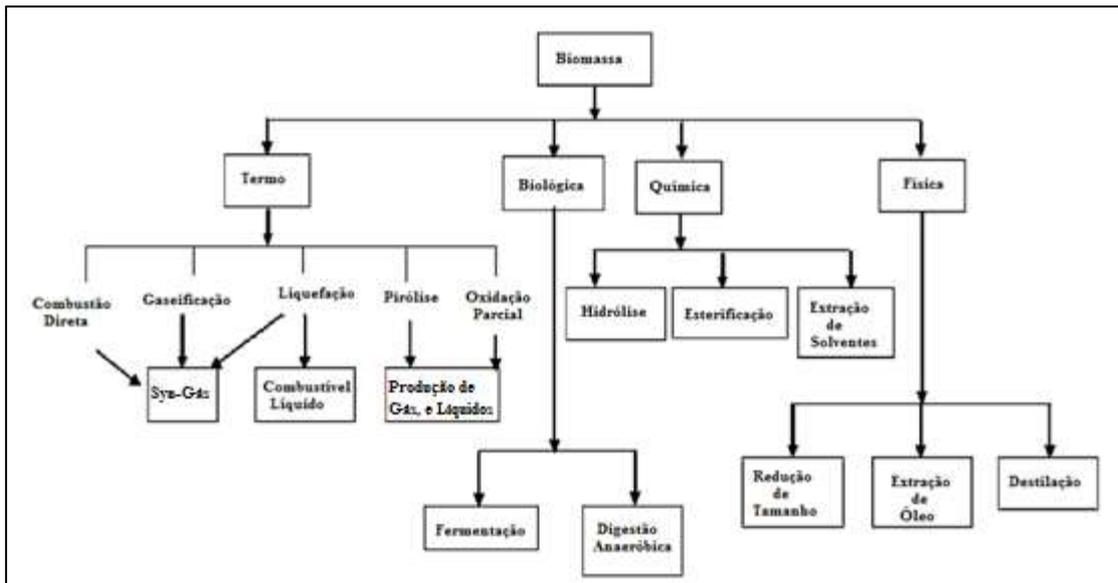


Figura 11 - Rotas de Conversão da Biomassa (Adaptado de Naik et al., 2010).

1.5.1. A gaseificação da Biomassa

A gaseificação consiste na conversão da biomassa num gás (Gás de Síntese), através da oxidação parcial da biomassa a altas temperaturas. Normalmente, são utilizadas temperaturas da ordem de 900°C e o gás obtido possui baixo poder calorífico (4-6 MJ/Nm³), que pode ser utilizado diretamente como combustível em turbinas a gás, ou como matéria prima para a produção de outros compostos, como metano (Natural Resources Institute, 1996; Mckendry, 2002).

Os equipamentos utilizados no processo de gaseificação são os chamados gaseificadores, podendo existir inúmeras variedades na forma de trabalho e operação. Os mais comuns são os de leito fixo e fluidizado, sendo o primeiro mais simples de operar e mais adequado para pequenas unidades de processamento (Abreu et al., 2010; Oliveira, 2013).

A tabela 3 apresenta um resumo das reações envolvidas no processo de gaseificação.

Reações Químicas da Gaseificação				
1)	$C + \frac{1}{2} O_2$	\longrightarrow	CO	-111 MJ/Kmol
2)	$CO + \frac{1}{2} O_2$	\longrightarrow	CO ₂	-283 MJ/Kmol
3)	$H_2 + \frac{1}{2} O_2$	\longrightarrow	H ₂ O	-242 MJ/Kmol
4)	$C + CO_2$	\longrightarrow	2CO	+172,6 MJ/Kmol
5)	$C + H_2O$	\longrightarrow	CO + H ₂	-131 MJ/Kmol
6)	$C + 2H_2$	\longrightarrow	CH ₄	+ 75 MJ/Kmol
7)	$CH_4 + H_2O$	\longrightarrow	CO + 3H ₂	+206 MJ/Kmol

Tabela 3 - Reações Químicas da Gaseificação (Adaptado de Fiorillo,D,2013; Oliveira, 2013)

Três qualidades de gás podem ser produzidos por vários agentes gaseificadores, modos e condições de operação. Geralmente, o principal agente gaseificador é o ar, embora o oxigênio e hidrogênio também sejam usados, ou o vapor catalítico, que requer outro modo de operação que influencia a performance e eficiência do processo. Os três tipos de gases que podem ser produzidos possuem diferentes poderes caloríficos (Mckendry, 2002b):

Baixo PC 4-6 MJ/Nm³ usando ar e vapor/ar

Medio PC 12-18 MJ/Nm³ usando oxigênio e vapor

Alto PC 40 MJ/Nm³ usando hidrogênio e hidrogenação

Diversos produtos podem ser obtidos mas os fatores econômicos devem ser as primeiras considerações a serem analisadas. Em geral, a eficiência total de um processo de conversão de uma biomassa usando a gaseificação é estimado em 75-80% (Mckendry, 2002b). Pode dizer-se que o marco inicial para essa tecnologia foi Thomas Shirley, em 1659, quando foi o primeiro descobrir o “hidrogênio carburado”, conhecido hoje como metano (Basu, 2010).

Segundo Basu (2010) a produção pode ser classificada em quatro períodos:

- 1850-1940 – Neste período o gás era utilizado principalmente na iluminação de casas e no aquecimento. Em 1900, com a invenção da lâmpada elétrica, as necessidades do gás de síntese reduziram-se, servindo para atividades como cozinhar e aquecimento. Com a descoberta do gás natural, a necessidade de gaseificação do

carvão e biomassa caiu drasticamente. Foi também nesse período que tecnologias de maior escala se apresentaram (Winklers em 1926 LF, Lurge em 1931 com LFP e Koppers Totzek's com o fluxo cruzado).

- 1940-1975 – Nesse período, a gaseificação e a aplicação do gás de síntese era utilizada na combustão interna e na síntese de óleos ou outros processos químicos. Na 2ª Grande Guerra, com os Aliados bombardeando os campos de óleos, refinarias e rotas de suprimento da Alemanha, o abastecimento da máquina de guerra alemã viu-se comprometido, forçando o país a buscar outros caminhos, como a sintetização de combustíveis oriundos do carvão, utilizando rotas conhecidas hoje como Fisher-Tropsch e Bergius. Químicos e combustíveis para a aviação também foram produzidos através do carvão. Um elevado número de veículos nesse período utilizava a gaseificação do carvão e da biomassa. Com o fim da guerra, a abundante disponibilidade de petróleo proveniente do médio oriente praticamente eliminou a necessidade da gaseificação no setor dos transportes e dos químicos. A abundância do gás natural, na década de 50, retardou o desenvolvimento da gaseificação da biomassa e do carvão, mas a produção de gás de síntese do GN e da nafta, pela reforma de vapor, aumentou, principalmente para atender à crescente procura de fertilizantes.

- 1975-2000 – A terceira fase da história da gaseificação começa depois da guerra Árabe-Israelense Yom Kippur, onde membros da OPEC embargaram as exportações para os EUA e países ocidentais, que na época eram grandes dependentes do petróleo daquela região. Assim, os países afetados pelo embargo foram forçados a procurar novas rotas, abrindo novamente espaço para a gaseificação, que à parte da produção do gás usado em aquecimento, também era utilizada na indústria química. No entanto, com a nova queda do preço do petróleo, a gaseificação voltou a ser deixada de lado.

- Depois de 2000 – O aquecimento global e a instabilidade política nalgumas das regiões produtoras de petróleo endereçaram novamente a atenção para a gaseificação. A busca da independência energética e o aumento nos preços impulsionou o desenvolvimento de políticas na redução do consumo de energia e uma maior participação das renováveis.



Figura 12 - Veículos movidos a gaseificadores de biomassa durante a Segunda Guerra Mundial. (Biomass Industrial Innovative Projects, 2016)

1.5.1.1 – Processo e tecnologias de gaseificação

Os gaseificadores podem ser de leito fixo ou de leito fluidizado (Rampling,1993; Rampling & Gill, 1993; Mckendry, 2002b). Os primeiros consistem num processo tradicional, que opera a cerca de 1000 °C. Dependendo do sentido do fluxo de ar, os gaseificadores de leito fixo podem ser classificados como gaseificador em contracorrente (*updraft*) ou em co-corrente (*downdraft*)(Mckendry, 2002b). Convém deixar claras as diferenças nos seus processos e rentabilidade:

- Leito fixo contracorrente (*updraft*) - Neste caso, a biomassa é introduzida no topo do reator e o ar na base, como se pode observar na figura 13. Imediatamente sobre a grelha, o material carbonizado formado é queimado e a temperatura alcança cerca de 1000°C. As cinzas caem através da grelha e os gases que sobem são reduzidos (Mckendry, 2002b). Na parte superior do gaseificador, a biomassa é pirolisada e no topo é seca, arrefecendo os gases a cerca de 200-300 °C. Na zona de pirólise, onde os compostos voláteis são liberados, forma-se uma considerável quantidade de material carbonizado, a outra parte deixa o gaseificador com o gás produzido. A temperatura na zona de gaseificação controla-se por adição de vapor ao ar usado na gaseificação, ou por humedificação do ar. Devido à baixa temperatura em que o gás deixa o gaseificador, a eficiência energética global do processo é alta, mas também existem cinzas contidas nos gases. Um filtro instalado na saída ajuda a produzir um gás com baixa concentração de partículas (Mckendry, 2002b).

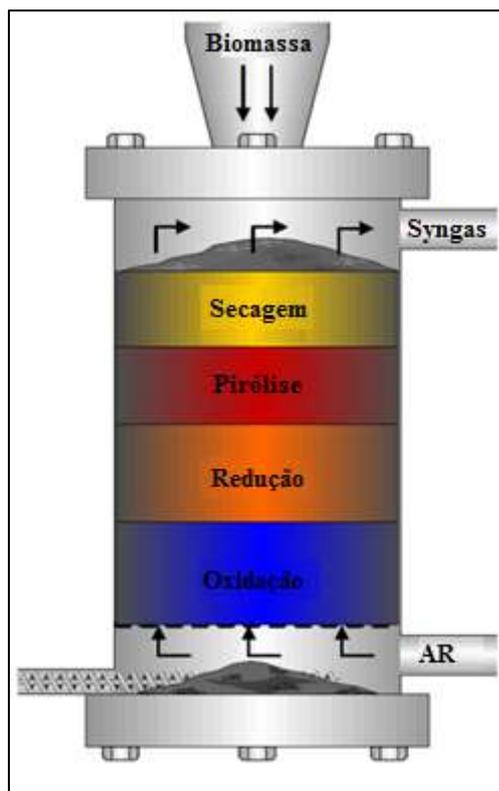


Figura 13 - - Gaseificador Leito Fixo Contracorrente (updraft) (Olofsson et al., 2005; Carvalho, 2014)

- Leito fixo co-corrente (*downdraft*) - Aqui, a alimentação e o ar são inseridos na mesma direção, como pode ser observado na figura 14. Os gases produzidos deixam o gaseificador passando através da zona quente, permitindo o craqueamento parcial do material carbonizado durante a gaseificação, e fornecendo um gás com baixo teor de alcatrão. Como os gases deixam o gaseificador a temperaturas na ordem de 900-1000 °C, a eficiência global é baixa, devido ao alto calor contido que é arrastado na corrente de gás quente. O teor de alcatrão contido no gás é inferior no gaseificador contracorrente, mas o particulado nele contido geralmente é mais alto (Mckendry, 2002b).

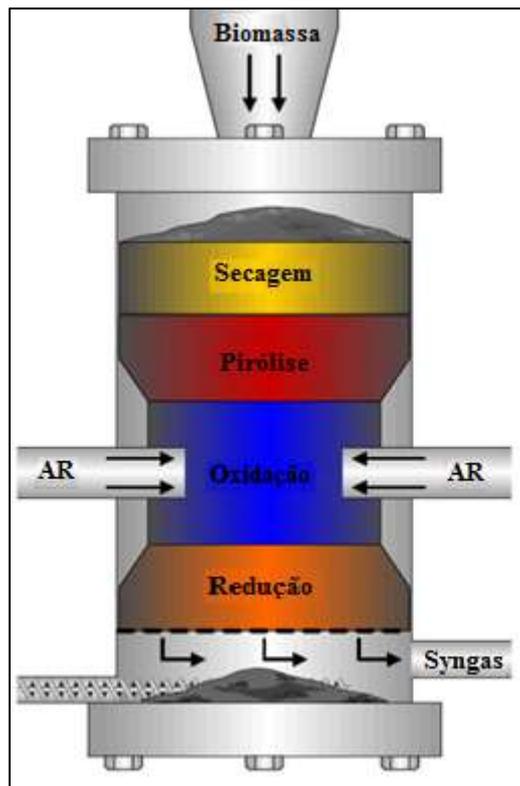


Figura 14 - Gaseificador Leito Fixo Co-corrente (downdraft)(Olofsson et al., 2005; Carvalho, 2014)

- Leito fixo fluxo cruzado

Neste terceiro caso, a alimentação é direcionada para baixo enquanto o ar é introduzido pelo lado, e os gases são retirados pelo lado oposto ao mesmo nível da entrada de ar. A zona de combustão/gaseificação é formada na entrada onde o ar é introduzido, com as zonas de pirolise e secagem na parte superior do reator. As cinzas são removidas na base, e a temperatura do gás à saída do reator atinge entre 800 a 900 °C. Em consequência disso, uma eficiência global atingida é baixa, além de ser obter um gás com alta concentração de alcatrão (Mckendry, 2002b). Segundo Andrade (2007), a utilização deste reator é limitada pelo tipo de biomassa que pode ser utilizada, e pela sensibilidade que apresenta a diferentes granulometrias e humidades. Outros autores defendem que esse tipo de gaseificador é mais indicado para ser utilizado com carvão vegetal.

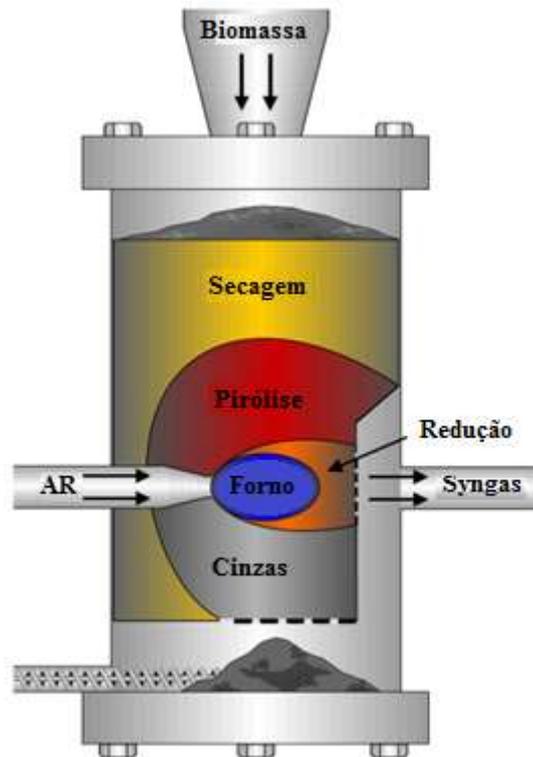


Figura 15 - Gaseificador Leito Fixo fluído Cruzado (crossflow) (Olofsson et al., 2005; Carvalho, 2014)

Os gaseificadores de leito fluidizado têm sido utilizados durante anos para a gaseificação de carvão. A sua vantagem sobre os anteriores consiste na distribuição uniforme da temperatura na zona de gaseificação. Geralmente, a uniformidade da temperatura é possível devido à areia do leito com o ar, fazendo com que a mesma seja fluidizada e mantida em suspensão no leito, garantindo assim maior contato com o combustível a ser convertido (Mckendry, 2002b). O desempenho deste tipo de equipamento depende das características da biomassa que é utilizada, do agente oxidante bem como dos parâmetros de operação do reator, tais como a temperatura do leito, a velocidade superficial, a pressão do reator e a carga de biomassa (Andrade, 2007). Existem dois tipos de gaseificadores de leito fluidizado:

- Gaseificadores de leito fluidizado circulante direto (GLFCD) - as partículas arrastadas pelo processo são enviadas de volta para o leito, operando próximo do regime de arraste pneumático, possuindo maior conversão de carbono, devido a um maior tempo de residência das partículas (Andrade, 2007).

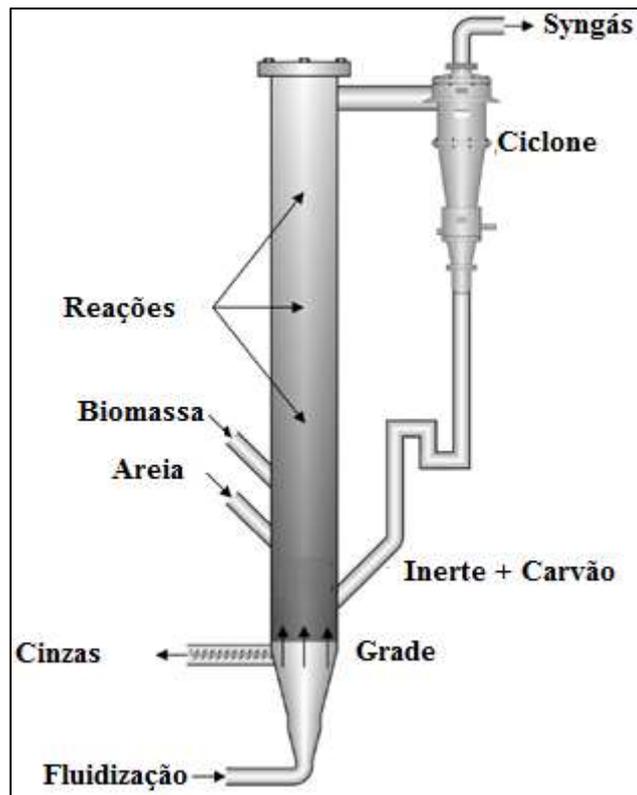


Figura 16 - Leito Fluidizado Circulante (Olofsson et al., 2005; Carvalho, 2014).

- Gaseificadores de leito fluidizado borbulhante direto (GLFBD) - consiste num reator com uma grelha no fundo, onde o ar é introduzido. Acima da grelha encontra-se o material em movimento, que pode ser de diferentes tipos de areia, que recebe a biomassa a ser convertida. A temperatura do leito varia entre 700-900 °C, mantida através do controle da taxa de ar/combustível. A biomassa é pirolisada no leito quente formando-se um material carbonizado com diferentes compostos gasosos de alto peso molecular, que são craqueados nessa zona de alta temperatura, dando ao gás final uma característica de baixa concentração de alcatrão, geralmente em torno de 1-3 g/Nm³(Mckendry, 2002b).

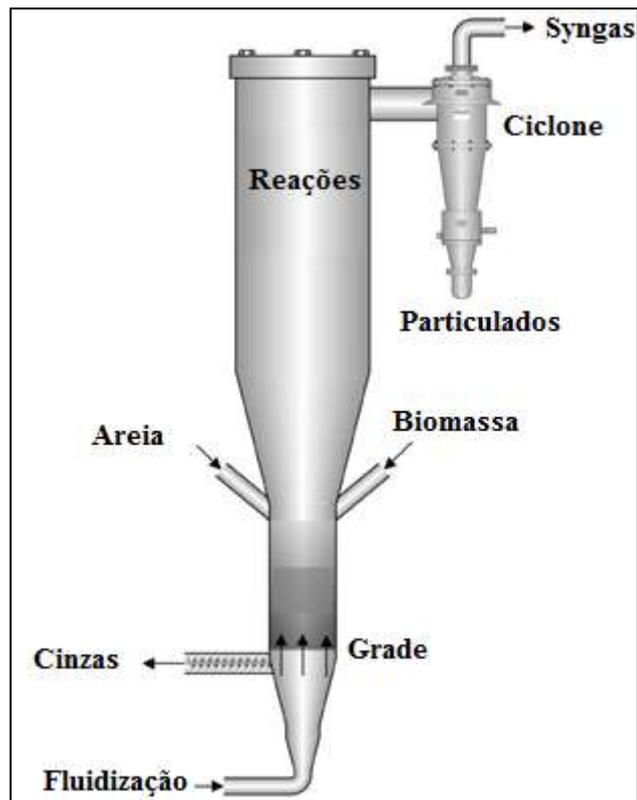


Figura 17 - Leito Fluidizado Borbulhante (Olofsson et al., 2005; Carvalho, 2014)

Uma alternativa que tem vindo a despertar o interesse dos novos investigadores é a chamada gaseificação em leito fluidizado circulante indireta (GLFCI). Este processo é caracterizado pela separação na produção de calor em dois reatores. A biomassa é gaseificada no primeiro reator e o sólido residual (carvão) é consumido num processo de combustão no segundo reator. A areia quente circula do reator de combustão para o de gaseificação, assegurando a transferência de calor. Os dois processos trabalham em equilíbrio, sendo que a temperatura depende do rendimento do material residual do gaseificador (Zwart, Boerrigter, Deurwaarder, van der Meijden, & van Paasen, 2006). Este processo pode ser observado em detalhe na figura 18.

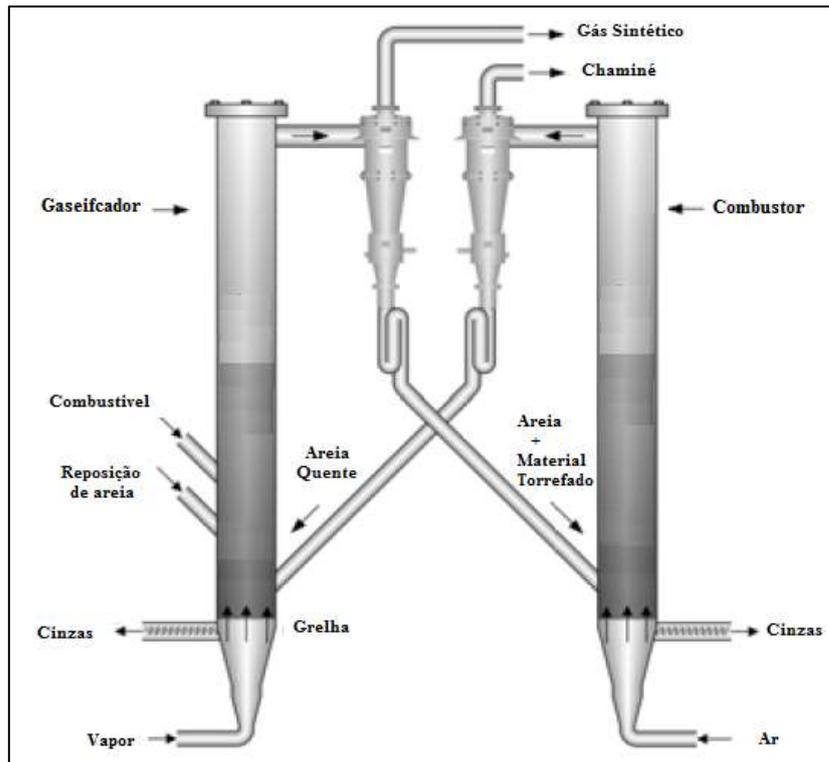


Figura 18 - Gaseificação Leito Fluidizado Circulante Indireta (Wetterlund, 2012)

Geralmente, este processo origina dois tipos de gases: gás de poder calorífico médio e alto, com pouco ou sem qualquer nitrogénio nos gases de exaustão. A produção de um gás isento de N_2 é uma das vantagens sobre o processo de gaseificação direta, em conjunto com uma maior conversão do material. Outro ponto a ressaltar é a opção de lidar com certos tipos de resíduos como o alcatrão, que pode ser enviado para a câmara de combustão, colaborando para uma melhor eficiência global do processo diminuindo os problemas de geração e tratamento de resíduos. (Zwart et al., 2006).

1.5.1.2 – Propriedades da biomassa, pré-tratamento, limpeza do gás e vantagens e desvantagens do tipo de gaseificador.

As características da biomassa e do tipo de pré-tratamento estão diretamente ligados à tecnologia utilizada, bem como à qualidade do produto final. Um fator que deve ser levado em consideração, com o mesmo peso para todos os gaseificadores, é a humidade. Aconselha-se a trabalhar na faixa de 10-15%. Frequentemente, existe um

secador antes da alimentação do gaseificador para controlar o teor de humidade (Mckendry, 2002b).

O tamanho da partícula também irá variar para cada tecnologia. Tais características podem ser observadas na tabela 4.

Tipo de Gaseificador	Dimensão do Combustível (mm)	Humidade
Leito fixo co-corrente (downdraft)	10-100	
Leito fixo contracorrente (updraft)	0,50-50	
Leito fixo de fluxo cruzado (cross flow)	10-100	
Topo aberto (open core)	0,10-0,30	
Leito Fluidizado Borbulhante	< 20	15%
Leito Fluidizado Circulante	< 10	
Leito Arrastado (Entrained bed)	< 2	

Tabela 4 - Tamanho da partícula de acordo com tipos de gaseificadores (Handbook of Advanced Technologies for Energy Conversion of Biomass;Andrade;2007)

No que diz respeito à limpeza do gás bruto produzido, partículas acima de 10 μm podem ser removidas através de ciclones convencionais. Já as partículas menores requerem outros processos de filtragem e limpeza para serem removidas. Equipamentos como lavadores Venturi ou eletrostáticos, entre outros, podem atingir eficiências superiores a 99% (Mckendry, 2002b). Para que o gás produzido possa ser utilizado para geração de potência, seja em motores ou turbinas a gás, a limpeza do mesmo torna-se um fator determinante no processo (Andrade, 2007). O caminho de integração tornar-se-á, por isso, um passo decisivo na etapa de limpeza do gás de síntese, tanto na escolha da tecnologia a utilizar, quanto no cálculo dos custos. Possíveis rotas de integração podem ser observadas na figura 19.

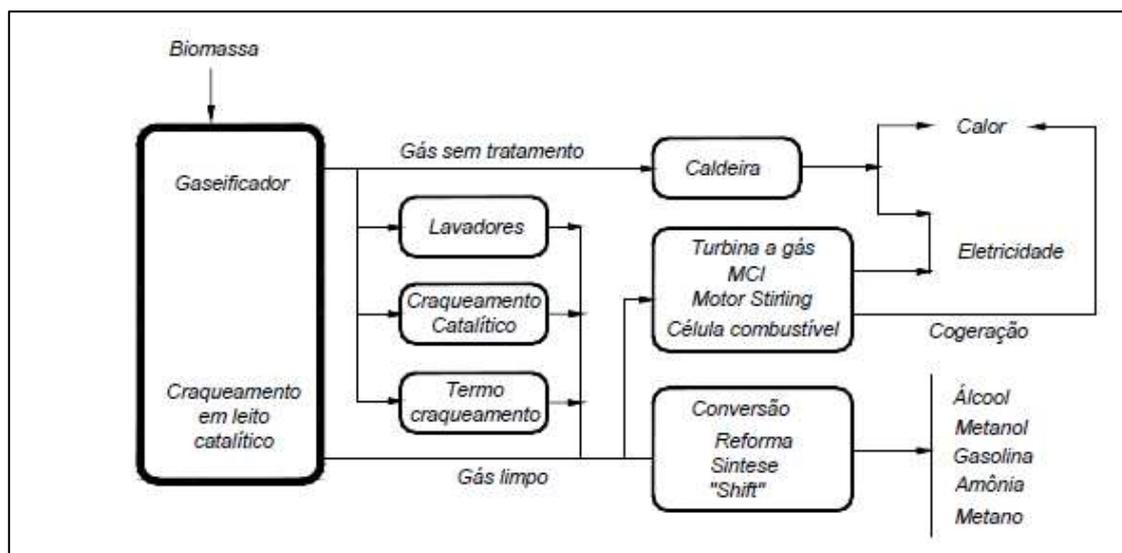


Figura 19 - Processo de Tratamento e Utilização do Syn-gás (Belgiomo,2003;Andrade,2007)

Como foi descrito, todos os tipos de gaseificadores possuem vantagens e desvantagens nas suas instalações e produções. A escolha depende diretamente do destino que será dado ao gás produzido, sendo necessário uma planificação criteriosa antes da instalação de uma unidade produtora, sobretudo nas de larga escala, onde os custos de investimentos atuais são altos.

A seguir, a tabela 5 aponta as vantagens e desvantagens de cada tipo de gaseificador.

Co-corrente (downdraft)	
Vantagens	Desvantagens
Construção relativamente simples e segura	Requer baixa umidade do combustível a ser utilizado
Gás produzido relativamente limpo	Restrição de granulometria do material a ser utilizado como combustível (não pode ser muito pequeno)
Alto potencial de conversão de carbono	Alta temperatura do gás de produzido (saída)
Pequeno arraste de cinzas	Possibilidade de fusão das cinzas devido às altas temperaturas de operação
Alta eficiência de conversão	
Contracorrente (up draft")	
Vantagens	Desvantagens
Construção muito simples e robusta	Gás produzido muito sujo e com alto teor de alcatrão
Baixa temperatura dos gases de saída	Como o gás produzido é muito sujo, não se adequa ao uso em motores de combustão interna por necessitar de um sistema de limpeza muito caro
Alta eficiência térmica	
Alta conversão de carbono	
Pequeno arraste de cinzas	
Alto tempo de residência dos sólidos	
Produção de gás adequado para queima direta	
Excelente eficiência de conversão	
Leito fluidizado (fluidized bed")	
Vantagens	Desvantagens
Tolera variações da qualidade do combustível	Sistema de alimentação
Grande tolerância à granulometria do combustível	Possível aglomeração no leito
Bom controle da temperatura do leito	Demora na partida
Rápida resposta a carga	Operação não trivial
Excelente distribuição da temperatura do leito	Alta concentração de particulados no gás produzido
Possibilidade de processo catalítico no leito	Perda de carbono com as cinzas
Moderados níveis de alcatrão no gás produzido	
Possibilidade de operação a carga parcial	
Alta eficiência de conversão	

Tabela 5 - Características de Gaseificadores assim Como Vantagens e Desvantagens (Bridgwater,1995; Andrade,2007)

1.5.1.3. Variáveis envolvidas no processo de gaseificação

A gaseificação consiste então num processo de oxidação parcial determinado pela quantidade de ar e de combustível introduzidas no reator. Neste sentido, as variáveis de maior influência sobre este processo, tanto em leito fixo como em leito fluidizado são:

- Fator de Ar: definido como a razão entre a relação ar/combustível real e o ar estequiométrico. Para processos de gaseificação é recomendado um valor entre 0,2 e 0,4. Quanto maior o FA, maior a proporção de N_2 no gás produzido diminuindo o poder calorífico (PC) do mesmo. Uma possível solução é utilizar agentes oxidantes (O_2 ou Vapor), o que pode encarecer o processo (Narváez et al,1996; Lora et al., n.d.).
- Temperatura: dependerá do tipo de tecnologia a ser utilizada. A bibliografia indica temperaturas até $1200^{\circ}C$. Esta variável influencia diretamente a conversão do carbono, pois quanto maior a temperatura, maior será também a conversão (Lora et al., n.d).
- Capacidade de produção: parâmetro expresso em Nm^3 de gás produzido, está diretamente ligado ao FA (Natarajan et al,1998; Zainal et al, 2002; Lora et al., n.d) e ao tempo de residência dos gases na zona de redução (GARCÍA-BACAICOA et al, 1994; Lora et al., n.d). São valores típicos para leito fixo cerca de $2Nm^3/Kg$ de biomassa, e para leito fluidizado entre os $1,8-2,5 Nm^3/kg$ de biomassa (Lora et al., n.d).
- Composição do gás produzido: normalmente o gás produzido é composto por CO_2 , CO , CH_4 , H_2O , H_2 , N_2 e poucas quantidades de alcatrão. As concentrações de CO , H_2 e CH_4 estão condicionadas pelo desenvolvimento das reações envolvidas no processo e o agente oxidante influencia consideravelmente a composição e PC do gás produzido (Lora et al., n.d).
- Eficiência da gaseificação: este parâmetro pode ser avaliado de duas maneiras: a quente e a frio. A eficiência a quente corresponde ao quociente entre somatório da energia sensível e a química do gás

produzido. A eficiência a frio refere-se somente ao valor energético do produto de saída (gás) em relação ao reagente de entrada (biomassa). Para efeitos de comparação de rendimentos entre gaseificadores, a maioria dos autores preferem considerar a eficiência a frio, pois evita a obtenção de valores do calor sensível do gás (Lora et al., n.d).

1.5.1.4. Projetos de gaseificação da Biomassa, tecnologias e eficiências

Na gaseificação da biomassa, diversas formas de tecnologia têm sido aplicadas. No final dos anos 80 e início dos anos 90, gaseificadores contracorrente e co-corrente com capacidades de 100 KWth até poucos MWth, foram desenvolvidos e testados em pequenas escalas, tanto para a produção de calor como de eletricidade (Faaij APC,2006 apud Kirkels & Verbong, 2011). Recentemente, os gaseificadores em co-corrente tornaram-se dominantes, especialmente para geração de potência, devido à baixa concentração de alcatrão no gás produzido (EWAB Programme Novem,2001;Dorca &huertas,2008;Kirkels & Verbong, 2011) .

São várias as companhias que comercializam gaseificadores, sobretudo oriundas de países como a China e a Índia. No entanto, trata-se de pequenas empresas com limitados recursos para suprir nas necessidades do mercado regional a que pertencem. Nesse ambiente empresarial, há um grande interesse em companhias de aquisição de tecnologia (“takeovers”) mas para a maioria das que produzem os equipamentos, esta não representa a principal atividade económica. (Kirkels & Verbong, 2011). Na tabela 6 é apresentada uma seleção de companhias que utilizam sistema de gaseificação de biomassa.

Aplicação	Nome da Companhia	Localização	Tipo	Início	Potência instalada (MWth)
Forno	Ahlstrom/FW	Pietarsaari,Finlandia	GLFCD	1983	34
	Ahlstrom/FW	Jakobstad,Finlandia	GLFCD	1983	35
	Ahlstrom/FW	Norrsundet,Suécia	GLFCD	1985	25
	Lurgi	Pols,Austria	GLFCD	1985	27
	Ahlstrom/FW	Portugal	GLFCD	1986	17
	Ahlstrom/FW	Karlsborg,Suécia	GLFCD	1986	27
	Gotaverken/Metso	Varo, Suécia	GLFCD	1987	30
	Lurgi	Rudersdorf, Alemanha		1996	100
Caldeira	TPS	Greve,Chinati,Italia	GLFCD	1992/1998	30
	Foster Wheeler	Varkaus,Finlandia	GLFCD	2000	40
Co-combustão	Foster Wheeler	Lahti,Finlandia	GLFCD	1998	60
	Lurgi	Geertruidenberg,Holanda	GLFCD	2000	85
Carvão	Foster Wheeler	Rulen, Bélgica	GLFCD	2002	50
Co-geração, acionamento a Gás	Repotec	Gussing,Austria	GLFCD	2002	8
	Carbona	Skive,Dinamarca	GLFCD	2008	28
	Ortner	Oberwart,Austria		2009	10
BIGCC	IGT/Carbona	Tampere,Finlandia	GLFixo	1991	20
	Foster Wheeler	Vånamo,Suécia	GLFCD	-	-
	Renugas	Arbre,Yorkshire,GB	GLFCD	1993	18
	TPS			2003	30

Tabela 6 - Tecnologias de Gaseificação no Mundo.(Strezov & Evans, 2015)

No caso de sistemas de gaseificação para fábricas de média e grande escala de produção, a tecnologia de leito fluidizado circulante direto alimentado com ar atmosférico (GLFCD), tem sido eleita pelas companhias. A produção é maior, suporta maiores variações do processo, e aceita uma maior variedade de combustíveis de alimentação, tanto em tamanho de partículas como em teor de cinzas (EWAB,2001 ;Morris et.al,2005;Dorcas & Huweras,2008; Kirkels & Verbong, 2011). No entanto, a

tecnologia de leito fluidizado borbulhante torna-se também uma boa opção para a média e grande escala de produção. O ar atmosférico é o mais utilizado como comburente, tanto para produção de calor quanto de potência. Em aplicações mais avançadas, o uso de oxigênio pode ser requerido (Kirkels & Verbong, 2011).

Outra opção são os processos pressurizados, para grandes produções, sistema de gaseificação e ciclo combinado (IGCC), biocombustíveis e químicos, nos quais a conversão final terá de ser sob pressão. Para estes, é necessário um rigoroso e caro sistema de limpeza do gás (Kirkels & Verbong, 2011).

Outros projetos à escala industrial para a produção de GNS estão planejados com base no conceito de gaseificação indireta. Heyne (2013), optou pela tecnologia de gaseificação indireta nos seus estudos para uma unidade de 100MWth de entrada de biomassa, justificando que muitos especialistas apontam esta tecnologia como a melhor para a produção de gás natural sintético (GNS), devido à alta concentração de metano no gás bruto de saída do gaseificador. Holmgren (2015), analisando o custo investimento em várias rotas para a integração do gás de síntese, optou pela mesma tecnologia partindo do mesmo princípio, para a modelação de um processo de 480 MWth de entrada de biomassa. Zwart et al., (2006) exploraram o mesmo conceito de gaseificação indireta num reator, desenvolvido pelos mesmos, chamado MILENA, para a exploração do GNS, em sistemas pressurizados e não pressurizados.

É de interesse ressaltar que desde 2013, mais um projeto de gaseificação de biomassa foi concluído junto à central de geração de potência de Vaskiluodon Voima's em Vaasa, Finlândia, sendo actualmente uma das maiores unidades disponíveis comercialmente, entre as poucas existentes. O objetivo desta é reduzir entre 25-40% o consumo de carvão, trabalhando num sistema de co-combustão integrado com a caldeira. A capacidade de processamento de biomassa florestal é de 140 MWth num GLFCD (Valmet Forward, 2017).

A fábrica de Kymijärvi II, em Lahti, na Finlândia, iniciou as suas atividades comerciais em 2012, com uma capacidade de processamento de biomassa de 160 MWth, integrada uma caldeira a vapor, fornecendo calor e eletricidade ao distrito próximo, com uma eficiência global de 90%. (RICARDO-AEA, 2013).

Heyne et al. (2013) estudou as dificuldades para a exploração em grande escala de gaseificadores de biomassa na Suécia, consultando especialistas da área, para comparar 3 tecnologias (GLFCD, GLFBD, GLFCI). Segundo os mesmos, a tecnologia GLFCD é a mais adequada para as escalas industriais (cerca de 680 MWth input),

seguido pelo GLFBD (cerca de 240 MWth input) e GLFCI (cerca de 130 MWth input). Fatores logísticos como a biomassa disponível devem ser tidos em conta para a produção. Para os mesmos, uma capacidade de 300 MWth de entrada seria o máximo aconselhável, devido à grande área requerida para obter a biomassa. Eficiências globais ou somente de gás frio são cruciais na escolha de uma tecnologia mais eficiente. Existe uma grande diversidade de estudos que apontam diferentes eficiências para cada tipo de tecnologia. Este fator deve ser levado seriamente em consideração se a proposta for comercial.

De uma forma generalizada, os níveis de eficiência para o gás frio, são mais importantes para medir e escolher a tecnologia que mais se adequa. Dos gaseificadores comercialmente disponíveis, tais rendimentos variam entre 80%, 89% e 80% para Leito Fixo, Leito Fluidizado e Fluxo Cruzado, respectivamente (Basu, 2010; Basu, 2006).

1.5.1.5. Parâmetros para atuais investimentos.

A exploração comercial da gaseificação da biomassa carece ainda de alguns fatores logísticos e tecnológicos (Asadullah, 2014), sendo todavia considerada um processo intermitente, sofrendo uma influência direta do mercado de petróleo (NETL, 2007; Kirkels and Verbong, 2011; Wetterlund, 2012).

A bibliografia específica carece de informações mais sólidas no que respeita aos investimentos no processo de gaseificação de biomassa. No entanto, Holmgren (2015b), desenvolveu um trabalho com o intuito de comparar diferentes autores para identificar o custo de investimento numa fábrica de grande porte, e com produção de três biocombustíveis diferentes (Bio-GNS, Metanol e Bio-combustíveis Fischer-Tropsch). Os detalhes sobre a produção de Bio-GNS estão disponíveis na tabela 7.

Referência*	Produto	Custo de Investimento (M€)	Processamento de Biomassa MWth (PCI)	Capacidade de produção MW _{fuel} (PCI)	Produção de Combustível e eletricidade (MW _{fuel} + MW _{el})	Custo de investimento por produção (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 and Harvey (2014)	GNS	670	480	299	319	2.1
Bio2gas, Möller et al. (2013b)	GNS	531	480	253.2	260	2.0
Gassner and Marechal (2012)	GNS	476	480	335.58	354	1.3
Tunå and Hulteberg (2014)	GNS	509	480	317	333	1.5

Tabela 7 - Comparativo de literaturas para custos de investimento num sistema de gaseificação (Holmgren, 2015).

Nos dados da tabela 7 de Holmgren (2015b), foram padronizadas todas as fontes citadas a uma capacidade de processamento de biomassa única, no propósito de se realizar uma comparação justa. Todos os dados se referem a um sistema de gaseificação em leito fluidizado circulante, utilizando BFR com humidade de 15%. Os custos de investimento variaram entre 353-670 milhões de euros e o custo de investimento por MW produzido encontram-se entre 1,1-2,1 milhões de euros, variando com a eficiência de cada processo.

Na fábrica de Vaskiluodon Voima's, referida no capítulo anterior (1.5.1.4), o investimento foi da ordem dos 40 milhões de euros. No estudo de Zwart et al.(2006), anteriormente citado, foram explorados vários cenários baseados nas características de consumo holandesas e nas tarifas do GN. Os resultados tanto em custo de investimento,

* Todos os trabalhos são baseados em utilização de biomassa florestal, residuais e não residuais bem como o processo baseado na gaseificação indireta.

como de produção e eficiência para um sistema pressurizado, ou não, encontram-se na tabela 8. Atente-se a que os valores desde o custo da biomassa, gaseificação e purificação do gás de síntese estão englobados.

	10 MWth (atm)	100 MWth (atm)	100 MWth (7bar)	1000 MWth (7bar)
Custo de investimento(M€)	23	86	85	390
Custo de produção (€/GJ)	30,8	15,3	14,8	9,3
Eficiência Global	68,5		68,4	

Tabela 8 - Custos de Investimento, produção e eficiência para produção de Bio-GSN (Zwart et al., 2006).

O capital de investimento logicamente cresce, como seria de esperar com a capacidade, mas o custo de produção do Bio-GNS torna-se quase 3 vezes mais barato para grandes produções, sendo mais atrativo nas explorações em grande escala. Também a fábrica de Kymijärvi II, já mencionada anteriormente, teve um custo de investimento de 160 milhões de Euros (RICARDO-AEA, 2013).

Levantamentos da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2012) estimaram que o custo total de instalação de uma fábrica de gaseificação de biomassa (GB) varia entre 2,140-5,700 USD/KW. As tecnologias de leito fixo são mais baratas e robustas no que respeita à operação, mas possuem limitações na sua produção. Os leitos fluidizados, por sua vez, possuem maiores conversões de biomassa em syn-gas, mas implicam elevados custos de investimento e operação. Alguns estudos, como o de Carvalho (2014), mostram consideráveis “paybacks” para esta tecnologia. A tecnologia de gaseificação indireta possui excelentes resultados, mas não se encontra comercialmente disponível.

Como se tem vindo a sublinhar, a tecnologia de operação para uma escala comercial e competitiva necessita de atenção na sua escolha. Por mais que a gaseificação em leito fixo possa ser mais barata, acaba por comprometer o interesse do investimento devido à sua limitada produção.

A etapa do processo de limpeza, purificação e separação para uma dada produção de Bio-GNS tem um custo significativo. Heyne (2013) estudou diferentes tecnologias para a limpeza e otimização do gás (MEA, Membrana e PSA), tendo concluído que as três representaram 23-31% do custo de investimento de uma suposta planta de gaseificação.

Com esta incerteza de fatores torna-se óbvio que qualquer investimento em gaseificação é de alto risco. Políticas de incentivo são sempre abordadas a partir de simulações de gaseificação da biomassa na grande maioria dos estudos, e são aplicadas nas poucas fábricas que já existem comercialmente.

1.5.1.6. Benefícios ambientais

A evidência das alterações climáticas causadas pelas emissões dos GEE através da ação humana são hoje claramente reconhecidos quer pela comunidade científica como pela sociedade. A preocupação pela preservação do meio ambiente, o uso de energias renováveis e benefícios sociopolíticos têm criado uma excelente oportunidade para a gaseificação da biomassa. A biomassa é especialmente apelativa no que diz respeito às emissões dos GEE na atmosfera. Em muitos países têm sido aplicadas regulamentações no sentido de esta vir a substituir determinada quantidade de combustível fóssil numa indústria, uma vez que ganha créditos de CO₂ reduzidos em relação aos emitidos pelo combustível fóssil. Estes créditos podem ser negociados no mercado como uma receita adicional para países onde tais mercados são praticados (Basu, 2010).

Do ponto de vista socioambiental, a utilização da gaseificação numa escala industrializada promove um crescimento económico localizado. Isto significa que uma fábrica transformadora de biomassa noutra fonte de energia, pode trazer desenvolvimentos associados às indústrias, coleta e transporte da mesma. Alguns autores defendem que o ramo transformador da biomassa tem capacidade para criar 20 vezes mais empregos do que uma fábrica baseada no uso de carvão e derivados fósseis (Van Loo and Koppejan, 2008; Basu, 2010).

1.5.1.7. Mercado de créditos de carbono

As emissões de CO₂eq (dióxido de carbono equivalente), como já mencionado na secção 1.1, atingiram um nível de cerca de 32.388 Mton no ano de 2014, devido ao consumo das fontes fósseis de energia primária. Para incentivos na redução dessa substancial parcela de gases nocivos para a saúde do planeta, foram criados alguns mecanismos de auxílio. Um deles é o crédito de carbono. Trata-se de um certificado eletrónico emitido quando existe uma diminuição das emissões. Um crédito de carbono equivale a 1 tonelada de CO₂ que deixa de ser emitida. Para outros gases que também contribuem para as emissões utiliza-se uma equivalência para a conversão em CO₂eq (Tejas, 2015).

Os créditos são geralmente comprados por empresas do exterior no mercado de créditos de carbono, por companhias que, em função do protocolo de Kyoto, não atingiram as metas na redução. Desta forma, a compra dos créditos permite aos supostos poluidores manter ou até aumentar as suas emissões. Empreendimentos que poluam acima do limite consentido pelo protocolo de Kyoto, pagam pela poluição suplementar que geram, remunerando as atividades que reduzem as emissões de gases. (MENEGUIN,2012; Tejas,2015). Os créditos de carbono são considerados *commodities*, ou seja, mercadorias negociadas com preços estabelecidos pelo mercado internacional (ICAP, 2014; Tejas,2015).

2. Metodologia

O objetivo deste estudo é analisar processos eficientes e economicamente viáveis para a produção do Bio-GNS. Atualmente existem muitos estudos abordando produções, eficiências e retornos financeiros expressivos para as rotas de conversão da biomassa através da gaseificação. No entanto, apesar da imensa bibliografia disponível, o processo ainda carece de informações concretas sobre a sua real viabilidade, por se tratar de uma tecnologia ainda não consolidada. Tal facto traz inúmeras incertezas sobre uma aplicação em grande escala.

No que se refere ao investimento numa fábrica de gaseificação de biomassa, foi realizado uma média de custos de investimento a partir das diferentes referências bibliográficas disponíveis ao longo dos anos, juntando tanto tecnologias de GLFCD como de GLFCI. Os cálculos, na sua grande maioria, foram realizados em Excel 2010. É de realçar que os impostos não estão incluídos nos cálculos da viabilidade económica, para as duas regiões.

O fluxograma abaixo ilustra os passos a serem seguidos para o desenvolvimento da metodologia, bem como as análises dos resultados de acordo com o cenário e região.

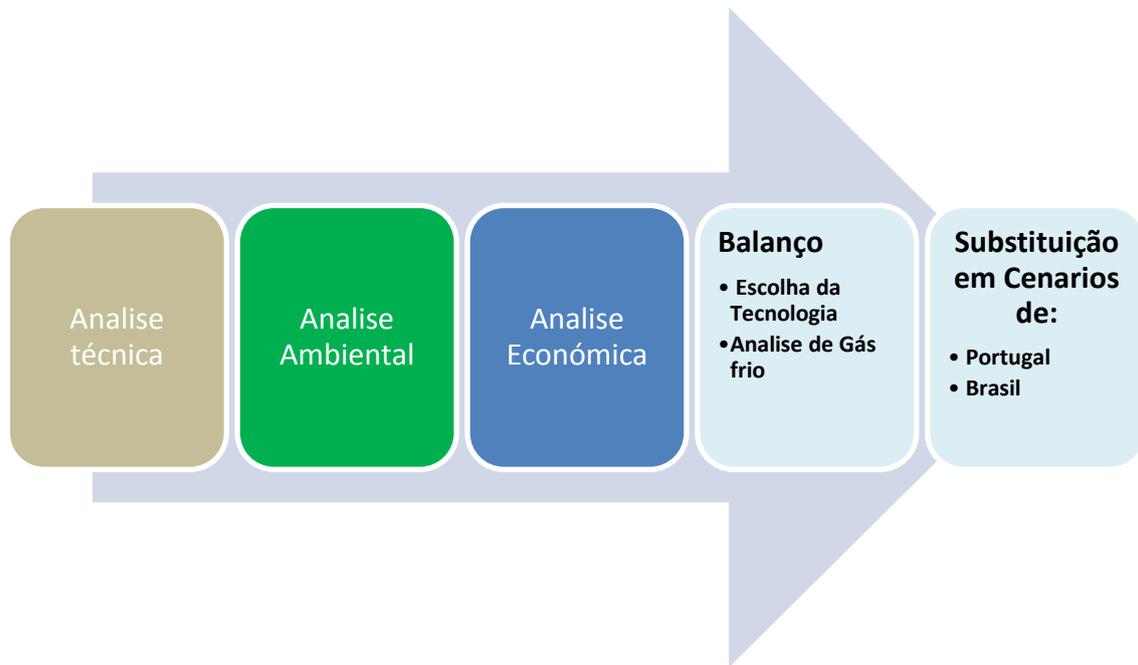


Figura 20 - Metodologia de análise

2.1. Analise técnica

O cenário, como anteriormente exposto, será o da exploração da biomassa de dois tipos: resíduos florestais em Portugal e resíduos de palha de cana-de-açúcar no Brasil.

A primeira premissa adoptada está relacionada com a biomassa utilizada pela indústria processadora. O estudo irá considerar que a mesma se encontra disponível para processamento imediato, tanto em granulometria como em humidade (15% palha de cana e 15% para resíduos florestais). Para efeito de compra da BFR em Portugal, a humidade assumida será de 40%*. Os poderes caloríficos de cada biomassa variam consideravelmente de estudo para estudo. Para efeito de cálculo à entrada da indústria serão assumidos os seguintes valores: PCI de 12,9 MJ/Kg para a palha de cana-de-açúcar (Linero, 2015) e 15,7 MJ/Kg para BFR (Morais, 2012).

O rendimento do gás frio, expresso por (1), é o primeiro ponto a analisar, quantificando a biomassa a ser utilizada para a conversão de gás sintético.

* Não está a considerar o processo de secagem da biomassa

As capacidades de procura de biomassa para processamento serão de acordo com os modelos estipulados de produção: 10MWth, 50MWth, 100MWth, 200MWth e 300MWth, supondo os mesmos num GLFCD utilizando ar atmosférico, como agente oxidante. No que diz respeito às características do GNS obtido, este terá as mesmas características do GN fóssil, bem como o PCI (35 MJ/Nm³), já que a intenção é que seja comercializado (Zwart et al., 2006).

A intenção é abordar a produção do bio-syn gás de uma forma genérica, desde a sua conversão, limpeza, separação e aplicação comercial, não detalhando cada parte do processo.

$$\eta_{GF} = \frac{(PCI.\dot{V})_{gas}}{(PCI.\dot{m})_{comb}} \quad (1)$$

Onde:

η_{GF} = Rendimento gás frio (%)

PCI_{gás} = Poder calorífico Inferior (MJ/m³)

PCI_{biomassa} = Poder calorífico Inferior (MJ/Kg)

\dot{V} = Caudal Volumétrico (Nm³/h)

\dot{m} = Caudal Mássico (Ton/h)

2.2. Análise ambiental e logística

Esta análise terá como base o ciclo de renovabilidade da biomassa. Para um rastreamento das emissões de carbono equivalente no processo, considerar-se-á as emissões do combustível a ser substituído, o GN, que tem emissões da ordem 2,8 KgCO₂/KgGN (Demirel, 2012). A premissa é que a gaseificação é viável ambientalmente por ser um processo em que os impactos de emissões são nulos, pois as emissões causadas pela queima do biocombustível utilizado são absorvidas pela biomassa no processo de fotossíntese durante o seu crescimento.

Será também estimado o cálculo da área necessária anualmente para que as capacidades do processo se apresentem ambiental e economicamente viáveis. O cálculo para tal análise feito através de (2) (Adaptado de Carvalho, 2014)

$$A = \left(\frac{1 - W_{dried H2O}}{1 - W_{harvested H2O}} \cdot m_{biomassa} \cdot 8000 \right) / \text{produtividade do resíduo} \quad (2)^*$$

Onde

A = hectares necessários por ano (ha)

Produtividade do Resíduo Cana de-açúcar = (Ton/ha.Ano)

Produtividade do Resíduo BFR=(Ton/ha.Ano)

A valor 8000 acima refere-se ao número de horas anuais estimadas para operação anual de uma fábrica de gaseificação de biomassa residual.

2.3. Indicadores Económicos

Revisitando os muitos estudos de gaseificação, verifica-se que os custos de investimento aparecem em diferentes modelos e variações. A análise pode ser problemática quando se compara a gaseificação da biomassa (GB) em diferentes fontes e anos. O método selecionado para a curva de custo utiliza o fator exponencial 0,7, sendo esse fator a média utilizada para processos em fábricas do ramo químico (Remer and Chai, 1990; Wetterlund, 2012). Dada a variabilidade nas estimativas de custos de equipamentos publicados na literatura, optou-se por utilizar (3) para estimar este custo, com fator de escala a variar entre 0,6 e 0,8 (Holmgren, 2015a). Esta equação é uma metodologia consolidada no projeto da estimativa de custos de equipamentos da indústria química.

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

C = Custo de Investimento do Equipamento (M€)

* w representa fator de peso da biomassa seca e humida.

Cbase= Custo do Investimento do Equipamento conhecido (M€)

S = Capacidade do equipamento (MWth)

Sbase = Capacidade do equipamento conhecido (MWth)

f = Fator de escala

O fato de as referências de custos associados se referirem a diferentes datas, levou-nos a aplicar o fator baseado na taxa de Correlação de Índice de Custo de Plantas Químicas atual (2017), com os respectivos anos de outros trabalhos. O cálculo de tal fator é expresso em (4) por.

$$CB = CA * \frac{\text{Valor Índice B}}{\text{Valor Índice A}} \quad (4)$$

Onde:

CB = Custo presente atualizado (M€)

CA = Custo antigo (M€)

Valor Índice B = ICPQ atualizados (Adimensional)

Valor Índice A = ICPQ respectivo ano (Adimensional)

Na tabela encontram-se valores do ICPQ necessários para o este trabalho,

Ano	ICPQ	Ano	ICPQ
2012	584,6	2015	556,8
2013	567,3	2016/17	541,7
2014	576,1		

Tabela 9 - Índice de correção conforme CEPCI de cada ano (Economic Indicators,2016)

Os custos de operação (O&M) variam de projeto para projeto, sendo consideráveis, principalmente num processo de gaseificação. Segundo IRENA (2012), esse valor pode atingir valores entre 2-7% do custo instalado por ano, em tecnologias de conversão da biomassa. Zwart et.al (2006) utilizaram valores entre 8,6-10% do custo total de investimento. Neste trabalho adoptou-se uma taxa anual de 4%, valor intermédio no intervalo da primeira citada, admitindo-se que as taxas do segundo autor são consideravelmente altas.

Carvalho (2014) menciona que a viabilidade económica de uma dada tecnologia de gaseificação se expressa nos custos totais que a fábrica possui ao longo do ciclo de vida do projeto. O custo total será uma ferramenta de interesse nessa análise devido ao facto de que o mesmo corresponde aos custos diretos e indiretos pela quantidade energética produzida em todo ciclo de vida, para uma determinada taxa de retorno. Note-se que o custo total por ano pode ser dado pelas somatórias anuais da O&M e pelo custo da biomassa.

Para as duas biomassas será estabelecido o valor de 20 €/Ton para a palha de cana-de-açúcar (SUCRE,2015) e de 30 €/Ton para BFR (Morais,2012).

Para analisar a rentabilidade de um investimento aos olhos de um possível investidor, é necessário utilizar algumas ferramentas económicas importantes. Neste trabalho, servimo-nos do valor atual líquido (VAL) e da taxa interna de retorno (TIR), peças fundamentais para empreendimentos como estes, em cenários com ou sem subsídios, de acordo com as respectivas taxas de juros anuais no Brasil e Portugal.

O VAL é calculado transferindo-se para o presente todas as variações de *cash flow*, abatidas por uma taxa de desconto definida. O valor desta taxa é igual ao rendimento que poderia ser obtido pelo investidor, caso o capital fosse investido noutra atividade económica (Nogueira,1999;Pereira et al., 2009).

Segundo Lapponi (2000;Pereira et al.,2009), o VAL pode ser calculado como:

$$VAL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^n} \quad (5)$$

Onde:

I = Investimento de capital na data zero (M€)

FCt = *cashflows* líquido na data(M€)

n = prazo de análise de projeto (anos)

K = taxa de desconto definida (%A.A)

A TIR de um determinado projeto torna o valor presente dos lucros futuros equivalentes aos gastos realizados com o projeto, caracterizando assim a taxa de

remuneração do capital investido (Frizzone & Silveira,2000; Pereira et al.,2009. O calculo da TIR pode ser expresso por:

$$TIR = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (6)$$

Onde:

I = Investimento de capital na data zero (M€)

FCt = Fluxo liquido na data (M€)

t = prazo de analise de projeto (Anos)

O retorno do investimento (*payback*) será outro fator a explorar. Ele define-se como o mínimo de anos em que o lucro líquido obtido se iguala ao custo de investimento inicial. Este *payback* pode ser definido como:

$$PB = \frac{CI}{RL/t} \quad (7)$$

Onde

PB = Retorno do investimento (Anos)

CI = Custo do investimento (M€)

RL = Receita liquida (M€)

t = tempo (anos)

No intuito de se padronizar todo cenário a uma moeda (no caso vertente, o Euro), a taxa cambial assumida para o cenário brasileiro é de 0,2969 EUR/BRL e em casos do dólar americano para euro estabelece-se o valor de 0,92 EUR/USD.

O ciclo de vida da fábrica foi considerado de 20 anos, fazendo com que qualquer empreendimento será considerado viável para um *payback* período inferior a 20 anos.

2.4. Cenários a explorar

As duas regiões possuem abundantes recursos das biomassas em estudo, mas vale a pena ressaltar que, no cenário Português, a BFR já é utilizada na sua grande parte para alimentar caldeiras em processos de combustão ou na produção de briquetes e paletes. Este estudo assume-se como premissa de que a BFR seria um resíduo a ser aproveitado somente para a gaseificação.

Já no cenário brasileiro, mesmo com a constante mecanização das lavouras de cana-de-açúcar e das grandes quantidades de biomassa produzidas, o desinteresse ainda é grande, uma vez que o bagaço já supre as necessidades atualmente exigidas na indústria, ao mesmo tempo que o mercado ainda não favorece a recolha da palha no campo.

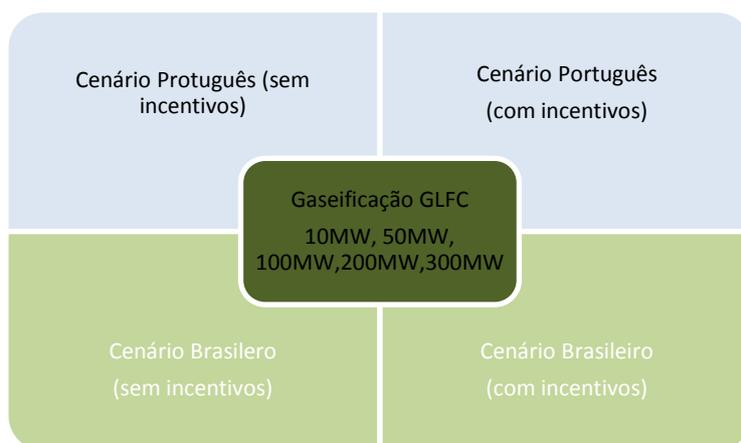


Figura 21 - Cenários a se explorar

Inicialmente, será realizada uma análise para as duas regiões em estudo, diferenciando a inserção da tecnologia bem como suas receitas, positivas ou negativas. Na continuação, serão abordados os impactos no investimento por parte de incentivos e políticas que promovam a sua integração no mercado de forma mais atrativa, utilizando as ferramentas mencionadas na metodologia como suporte para os respectivos cálculos.

3. Resultados e Análises

Os resultados obtidos com a metodologia implementada e anteriormente descrita serão apresentados e discutidos no presente capítulo. A intenção é obter uma base quantitativa que possa servir de suporte às tomadas de decisões no contexto de um investimento futuro.

3.1. Análise técnico económica Bio-GNS

As implicações económicas que determinam a taxa de desenvolvimento e de inserção de tecnologias emergentes, nomeadamente a gaseificação da biomassa, devem ser apresentadas em primeiro lugar. A enorme variedade de justificações para determinar a produção em biocombustíveis não é suficiente. Mesmo a implementação de incentivos, como a taxa de carbono e as políticas de ajustes, podem não ser o suficiente para transformar um projeto marginalmente atrativo, onde o retorno justifica os riscos. Por esta razão, a aplicação de certos incentivos específicos pode aproximar tais projetos de uma taxa de aceitabilidade empresarial, para que maiores desenvolvimentos passem a ser apoiados, muitos dos quais irão reduzir os riscos técnicos e permitir o ciclo de desenvolvimento do projeto (Bridgwater, 1995).

A gaseificação é uma tecnologia conhecida há algum tempo mas ainda carece de estudos e investimentos mais concretos para uma evolução sustentada. Assim, a determinação de custos de investimento nessa área de pesquisa torna-se uma tarefa complexa mas necessária, pese o seu grau de incerteza.

Partindo dos estudos de Carvalho (2014), que realizou uma comparação entre vários modelos de GLFCD com diferentes agentes oxidantes (ar atmosférico, oxigénio, vapor e modelos gaseificação em duplo estagio), conclui-se que a tecnologia GLFCD em ar atmosférico é atualmente a mais simples, barata e disponível comercialmente, entre todas as estudadas para grandes escalas. Neste estudo, pressupõe-se que o processo com a tecnologia de GLFCD é efectuado com ar como agente oxidante para os

modelos a serem trabalhados. Paralelamente, os custos de investimentos foram estimados assumindo considerar valores baseados em fabricas de GLFCI e GLFCD de diferentes referências, possibilitando uma maior variedade nos cálculos de custos para um empreendimento que carece de informações concretas do seu real valor.

Neste trabalho adequaram-se os modelos de capacidade das fábricas de: 10MWth, 50MWth, 100MWth, 200MWth e 300MWth em GLFCD, alcançando um custo médio de investimento em milhões de Euros de 31,76, 97,99, 159,19, 258,61, 343,48, respectivamente.

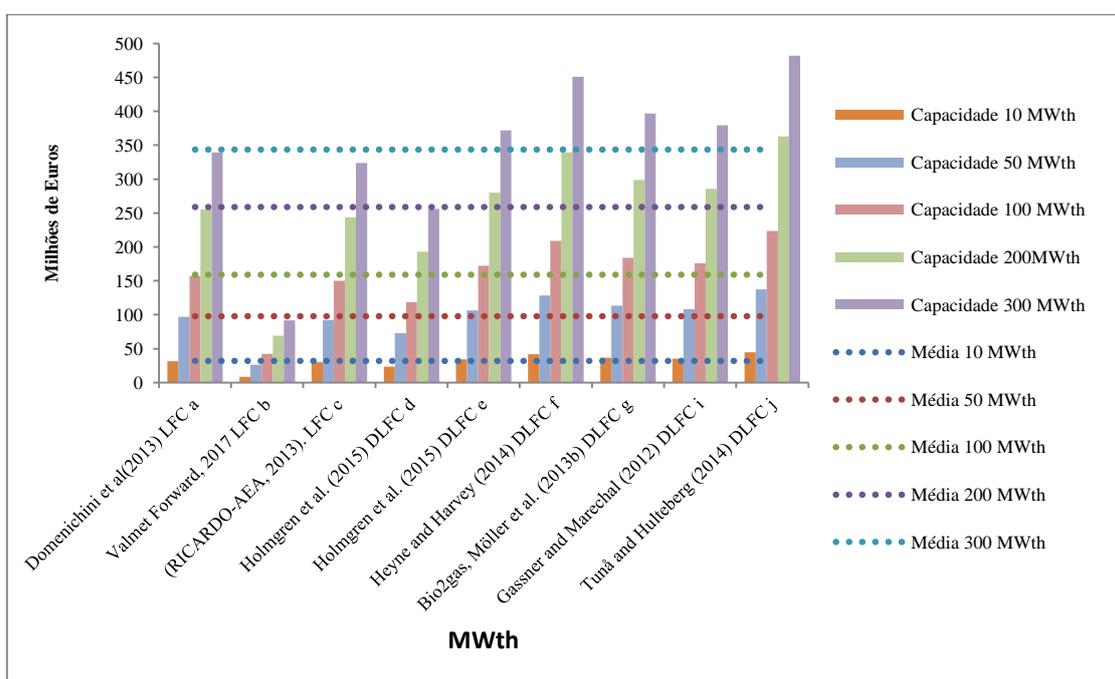


Gráfico 1- Comparação de Custos de Investimento de diferentes fontes bibliográficas* (referências a, d, e, f, g, i e j construídos com base em estudos de Holmgren, 2015)

* a - LFC, reforma catalítica dos gás sintético, Lavador e retirada de H₂S, Remoção de CO₂ e Metanação
b e c - LFC assumindo 30% a mais no custo de investimento para limpeza e metanação do gás de síntese.
d - Holmgren (2015) baseou se na media de estudos de Futta et al. (2011) e Tock et al (2010) para baixas estimativas num gaseificador LFC indireto
e - Holmgren (2015) baseou se em estudos de Heybe e Harvey (2014), Este caso é baseado em um gaseificador indireto.
f - Neste estudo o autor baseou se em um LFC indireto, limpeza, remoção de CO₂ e metanação, e uma humidade na biomassa de entrada de 20% no estudo original.
g - A unidade de Bio2Gas é um projeto para GNS no sul da Suécia. A planta baseia-se em LFC indireto com oxigénio na alimentação do gaseificador e metanação adiabática, a humidade de entrada de 20% antes da entrada no gaseificador.
h - O estudo de Norrtorp é uma estimativa de custo para a gaseificação da biomassa em LFC até à metanação e também inclui sistemas de compressão para utilizar o gas em veículos, processo que também exigiu alta procura de oxigénio.
i - LFC indireto
j - Considerado um gaseificador LFC indireto MILENA - Gaseificador com a câmara de combustão e gaseificação separadas dentro do mesmo reator.

Nos dois casos de gaseificação para a produção de GNS, trabalhou-se com uma eficiência de gás de 60% **. Para a segunda e terceira referências do gráfico 1 (esquerda para a direita) em GLFCD, o gás produzido não possui sistemas para a metanização, o que torna o processo mais barato, porém, com um poder calorífico menor. Tomando como base os estudos de Heyne (2013), antes citado, considerou-se um custo adicional no investimento de 30%, para um sistema de separação e metanização, o que aumenta consideravelmente o custo inicial da segunda e terceira (esquerda para direita) fábrica.

Tendo por base o custo médio de investimento para cada nível de produção, os parâmetros para determinar a viabilidade de cada modelo podem ser observados para o cenário brasileiro de recuperação da palha de cana-de-açúcar na tabela 10. Observa-se que quanto maior a capacidade, maior é o ganho de escala, diminuindo o custo por unidade de energia produzida.

A relação no mercado de carbono para emissões poupadas, aproximada entre os períodos de Janeiro a Abril de 2017, foram de 5 euros por Tonelada de CO₂(Markets Insider, 2017). Optou-se por fixar este valor em 7 euros por tonelada de CO₂ para as duas regiões, por ser o valor de referência para uma indústria produtora típica de pasta e papel em Portugal por emissões de fontes fósseis. O custo do ganho do GNS foi equiparado ao preço de venda do GN no Brasil que, segundo o BEN (2016), foi de 12,30 €/GJ no ano de 2015, bem como o poder calorífico do GNS, de 35MJ/m³. Dados mais detalhados do processo podem ser observados na tabela 10.

** Anexo A, Tabela 22

Capacidade	10MWth	50MWth	100MWth	200MWth h	300MWth
Input (Ton/h)	2,8	13,9	27,9	55,8	83,7
Output (Nm³/Ano)	4,9.10 ⁶	24,7.10 ⁶	49,4.10 ⁶	98,8.10 ⁶	148,1.10 ⁶
C.I (M€)	31,8	98,0	159,2	258,6	343,5
R.B (M€/ano)	2,1	10,6	21,3	42,5	63,8
O&M (M€/Ano)	1,3	3,9	6,4	10,3	13,7
C.B (M€/ano)	0,5	2,3	4,6	9,1	13,7
C.T.P(M€/ano)	1,7	6,2	10,9	19,5	27,5
CO₂ evitado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040
R.CO₂ (M€/Ano)	0,1	0,4	0,7	1,5	2,2
R.L(M€/ano)	0,5	4,8	11,0	24,5	38,5
C.U.E (€/GJ)	10	7,2	6,3	5,6	5,3

Tabela 10 - Resultados para a produção de bio-GSN da palha de cana-de-açúcar no Brasil

Capacidade	10MWth	50MWth	100MWth	200MWth	300MWth
Input (Ton/h)	3,1	15,3	30,6	61,2	91,7
Output (Nm³/Ano)	4,9.10 ⁶	24,7.10 ⁶	49,4.10 ⁶	98,8.10 ⁶	148,1.10 ⁶
C.I (M€)	31,8	98,0	159,2	258,6	343,5
R.B (M€/Ano)	2,6	12,9	25,7	51,4	77,1
O&M (M€/Ano)	1,3	3,9	6,4	10,3	13,7
C.B(M€/Ano)	0,73	3,67	7,34	14,68	22,01
C.T.P (M€/Ano)	2,0	7,6	13,7	25,0	35,8
CO₂ Evitado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040
R.CO₂ (M€/Ano)	0,1	0,4	0,7	1,5	2,2
R.L(M€/Ano)	0,6	5,6	12,7	27,8	43,5
C.U.E (€/GJ)	11,6	8,8	7,9	7,2	6,9

Tabela 11 - Resultados para a produção de bio-GNS da BRF em Portugal

Para o cenário português (tabela 11), os parâmetros para custo de investimento e PCI do bio-GNS (35MJ/Nm³) produzido foram os mesmo que para o cenário brasileiro. Os valores para comparação de preços do GN fóssil foram de 14,87€/GJ (DGEG,2016). Relativamente ao caudal mássico de biomassa utilizado para os modelos de Portugal, considerou-se 40% de humidade para que o custo da biomassa fosse calculado. No entanto, para a aplicação do cálculo em gás frio e as devidas produções de gás, assumiu-se a humidade de 15% na entrada do gaseificador.

É interessante notar que as capacidades de instalação são as mesmas e que os custos para a produção no cenário brasileiro são menores que no português. No entanto, como se verá, a opção por Portugal é mais rentável, pois o PCI da biomassa a ser convertida é maior do que o da palha e o valor a ser pago pelo Bio-GNS produzido é maior em Portugal, aumentando a margem de lucro.

A utilização da segunda geração de biocombustíveis, principalmente por conta da gaseificação da biomassa, está num nível muito baixo em relação à 1G. Por essa razão, uma medida de apoio de tal análise já foi pré-estabelecida para tornar o processo estudado viável, ao considerar-se que as receitas advêm de toda a produção vendida. Ou seja, tudo que é produzido é integralmente vendido durante o tempo de vida útil da instalação.

As formas de subsídio, como a isenção parcial ou total de impostos, podem ser uma ferramenta interessante para incrementar a penetração dos biocombustíveis no mercado. Tal ferramenta de subsídio, como a isenção de impostos, permite alcançar grandes benefícios, mas pode, em contrapartida, significar perdas na receita dos cofres públicos. Esta consequência pode ser compensada com a inserção ou elevação de taxas de impostos para os combustíveis fósseis nomeadamente a taxa por emissões (Wiesenthal, Leduc, & Christidis, 2009).

Existe uma preocupação entre os agentes de decisão em precisar o que deve ser gasto hoje para proteger as futuras gerações contra os riscos imprevisíveis dos GEE. Entre os economistas, existe um consenso sobre a necessidade de taxar o carbono para os produtores e consumidores no sentido de reduzir as emissões. No entanto, a divergência começa na definição do valor a ser cobrado (Litterman, 2013).

O valor presente sobre os danos é estimado pelos especialistas entre US\$ 5-35 por tonelada de CO₂ emitido (4,6-32,2 €/TonCO₂). O governo americano tem estimado o valor em US\$ 20 por tonelada de CO₂ (€ 18,4), enquanto que o FMI (Fundo Monetário Internacional) aponta US\$ 25 por tonelada de CO₂ (€ 23) (Litterman, 2013).

A introdução de taxas de carbono emitido e de subsídios como os sugeridos no presente trabalho seria uma forma de prevenir déficits, para políticas de incentivo à produção e comercialização de combustíveis de 2ª geração.

Atualmente, no Brasil, o imposto CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Económico) taxa R\$ 0,10 por cada litro de gasolina comprada. De certa forma, este imposto faz com que quem opte por um combustível fóssil pague os danos ambientais do mesmo. O imposto traz a opção do etanol usado em veículos leves, que é renovável e de PCI menor ao dos combustíveis fósseis, ser mais competitivo e utilizado pelo consumidor (EXAME,2016). Com base nesta análise, decidiu-se aplicar um subsídio para o cenário de produção de Bio-GNS nos moldes acima apresentados, onde, se considerou para o que no cenário brasileiro o poder calorífico da gasolina de 40MJ/l, que conduz ao valor a ser pago em reais por gigajoule de 2,50 R\$/GJ. Assim, estipulou-se um apoio de cerca de 2,50 €/GJ para a produção do biocombustível 2G, sem considerar a taxa cambial. O valor em euros por gigajoule seria 17% e 20% do custo do GN fóssil, em Portugal e no Brasil, respectivamente.

Os cenários explorados com subsídios para os dois países podem ser observados nas tabelas 12 e 13.

Cenário com subsídio para a palha de cana-de-açúcar no Brasil						
Capacidade	Unidade	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
Subsídio	€/GJ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
R.L com subsídio	M€/Ano	0,90	6,94	15,36	33,11	51,44
R.L sem subsídio	M€/Ano	0,47	4,78	11,04	24,47	38,48

Tabela 12 - Resultados com inserção de subsídios para a produção de bio-GNS da palha de cana-de-açúcar

Cenário com subsídio para a BRF em Portugal						
Capacidade	Unidade	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth
Subsídio	€/GJ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
R.L com subsídio	M€/Ano	1,07	7,78	17,04	36,46	56,47
R.L sem subsídio	M€/Ano	0,64	5,62	12,72	27,82	43,51

Tabela 13 - Resultados com inserção de subsídios para a produção de bio-GNS para a BRF em Portugal

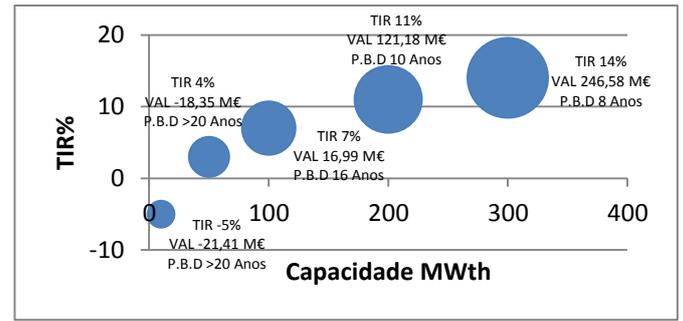
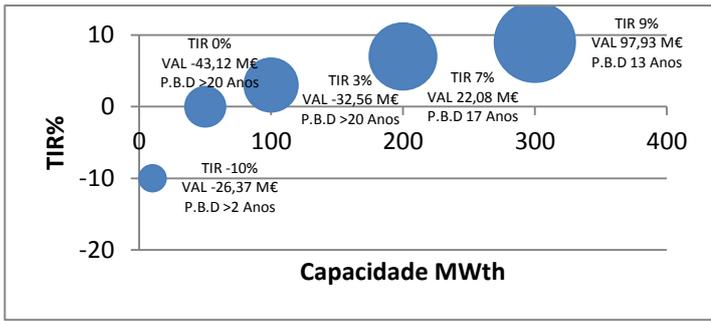
É evidente, em ambos os casos, que quanto maior a capacidade, maior o ganho, devido à produção em grande escala. Para o cenário português, a margem de lucro é maior já que, como atrás referido, a quantidade de biomassa gasta é menor, e o valor de venda do GNS é maior.

Os custos por unidade produzida no cenário brasileiro variaram entre 5,30-10 €/GJ, enquanto que no cenário português a variação foi de 6,90-11,60 €/GJ. Comparando, a título de exemplo, com os estudos de Heyne (2013), que obteve uma variação de 16-22 €/GJ, observa-se uma considerável diferença. Em qualquer trabalho científico, a comparação de resultados com outros trabalhos é importante na validação dos resultados. No entanto, devido às diferentes metodologias utilizadas de estudo para estudo, para o caso vertente esta análise não deve necessariamente ser levada em conta.

Em relação ao modelo e região que pode obter melhores rendimentos, as ferramentas como VAL, TIR, *Payback* Descontado (PBD) serão os principais fatores a analisar.

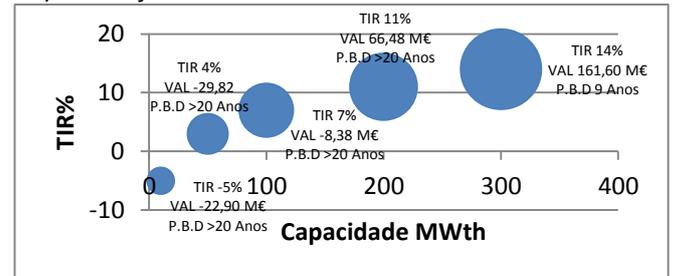
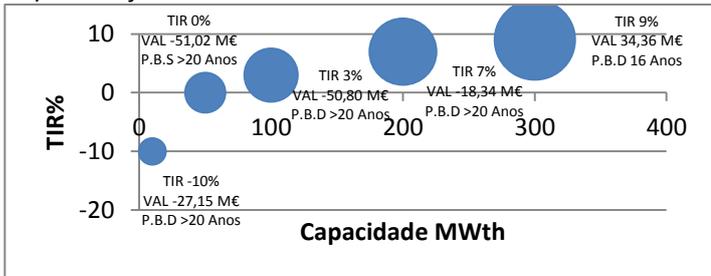
Para o Brasil, o conjunto de gráficos que se seguem mostra como seriam os resultados com e sem apoios de subsídios, bem como as variações com as diferentes taxas de juros (6,8 e 12,15%)*.

* Anexo B, tabela 23



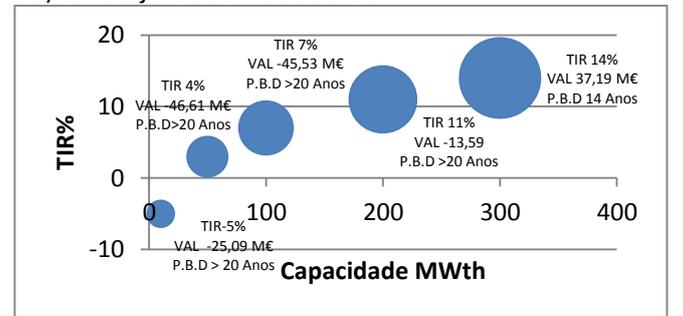
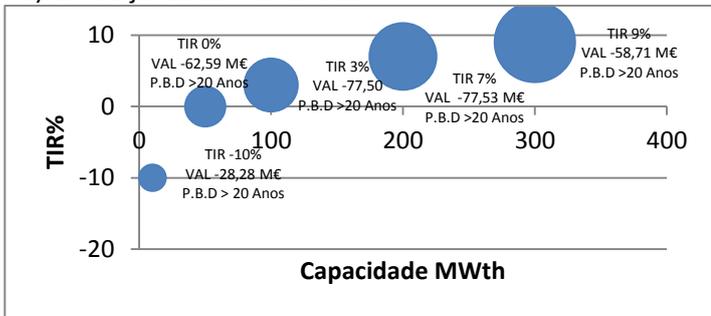
1a) 6% de juros sem subsídios

2a) 6% de juros com subsídios



1b) 8% de juros sem subsídios

2b) 8% de juros com subsídios



1c) 12,15% de juros sem subsídios

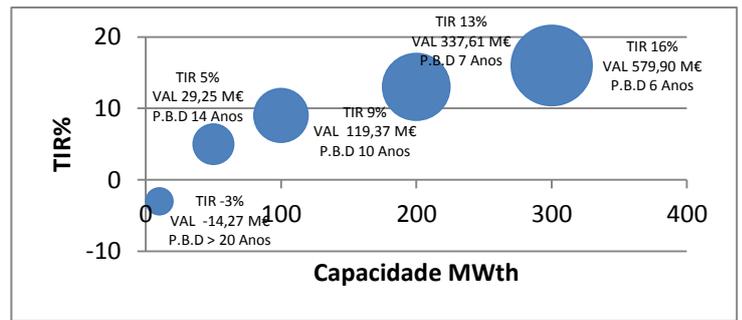
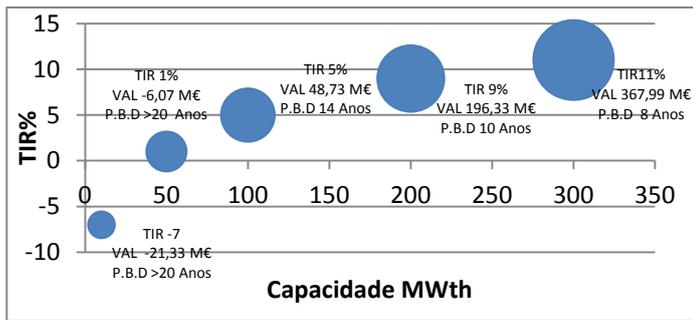
2c) 12,15% de juros com subsídios

Gráfico 2 -Conjunto de gráficos, Análise de VAL, TIR e PBD sem subsídios da palha da cana-de-açúcar no Brasil.

Analisando os resultados com a variação da taxa de juros no cenário brasileiro, é claro que quando a capacidade de produção aumenta, a rentabilidade é maior o VAL e TIR e menor PBD. À taxa de juros brasileira atual de 12,15%, como levados a concluir que nenhum cenário de produção se mostra atrativo.

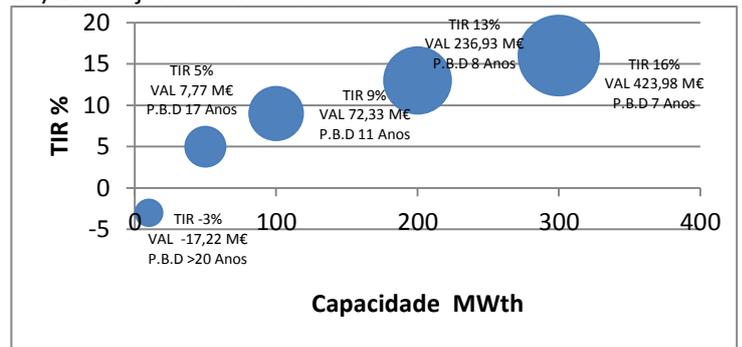
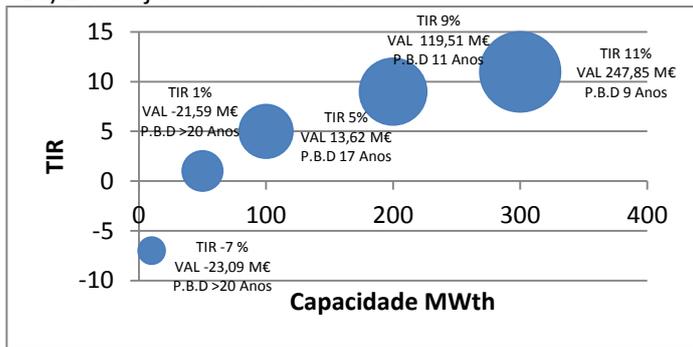
No entanto, com 8% de juros, meta para o país no final de 2017 (VMLOG, 2017), o caso de produção de 300MWth seria a que apresentaria melhores resultados, com ou sem subsídios. Já para uma taxa de 6%, os casos de produção de 200MWth e 300MWth seriam atrativas.

No conjunto de gráficos a seguir, encontram-se os resultados com a variação de juros para o cenário português, onde as taxas de juros são bem menores.



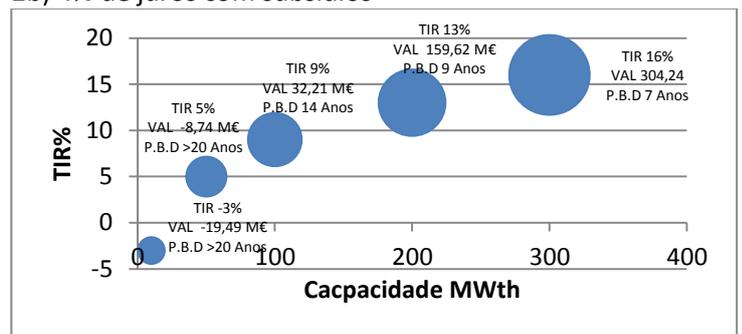
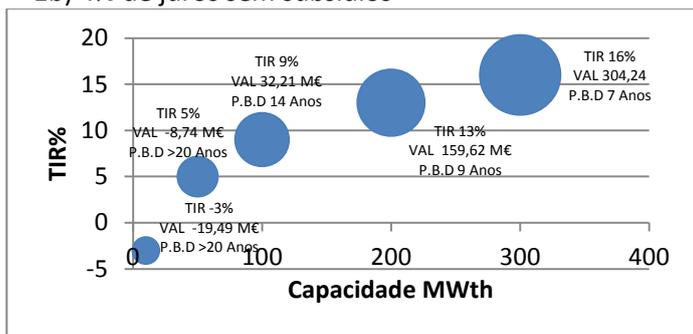
1a) 2% de juros sem subsídios

2a) 2% de juros com subsídios



1b) 4% de juros sem subsídios

2b) 4% de juros com subsídios



1c) 6% de juros sem subsídios

2c) 6% de juros com subsídios

Gráfico 3 - Conjunto de graficos Analise de VAL, TIR e PBD sem subsidios da gaseificação BFR em Portugal.

Para o contexto português, todos os cenários se mostram satisfatórios, com exceção das menores capacidades de produção de 10 e 50MWth. Neste caso, como se referiu, a margem de lucro é maior, e as taxas de juros menores*. Em termos comparativos, o território Português mostra-se muito mais atrativo para o investidor, sobretudo no caso de existirem políticas de apoio que sigam uma diminuição da dependência energética dos combustíveis fósseis.

* Anexo B, tabela 24

3.2- Análise técnico económica Bio-GNS Anexado a uma Indústria de Papel

Neste capítulo, propõe-se um cenário de substituição de uma fábrica de capacidade média. Segundo alguns dados, para uma indústria típica, o gasto anual em GN a ser utilizado em fornos de cal, apoio às caldeiras e máquinas de papel, é de cerca de 25 milhões de Nm³/ano. Os cálculos de viabilidade foram elaborados considerando quanto se economizaria com a substituição no caso de que a fábrica fosse instalada para suprir as necessidades do GN de uma suposta indústria, considerando também a exploração do mercado de CO₂ e a venda dos excedentes para o mercado consumidor.

A tabela 14 explicita os valores caso a unidade estivesse anexada a uma empresa de papel e polpa de celulose num cenário brasileiro.

Capacidade (MWth)	10*	50*	100	200	300
Input (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72
Output (Nm³/Ano)	4,9.10 ⁶	24,7.10 ⁶	49,4.10 ⁶	98,8.10 ⁶	148,1.10 ⁶
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74
Custo da Biomassa (M€/Ano)	0,46	2,29	4,57	9,14	13,72
C.T.P (M€/Ano)	1,73	6,21	10,94	19,49	27,46
Custo por unidade (€/GJ)	10	7,18	6,33	5,64	5,3
Energia produzida (GJ/Ano)	172800	864000	1728000	3456000	5184000
Gasto médio GN numa indústria de papel (GJ/Ano)			875000		
Substituição (%)	19,75	98,74	197,49	394,97	592,46
Excedente (GJ/Ano)	-	-	853000	2851000	4309000
Custo de aquisição GN (€/GJ)			12,3		
Custo de aquisição GN (M€/Ano)			10,76		
Custo com a substituição (M€/Ano)**	10,36	6,34	5,54	4,93	4,63
Ganho com a substituição (M€/Ano)***	0,47	4,78	16,44	39,03	61,31
CO₂ poupado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040
Receita no mercado de CO₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18
Valor CO₂ no mercado (€/TonCO₂)			7		

Tabela 14- Anexação de uma planta de Bio-GNS de palha de cana-de-açúcar a um planta de papel e celulose no Brasil.

Obviamente, seguindo a tendência já analisada na última secção, quanto maior a capacidade maior serão os benefícios. Para capacidades de 100MWth ou superiores, a vantagem seria ainda maior, pois poderia substituir-se toda a produção pelo Bio-GNS, bem como vender o excedente ao mesmo preço do GN de origem fóssil, ganhando também com o mercado de CO₂. Para modelos de 10 e 50MWth não se conseguiria níveis de excedente, mas o custo anual com a substituição seria menor.

* Não supri as necessidades totais da fábrica

** Média ponderada do custo do GN e GNS, para as plantas de 100MWth, 200MWth e 300MWth são suprida as necessidades da planta assim considera-se somente o C.U.E do GNS

*** Poupança pela aquisição do GNS mais as receitas de venda para fábricas que produzem excedentes (100MWth,200MWth e 300MWth)

Capacidade (MWth)	10*	50*	100	200	300
Input (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,15	91,72
Output (Nm³/h)	4,9.10 ⁶	24,7.10 ⁶	49,4.10 ⁶	98,8.10 ⁶	148,1.10 ⁶
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74
Custo da Biomassa (M€/Ano)	0,73	3,67	7,34	14,68	22,01
C.T.P (M€/Ano)	2	7,59	13,71	25,02	35,75
Custo por unidade (€/GJ)	11,60	8,78	7,93	7,24	6,90
Energia produzida (GJ/Ano)	172800	864000	1728000	3456000	5184000
Gasto médio GN numa indústria de papel (GJ/Ano)			875000		
Substituição (%)	19,75	98,74	197,49	394,97	592,46
Excedente (GJ/Ano)	-	-	853000	2581000	4309000
Custo de aquisição GN (€/GJ)			14,87		
Custo de aquisição GN (M€/Ano)			13,01		
Custo com a substituição (M€/Ano)**	12,45	7,75	6,94	6,33	6,03
Ganho com a substituição (M€/Ano)***	0,64	5,62	19,48	46,51	73,23
CO₂ poupado (Ton/Ano)	10782	53913	107827	215654	323481
Receita no mercado de CO₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18
Valor CO₂ no mercado (€/TonCO₂)			7		

Tabela 15 - Anexação de uma planta de Bio-GNS de BFR a um fábrica de papel e celulose em Portugal.

No caso português, os resultados revelaram-se mais satisfatórios dado que o valor gasto com GN fóssil é maior. As margens de lucro com a venda de excedente

* Não supri as necessidades totais da fábrica

** Média ponderada do custo do GN e GNS, para as fábricas de 100MWth, 200MWth e 300MWth são suprida as necessidades da planta assim considera-se somente o C.U.E do GNS

*** Poupança pela aquisição do GNS mais as receitas de venda para fábricas que produzem excedentes (100MWth,200MWth e 300MWth)

mostram-se mais rentáveis, principalmente nos cenários de 100MWth, 200MWth e 300 MWth.

Para tornar o empreendimento mais atrativo, exploram-se novamente cenários de subsídios (vide 3.1). As tabelas 16 e 17, que se seguem, mostram os resultados para este cenário no território brasileiro e português.

Subsídios	€/GJ	2,5				
Custo do GNS c/Subsídio	€/GJ	14,80				
Custo anual GN	M€/Ano	10,76				
Capacidades	MWth	10	50	100	200	300
Excedente	GJ/Ano	730500 2458500 4186500				
Receita no Mercado de CO₂	M€/Ano	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18
Custo com a substituição	M€/ano	9,93	4,18	3,35	2,75	2,45
Ganho com a substituição	M€/ano	0,90	6,94	18,63	41,21	63,49

Tabela 16 - - Resultados de Viabilidade com inserção de subsídios e venda de excedente na produção de Bio-GNS da palha de cana-de-açúcar.

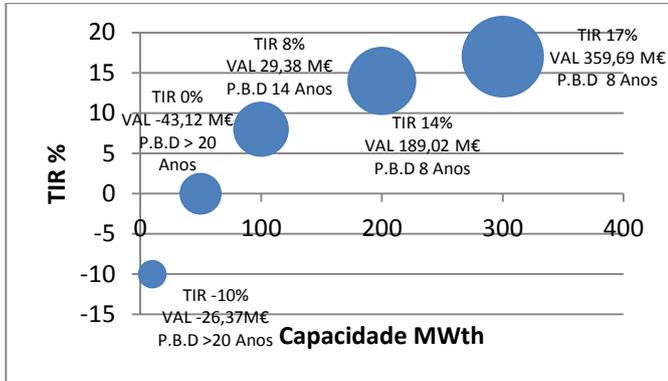
Subsídios	€/GJ	2,5				
Custo do GNS c/Subsídio	€/GJ	17,37				
Custo anual GN	M€/Ano	13,01				
Capacidades	MWth	10	50	100	200	300
Excedente	GJ/Ano	730500,00 2458500,00 4186500,00				
Receita no Mercado de CO₂	M€/Ano	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18
Custo com a substituição	M€/ano	12,01	5,59	4,75	4,15	3,85
Ganho com a substituição	M€/ano	1,07	7,78	21,67	48,70	75,42

Tabela 17 - Resultados de Viabilidade com inserção de subsídios e venda de excedente na produção de Bio-GNS da BFR em Portugal

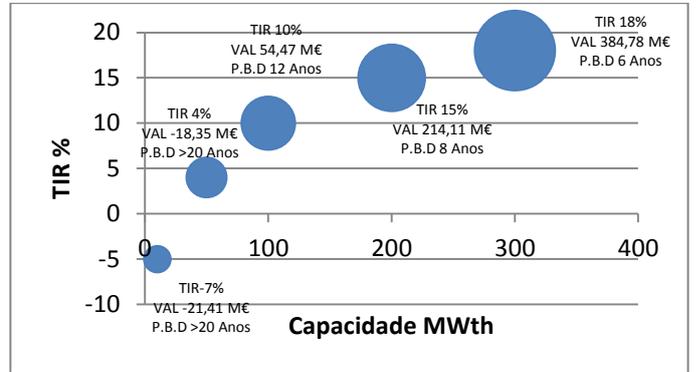
Com o acréscimo dos subsídios, as maiores capacidades que produziriam excedentes trariam ganhos com a substituição e exploração do excedente entre 18,63 e 63,9 milhões de euros por ano para o Brasil nas capacidades entre 100-300MWth. Novamente o cenário português é mais rentável que o brasileiro. As fábricas com capacidades de 100MWth, 200MWth e 300MWth teriam margens de ganho entre 21,67 e 75,42 milhões de euros por ano.

Logo a seguir a variação de taxas de juros de 6,8 e 12,15% ao ano no Brasil, bem como de 2,4 e 6% para Portugal, juntamente com os VAL, TIR e PBD, exemplificam a acessibilidade do investimento.

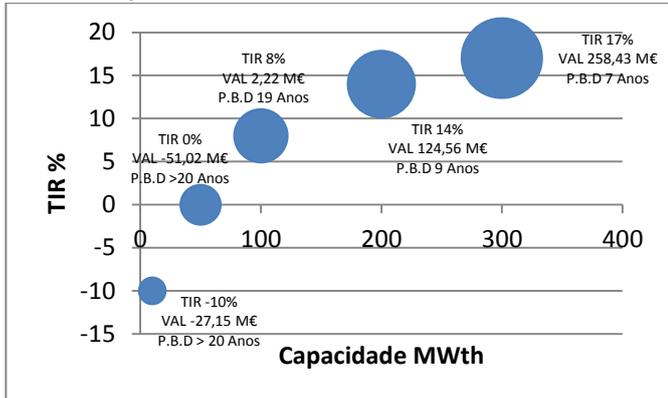
O conjunto de gráficos a seguir apresenta os valores para o Brasil*



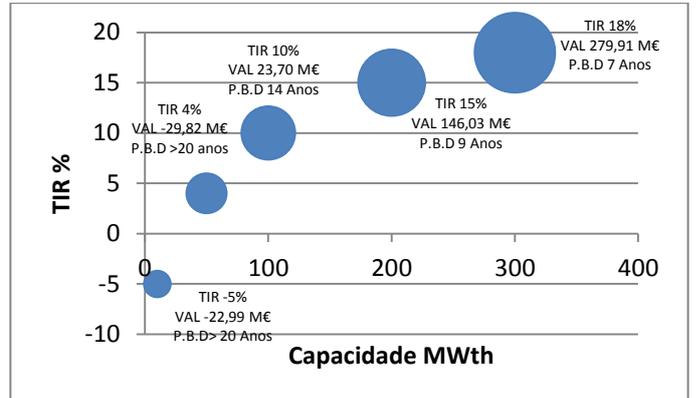
1a) 6% de juros sem subsídios



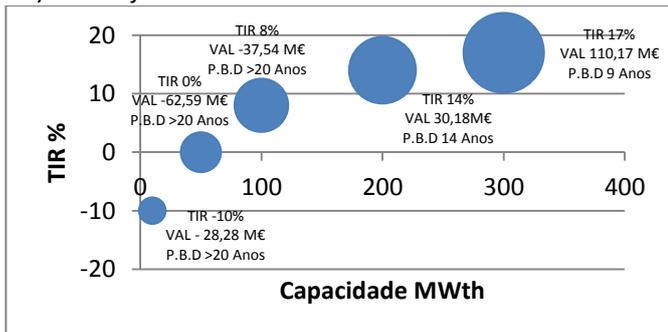
2a) 6% de juros com subsídios



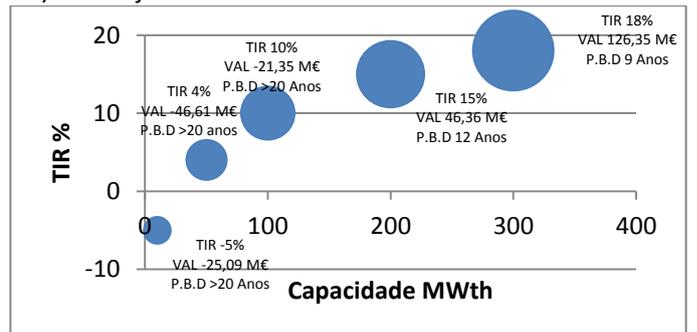
1b) 8% de juros sem subsídios



2b) 8% de juros com subsídios



1c) 12,15% de juros sem subsídios



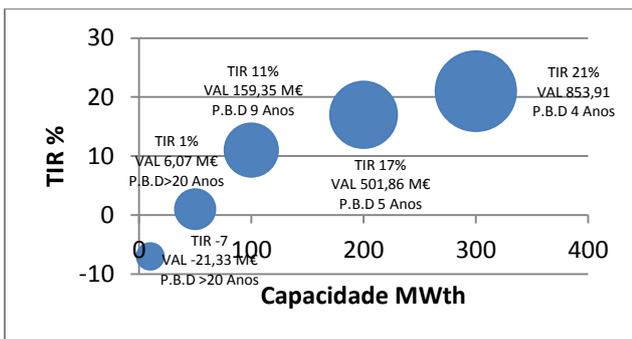
2c) 12,15% de juros com subsídios

Gráfico 4 -Conjunto de gráficos, Análise de VAL, TIR e PBD da Gaseificação da Palha no Brasil Anexada a uma fábrica de Pasta e Papel.

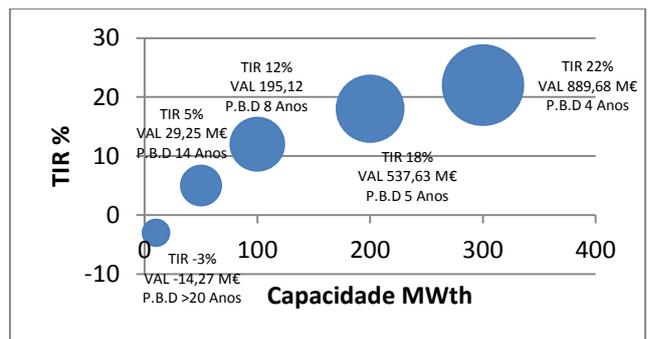
* Anexo B, tabela 25

Uma vez mais, nota-se que a atual taxa de juros teria um impacto fortemente negativo sobre o empreendimento. No entanto, no cenário de anexação a uma indústria de papel, a mesma mostraria-se mais interessante que o cenário da secção 3.1. Com juros de 12,15%, somente as unidades de 200 e 300MWth apresentariam resultados efetivos de VAL, TIR e *payback*. A 8% de juros a exploração seria da mesma ordem, e a capacidade de 100MWth mostrar-se-ia levemente atrativa caso houvesse a possibilidade de subsídios. No que diz respeito à taxa de 6%, as capacidades de 200 e 300 MWth seriam também as melhores opções. A capacidade de 100MWth poderia ser uma possibilidade já que período *payback* é menor que o do ciclo de 20 anos da unidade, mas dificilmente algum investidor se sentiria atraído por este modelo.

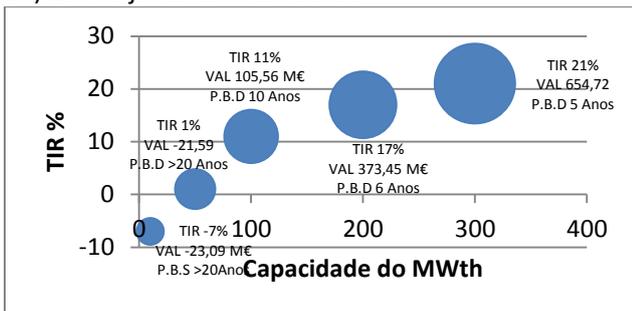
Em seguida, no conjunto de gráficos abaixo, podemos verificar a mesma variação da aceitabilidade do processo de acordo com as mesmas ferramentas de VAL, TIR e *payback*, no cenário português, mas com taxa de juros de 2,4 e 6%*.



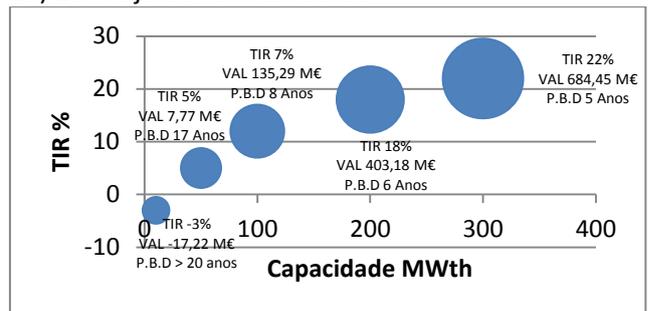
1a) 2% de juros sem subsídios



2a) 2% de juros com subsídios

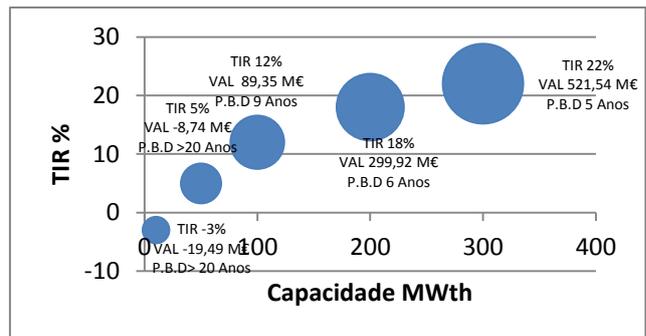
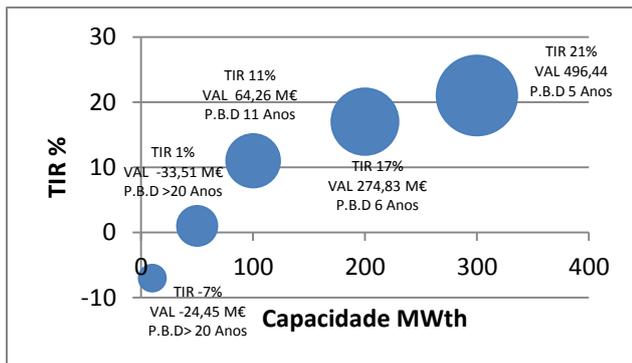


1b) 4% de juros sem subsídios



2b) 4% de juros com subsídios

* Anexo B, tabela 26



1c) 6% de juros sem subsídios

2c) 6% de juros com subsídios

Gráfico 5 -Conjunto de gráficos, Análise de VAL, TIR e PBD da Gaseificação da BFR em Portugal Anexada a uma fábrica de Pasta e Papel.

No cenário de 2% de juros ao ano, somente a capacidade de 10MWth não traria alguma hipótese de investimento, por estar acima do ciclo de vida da indústria e apresentar resultados negativos para os lucros. Com uma exploração de 4% de juros ao ano a situação já começaria a ser diferente com as grandes capacidades conseguiriam trazer excelentes resultados. No entanto, a capacidade de 50MWth só poderia ser de alguma forma rentável no cenário de existência de subsídios. Explorando juros de 6% ao ano, apenas as maiores capacidades (100,200 e 300MWth) se revelam interessantes para o investimento.

Tal como na secção 3.1, os modelos de projeto dessa tecnologia teriam indicadores económicos mais aceitáveis e de melhor exploração em Portugal, devido a uma maior margem de lucro e aos juros que são consideravelmente menores que no Brasil. Mas um fator que pesa fortemente para a inserção de tecnologia seria a quantidade de biomassa a abastecer a fábrica de gaseificação. Este fator será explorado na próxima secção.

3.3. Análise ambiental e logística

A princípio, a ideia de trabalhar com uma unidade que produz formas de energia com fontes renováveis parece ser muito promissora. No entanto, existem inúmeros aspectos que devem ser considerados para uma análise deste tipo, que precisa por isso de ser o mais criteriosa e completa possível. Genericamente, a gaseificação da biomassa para a produção de um biogás sintético é realmente amigável, pois trabalha com um

recurso de rápido retorno e compensação na emissão. Mas cada processo deve ser analisado separadamente e de forma atenta. Para provar a eficácia ambiental, a ferramenta de análise de ciclo de vida (ACV) seria ideal para o desenvolvimento desse aspecto, mas encontra-se fora do âmbito do presente estudo.

No entanto, alguns autores realizaram recentemente estudos sobre a viabilidade dessa rota como, por exemplo, Lan et al. (2013), que trabalhou na gaseificação da palha de trigo para a produção de eletricidade em comparação com a combustão direta da mesma e a queima de carvão e gás natural, chegando à conclusão que a gaseificação é a melhor opção sob o ponto de vista ambiental.

Na análise de Mishra et al. (2015), a gaseificação da biomassa é reconhecida como uma rota de grande valor por ser renovável, mas aponta que este processo pode vir a produzir muitos problemas ambientais, devido às quantidades de resíduos gerados principalmente na limpeza do gás. A tecnologia e tipo de biomassa utilizada são, por isso, aspectos importantes a considerar.

Outro aspecto a ser contabilizado é a logística de recolha e transporte das biomassas residuais. A tabela a seguir exemplifica tal informação.

Produtividade palha		8 Ton/ha.Ano				
Potência (MWth)	10	50	100	200	300	
Caudal Mássico necessário (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72	
Area Necessária (ha/Ano)	2791	13953	27907	55814	83721	
Area Cana plantada Brasil (Mha)			8,6			
Taxa em relação area plantada (%)	0,03	0,016	0,32	0,65	0,97	

Tabela 18 - Area plantada anual necessária para as indústrias de gaseificação em estudo no Brasil

Considerando a produtividade de palha de aproximadamente 8 Ton/ha.ano (Considerando 50% da recolha por fatores agronômicos) e humidade de 15%, as unidades em estudo não ofereceriam grande impacto. As taxas de variações em área necessária em relação ao total de área de cana-de-açúcar plantada atualmente no Brasil, varia de 0,03-0,97%.

A quantidade de fábricas que processam a cana-de-açúcar no Brasil é um dado incerto atualmente, devido à atual recessão econômica que o país atravessa. Segundo Wilkinson (2015), pelo menos 80 unidades das mais de 300 existentes fecharam. Para efeito de cálculo, vamos admitir que existem 300 unidades processadoras nesse momento no país, sendo que cada uma é capaz de processar, em média, cerca de 2,2 milhões de toneladas ano. Assim, no centro sul, segundo Franço et al. (2017), a média percorrida por caminhão, da frente de transporte até à unidade, é de 25 Km de raio. Nessas características, uma fábrica que processe cana-de-açúcar e que opera nessas capacidades, e com uma produtividade de 77 Ton/ha (média brasileira), necessitaria anualmente de cerca de 29 mil hectares de plantações, o que se enquadraria perfeitamente para as necessidades de uma unidade de 100 MWth. No entanto, unidades de maior porte, (200MWth e 300MWth) não trabalhariam a 100% do seu respectivo potencial. Mas não podemos levar esses fatores totalmente em conta, pois a unidade de gaseificação proposta neste estudo poderia receber biomassa de vários pontos de distribuição, não necessitando estar vinculada apenas à produção de uma empresa.

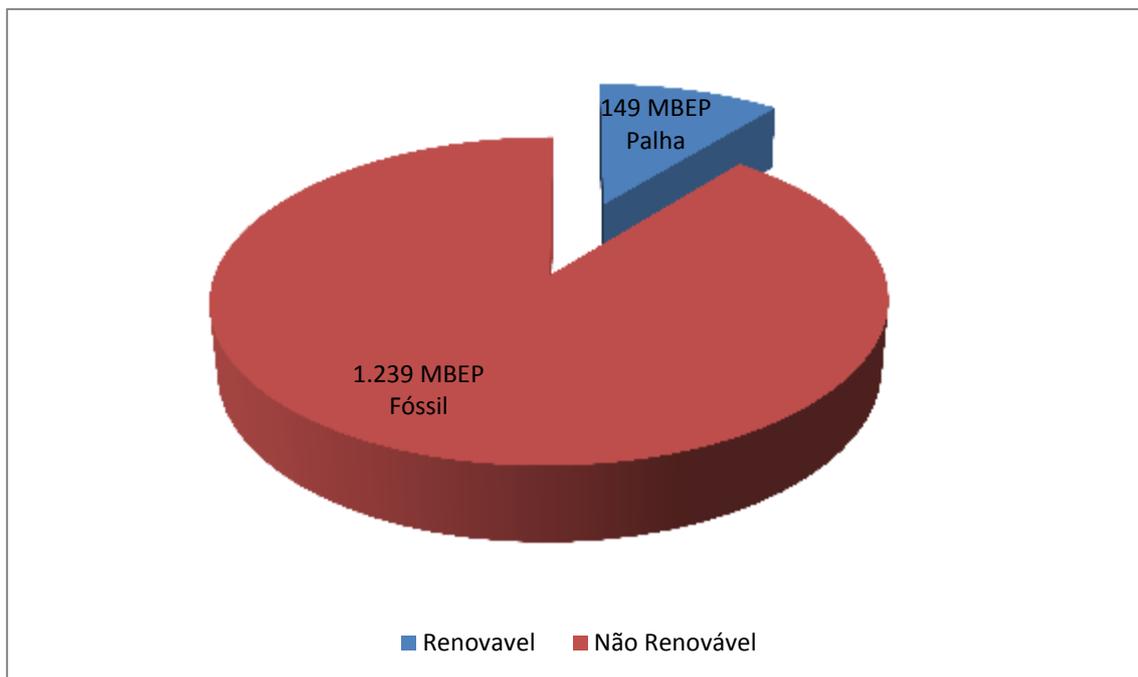


Gráfico 6- Pontencial em MBEP da palha de cana de açúcar anualmente no Brasil em comparação com a oferta primária de combustíveis fósseis

De acordo com as premissas em relação à biomassa da cana-de-açúcar no Brasil, a potencialidade da mesma anualmente seria da ordem de 149 MBEP*, cerca de 12% da quantidade de não renováveis utilizada no país no ano de 2015, de acordo com o BEN (2016).

No que diz respeito à BFR, considerando a produtividade em 4 ton/ha.ano, embora metade seja recuperada por fatores agronômicos e logísticos, e com humidade de 40%, para o cenário português os números calculados encontram-se na tabela seguinte.

Produtividade BRF	2 Ton/ha.Ano				
	10	50	100	200	300
Potência					
Caudal Mássico necessário (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,15	91,72
Area Necessária (ha/Ano)	1019	5096	10191	20382	30573
Area florestal <i>eucalyptus</i> Portugal (ha)			820248		
taxa em relação area plantada(%)	0,12	0,62	1,24	2,48	3,73

Tabela 19 - Area plantada anual necessária para as indústrias de gaseificação em estudo em Portugal

No cenário português, vemos que, por se tratar de um território menor, a área plantada é também menor. A produtividade de recolha adotada (2Ton/ha.ano), ao fim de 12 anos, alcança aproximadamente 24Ton/ha.ano* de resíduos florestais, uma quantidade considerável. A taxa de exploração das unidades de gaseificação em relação à área de florestas plantadas de eucalipto situar-se-ia então entre 0,12-3,73%.

De acordo com o boletim informativo da CELPA (2016), as indústria associadas processaram cerca de 6 milhões de m³ de madeira de eucalipto sem casca no ano de 2015. Considerando que a idade de corte da madeira de eucalipto em Portugal é de 12 anos e com uma produtividade de 10m³/há.ano, a quantidade de biomassa explorada é de cerca de 50.275 ha. Assim, unidades com capacidades até 100 MWth que necessitariam de cerca de 10.000 ha anuais, seriam as mais aconselháveis, devido ao fato de que

* Valor do BEP calculada de acordo com a tabela de conversão disponível no BEN(2016)

* Considerando o final de 12 anos para o ciclo de corte do *Eucalypto*

explorações que ultrapassem 50Km de raio percorrido não serem rentáveis economicamente, tal como o ciclo de renovabilidade da BFR.

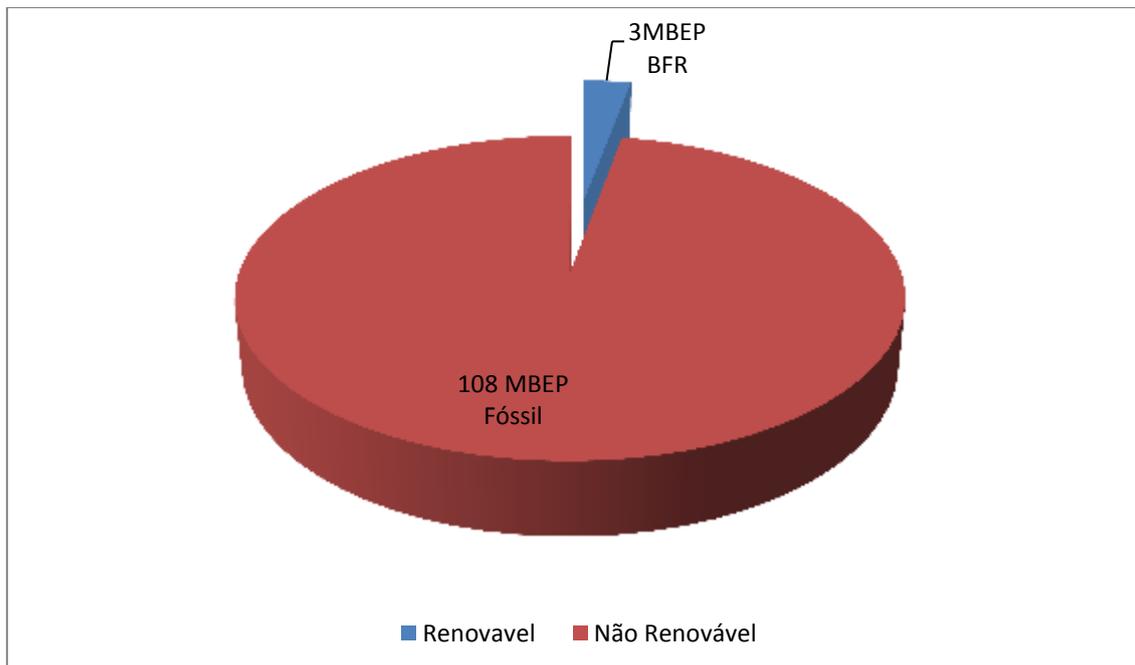


Grafico 7- Potencial em MBEP da BFR anualmente em Portugal em comparação com a oferta primária de combustíveis fósseis

Com base nas premissas tomadas quanto à quantidade de BFR geradas anualmente em Portugal por parte das empresas que exploram a florestas plantadas, o gráfico 7 mostra que o potencial energético em BEP* é de 3 milhões anuais. Comparando com a quantidade da oferta de combustíveis fósseis em Portugal, no ano de 2014, esta constituiria cerca de 3% do total.

Outro detalhe importante que constitui uma vantagem para o ciclo da biomassa da cana-de-açúcar sobre os resíduos florestais é a sua rotatividade. Enquanto que o ciclo da plantação da cana até à colheita é de 12 a 18 meses no Brasil (NOVACANA, 2013), no caso do eucalipto são precisos, em média, 10 a 12 anos desde a sua plantação até à colheita (Morais, 2012). Uma alternativa possível para suprir a reduzida disponibilidade de área para o território Português seria a exploração dos recursos florestais do território espanhol, já que existem inúmeras parcerias entre os dois países, ao que se poderia acrescentar a utilização dos resíduos provenientes da agricultura.

* Valor do BEP calculada de acordo com a tabela de conversão disponível no BEN(2016)

Uma hipótese interessante seria a de explorar uma rota bioquímica dos resíduos de biomassa, o que já tem vindo a ser feito nalgumas unidades pelo mundo. Mas uma vantagem da gaseificação relativamente ao etanol de segunda geração é o consumo de água e produção de resíduos líquidos.

Estima-se que sejam necessários cerca de 11L de água para cada 1L de etanol 1G produzido, convertendo para valores energéticos, isso aproximar-se-ia de 2m³ de água, utilizada por MWh de etanol produzido (NOVA CANA, 2013).

Outro aspecto a ter em consideração é o facto de a produção de etanol 1G produzir cerca de 12L de vinhaça (resíduo da destilação) por litro de etanol (NOVA CANA, 2013). Esta quantidade pode ser aproveitada como fertilizante nas plantações de cana-de-açúcar, mas nem tudo pode ser reutilizado, aumentando riscos de contaminação em rios e lençóis freáticos. Uma exploração de etanol de segunda geração, acrescentaria a isto uma enorme quantidade de água utilizada assim como os resíduos produzidos, revelando assim mais uma vantagem no aproveitamento de biomassas residuais para a produção de gás de síntese.

Analisando a rota termoquímica, em termos do efluente direto gerado, seria a cinza gerada pelo processo de gaseificação, se se considerar uma conversão de 90% do carbono nos reatores de GLFCD, as cinzas geradas alcançariam um valor aproximado de 0,3-0,4 Kg/Nm³ de gás produzido que facilmente pode ser disposto como fertilizante no solo. Em relação à quantidade de água, esta pode ser reciclada sendo gasta apenas uma pequena quantidade na recomposição devido às perdas do balanço hídrico.

4. Observações e Conclusões

Neste capítulo pretende-se realizar um balanço do atual estado da gaseificação da biomassa e dos seus possíveis impactos para um caminho sustentável de inserção e evolução desta tecnologia específica num contexto global.

4.1. Discussões

Todo o investimento realizado numa suposta unidade de gaseificação em larga escala, como sugerido, deve primeiro avaliar as garantias que um empreendimento deste tipo possa oferecer. Ainda que economicamente viável, os fatores logísticos podem assumir um peso considerável na tomada de decisão.

No mundo actual, a sustentabilidade é cada vez mais encarada como uma necessidade premente. Exemplo disso, é a política energética europeia para 2020, que tem a sustentabilidade como um dos seus pilares principais, lado a lado com a segurança energética e a competitividade. É sempre pertinente sublinhar que estes pilares não são estanques, promovendo-se a sua aplicação de uma forma integrada (Strauch, Krassowki, & Singhal, 2013).

De acordo com Strauch (2013), a sustentabilidade torna-se simultaneamente necessária e apelativa, uma vez que já que as todas as emissões associadas à transformação da biomassa se renovam num ciclo rápido. Já a segurança energética é requerida no intuito de minimizar os riscos associados à volatilidade e à disponibilidade do combustível fóssil, assegurando o suprimento energético ao mesmo tempo que diversifica a matriz energética (Strauch et al., 2013). Num mundo competitivo e globalizado, torna-se igualmente fulcral a promoção de uma produção descentralizada de energia, explorando a inovação de várias rotas tecnológicas. Esta é a chave para um desenvolvimento competitivo no mercado de energia, aumentando a oferta de emprego. Para os agentes de decisão, desde possíveis empreendedores aos próprios governos, é crucial a compreensão de como um biocombustível pode oferecer vantagens integradas, satisfazendo os objetivos de políticas estabelecidas (Strauch et al., 2013).

A tabela 20 disponibiliza uma série de dados relevantes que devem ser alvo de consideração pelos agentes de decisão, com o intuito de promover a inserção e o aumento no mercado dos biocombustíveis.

Indicadores	Descrição
Tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidade de biomassa • Projetos de Bioenergia • Compartilhamento da bioenergia na capacidade instalada de uma indústria. • Instalação de bioenergia para produção de calor
Financeiro	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidade de garantias e incentivos por medidas políticas que possam incentivar projetos em bioenergia (garantia de capital e subsídios, redução de impostos, participação em leilões de energia, etc) • Disponibilidade de financiamentos • Mercados de carbono
Sustentabilidade	<ul style="list-style-type: none"> • Impactos sócio-económicos: criação de empregos, acessibilidade a meios de energia mais baratos, desenvolvimento rural, segurança na produção de alimentos, redução da pobreza, massiva contribuição da indústria bioenergética no crescimento do PIB • Meio Ambiente: redução dos GEE, evolução das práticas agrícolas
Políticas	<ul style="list-style-type: none"> • Evolução das políticas para implementação de bioenergia • Efetividade das partes interessadas • Organização de campanhas de incentivos • Medidas para remover barreiras não económicas (ex: Certificados) • Apoio para melhor desenvolvimento na cadeia de suprimento da biomassa • Regulações mandatórias de misturas de biocombustíveis com fósseis; objetivos a serem alcançados • Estratégias setoriais

Tabela 20 - Indicadores de avaliação para a inserção dos biocombustíveis no mercado.

O desenvolvimento bem planeado dos aspectos acima listados é fundamental para a inserção de inúmeras tecnologias, entre elas a gaseificação. Atualmente, existe

um enorme abismo entre o possível e o real, que a aplicação de medidas básicas, como as acima citadas, pode, de forma efectiva, ajudar a atenuar para uma maior evolução desta rota de utilização da biomassa.

Os riscos de investimento num suposto projeto baseado neste estudo são ainda muito altos, de forma que o apoio através de subsídios e/ou de isenção de taxas, torna-se a única garantia que pode despertar o interesse do setor privado, para o qual os períodos de retorno são demasiado altos.

Como tem vindo a ser evidenciado, trabalhar com capacidades maiores de processamento contribui para diminuir o risco e garantir que os objetivos sejam alcançados. No entanto, é necessário que investimentos em I&D sejam continuamente aperfeiçoados em todas as suas vertentes, de forma a aumentar a eficiência de processos como este, garantindo assim a competitividade para o ramo, a médio e longo prazo.

Neste estudo apenas foi trabalhada a simulação de investimento numa empresa. É lógico afirmar que se mais empresas forem estimuladas a seguir o exemplo, promovendo tal rota no seu carácter descentralizador, num futuro próximo poderemos observar um salto inovador importante a todos os níveis considerados: técnicos, financeiros e ambientais.

Voltando-nos agora para o caso dos recursos estudados para recuperação em Portugal, esta rota desenhada apresentou-se mais acessível, sobretudo devido ao fato de o período de retorno ser menor, o que estimula a investir num projeto. O país possui já planos traçados na redução do consumo dos combustíveis fósseis, bem como uma maior participação de rotas renováveis na sua matriz energética. Fatores extremamente importantes, pois o país tem vindo a demonstrar o alcance de metas significativas, o que contribui para a diminuição da sua dependência energética. Porém, como ficou registrado neste estudo, a disponibilidade real de biomassa é um aspecto importante que não pode ser desconsiderado.

O potencial dos resíduos florestais é grande, pois embora, o custo e a disputa com outros ramos, igualmente já elencados, como a geração de potência através da combustão, briquetes, pallets e outros bioprodutos, podem vir a prejudicar o desenvolvimento de uma possível rota de gaseificação da BFR. Esta questão não é exclusiva de Portugal: em toda a Europa a quantidade de florestas plantadas é grande, mas a rotatividade, se não acompanhada corretamente, pode vir a limitar a exploração desse recurso na região.

Como já apontado no capítulo 1.4.2, as áreas cultiváveis em Portugal representam quase 60% do território nacional, dado muito positivo para que a segunda geração de combustíveis pode ser melhor trabalhada no intuito de se aproveitar os resíduos que as mesmas geram, contribuindo também para os desenvolvimentos regionais, sempre que explorados de forma racional. Em suma, é evidente que o recurso lenhocelulósico é grande mas limitado devido ao facto de as áreas cultiváveis já estarem, de certa forma, saturadas.

No que respeita ao cenário brasileiro, a exploração de recursos lenhocelulósicos apresenta um potencial verdadeiramente gigantesco, sobretudo na agricultura. Boa parte é já explorada para biocombustíveis 1G, como o etanol. Alguns apontam que essa cultura pode vir a contribuir para o desmatamento da Amazónia, o que atualmente não corresponde à verdade. De acordo com IBGE (2017), em 2016, a área plantada com lavouras temporárias e permanentes (grãos, frutas, café, cacau, cana-de-açúcar) foi de 77,9 milhões de hectares. Se formos analisar a quantidade de área plantada de cana-de-açúcar, esta representou cerca de 11% do total, menor, portanto, que as outras culturas. Outro facto que deve ser sublinhado nesta discussão, é que a grande região produtora de cana-de-açúcar no Brasil, é São Paulo (cerca de 50% da produção nacional), que está a uma distância de aproximadamente 2000 quilómetros das florestas tropicais (Amazónia).

Urge portanto que os governos e os investidores trabalhem juntos para que avanços significativos possam ser colhidos pela segunda geração de biocombustíveis, em especial a gaseificação da biomassa, ou rotas em ciclo combinado (não trabalhado nesta dissertação).

4.2 Trabalhos Futuros

Os combustíveis avançados, como já se percebeu ao longo do presente trabalho, encontram-se ainda num estado praticamente embrionário em termos comerciais, devido à sua atual inviabilidade económica. Existe por isso um longo percurso a realizar para que se possa alcançar uma forte penetração no mercado de renováveis já consolidado. A necessidade de tal empreendimento torna-se fulcral dada a necessidade de ampliar o espectro das matrizes energéticas das regiões

Na figura 22, é esquematizado o grau de maturidade da tecnologia de gaseificação e biocombustíveis avançados, comparando-a com outras tecnologias já consolidadas.

Tecnologia	Setor	Demonstração	Comercialização		
			Introdução	Emergente	Consolidado
Biomassa	Eletricidade e Calor	Gaseificação Térmica		Digestão Anaeróbia	Co-combustão Fornos e Caldeiras
	Transportes	Combustíveis Avançados			Biocombustíveis Convencionais
Geotermal		Geotérmica Aprimorada			Geotérmica Convencional
Hidráulica					Hidráulica
Marinha		Ondas; Mares e correntes marinhas			
Solar	Calor	Arrefecimento solar			Aquecedores Solares de Água
	Eletricidade	PV- 3ª Geração	CSP	Calha - CSP	PV - Filme Cristalino
Eólica			Turbinas Eólicas Offshore		Turbinas Eólicas Onshore

Figura 22 - Atuais Estágios de avanço das tecnologias renováveis (IEA;2011;Ellabban et al., 2014)

A pavimentação para um caminho de alta eficiência e segurança de investimento só pode ser executado em momentos de crise, momentos nos quais a urgência da situação requer maior perspectiva e, muitas vezes, assume maior risco. Ao longo deste trabalho, foi possível observar que sempre que o mundo se depara com uma nova crise de petróleo, e toda a instabilidade que lhe vem associada, o investimento em estudos e patentes cresce de forma quase exponencial, com certa vantagem para a Europa, o que certamente explica o facto de estarem mais à frente no uso de processos como a gaseificação.

O trabalho focou-se apenas na gaseificação mas, como se espera ter deixado bem assinalado, para que o processo possa alcançar resultados efetivos, todas as etapas aqui descritas necessitam de estudos específicos aprofundados. A escolha da biomassa residual, recolha, transporte, gaseificação e integração, ainda carecem de uma investigação aturada que permita viabilizar esta rota. Como também foi salientado, regulação e incentivos são necessários em todas as etapas.

Alternativas como *Waste-to-Energy* pode ser outra opção na promoção e inserção de mais um recurso para Portugal, que possui, como visto, uma limitação na área em recursos lenhocelulósicos. Tal poderia ser igualmente trabalhado no Brasil e com grandes benefícios socioeconómicos para os dois países, se aplicado em grande escala. Segundo Swenden Sverige (2017), a Suécia recicla quase 99% do lixo doméstico, do qual grande parte é utilizada como fonte para aquecimento e eletricidade de milhares de residências no país. Diante de tal exemplo o mesmo poderia ser aplicado com o mesmo sucesso se planificado adequadamente para os dois contextos aqui analisados, aumentando a fonte a explorar e diminuindo problemas na disposição de resíduos.

Com a apresentação de todo este contexto histórico sobre a gaseificação, podemos concluir que foi sempre nos momentos em que alguma região se viu ameaçada no seu fornecimento e produção de energia, por parte dos combustíveis fósseis, fosse esta ameaça derivada de embargos, escassez ou questões ambientais, a procura por estudos e soluções alternativas cresceu. Assim, podemos notar que a eficiência na direção de uma maior participação da tecnologia necessita de mais apoios e financiamentos principalmente na área científica, que é precursora para a confiança de futuros investimentos. Defendemos, por isso, que todo o apoio e políticas de incentivo devem ser igualmente direccionados para este setor, diminuindo o tempo de retorno esperado. Aprendendo com o passado, talvez não devamos esperar o aparecimento de novas crises para que as medidas e as decisões correctas sejam tomadas.

4.3. Conclusão

O reaproveitamento da biomassa trabalhado para a produção de biocombustíveis de segunda geração (2G), especificamente o GNS, através da gaseificação, em modelos estipulados nesta dissertação revelaram-se atrativos em termos ambientais, por um lado, por ser tratar de um biocombustível de emissões nulas e, por outro, pela segurança energética que promove para as regiões em estudo. Contudo, são ainda muitas as dúvidas relacionadas com questões económicas e logísticas de abastecimento que limitam esta rota renovável.

As energias renováveis são a chave para a descarbonização e a independência energética, principalmente em regiões carentes de recursos naturais.

A tabela 21 destaca resumidamente os pontos importantes na comparação entre Brasil e Portugal.

Região	Brasil	Portugal
Recursos lenho-celulósicos	Palha da cana-de-açúcar	BFR
Dependencia Energética (%)	7	72,4
Potencial Anual (MBEP)	149	3
Viabilidade Logística	Ciclo Anual	Ciclo de 12 anos
VAL e TIR sem subsídios	Desvantagem	Vantagem
VAL e TIR com subsídios	Desvantagem	Vantagem

Tabela 21 - Comparações para aproveitamento da biomassa residual no Brasil e Portugal

Colocando em perspectiva o cenário brasileiro, podemos considerar que se trata de um país com uma matriz energética relativamente limpa e com pouca dependência externa de energia. No entanto, a dependência de combustíveis fósseis, sobretudo no setor dos transportes, é ainda elevada e, paralelamente, usada ineficientemente noutros setores. Uma matriz energética limpa e diversificada deve ser explorada no intuito de atenuar o impacto causado por oscilações de preços e pela escassez de outras fontes. Neste contexto, a biomassa residual de cana-de-açúcar aparece como um produto sem valor comercial e com o potencial de 149 MBEP, contribuindo bastante para o desenvolvimento económico e social da região.

No que diz respeito a Portugal, tanto dependência externa de energia como a de combustíveis fósseis se apresenta elevada apesar de o país ter vindo a apresentar resultados significativos na redução dos mesmos. Para este caso, a BFR possui também uma elevada potencialidade, estimada em cerca de 3 MBEP, mas existe uma limitação quantitativa, agravada pela competição com outros ramos empresariais que utilizam esse recurso.

Como tem vindo a ser salientado, a rota de gaseificação da biomassa, sob o ponto de vista ambiental, apresenta duas grandes vantagens, reiterando, a baixa

quantidade de resíduos que produz e a reduzida quantidade de água que utiliza no processo. Acresce a isto a vantagem que assenta na incontável variedade de produtos que se pode vir a obter através desta tecnologia.

Atualmente, as restrições para a conversão da biomassa num processo de gaseificação podem resumir-se a: baixa densidade energética da biomassa, altos custos de investimento, competitividade com os combustíveis fósseis e com os biocombustíveis de primeira geração, já consolidados na sua forma de produção.

Aspectos como os anteriormente assinalados limitam as companhias que projetam e compram a explorarem tal rota, por sentirem que esta implica um elevado risco de investimento, no caso vertente, numa fábrica de gaseificação de biomassa. Por esta razão, a maioria dos projetos limita-se apenas ao contexto de I&D.

Nos cenários trabalhados, para as capacidades de 10, 50, 100, 200 e 300 MWth de entrada de biomassa, a produção de GNS anexada a uma unidade de papel apresenta-se mais rentável do que num cenário de trabalho isolada, pelo fato de se economizar na compra de GN, bem como pela venda dos excedentes não utilizados no mercado. Mas, na esteira de outros trabalhos e pesquisas no mesmo âmbito, verificou-se que os resultados mais importantes só se alcançam mediante a aplicação de subsídios e outros incentivos, da competência dos agentes políticos, que se revelam imprescindíveis para tornar ditos projectos atrativos.

No cenário do Brasil, o custo de produção do GNS variou entre 5,3 e 10 €/GJ, enquanto que em Portugal apresentou valores maiores, entre 5,84 e 10,54 €/GJ. Mas apesar do seu custo ser maior, a receita também é mais elevada, visto que o GNS é comercializado no país a 14,87€/GJ, superior portanto, aos 12,30 €/GJ praticados no Brasil. Para além disso, a BFR possui um PCI 18% superior, o que faz com que se possa gastar menos na compra de biomassa do que no cenário brasileiro.

No que se refere a outras características económicas, como a VAL, a TIR e o *payback*, Portugal seria, sem sombra de dúvidas, mais atrativo. Um teste de sensibilidade, com variações de taxas de juros aceitáveis dentro da UE(2%,4%,6%), revela que Portugal é mais atrativo do que o Brasil, que atualmente possui taxas de juros altíssimas (12,15%). Este facto deprecia o valor dos lucros, bem como limita o

investimento ao atingir o seu pagamento em períodos menores que 20 anos, que é o tempo de vida útil estipulado para uma indústria de gaseificação.

A limitação do cenário Português encontra-se na baixa disponibilidade da BFR, o que faz com que enormes áreas anuais sejam exploradas para preencher a procura para unidades maiores do que 100MWth. Uma solução para suprir esta deficiência em Portugal seria a utilizada na Suécia, que se serve dos resíduos municipais como matéria prima (“waste to energy”). Seguramente, a biomassa obtida dos resíduos urbanos proporcionaria uma quantidade satisfatória para exploração, diminuindo este problema estrutural de carência de matéria prima para uma unidade de gaseificação, bem como ajudaria a resolver os problemas de alocação de resíduos no país. Esta situação poderia também ser trabalhada no Brasil, que mesmo não apresentando problemas relativamente à quantidade de biomassa residual de palha disponível, nem de área de exploração, poderia vir agregar mais um recurso na diminuição da quantidade de aterros sanitários, que tem vindo a transformar-se num grande problema para o país.

A gaseificação, como já observado em todo trabalho, ainda se encontra num estado de desenvolvimento preliminar, apesar de ser uma rota antiga. Como referido, sofreu boicotes no seu desenvolvimento durante a história, tendo sido sempre deixada no esquecimento de cada vez que os combustíveis fósseis se apresentam mais baratos. O grande desafio a ser vencido é na continuação e ampliação de I&D, pois apenas com grandes investimentos é que os resultados serão colhidos a longo prazo. As políticas com uma perspectiva mais imediata na obtenção de rotas alternativas são muitas vezes o principal travão ao desenvolvimento de rotas lucrativas apenas a longo prazo, como a gaseificação.

Todos sabemos que as energias renováveis são caminhos caros de produção de energia. A sua utilização está no centro do debate público em inúmeros países. A aposta de muitos governos por esta via, pese aos seus efeitos positivos a longo prazo, tem implicado o aumento de gastos na produção de bens e serviços, diminuindo assim a sua competitividade relativamente a regiões que optam preferentemente por recursos fósseis. Apesar disso, cresce cada vez a consciência de que a nossa sociedade necessita adequar-se a um novo modo de pensar e de projetar o seu futuro, pois as ações tomadas hoje na produção e consumo de energia, terão um impacto profundo nas próximas gerações. Em modo de conclusão, esperamos que o presente trabalho, a par de

tantos outros em áreas similares que se têm vindo a desenvolver, possa contribuir para que a tomada de decisões, seja nos âmbitos científico, político ou empresarial, seja encarada de forma mais informada, consciente e racional, com o objectivo de assegurar maior e mais eficaz rentabilidade energética num planeta mais limpo para os vindouros.

Referencias Bibliograficas

ABRAF. (2013). *Anuário Estatístico ABRAF*. Brasília-DF.

Andrade, R. V. (2007). *Gaseificação de Biomassa: Uma Análise Teórica e Experimental Gaseificação de Biomassa: Uma Análise Teórica e Experimental*. Universidade Federal de Itajubá.

Asadullah, M. (2014). Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas : A review, 29, 201–215. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.074>

Banco Central do Brasil (2017) – Dados Diários – Acessado em 20 de Abril de 2017, disponível em: <http://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdiarios.asp>.

Basu, P. (2010). *Biomass Gasification and Pyrolysis - Pratical Design and Theory* (1º). USA: Elsevier - ISBN 978-0-12-374988-8

Banco Mundial –GDP ranking 2015. Acessado em 30 de Setembro de 2016, disponível em <http://data.worldbank.org/data-catalog/gdp-ranking-table>.

Biomass Industrial Innovative Projects (2016) - History Repeated Back In The Field of Biomass, disponível em: <http://biomassproject.blogspot.pt/2016/01/history-back-repeated-in-field-of.html>. Acessado em 10 de Outubro de 2016.

Bridgwater, A. V. (1995). The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation. *Elsevier*, 14(5), 631–653.

Carvalho, M. M. de O. (2014). *Comparação de Tecnologias de Gaseificação de Biomassa para Substituição do Gás Natural em Plantas de Pelotização de Minério de Ferro*. Universidade Federal de Minas Gerais.

CELPA. (2016). *Boletim Estatístico - Indústria Papeleira Portuguesa*. Lisboa - Portugal.

CONAB. (2016). *ACOMPANHAMENTO DA SAFRA BRASILEIRA DE CANA-DE-AÇÚCAR*. Brasília - Brasil.

CUEX (2017) – Conversor de Moedas - Acessado 05 de Março de 2017 , disponível em: <https://conversor-moedas.com/?gclid=CJiSyrzTv9MCFYUK0wodIlcH-Q>

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

DGEG. (2016). *ENERGIA em Portugal - 2014*.

Dias, M. O. S., Junqueira, T. L., Cavalett, O., Pavanello, L. G., Cunha, M. P., Jesus, C. D. F., ... Bonomi, A. (2013). Biorefineries for The Production of First and Second Generation Ethanol and Electricity from Sugarcane. *Applied Energy*, 109, 72–78. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.081>

Economic Indicators(2016) – CEPCI -Acessado em 10 Abril de 2017, disponível em :http://tekim.undip.ac.id/v1/wp-content/uploads/CEPCI_2008_2015.pdf

Ellabban, O., Abu-rub, H., & Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources : Current status , future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 748–764. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113>

EPE/MME. (2014). *Balanço Energético Nacional 2014: ano base 2013*.

EPE/MME. (2016). *Balanço Energético Nacional ano base 2015*. Brasília-DF. Retrieved from url: <http://www.mme.gov.br>

EXAME (2016) - Governo não avalia no momento elevar Cide para gasolina – Acessado em 01 de Março de 2017, disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/governo-nao-avalia-no-momento-elevar-cide-para-gasolina/>

Flexor, G. (2007). A Conturbada Trajetória do Álcool Combustível no Brasil e seus Desafios Atuais. *Cpda;oppa*. Rio de Janeiro - Brasil.

Françoso, R. F., Bigaton, A., José, H., & Marques, V. M. (2017). Relação do custo de transporte da cana-de-açúcar em função da distância. *Pecege*, 3(1), 100–105. <http://doi.org/10.22167/r.ipecege.2017.1.100>

GreenMe (2014) - USP busca manejo mais sustentável para a cana de açúcar – Retirado de <https://www.greenme.com.br/informar-se/agricultura/548-usp-busca-manejo-mais-sustentavel-para-a-cana-de-acucar>. Acessado em 15 de Janeiro de 2016

Heyne, S. (2013). *Bio-SNG from Thermal Gasification - Process Synthesis , Integration and Performance*. CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY.

Heyne, S., Liliedahl, T., & Marklud, M. (2013). *Biomass Gasification - A Synthesis of Technical Barriers And Currente Research Issues for Deployment at Large Scale*. Gothenburg, Stockholm, Pitea - Sewden.

Holmgren, K. M. (2015). *Investment cost estimates for gasification- based biofuel production systems*. Stockholm, Sweden.

IEA (2013) -Renewable Energy Outlook. World Energy Outlook 2013, 197-232. Acessado em 30 de Março de 2017, disponível em: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2013/WEO2013_Ch06_Renewables.pdf5Cn<http://www.worlenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>

IEA (2016)- World Energy Statistics(2014). Acessado em 09 de Setembro de 2016, disponível:<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=WORLD&product=indicators&year=2014>.

IEA. Energy Policies of IEA Countries - Portugal 2016 Review (2016).

IEA. (2016b). *Key world energy statistics*.

IEA (2017) - IEA at COP21 - Acessado em 15 de Janeiro de 2017, disponível em: <http://www.iea.org/cop21/>

Immerseel, D. J., Verweij, P. A., Van Der Hilst, F., & Faaij, A. P. . (2014). Biodiversity impacts of bioenergy crop production: a state-of-the-art review. *Global Change Bioenergy*, 6, 183–209. <http://doi.org/10.1111/gcbb.12067>

Innocente, A. F. (2011). *Cogeração a Partir Da Biomassa Residual De Cana-De Açúcar - Estudo De Caso*. Universidade Estadual Paulista - UNESP -.

IRENA. (2012). *Biomass for Power Generation*.

Kirkels, A. F., & Verbong, G. P. J. (2011). Biomass gasification : Still promising ? A 30-year global overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 471–481. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.046>

Lan, T., Nguyen, T., Hermansen, J. E., & Glar, R. (2013). Environmental assessment of gasification technology for biomass conversion to energy in comparison with other

alternatives: the case of wheat straw. *Journal of Cleaner Production*, 53, 138–148.
<http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.04.004>

Leal, M. R. L. ., Galdos, M. V, Scarpore, F. V, Seabra, J. E. A., Walter, A., & Oliveira, C. O. F. (2013). Sugarcane straw availability , quality , recovery and energy use : A literature review. *Biomass & Energy, ELSEVIER*, 3, 11–19.
<http://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.03.007>

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

Litterman, B. (2013). What Is the Right Price for Carbon Emissions? *Energy & Environment*, 1–6.

Lora, E. E. S., Andrade, R. V., Ángel, J. D. M., Leite, M. A. H., Rocha, M. H., Sales, C. A. V. B. de, & Coral, D. del S. O. (n.d.). *Gaseificação e Pirólise Para a Conversão da Biomassa em Eletricidade e Biocombustíveis*.

MAMAOT/ICNF. (2013). *6º INVENTÁRIO FLORESTAL NACIONAL - I F N 6 - 2010* (6º). Portugal.

Markets Insider (2017) - CO2 European Emission Allowances – Disponível em <http://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>. Acessado em 15 de Abril de 2017.

Mckendry, P. (2002a). Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. *Bioresource Technology - Elsevier*, 83(July 2001), 47–54.

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

Mishra, A. K., Singh, R. N., & Mishra, P. P. (2015). Effect of Biomass Gasification on Environment. *Mesopotamia Environmental Journal*, 1(4), 39–49.

MME. (2016). *Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2015*.

Morais, S. H. e C. B. de M. (2012). *Avaliação da Viabilidade Técnica e Económica da Valorização de Cepos , Ramos e Bicadas de Eucalipto*. Universidade do Porto.

Naik, S. N., Goud, V. V, Rout, P. K., & Dalai, A. K. (2010). Production of first and second generation biofuels: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews - ELSEVIER*, 14, 578–597. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.003>

NOVA CANA (2013) - Aspectos do plantio da cana-de-açúcar – Acessado em 20 de Novembro de 2016, disponível em: <https://www.novacana.com/cana/aspectos-plantio-cana-de-acucar/>.

NOVA CANA (2013) - Uso da água na produção da cana-de-açúcar e etanol – Acessado em 18 de Junho de 2017, disponível em: <https://www.novacana.com/cana/uso-agua-producao-cana-etanol>.

NOVA CANA (2013) - Uso da vinhaça na cultura da cana-de-açúcar – Acessado em 18 de Junho de 2017, disponível em: <https://www.novacana.com/cana/uso-vinhaca-cultura/>.

Oliveira, G. C. das C. C. (2013). *Avaliação do Ciclo da Vida da Produção de Biomassa Torrefada para a Gaseificação*. Universidade de Brasília.

Pereira, F. O. M., Souza, R. M. De, Souza, P. M., Dolinski, C., & Santos, G. K. (2009). Estimativa do Impacto Econômico e Social Direto de *Meloidogyne mayaguensis* na Cultura da Goiaba no Brasil. *Nematologia Brasileira*, 33(2), 176–181.

Rambo, M. K. D., Schmidt, F. L., & Ferreira, M. M. C. (2015). Talanta Analysis of the lignocellulosic components of biomass residues for biorefinery opportunities. *Talanta*, 144, 696–703. <http://doi.org/10.1016/j.talanta.2015.06.045>

RICARDO-AEA. Case Study 1 - Lathi Gasification Facility, Finland (2013).

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

Sansaniwal, S. K., Pal, K., Rosen, M. A., & Tyagi, S. K. (2017). Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(December 2016), 363–384. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.038>

Santos, F. A., Queiroz, J. H., Colodette, J. L., Fernandes, S. A., Guimarães, V. M., & Rezende, S. T. (2012). Potencial da palha de cana-de-açúcar para produção de etanol. *Quimica Nova*, 35(5), 1004–1010.

SWEDEN SVERIGE (2017) - The Swedish recycling revolution – Acessado em 05 de Abril de 2017, disponível: em <https://sweden.se/nature/the-swedish-recycling-revolution/>

Strauch, S., Krassowki, J., & Singhal, A. (2013). *Biomethane Guide for Decision Makers Policy guide on biogas injection into the natural gas grid*. Oberhausen - Germany.

SUCRE (2015) – Custo de Recolhimento da Palha – Acessado em 02 de Fevereiro de 2017, disponível em <http://pages.cnpem.br/sucres/2015/10/25/custos-recolhimento-palha/https://conversor-moedas.com/?gclid=CJiSyrzTv9MCFYUK0wodIlcH-Q>.

Tejas, C. T. (2015). *MERCADO DE CRÉDITO DE CARBONO: UMA OPORTUNIDADE SUSTENTÁVEL PARA A AMAZÔNIA BRASILEIRA*. Universidade Federal de Rondônia.

The World Bank – Portugal – Acessado em 30 de Setembro de 2016, disponível em: <http://data.worldbank.org/country/portugal>

Valmet Forward. (2017) - The world's largest biomass gasifier reduces emissions at Vaskiluodon Voima - Acessado em 05 de Abril de 2017, disponível em: <http://www.valmet.com/media/articles/energy/the-worlds-largest-biomass-gasifier-reduces-emissions-at-vaskiluodon-voima/>

VMLOG (2017) – Mercado Financeiro Baixa Estimativa de Inflação para 2017 e 2018 – Acessado em 15 de Maio de 2017, disponível em: <http://www.vmlog.com.br/noticias/2017/05/22/mercado-financeiro-baixa-estimativa-de-inflacao-para-2017-e-2018/>

X-Rates (2017) – Rates Tables – Acessado em 15 de Março de 2017, disponível em: <http://www.x-rates.com/table/?from=BRL&amount=1>

Wetterlund, E. (2012). *System studies of forest-based biomass gasification*. Universidade de Linköping.

Wiesenthal, T., Leduc, G., & Christidis, P. (2009). Biofuel support policies in Europe : Lessons learnt for the long way ahead. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 789–800. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2008.01.011>

Wilkinson, J. (2015). *O setor sucroalcooleiro brasileiro na atual conjuntura nacional e internacional* (1 No. 1). Rio de Janeiro/Recife - Brasil.

Zwart, R. W. ., Boerrigter, H., Deurwaarder, E. ., van der Meijden, C. ., & van Paasen, S. V. . Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Biomass Development and operation of an integrated (2006).

Anexo A

Referencia	Custo de base Original (M€)	Capacidade (MWth in)	MW fuel(PCI)	Rendimento	CPCEI	CPCEI, 585,7 (2017)	f	Custos atualizados				
								10 MWth in	50 MWth in	100 MWth in	200 MWth in	300MWth in
Domenichini et al(2013) LFC	340	315	200	63	567,3	1,03	0,7	31,37	96,78	157,23	255,41	339,24
Valmet Forward, 2017 LFC b	52	140	84	60	567,3	1,03	0,7	8,46	26,11	42,42	68,91	91,53
(RICARDO-AEA, 2013). LFC*	208	160	96	60	584,6	1,00	0,7	29,92	92,32	149,97	243,62	323,58
Holmgren et al. (2015) DLFC	353	476	299	62,81	584,6	1,00	0,7	23,67	73,04	118,65	192,75	256,01
Holmgren et al. (2015) DLFC	513	476	299	62,8	584,6	1,00	0,7	34,40	106,14	172,43	280,11	372,04
Heyne and Harvey (2014) DLFC	205,5	100	63,3	63,3	576,1	1,02	0,7	41,69	128,61	208,92	339,40	450,79
Bio2gas, Möller et al. (2013b) DLFC	450	376	200	53,1	567,3	1,03	0,7	36,68	113,17	183,84	298,65	396,67
Gassner and Marechal (2012) DLFC	175,5	100	70,5	70,5	584,6	1,00	0,7	35,08	108,24	175,83	285,64	379,38
Tunå and Hulteberg (2014) DLFC	580	400	266	66,5	576,1	1,02	0,7	44,58	137,54	223,44	362,98	482,11
			Média	62,5			Média	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48

Tabela 22 - Cálculo de VAL, TIR e Payback descontado da Gaseificação da Palha de Cana-de-açúcar no Brasil em uma Fábrica Sozinha.

Capacidade	10MWth	50MWth	100MWth	200MWth	300MWth	
Input (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,15	91,72	Transformação de Mw para MJ/h e Dividido pelo PCI da BFR (15,7 MJ/kg)
Output (Nm³/h)	617,4	3085,71	6171,43	12342,86	18514,29	Aplicando a Fórmula de gás frio assumindo o PCI do GNS (35MJ/m³) e um rendimento do processo de 60% Media dos valores obtidos na tabela xxxx
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48	(((Output)* (8000h)* (35MJ/m³))/1000)*(multiplicado pelo mesmo valor do gás natural em em Portugal (14,87)/GJ)
R.B (M€/Ano)	2,57	12,85	25,7	51,39	77,09	Assumindo 4% do Custo de investimento Anual
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74	(Assumindo o custo da BFR em 30 l/Ton)*(8000h)*(input)
C.B(M€/Ano)	0,73	3,67	7,34	14,68	22,01	Somatória de O&M+C.B
C.T.P (M€/Ano)	2	7,59	13,71	25,02	35,75	
CO₂ Evitado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040	((Output GNS produzido * 35MJ/m³)/1000)*(0,06TonCO2/GJ)
R.CO₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	(CO2 Evitado)*(7/TonCo2Evitado)
R.L(M€/Ano)	0,64	5,62	12,72	27,82	43,51	(R.B-CTP)+(RCD2)
C.U.E (€/GJ)	11,6	8,78	7,93	7,24	6,9	(CTP)/((Output*35MJ/m³)/1000)

Figura 23 - Procedimento de cálculos para uma fábrica de gaseificação da biomassa sozinha no Brasil.

Capacidade	10MWth	50MWth	100MWth	200MWth	300MWth	
Input (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72	Transformação de Mw para MJ/h e Dividido pelo PCI da BFR (12,9 MJ/kg)
Output (Nm³/h)	617,14	3085,71	6171,43	12342,86	18514,29	Aplicando a Fórmula de gás frio assumindo o PCI do GMS (35MJ/m³) e um rendimento do processo de 60%
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,6	343,48	Media dos valores obtidos na tabela xxxx
R.B (M€/ano)	2,13	10,63	21,25	42,51	63,76	$((Output * 8000h * (35MJ/m^3) / 1000) * (multiplicado pelo mesmo valor do gás natural em no Brasil (12,30/GJ))$
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74	Assumindo 4% do Custo de investimento Anual
C.B (M€/ano)	0,46	2,29	4,57	9,14	13,72	(Assumindo o custo da BFR em 20,5 €/Ton) * (8000h) * (input)
C.T.P(M€/ano)	1,73	6,21	10,94	19,49	27,46	Somatória de O&M+C.B
CO ₂ evitado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040	$((Output GMS produzido * 35MJ/m^3) / 1000) * (0,06TonCO2/GJ)$
R.CO ₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	(CO2 Evitado) * (7€/TonCo2Evitado)
R.L(M€/ano)	0,47	4,78	11,04	24,47	38,48	(R.B-CTP)+(RCCO2)
C.U.E (€/GJ)	10	7,18	6,33	5,64	5,3	(CTP)/((Output * 35MJ/m³) / 1000)

Figura 24 - Procedimento de cálculos para uma fábrica de gaseificação da biomassa sozinha em Portugal.

Cenário com subsídio para a BRF em Portugal							
Capacidade	Unidade	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth	
Subsidio €/GJ	€/GJ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Valor assumido de acordo com taxações em fósseis
R.L com subsidio	M€/Ano	1,07	7,78	17,04	36,46	56,47	$((output * 8000h * 35MJ/m^3) / 1000) * (subsídio) + (RL da tabela sem subsídios)$
Cenário com subsídio para a palha de cana-de-açúcar no Brasil							
Capacidade	Unidade	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth	
Subsidio	€/GJ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	Valor assumido de acordo com taxações em fósseis
R.L com subsidio	M€/Ano	0,9	6,94	15,36	33,11	51,44	$((output * 8000h * 35MJ/m^3) / 1000) * (subsídio) + (RL da tabela sem subsídios)$

Figura 25 - Procedimento de cálculos para uma fábrica de gaseificação da biomassa em Portugal e Brasil com subsídios.

Capacidade (MWth)	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth	
Input (Ton/h)	2,79	13,95	27,91	55,81	83,72	
Output (Nm³/h)	617,14	3085,71	6171,43	286,9	18514,29	
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48	
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74	
Custo da Biomassa (M€/Ano)	0,46	2,29	4,57	9,14	13,72	
C.T.P (M€/Ano)	1,73	6,21	10,94	19,49	27,46	
Custo por unidade (€/GJ)	10	7,18	6,33	5,64	5,3	
Energia produzida (GJ/Ano)	172800	864000	1728000	3456000	5184000	$((\text{output}) * (35\text{MJ}/\text{m}^3) * (8000\text{h})) / (1000)$
Gasto médio GN em uma indústria de papel (GJ/Ano)			875000			Dado fornecido
Substituição (%)	19,75	98,74	197,49	394,97	592,46	$((\text{Energia Produzida}) / (\text{Gasto médio de GN em uma indústria de Papel})) * 100$
Excedente (GJ/Ano)	-	-	853000	2581000	4309000	$(\text{Energia produzida}) - (\text{Gasto médio GN em uma indústria de papel})$. Obs: Plantas de 10 e 50MWth não produziram excedentes
Custo GN (€/GJ)			12,3			Dado Recolhido BEM-Brasil
Custo GN (M€/Ano)			12,27			Gasto médio GN em uma indústria de papel) * (Custo GN
Custo com a substituição (M€/Ano)	10,36	6,34	5,54	4,93	4,63	sto médio GN em uma indústria de papel) - (substituição) * (Custo GN) + ((Energia Produzida) * (C
Ganho com a substituição (M€/Ano)	0,47	4,78	16,44	39,03	61,31	usto GN M€/Ano) - (Custo com a Substituição M€/Ano) + (Excedente * Custo GN) + (Receita no mercado de CO
CO ₂ poupado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040	$((\text{Output}) * (35\text{MJ}/\text{m}^3) * (8000\text{h})) / (1000) * (0,06\text{TonCO}_2/\text{GJ})$
Receita no mercado de CO ₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	$(\text{CO}_2 \text{ Poupado}) * (\text{Valor CO}_2 \text{ €/TonCO}_2)$
Valor Ton CO ₂ poupado (€/TonCO ₂)			7			Dado Recolhido da média Deste Ano

Figura 26 - Procedimento de cálculos para a gaseificação da palha de cana-de-açúcar anexada a uma fábrica de papel de celulose no Brasil.

Capacidade (MWth)	10 MWth	50 MWth	100 MWth	200 MWth	300 MWth														
Input (Ton/h)	3,06	15,29	30,57	61,14	91,72														
Output (Nm³/h)	617,14	3085,71	6171,43	286,9	18514,29														
C.I (M€)	31,76	97,99	159,19	258,61	343,48														
O&M (M€/Ano)	1,27	3,92	6,37	10,34	13,74														
Custo da Biomassa (M€/Ano)	0,73	3,67	7,34	14,68	22,01														
C.T.P (M€/Ano)	2	7,59	13,71	25,02	35,75														
Custo por unidade (€/GJ)	11,6	8,78	7,93	7,24	6,9														
Energia produzida (GJ/Ano)	172800	864000	1728000	3456000	5184000	((output)*(35MJ/m³)*(8000h)/(1000))													
Gasto médio GN em uma indústria de papel (GJ/Ano)			875000			Dado fornecido													
Substituição (%)	19,75	98,74	197,49	394,97	592,46	((Energia Produzida)/(Gasto médio de GN em uma indústria de Papel))*100													
Excedente (GJ/Ano)	-	-	853000	2581000	4309000	(Energia produzida)-(Gasto médio GN em uma indústria de papel). Obs: Plantas de 10 e 50MWth não produziram excedentes													
Custo GN (€/GJ)			14,87			(Dado Recolhido DGEG)													
Custo GN (M€/Ano)			13,01			Gasto médio GN em uma indústria de papel)*(Custo GN													
Custo com a substituição (M€/Ano)	12,45	7,75	6,94	6,33	6,03	sto médio GN em uma indústria de papel)-(substituição)*(Custo GN))+((Energia Produzida)*(C													
Ganho com a substituição (M€/Ano)	0,64	5,62	19,48	46,51	73,23	(Custo GN M€/Ano)-(Custo com a Substituição M€/Ano)+(Excedente*Custo GN)+(Receita no mercado de CO2)													
CO ₂ poupado (Ton/Ano)	10368	51840	103680	207360	311040	((Output)*(35MJ/m³)*(8000h)/1000)*(0,06TonCO2/GJ)													
Receita no mercado de CO ₂ (M€/Ano)	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	(CO2 Poupado)*(Valor CO2 €/TonCO2)													
Valor Ton CO ₂ poupado (€/TonCO2)			7			Dado Recolhido da média Deste Ano													

Figura 27 - Procedimento de cálculos para a gaseificação da BFR anexada a uma fábrica de papel de celulose em Portugal.

Palha							
Subsídios	€/GJ	2,5					Considerando o subsídio que foi imposto pela planta no primeiro cenário
Custo GN	€/GJ	12,3					Valor de 12,30 €/GJ do Brasil + Taxa por emissões
Custo do GNS	€/GJ	14,80					Valor de 12,30 €/GJ de Portugal + subsídios
Custo anual GN	M€/Ano	10,76					Gasto médio de uma planta (875000GJ*Custo GN taxado)
C.U.E c/subsídios	€/GJ	9,93	4,18	3,35	2,75	2,45	(C.U.E - subsídios)
Capacidades	MWth	10	50	100	200	300	
Excedente	GJ/Ano			853000,00	2581000,00	4309000,00	
Receita no Mercado de CO2	M€/Ano	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	
Custo com a substituição	M€/ano	9,93	4,18	3,35	2,75	2,45	$((\text{Gasto médio GN em uma indústria de papel}) - (\text{substituição}) * (\text{Custo GN}) + ((\text{Energia Produzida}) * (\text{CUE c/subsídios})))$ Capac
Ganho com a substituição	M€/ano	0,9	6,94	18,63	41,21	63,49	$(\text{Custo anual GN M€/Ano}) - (\text{Custo com a Substituição M€/Ano}) + (\text{Excedente} * \text{Custo GNS}) - (\text{Receita no mercado de CO2})$

Figura 28 - Fábrica de gaseificação da palha anexada a uma indústria de papel e celulose no Brasil c/auxílio de subsídios.

BFR							
Subsídios	€/GJ	2,5					Considerando o subsídio que foi imposto pela planta no primeiro cenário
Custo GN	€/GJ	14,87					Valor de 14,87 €/GJ de Portugal + Taxa por emissões
Custo do GNS	€/GJ	14,87					Valor de 14,87 €/GJ de Portugal + subsídios
Custo anual GN	M€/Ano	13,01					Gasto médio de uma planta (875000GJ*Custo GN taxado)
C.U.E c/subsídios	€/GJ	9,1	6,28	5,43	4,74	4,4	(C.U.E - subsídios)
Capacidades	MWth	10	50	100	200	300	
Excedente	GJ/Ano			853000,00	2581000,00	4309000,00	
Receita no Mercado de CO2	M€/Ano	0,07	0,36	0,73	1,45	2,18	
Custo com a substituição	M€/ano	12,01	5,59	4,75	4,15	3,85	$((\text{Gasto médio GN em uma indústria de papel}) - (\text{substituição}) * (\text{Custo GN}) + ((\text{Energia Produzida}) * (\text{CUE c/subsídios})))$ Capaci
Ganho com a substituição	M€/ano	1,07	7,78	21,67	48,7	75,42	$(\text{Custo anual GN M€/Ano}) - (\text{Custo com a Substituição M€/Ano}) + (\text{Excedente} * \text{Custo GNS}) + (\text{Receita no mercado de CO2})$

Figura 29 - Fábrica de gaseificação da BFR anexada a uma indústria de papel e celulose em Portugal c/auxílio de subsídios.

Anexo B

Palha 6%A.A	VAL Sem apoios (M€)	VAL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-26,37	21,41	-10	-5	>20	>20
50 MWth	-43,12	-18,34	0	4	>20	>20
100 MWth	-32,56	16,99	3	7	>20	16
200 MWth	22,08	121,18	7	11	17	10
300 MWth	97,93	246,58	9	14	13	8

Palha 8%A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-27,15	-22,90	-10	-5	>20	>20
50 MWth	-51,02	-29,82	0	4	>20	>20
100 MWth	-50,80	-8,38	3	7	>20	>20
200 MWth	-18,34	66,48	7	11	>20	12
300 MWth	34,36	161,60	9	14	16	9

Palha 12,15% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-28,28	-25,09	-10	-5	>20	>20
50 MWth	-62,59	-46,61	0	4	>20	>20
100 MWth	-77,50	-45,53	3	7	>20	>20
200 MWth	-77,53	-13,59	7	11	>20	>20
300 MWth	-58,71	37,19	9	14	>20	14

Tabela 23 - Cálculo de VAL, TIR e Payback Descontado da gaseificação da palha de cana-de-açúcar no Brasil em uma fábrica sozinha.

BFR 2% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoio (Anos)	PBD Com apoio (Anos)
10 MWth	-21,33	-14,27	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-6,07	29,25	1	5	>20	14
100 MWth	48,73	119,39	5	9	14	10
200 MWth	196,33	337,61	9	13	10	7
300 MWth	367,99	579,90	11	16	8	6

BFR 4% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoio (Anos)	PBD Com apoio (Anos)
10 MWth	-23,09	-17,22	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-21,59	7,77	1	5	>20	17
100 MWth	13,62	72,33	5	9	17	11
200 MWth	60,52	159,62	9	13	17	11
300 MWth	155,59	304,24	11	16	11	8

BFR 6% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoio (Anos)	PBD Com apoio (Anos)
10 MWth	-24,45	-19,74	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-33,51	-8,74	1	5	>20	>20
100 MWth	-13,34	36,21	5	9	>20	14
200 MWth	60,52	159,62	9	13	13	9
300 MWth	155,59	304,24	11	16	11	7

Tabela 24 - Cálculo de VAL, TIR e Payback Descontado da gaseificação da BFR em Portugal em uma fábrica sozinha.

Potência	Palha 6%A.A	VAL Sem apoios (M€)	VAL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
	10 MWth		-26,37	-21,41	-10	-5	>20
50 MWth		-43,12	-18,35	0	4	>20	>20
100 MWth		29,38	54,47	8	10	14	12
200 MWth		189,02	214,11	14	15	8	8
300 MWth		359,69	384,78	17	18	7	6

Potência	Palha 8%A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
	10 MWth		-27,15	-22,90	-10	-5	>20
50 MWth		-51,02	-29,82	0	4	>20	>20
100 MWth		-51,02	-29,82	0	4	>20	>20
200 MWth		2,22	23,70	8	10	19	14
300 MWth		124,56	146,03	15	17	9	7

Potência	Palha 12,15% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
	10 MWth		-28,28	-25,09	-10	-5	>20
50 MWth		-62,59	-46,61	0	4	>20	>20
100 MWth		-37,54	-21,35	8	10	>20	>20
200 MWth		30,18	46,36	14	15	9	9
300 MWth		258,43	279,91	17	18	7	7

Tabela 25 - Cálculo de VAL, TIR e Payback Descontado da gaseificação da palha de cana-de-açúcar em uma fábrica anexada numa industria de papel no Brasil.

BFR 2% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-21,33	-14,27	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-6,07	29,25	1	5	>20	14
100 MWth	159,35	195,12	11	12	9	8
200 MWth	501,86	537,63	17	18	5	5
300 MWth	853,91	889,68	21	22	4	4

BFR 4% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-23,09	-17,22	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-21,59	7,77	1	5	>20	17
100 MWth	105,56	135,29	11	12	10	8
200 MWth	373,45	403,18	17	18	6	6
300 MWth	651,72	681,45	18	22	5	5

BFR 6% A.A	VPL Sem apoios (M€)	VPL Com apoios (M€)	TIR Sem apoios (%)	TIR Com apoios (%)	PBD Sem apoios (Anos)	PBD Com apoios (Anos)
Potência						
10 MWth	-24,45	-19,49	-7	-3	>20	>20
50 MWth	-33,51	-8,74	1	5	>20	>20
100 MWth	64,26	89,35	11	12	11	9
200 MWth	274,83	299,92	17	18	6	6
300 MWth	496,44	521,54	21	22	5	5

Tabela 26 - Cálculo de VAL, TIR e Payback Descontado da gaseificação da BFR em uma fábrica anexada numa indústria de papel em Portugal