

ELZIMAR TADEU DE FREITAS FERREIRA

**ANÁLISE DE CENTRAIS TERMELÉTRICAS PARA A GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E CENTRALIZADA**

Elzimar Tadeu de Freitas Ferreira

ANÁLISE DE CENTRAIS TERMELÉTRICAS PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
CENTRALIZADA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, para a obtenção do título de
Doutor em Engenharia Mecânica na área de
Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri

Guaratinguetá
2016

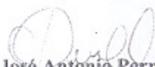
F383a	<p>Ferreira, Elzimar Tadeu de Freitas Análise de centrais termelétricas para a geração distribuída e centralizada / Elzimar Tadeu de Freitas Ferreira – Guaratinguetá, 2016 139 f. : il. Bibliografia: f. 122-133</p> <p>Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2016. Orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri</p> <p>1. Usinas termoelétricas. 2. Resíduos sólidos. 3. Carvão. Título</p> <p style="text-align: right;">CDU 621.311.21(043)</p>
-------	--

ELZIMAR TADEU DE FREITAS FERREIRA

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
"DOUTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA"

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. José Antônio Perrella Balestieri
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO PERRELLA BALESTIERI
Orientador / UNESP-FEG


Prof. Dr. MAURICIO ARAUJO ZANARDI
UNESP/FEG


Prof. Dr. MATEUS RICARDO NOGUEIRA VILANOVA
UNESP/ICT


Prof. Dr. ROGÉRIO JOSÉ DA SILVA
UNIFEI


Prof. Dr. JOSÉ RUI CAMARGO
UNITAU

Julho de 2016

DADOS CURRICULARES

Elzimar Tadeu de Freitas Ferreira

NASCIMENTO	31.07.1953 – SÃO PAULO / SP
FILIAÇÃO	José Ferreira da Silva Débora Freitas da Silva
1983/1987	Curso de Graduação Engenharia Industrial Mecânica - Universidade Santa Cecília dos Bandeirantes
2006/2008	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.
2012/2016	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Doutorado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Em especial aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador *Prof. Doutor José Antonio Perrella Balestieri* pela sua ajuda e paciência, que ao longo desta jornada manteve-se dedicado e auxiliando no que fosse possível.

Ao amigo e hoje *Prof. Doutor Juan Galvarino Cerda Balcazar* pelas suas dicas importantes.

A meus pais, José e Débora, que sempre estiverem presentes ao longo desta jornada.

À ANEEL, Petrobrás e UFABC pela concessão de bolsa de doutorado vinculada ao projeto de P&D intitulado “*Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração de Energia Elétrica a partir de Biogás oriundo de Resíduos e Efluentes Líquidos na Matriz Energética Brasileira*” (n° 014/2012).

Este trabalho contou com o apoio da ANEEL – Processo PD-0553-0022/2012, vinculado à Universidade Federal do ABC, em colaboração com a UNESP/Guaratinguetá – através de bolsa de doutorado

“Os que levam fochos de luz devem passá-los a outros”

Platão

“Estude antes a Ciência; depois, segue a prática nascida da Ciência”

Leonardo da Vinci

FERREIRA, E. T. F. **Análise de centrais termelétricas para a geração distribuída e centralizada.** 2016. 139 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

RESUMO

Atualmente, a grande preocupação relacionada ao meio ambiente e redução do uso de combustíveis fósseis levou a comunidade acadêmica/científica a se concentrar em novas tecnologias de conversão de energia que possam garantir sua produção nos níveis necessários ao atendimento das necessidades humanas, mas considerando também os meios para minimizar os impactos ambientais. Propõe-se estabelecer o estado da arte da estrutura de geração termelétrica, conceituando a estrutura tecnológica de ciclos térmicos no mundo, caracterizada em centrais termelétricas distribuída e centralizada. São precedidos estudos termodinâmicos em centrais termelétricas de diferentes configurações, nas escalas industrial, municipal e nacional. Para fins de avaliação do desempenho de uma central térmica, é apresentado o desenvolvimento de uma modelagem térmica, utilizando ciclos combinados com gaseificação integrada (IGCC) e suas variações, usando balanço de massa, balanço de energia e balanço de exergia. Na geração distribuída em nível industrial, foi realizada uma análise no setor de papel e celulose, mostra-se que seu subproduto, o licor negro, um passivo ambiental, será mais bem aproveitado se passar por um processo de gaseificação e antes da queima em ciclo combinado em um sistema de cogeração. Na geração distribuída em escala municipal, o estudo de uma configuração de planta piloto foi elaborado para operar em empreendimento vinculado a alguma forma às cidades. Para o projeto de uma instalação piloto, dentre as opções de tecnologias envolvidas, as mais recomendadas seriam o ciclo IGCC (gaseificação do resíduo sólido urbano) e diferentes concepções de ciclos híbridos (incineração de resíduo sólido urbano, integrada a conjuntos a gás acionados com biogás de aterro ou gás natural). Na geração centralizada em escala nacional, empregaram-se centrais de grande porte que são usualmente encontradas na literatura. Nesta parte do estudo verificou-se a utilidade de um ciclo IGCC, com tecnologia avançada de co-gaseificação de resíduo sólido urbano e carvão aplicada a um gaseificador *entrained-flow*, sistema ASU (*Air Separation Unit*), com injeção de oxigênio e captura de CO₂ pré-combustão, como alternativa eficiente de geração de energia frente às tecnologias convencionais, como a incineração e o aterro sanitário para o tratamento de materiais residuais.

PALAVRAS-CHAVE: Centrais termelétricas. Ciclo híbrido. Ciclo IGCC. Licor negro. Resíduo sólido urbano. Carvão.

FERREIRA, E. T. F. **Analysis of thermoelectric power plants for distributed and centralized power generation.** 2016. 139 f. Thesis (Doctorate in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2016.

ABSTRACT

Currently, the major concern related to the environment and reduction of fossil fuels has led the academic/scientific community to focus on new energy conversion technologies that can guarantee production levels necessary to meet human needs, but also that consider the means to minimize environmental impacts. In this work, it is proposed to establish the state of the art of thermoelectric generation structure, conceptualizing the technological structure of thermal cycles in the world, in the context of distributed and centralized thermal power plants, as well as their technological characteristics. Thermodynamic studies are performed in thermal power plants of different configurations, considering scales in industrial, municipal and national levels. For the purpose of evaluating the performance of a thermal power plant, it is presented the development of a thermal modeling for combined cycles with an integrated gasification (IGCC) and their variations, using mass, energy and exergy system balances. In distributed generation at the industrial level, an analysis in the paper and pulp sector was held. It is shown that its by-product, the black liquor, an environmental liability, would be better used if sent through a process of gasification before being burned in a combined cycle cogeneration system. In distributed generation at the municipal level, the study of a pilot plant configuration is designed to operate in an enterprise linked to some form to the cities. For the design of a pilot plant, from the options of technologies involved, the most recommended would be the IGCC cycle (gasification of municipal solid waste) and different conceptions of hybrid cycles (municipal solid waste incineration, integrated to gas cycles powered with landfill biogas or natural gas). For the centralized generation at the national level, it was employed large-scale plants that are usually found in the literature. In this part of the study it is demonstrated the utility of an IGCC cycle, with advanced technology co-gasification of municipal solid waste and coal applied to an entrained-flow gasifier, ASU system (Air Separation Unit), with oxygen injection and capture of CO₂ in a pre combustion mode as an efficient alternative compared to power generation with conventional technologies such as incineration and the use of a landfill for the treatment of waste materials.

KEYWORDS: Thermal power plants. Hybrid cycle. IGCC cycle. Black liquor. Municipal solid waste. Coal.

LISTA DE IUSTRAÇÕES

Quadro 1 - Caracterização de centrais termelétricas de diferentes configurações que empregam licor negro, resíduo urbano, carvão e gás natural em diferentes escalas.....	25
Figura 1 – Esquema de uma instalação integrada de celulose e papel com a cogeração de contrapressão/extração.....	31
Figura 2 – Esquema de uma instalação integrada de celulose e papel com a cogeração de condensação/extração.....	32
Figura 3 – Esquema simplificado do ciclo BLGCC proposto, sem e com captura de CO ₂	33
Figura 4 – Esquema de gaseificação <i>air-blown</i> de licor negro integrado ao ciclo combinado.....	34
Figura 5 – Esquema de captura de CO ₂ por pré-combustão.....	39
Figura 6 – Esquema de captura de CO ₂ por pós-combustão.....	40
Figura 7 – Esquema de captura de CO ₂ por oxi-combustão.....	40
Figura 8 – Captura e armazenagem de CO ₂ em instalações.....	42
Figura 9 – Esquema de gaseificação <i>air-blown</i> de licor negro integrado ao ciclo combinado com a captura de CO ₂	44
Figura 10 – Composição gravimétrica dos RSU no Brasil.....	50
Figura 11 – Representação das opções de tratamento de RSU.....	52
Figura 12 – Diagrama de fluxo do processo no reator de pirólise.....	54
Figura 13 – Esquema da instalação de gaseificação de RSU e geração de energia elétrica....	55
Figura 14 – Gaseificador com leito fluidizado borbulhante e com leito fluidizado circulante.....	56
Figura 15 – Representação esquemática de um arco de plasma.....	57
Figura 16 – Ciclo híbrido AZN, Holanda.....	59
Figura 17 – Ciclo Rankine com gaseificação de RDF e resfriamento recuperativo, de Lombardi et al. (2012).....	60
Figura 18 – Representação esquemática dos estágios de pirólise, gaseificação e combustão... ..	60
Figura 19 – Diagrama T-s para o ciclo combinado.....	67
Figura 20 – Configuração paralela HRSG-Incinerador.....	67
Figura 21 – Caso 1- ciclo híbrido, vapor superaquecido saindo do incinerador de RSU a	

400°C.....	72
Figura 22 – Caso 2 - ciclo combinado <i>hot windbox</i> , vapor saindo do incinerador de RSU a 400°C.....	74
Figura 23 – Caso 3 – ciclo combinado <i>improved hot box</i> , vapor saindo do incinerador a 300°C.....	76
Figura 24 – Caso 4 - ciclo IGCC.....	79
Figura 25 – TIR conforme a capacidade (horas de operação da instalação por ano).....	84
Figura 26 – <i>Payback</i> para 12 % aa de juros.....	85
Figura 27 – Valor presente líquido para 12 % aa de juros.....	85
Figura 28 – Custo da eletricidade conforme a capacidade (horas de operação da instalação por ano).....	86
Figura 29 – Ciclo combinado com queima de gás natural, ciclo NGCC – Referência.....	89
Figura 30 – Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes.....	91
Figura 31 – Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes.....	92
Figura 32 – Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes.....	93
Figura 33 – Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes.....	94
Figura 34 – Ciclo IGCC usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes.....	96
Figura 35 – Ciclo IGCC usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes.....	97
Figura 36 – Ciclo IGCC usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes.....	98
Figura 37 – Ciclo IGCC usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes.....	99
Figura 38 – Ciclo híbrido de médio porte usando combustível RSU(A).....	101

Figura 39 – Ciclo híbrido com pós-combustão.....	105
Figura 40 – Ciclo IGCC com pré-combustão.....	106
Figura 41 – Esquema do processo de carbonificação.....	109
Figura 42 – Distribuição das reservas recuperáveis de carvão no mundo.....	110
Figura 43 – a) Mapa das jazidas de carvão na América do Sul e b) Localização das principais jazidas de carvão da Bacia do Paraná (RS, SC e PR).....	111
Figura 44 – Ciclo IGCC com co-gaseificação de resíduo sólido e linhito.....	112
Figura 45 – Ciclo IGCC com co-gaseificação para município de médio porte.....	116
Figura 46 – Ciclo IGCC com co-gaseificação para município de grande porte.....	117
Figura 47 – Diagrama de um gaseificador genérico tipo <i>entrained-flow</i>	118
Figura 48 – Ciclo IGCC com co-gaseificação em um gaseificador tipo <i>entrained-flow, oxygen blown</i> e captura de CO ₂ pré-combustão para configurações acima de 400 MW.....	119
Figura A1 – Ciclo híbrido de médio porte usando combustível RSU(B).....	APÊNDICE A
Figura A2 – Ciclo híbrido de grande porte usando combustível RSU(A).....	APÊNDICE A
Figura A3 – Ciclo híbrido de grande porte usando combustível RSU(B).....	APÊNDICE A
Figura A4 – Ciclo IGCC de médio porte usando combustível RSU(A).....	APÊNDICE A
Figura A5 – Ciclo IGCC de médio porte usando combustível RSU(B).....	APÊNDICE A
Figura A6 – Ciclo IGCC de grande porte usando combustível RSU(A).....	APÊNDICE A
Figura A7 – Ciclo IGCC de grande porte usando combustível RSU(B).....	APÊNDICE A
Figura B1 – Ciclo híbrido de grande porte com captura de CO ₂	APÊNDICE B
Figura B2 – Ciclo IGCC de grande porte com captura de CO ₂	APÊNDICE B

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados termodinâmicos da BLGCC.....	37
Tabela 1 – Dados termodinâmicos da BLGCC (continuação)	38
Tabela 2 – Vantagens e desvantagens das opções de captura de CO ₂	41
Tabela 3 – Custos de captura de CO ₂ para novas instalações	43
Tabela 4 – Dados termodinâmicos da BLGCC com a captura de CO ₂	45
Tabela 4 – Dados termodinâmicos da BLGCC com captura de CO ₂ (continuação)	46
Tabela 5 – Comparação entre as configurações BLGCC sem e com a captura de CO ₂	46
Tabela 6 – Geração <i>per capita</i> de resíduo domiciliar para alguns países	49
Tabela 7 – Geração média per capita de resíduos sólidos urbanos no Brasil	49
Tabela 8 – Quantidade de RSU gerado.....	49
Tabela 9 – Participação dos diferentes materiais na composição média dos resíduos no Brasil.....	50
Tabela 10 – Evolução dos sistemas de tratamento dos resíduos sólidos urbanos (RSU).....	51
Tabela 11 – Vantagens e desvantagens das tecnologias de incineração de RSU	53
Tabela 12– Capacidade térmica de diferentes projetos de gaseificadores.....	56
Tabela 13– Vantagens e desvantagens da gaseificação de RSU.....	56
Tabela 14– Vantagens e desvantagens do arco de plasma.....	57
Tabela 15 – Características das principais tecnologias de conversão térmica	58
Tabela 16 – Recuperação de energia para vários tipos de tecnologia	61
Tabela 17 – Composição do biogás	68
Tabela 18 – Resultados da análise imediata e análise elementar úmida para o RSU (1) do município de Santo André comparado a outras composições similares encontradas na literatura	68
Tabela 19 – Rendimento térmico para instalações WTE	70
Tabela 20 – Dados de referência da turbina a gás modelo OP16-3A	71
Tabela 21 – Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 1 (temperatura do vapor: 400°C)	73
Tabela 22 – Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 2 (temperatura do vapor: 400°C)	73
Tabela 23 – Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 3 (temperatura do vapor: 300°C).....	75

Tabela 24 – Dados de referência da turbina a gás modelo SOLAR MARS 100	77
Tabela 25 – Capacidade térmica de diferentes projetos de gaseificadores	77
Tabela 26 – Dados referentes ao ciclo IGCC – Caso 4.....	78
Tabela 27 – Comparação entre as configurações, relativamente aos parâmetros que apresentaram variação com a mudança da composição do RSU	80
Tabela 28 – Parâmetros de referência para uma instalação de incineração de RSU (capacidade de instalação e seu respectivo investimento de capital).....	81
Tabela 29 – Viabilidade econômica de um projeto de instalação de uma URE para 8410 horas de operação por ano e 12 % a.a.	83
Tabela 30 – Composição do gás natural nacional	87
Tabela 31 – Análise elementar das composições com a graduação do PCI	85
Tabela 32 – Análises gravimétricas das composições RSU(A) e RSU(B)	86
Tabela 33 – Comparação entre as configurações do ciclo híbrido e do ciclo IGCC	93
Tabela 34 – Comparação da viabilidade econômica entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC para o ano de 2014 com PEE médio de 138,30 US\$/MWh (325 R\$/MWh).....	99
Tabela 35 – Parâmetros para análise de um processo em se faça oferta pública de energia a partir de biomassa oriunda de RSU em leilões de energia elétrica	100
Tabela 36 – Comparação entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC de grande porte, sem e com a tecnologia de captura de CO ₂	101
Tabela 37 – Comparação da viabilidade econômica entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC, sem e com a tecnologia de captura de CO ₂ , para o ano de 2014 com PEE médio de 138,30 US\$/MWh (325 R\$/MWh)	101
Tabela 38 – Parâmetros para análise de um processo em se faça oferta pública de energia a partir de biomassa oriunda de RSU em leilões de energia elétrica.....	102
Tabela 39 – Classificação do carvão de acordo com o <i>rank</i>	105
Tabela 40 – O processo de carbonificação	109
Tabela 41 – Análise típica de carvões do Brasil	111
Tabela 42 – Análise elementar das composições RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238.....	115
Tabela 43 – Comparação entre as configurações de IGCC com co-gaseificação para cenários	

de municípios de 500.000 hab. e de 1200.000 hab. com uma configuração de ciclo IGCC com co-gaseificação em um gaseificador *entrained-flow, oxygen blown* e captura de CO₂ pré-combustão.....118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASU	<i>Air Separation Unit</i>
AZN	AFVALVERBRANDING ZUID-NEDERLAND
BLGCC	Black Liquor Gasification Combined Cycle
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
BS	Base Seca
CAPEX	<i>Capital Expenses</i>
CCS	<i>Capture and Carbon Storage</i>
CDR	Combustível Derivado de Resíduo
CF	Carbono Fixo
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
LCOE	<i>Low Cost of Energy</i>
LFG	<i>Landfill Gas</i>
MV	Matéria Volátil
MSW	<i>Municipal Solid Waste</i>
NGCC	<i>Natural Gas Combined Cycle</i>
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEE	Preço da Energia Elétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RSU	Resíduo Sólido Urbano
TIR	Taxa Interna de Retorno
URE	Unidade de Recuperação de Energia
WTE	<i>Waste to Energy</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

\dot{E}_x	fluxo de exergia	<i>kW</i>
h	entalpia específica	<i>kJ/kg</i>
\dot{m}	vazão mássica	<i>kg/s</i>
P	pressão	<i>MPa</i>
\dot{Q}	transferência de calor	<i>kW</i>
s	entropia específica	<i>kJ/kgK</i>
\dot{S}	entropia gerada	<i>kW/K</i>
T	temperatura	$^{\circ}\text{C}$
x	fração molar	<i>[-]</i>
\dot{W}	potência de eixo	<i>kW</i>

Letras Gregas

λ	excesso de ar	
η	eficiência	<i>[-]</i>
Σ	somatório	<i>[-]</i>

Subscrito

0	condição inicial
e	entrada
entr TG	entra na turbina a gás
entr TV	entra na turbina a vapor
i	iésimo componente da mistura
I	primeira lei da termodinâmica
II	segunda lei da termodinâmica
líq	líquido
s	saída
saída inc	na saída do incinerador
t	térmico
TG	Turbina a gás
TV	Turbina a vapor
VC	Volume de Controle

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO	23
1.2	OBJETIVO.....	24
1.3	ESTRUTURA DA TESE	25
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM NÍVEL INDUSTRIAL	28
2.1	INTRODUÇÃO.....	28
2.2	REVISÃO DA LITERATURA.....	29
2.3	PROPÓSITO DO ESQUEMA BLGCC.....	30
2.4	TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO ₂	39
2.5	CUSTOS DA TECNOLOGIA DA CAPTURA DE CO ₂	41
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM NÍVEL MUNICIPAL	48
3.1	INTRODUÇÃO.....	48
3.2	CONCEITOS.....	48
3.3	CARACTERIZAÇÃO DOS CICLOS TERMODINÂMICOS PARA O APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS.....	51
3.3.1	Tecnologias de tratamento térmico dos resíduos sólidos urbanos	51
3.3.1.1	Incineração.....	52
3.3.1.2	Pirólise.....	54
3.3.1.3	Gaseificação.....	54
3.3.1.4	Arco de plasma.....	57
3.3.1.5	Ciclo híbrido.....	58
3.3.1.6	Ciclo IGCC.....	59
3.4	REVISÃO DA LITERATURA.....	61
3.5	METODOLOGIA.....	66
3.5.1	Alternativas tecnológicas avaliadas.....	71
3.5.1.1	Ciclo híbrido: caldeira de recuperação (Caso 1)	71
3.5.1.2	Ciclo híbrido: trocador de calor para superaquecimento externo (Caso 2) ...73	
3.5.1.3	Ciclo híbrido: trocador de calor para superaquecimento externo modificado (Caso 3)	75
3.5.1.4	Ciclo IGCC	77
3.6	DISCUSSÃO TÉCNICA DOS RESULTADOS	80

3.7	AVALIAÇÃO ECONÔMICA E DISCUSSÃO DAS CONFIGURAÇÕES DA PLANTA PILOTO	81
3.8	ESTUDO PRELIMINAR PARA A ANÁLISE DE CONFIGURAÇÕES DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA DE MÉDIO E GRANDE PORTE, TOMANDO POR CENÁRIOS MUNICÍPIOS COM 500.000 HABITANTES E 1200.000 HABITANTES.....	87
3.8.1	Ciclo híbrido com trocador de calor para superaquecimento externo modificado.....	90
3.8.2	Ciclo IGCC.....	95
3.9	DISCUSSÃO TÉCNICA PARA AS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC.....	100
3.10	AVALIAÇÃO ECONÔMICA NAS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC	100
3.11	SISTEMA DE CAPTURA DE CO ₂ PARA AS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC DE GRANDE PORTE PARA MUNICÍPIOS DE 1.200.000 HABITANTES.....	102
4	GERAÇÃO CENTRALIZADA EM NÍVEL NACIONAL.....	107
4.1	INTRODUÇÃO.....	107
4.2	CONCEITOS.....	108
4.2.1	Carvão.....	108
4.2.1.1	Classificação do carvão.....	108
4.2.1.2	Reservas mundiais de carvão.....	110
4.3	CARACTERIZAÇÃO DO CICLO TERMODINÂMICO DE CO-GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO E RESÍDUO SÓLIDO URBANO PARA A MITIGAÇÃO DOS GASES DO EFEITO ESTUFA	111
4.3.1	Ciclo IGCC com co-gaseificação de carvão e resíduo sólido urbano.....	111
4.4	REVISÃO DA LITERATURA.....	112
4.5	ESTUDO PRELIMINAR DA CO-GASEIFICAÇÃO DE RESÍDUO SÓLIDO URBANO COM O USO DE CARVÃO MINERAL	114
4.5.1	Ciclo IGCC com co-gaseificação resíduo sólido e carvão.....	115
4.5.2	Ciclo IGCC avançado com co-gaseificação resíduo sólido e carvão, utilizando <i>oxygen blown</i> e captura de CO₂ pré-combustão.....	115
5	CONCLUSÃO.....	120
	REFERÊNCIAS.....	122

APÊNDICE A - Figuras representativas para TIR, payback, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE.....	134
APÊNDICE B - Figuras representativas para TIR, payback, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE.....	138

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a grande preocupação relacionada ao meio ambiente e redução de combustíveis fósseis levou a comunidade acadêmico/científica a se concentrar em novas tecnologias de conversão de energia que possam garantir sua produção nos níveis necessários ao atendimento das necessidades humanas, mas considerando também os meios para minimizar os impactos ambientais. A maior parte do suprimento de energia elétrica no mundo (cerca de 67%) provém da geração termelétrica baseada em combustíveis tradicionais, como carvão, gás natural e óleo combustível, e o restante é produzido a partir de diferentes fontes, como hidráulica, eólica, nuclear, solar, geotérmica e biomassa/resíduos (EIA, 2012; ERDEM et al., 2009). Fontes de energia renováveis podem representar uma solução para a oferta de energia alternativa, porque a sua difusão tende a minimizar o efeito estufa e as mudanças climáticas globais.

A partir das diversas fontes renováveis de energia disponíveis, o Brasil se destaca pela fartura de recursos ambientalmente favoráveis, como a energia hidráulica, biomassa, solar e eólica. Embora apresente uma matriz elétrica com grande participação da geração hidrelétrica (que atualmente representa 65% da capacidade de geração instalada do país, sendo de 71% a participação das fontes renováveis, segundo Brasil, 2016), as alternativas futuras de expansão do parque gerador nacional devem contemplar outras alternativas tecnológicas, uma vez que os aproveitamentos hídricos ainda disponíveis vão se tornando cada vez mais escassos e distantes dos grandes centros de consumo.

Os vegetais e biomassas agrícolas são uma fonte de energia obtida diretamente a partir do sol, uma fonte renovável e inesgotável em longo prazo, através do processo de fotossíntese natural. O uso deste combustível é altamente desejável por favorecer um balanço de emissões de CO₂ neutro, e também por garantir uma grande absorção deste gás na fase de crescimento da biomassa. A vantagem ambiental de seu emprego consiste não apenas na redução do efeito estufa como consequência da diminuição das emissões de CO₂, mas também na redução do emprego de fontes combustíveis fósseis, cujo consumo representa redução do estoque natural desse produto pela exaustão de sua fonte.

A biomassa é disponível em muitas formas, em especial a partir de resíduos agrícolas, agroindustriais, industriais, de florestas energéticas¹ e frações orgânicas dos resíduos sólidos

¹ Florestas energéticas referem-se especificamente à prática única de favorecer o crescimento de árvores em linhas uniformemente espaçadas, em terras cultivadas, de modo muito semelhante com uma cultura agrícola (CHRISTOPHERSON et al., 1989 APUD LEDIN, 1992).

municipais. A importância da energia obtida a partir da biomassa é dependente da sua disponibilidade na natureza; além disso, a conversão de biomassa sólida em combustível gasoso (gás de síntese ou *synthesis gas*, *syngas*) também é importante de ser destacado neste contexto, uma vez que tecnologias mais eficientes, tais como as turbinas a gás podem ser empregadas.

Uma vantagem da gaseificação de biomassa se deve ao teor de oxigênio e de água presente na sua estrutura química, que são elementos cruciais para o processo de gaseificação. A gaseificação permite a conversão do material sólido em gases combustíveis, seu aproveitamento para a geração de energia térmica e mecânica/elétrica, bem como a produção de combustíveis sintéticos e produtos químicos em processos atualmente conhecidos como “biorrefinarias” (SHABBIR et al., 2012).

Embora a matriz elétrica brasileira esteja fortemente concentrada na produção centralizada, isto é, baseada em grandes centrais geradoras de energia associadas a empreendimentos estatais ou a grandes conglomerados econômicos que distribuem a energia em todo o território nacional, o atual mercado de energia encontra-se aberto à geração distribuída (BRASIL, 2012a, 2012b), que é baseada em pequenos produtores de energia elétrica, normalmente com baixa ou média capacidade de geração e que a disponibilizam localmente.

A oferta de diferentes biomassas e tecnologias de conversão energética abre espaço para que empreendimentos tanto de geração distribuída quanto de geração centralizada se habilitem a participar como agentes do mercado de energia elétrica envolvidos na sua comercialização. Deste modo, setores industriais que apresentem disponibilidade de resíduos de biomassa podem se envolver com a geração elétrica baseada em sistemas de cogeração, injetando eletricidade excedente de seus processos na rede elétrica. De modo semelhante, grupos de interesse podem se organizar na forma de produtores independentes de energia, e com base na biomassa disponível, gerar eletricidade como produto comercializável em nível distribuído ou centralizado.

A cogeração tem sido prática antiga por alguns setores industriais – desses, o setor sucroalcooleiro é o exemplo clássico, sendo o bagaço de cana a biomassa normalmente empregada em ciclos térmicos a vapor; mais recentemente, o setor sucroalcooleiro vem

sinalizando para uma possível mudança tecnológica pela inclusão da palha ao bagaço, bem como pela avaliação do potencial emprego de ciclos combinados com gaseificação integrada (IGCC, *integrated gasification combined cycle*) na esteira do etanol de segunda geração (SANTOS et al., 2016).

Outro setor industrial com vocação para a cogeração é o de celulose e papel. A conversão de madeira em celulose tem como subproduto o licor negro, biomassa com forte presença de lignina, que é ao mesmo tempo um passivo ambiental a ser devidamente tratado e depositário dos produtos químicos com os quais se realiza o branqueamento da celulose, e que devem ser recuperados de modo a tornar economicamente viável o empreendimento.

A cogeração tem sido também concebida como forma de geração distribuída, sendo citada por Chai et al. (2013) no contexto de redes inteligentes de energia (*smart energy networks*, SEN), nos quais seus limites para uma determinada região cobrem todos os recursos energéticos disponíveis localmente. Segundo os mesmos autores, a cogeração pode ser praticada nos setores de geração termelétrica (*utilities*), industrial, residencial e comercial, sendo citadas as indústrias de alimentos, bebidas, têxtil, celulose e papel, produção de alumínio, químicas e petroquímicas, refinarias de petróleo e cimento como aquelas que mais se beneficiam desta prática.

O resíduo sólido urbano (RSU) é considerado uma biomassa em face de sua composição apresentar frações orgânicas que exigem uma destinação adequada; disposto em aterros sanitários, o RSU é um recurso com potencial econômico que tem sido mal aproveitado (DoE, 2007). No Brasil, a instituição da Política Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS, através da Lei 12.305/2010 (BRASIL, 2010), determinou a proibição de lixões a céu aberto e aterros controlados a partir de agosto de 2014, devendo os mesmos serem substituídos por aterros sanitários ou industriais nos quais apenas resíduos sem qualquer possibilidade de reciclagem e reaproveitamento possam ser ali dispostos.

O artigo 7º da Lei 12.305/2010 define como um dos objetivos da política brasileira de resíduos sólidos sua “gestão integrada” (item VII), bem como a “adoção, desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias limpas como forma de minimizar impactos ambientais” (item IV), secundado pelo artigo 9º, que observa a ordem de prioridade na gestão e gerenciamento de resíduos sólidos, a saber: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento dos resíduos sólidos e disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos.

O parágrafo 1º do artigo 7º da Lei 12.305/2010 afirma que poderão ser utilizadas tecnologias visando à recuperação energética dos resíduos sólidos urbanos (RSU) desde que a viabilidade técnica e ambiental das mesmas seja garantida. Em diversos países, o uso de

tecnologias de recuperação energética se baseia na queima do biogás gerado em aterros sanitários (LFG, *landfill gas*), especialmente em motores de combustão interna, ou na incineração dos resíduos sólidos; alternativas mais recentes envolvem a integração de incineradores a ciclos combinados (ciclos híbridos), assim como a gaseificação dos resíduos integrada a ciclos combinados.

A Matriz Energética Nacional brasileira estima para 2030 um consumo total de energia elétrica de 1083 TWh, dos quais 6,8 TWh seriam supridos por centrais térmicas a partir de RSU (BRASIL, 2007); considerando-se um perfil conservador de geração de energia elétrica, com 6000 h/ano de operação para tecnologias de processamento de RSU, tal quantidade de energia elétrica corresponderia a uma capacidade instalada de 1,13 GW, valor inferior a 1% da atual capacidade instalada do Brasil, de 137,8 GW (BRASIL, 2015).

Tal valor pode ser computado tanto por centrais térmicas de geração distribuída quanto centralizada, a depender das ações dos grupos de interesse envolvidos na concepção de seu projeto, em termelétricas de pequena e média capacidade, tendo por vantagens a eliminação de um sério passivo ambiental, a redução de poluentes e das emissões dos gases do efeito estufa (comparativamente ao emprego de combustíveis fósseis) não somente nas grandes cidades, mas também globalmente, além da redução de armazenagem de resíduos nos aterros sanitários.

Considerando o aumento acentuado da demanda por energia elétrica no Brasil e em outros países, desenvolvidos e em desenvolvimento, e aliado a um esforço cada vez maior na conscientização do uso mais racional e sustentável da energia, advindo do consumo das fontes não renováveis e renováveis, faz-se necessária a melhoria e otimização das instalações de geração de potência visando obter níveis adequados de eficiência dos equipamentos, menores gastos com manutenção, maior confiabilidade e vida útil de forma se minimizar os custos com consumo de combustíveis, operação e geração da energia elétrica, tanto nas unidades em funcionamento, quanto nos futuros projetos térmicos (SILVA, 2004; BRANCO, 2005).

Nesse contexto, o presente estudo encontra-se centrado na análise de centrais termelétricas tanto na área de geração distribuída (definida como um empreendimento que utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível, produzindo energia localmente e reduzindo o investimento em redes de transmissão) quanto na área de geração centralizada (definida como um empreendimento que necessita de uma rede de linhas de transmissão e distribuição de energia de modo que se alcance o consumidor final) com vistas à avaliação do potencial de aplicação da tecnologia de gaseificação de diversos tipos de combustíveis como

licor negro, resíduo urbano, carvão e gás natural em ciclos IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*), para atender à geração de energia em variadas escalas.

1.1 MOTIVAÇÃO

Em estudos de planejamento energético, é imperioso que múltiplas alternativas tecnológicas sejam contempladas nos estudos de expansão da capacidade de geração do país, uma vez que a demanda por energia (no caso do Brasil, em especial a eletricidade) segue um perfil de crescimento normalmente correlacionado ao aumento da população, ao desempenho da economia, à tendência de eletrificação de processos em busca de maiores eficiências de conversão energética, dentre outros. O adequado estabelecimento do parque gerador do país é garantia de segurança energética, além de se evitarem prejuízos econômicos decorrentes do gargalo energético.

No presente estudo, avalia-se a geração de energia elétrica de forma distribuída considerando-se o setor industrial de celulose e papel, no qual o licor negro é gaseificado em um ciclo combinado com gaseificação integrada, gerando gás de síntese que é queimado na câmara de combustão do conjunto representado pela turbina a gás e respectivo compressor.

Ainda na área da geração distribuída, avalia-se a oportunidade de geração de energia elétrica em empreendimentos que envolvem interesses municipais e/ou metropolitanos pela combustão e gaseificação do resíduo sólido urbano; nesse sentido, são realizados estudos preliminares, através de um projeto piloto de uma unidade de recuperação energética (URE) com capacidade limitada a 10 MW (tal valor corresponde à ordem de grandeza de centrais térmicas de incineração, tal como citado em Balcazar et al., 2013).

A mesma biomassa oriunda dos resíduos sólidos urbanos é avaliada em condições de geração centralizada para municípios de médio (500.000 habitantes) e grande porte (1.200.000 habitantes), comparando-se configurações de ciclo híbrido (que consideram queima de gás natural no conjunto compressor/turbina a gás e incineração de RSU em caldeira) e de ciclo IGCC (apenas com gaseificação de RSU cujo gás de síntese é queimado no conjunto compressor/turbina a gás, com turbina a vapor associada por meio de caldeira de recuperação), bem como configurações de ciclo IGCC com co-gaseificação de resíduo sólido urbano e carvão nacional e um ciclo IGCC que atenda municípios ou regiões metropolitanas de maior porte.

1.2 OBJETIVO

Tendo em vista que a geração de energia elétrica pode ser desenvolvida tanto em sistemas de grande capacidade (geração centralizada) quanto em sistemas de menor capacidade (geração distribuída), nesta tese são realizados estudos técnicos em base termodinâmica em centrais termelétricas de diferentes configurações empregando licor negro, resíduo urbano, carvão e gás natural para atender a tais formas de geração, respectivamente, em diferentes escalas. Para cada uma das situações analisadas, são realizadas as análises energética e exérgica, a fim de avaliar o desempenho das plantas, bem como os custos de produção de eletricidade e a viabilidade econômica das mesmas.

Em termos de geração distribuída, em escala industrial são avaliados os ciclos IGCC, em diversas variantes sinalizadas na literatura, para a cogeração de eletricidade e vapor de processo e possibilidade de comercialização de eletricidade excedente do setor de celulose e papel. Em escala municipal, o estudo tem seu foco na análise comparativa entre ciclos IGCC empregando como combustível o lixo urbano (na forma de RSU, resíduos sólidos urbanos, ou na forma de CDR, combustível derivado de resíduos, de acordo com a disponibilidade de informações para tanto) e ciclos híbridos que envolvem incineração de RSU (ou CDR) e conjuntos a gás acionados a gás natural (ou biogás de aterro, dependendo das informações disponíveis para tanto).

Para a geração centralizada, em escala nacional, o objetivo da pesquisa é desenvolver um estudo voltado à utilização de ciclo IGCC baseado em gaseificação de RSU com maior capacidade de geração, bem como avaliar o comportamento do mesmo ciclo térmico com a co-gaseificação de RSU e carvão. São avaliadas configurações com e sem captura de CO₂, processo assumido como uma forma de buscar aumentar a atratividade desses empreendimentos a partir da percepção monetária de recursos oriundos do incipiente mercado de captura e sequestro de carbono.

As contribuições acadêmico/científicas do presente trabalho residem, em especial:

- a) na identificação do potencial tecnológico representado pelas diferentes concepções de ciclos termelétricos que podem ser empregadas a partir do emprego de biomassas, em termos de geração distribuída e centralizada, por diversos grupos de interesse ou agentes do mercado;
- b) na comparação de alternativas tecnológicas para a recuperação energética do resíduo sólido urbano, com base em informações disponibilizadas na literatura, de modo a não apenas equacionar a disposição final de tal passivo ambiental, mas também

torná-lo um elemento economicamente atrativo, em especial se integrado a processos de captura e sequestro de carbono.

Esta tese está direcionada no estudo de centrais termelétricas de diferentes configurações que empregam licor negro, resíduo urbano, carvão e gás natural em diferentes escalas, cujo detalhamento do estudo encontra-se no Quadro 1.

Quadro 1 - Caracterização de centrais termelétricas de diferentes configurações que empregam licor negro, resíduo urbano, carvão e gás natural em diferentes escalas.

Configurações	Caracterização
Geração distribuída no nível industrial	Ciclos IGCC para a cogeração de eletricidade e vapor de processo e possibilidade de comercialização de eletricidade excedente no setor de celulose e papel.
Geração distribuída no nível municipal	Análise comparativa entre ciclos sem e com captura de CO ₂ : - IGCC com resíduo urbano; - Ciclos híbridos que envolvem incineração de resíduo urbano acoplados a conjuntos a gás acionados a gás natural (ou biogás de aterro).
Geração centralizada em nível nacional	Estudo de ciclo IGCC com maior capacidade de geração e avaliação do comportamento do mesmo com a co-gaseificação de lixo urbano e carvão sem e com captura de CO ₂ .

Fonte: Elaboração própria

1.3 ESTRUTURA DA TESE

A tese é estruturada em quatro capítulos, sendo dois capítulos direcionados à geração distribuída e um capítulo direcionado à geração centralizada.

O Capítulo 2 apresenta a geração distribuída em nível industrial, que compara um sistema proposto de um ciclo combinado com gaseificação integrada de licor negro com o esquema convencional do setor de celulose e papel, com base na caldeira de recuperação química (caldeira Tomlinson) e turbina a vapor de contrapressão/extração; em ambos os casos, uma caldeira de biomassa também foi considerada para a queima de casca e de resíduos de madeira e cavacos de madeira. Uma análise energética e exérgica para cada componente foi detalhado e dados relativos à análise energética e exérgica do esquema de gaseificação do licor negro integrado ao ciclo combinado foi então apresentado.

O Capítulo 3 apresenta a geração distribuída em nível municipal, em que será realizada uma avaliação comparativa entre um ciclo híbrido com incineração de resíduos sólidos urbanos, RSU (ou combustível derivado de resíduos, CDR) e ciclos IGCC acionados a gás natural (ou biogás de aterro) e ciclos combinados com gaseificação de RSU ou CDR. Tais tecnologias foram identificadas na revisão da literatura como sendo as mais recomendadas para a conversão energética de RSU, considerando-se as eficiências que podem ser alcançadas com as mesmas. Foram consideradas configurações sem e com captura de CO₂, em termos de geração elétrica e eficiência térmica.

O Capítulo 4 apresenta a geração centralizada em nível nacional, em que se aplica a avaliação da configuração de ciclo IGCC com a co-gaseificação de resíduo sólido urbano com o carvão nacional sem e com captura de CO₂, em termos de geração elétrica e eficiência térmica no atendimento de municípios de médio e grande porte. Um ciclo IGCC foi dimensionado para usar um gaseificador *entrained-flow* com sistema de separação de ar (ASU, *air separation unit*) para produção de oxigênio (uma vez que nas concepções anteriores a gaseificação foi modelada considerando-se injeção de ar), utilizando os mesmos combustíveis e operando em município de maior porte.

Considerando-se que são desenvolvidas análises em diferentes níveis de capacidade das centrais térmicas em estudo (geração distribuída e centralizada), em diferentes escalas (em nível industrial, municipal e nacional) e empregando-se diferentes combustíveis (licor negro, resíduo sólido urbano, carvão, gás natural), as diferentes concepções de projeto, embora formalmente próximas em termos de modelagem, apresentam características distintas em termos de valores referenciais de projeto (no que diz respeito às vazões em massa, pressões, temperaturas, potências geradas e rendimentos). Por esta razão, deliberou-se realizar, em cada um dos capítulos, revisões da literatura específicas, ao invés de concentrar a revisão bibliográfica em um único capítulo, entendendo-se que tal medida permite melhor visibilidade dos resultados precedentes para comparação com os que são gerados nesta pesquisa.

Na análise de ciclos desenvolvida em escala industrial, foram apresentadas tabelas com parâmetros termodinâmicos de todos os pontos identificados nas configurações; entretanto, para as análises em escala municipal e nacional, devido à maior diversidade de composições dos combustíveis considerados e de concepções de projeto, isto se revelou inviável. As informações termodinâmicas encontram-se presentes e podem ser acessadas diretamente das configurações desenvolvidas com o emprego do software Cycle Tempo (TU DELFT, 2007), considerando-se a legenda que acompanha as configurações para identificação de vazão em massa, pressão, temperatura e entalpia.

A propósito do emprego do software Cycle Tempo, o mesmo foi escolhido para as presentes análises por disponibilizar a exergia dos fluxos (em relação à condição de referência a 100 kPa e 298 K) e o rendimento exergético de cada componente como parâmetro padrão; além disso, como as informações geradas pelo software estão em inglês, deliberou-se por fazer também nos comentários e nas identificações de equipamentos realizadas por parte do usuário para manter a uniformidade textual.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM NÍVEL INDUSTRIAL

2.1 INTRODUÇÃO

As centrais termelétricas de grande porte, quando projetadas para geração exclusiva de energia elétrica, são destinadas à geração centralizada – nesses casos, a composição de ciclos combinados gás/vapor envolve o emprego de turbinas a vapor de condensação e extrações, sendo que essas são empregadas em uma série de aquecedores com vistas ao aumento do rendimento térmico do ciclo (“carnotização”). As propriedades termodinâmicas do vapor exaustado na condensação são determinadas de modo a maximizar a queda entálpica na turbina a vapor, garantindo um melhor retorno do empreendimento. A faixa de potência elétrica para iniciativas desta natureza se encontra entre 400 MW e 600 MW, de modo a garantir a atratividade econômica do projeto.

O mesmo conceito pode ser também aplicado à geração distribuída, adequando-se, contudo, a capacidade para patamares compatíveis com as características do empreendimento: produtores independentes de energia e autoprodutores de energia podem compatibilizar seus interesses comerciais (oferta de energia em leilões públicos, atuação no mercado atacadista, dentre outros) com a disponibilidade de recursos (combustíveis, água para processos de arrefecimento do ciclo) e o atendimento às legislações vigentes (relativas às condições técnicas para vinculação à rede elétrica da concessionária local, pagamento de pedágios de transmissão de energia, níveis de emissões referidos ao local do empreendimento, dentre outros).

Quando projetadas para produção combinada de energia elétrica e/ou mecânica com energia térmica (na forma de vapor saturado ou superaquecido, água ou ar aquecidos, ou mesmo resfriamento de algum fluido para uso em processo), as centrais termelétricas são classificadas como de cogeração, e nesses casos empregados em geração distribuída com uma ampla faixa de capacidades, dependendo se tal sistema se encontra associado a comércio ou residência (até 100 kW) ou indústria (de 100 kW a mais de 150 MW, de acordo com OTA, 1983).

Neste capítulo, um ciclo combinado com gaseificação integrada foi proposto e comparado com o esquema convencional do setor de celulose e papel, que é tradicionalmente baseado no emprego de ciclo a vapor com caldeira de recuperação química e turbina a vapor de contrapressão/extração; em ambos os casos, uma caldeira de biomassa também foi considerada para a queima de casca e de resíduos de madeira e cavacos de madeira. A escolha

deste setor em detrimento de outros, tal como o setor sucroalcooleiro, se deveu à menor disponibilidade de estudos para avaliação do potencial tecnológico de ciclos avançados.

Uma análise energética e exergetica para o ciclo proposto é apresentada; equações de balanço de massa, energia e exergia são então consideradas para cada componente. Uma análise energética e exergetica para cada componente é detalhada e dados relativos à análise energética e exergetica do esquema de gaseificação do licor negro integrado ao ciclo combinado são então apresentados. Para uma consulta mais detalhada sobre os resultados deste capítulo, consultar Ferreira e Balestieri (2015).

2.2 REVISÃO DA LITERATURA

A importância do ciclo combinado de gaseificação de licor negro para o setor de celulose se deve à necessidade de recuperar produtos químicos empregados no cozimento da madeira com uma melhoria na produção de energia. Tradicionalmente, a caldeira de recuperação química (caldeira Tomlinson) é a tecnologia utilizada para isso, mas uma melhoria na eficiência térmica do processo e da disponibilidade de energia elétrica podem ser obtidos pela gaseificação do licor negro e a utilização de um ciclo combinado gás/vapor.

Em uma análise comparativa da caldeira Tomlinson convencional com ciclo combinado com gaseificação integrada, Näsholm e Westermark (1997) indicaram o potencial de dobrar a produção de energia se o sistema convencional for substituído por esta nova tecnologia. Também foi proposto um ciclo combinado híbrido, no qual o gás natural é queimado na turbina a gás e o gás combustível obtido a partir da gaseificação do licor negro foi empregado como combustível suplementar para o ciclo a vapor; os resultados indicaram que não foram necessárias modificações na turbina a gás para esta solução alternativa, mas a eficiência total não era tão elevada como para o ciclo combinado com gaseificação integrada.

Berglin e Berntsson (1998) apresentaram uma análise termodinâmica de um sistema de gaseificação de licor negro integrado ao ciclo combinado com cogeração. Foi proposto um modelo de equilíbrio com base em dados termoquímicos tomados a partir de uma fonte de referência padrão e um simulador de processo comercial foi empregado para avaliar o ciclo combinado; uma análise adicional foi desenvolvida para identificar potenciais fontes de calor para otimizar o esquema proposto.

Além dos estudos termodinâmicos e de equilíbrio, também é importante detalhar a modelagem de gaseificadores e sistemas de cogeração com turbinas a gás utilizando diferentes gaseificadores de licor negro, modelados em projetos comerciais propostos; o

artigo de Consonni et al. (1998) identificou potenciais benefícios ambientais, de segurança e de custo de investimento para a indústria de celulose.

Um programa de computador para uma análise de comparação de vários regimes de gaseificação em ciclo combinado com licor negro foi estruturado por Gallego (2004) para considerar gaseificação em pressões altas e baixas, baixas e altas temperaturas e a utilização de ar ou oxigênio. A tecnologia de gaseificação a ar (*air-blown*) e os gaseificadores pressurizados foram considerados na análise termoeconômica. Neste trabalho, uma análise exergética foi apresentada para identificar as perdas no ciclo combinado de gaseificação integrada.

Um ciclo combinado de gaseificação de licor negro foi também considerado por Harvey e Facchini (2004). Um estado da arte da tecnologia de uma fábrica de celulose sueca comercialmente disponível, foi assumido como a base para os cálculos, e uma análise fora do ponto de projeto (*off-design*) foi desenvolvida. Klimantos et al. (2009) avaliaram a gaseificação pressurizada a ar de biomassa integrada com um ciclo combinado avançado no intuito de avaliar a viabilidade técnica e a viabilidade econômica dessa tecnologia para a produção de energia.

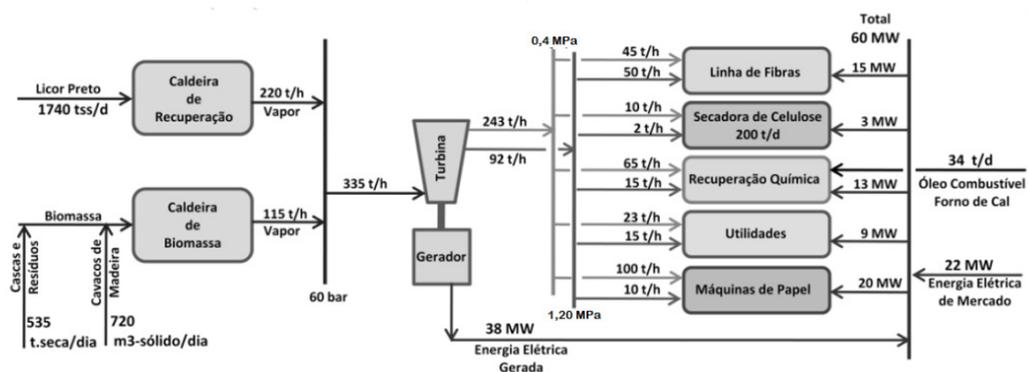
Naqvi et al. (2010) revisou vários estudos relacionados às tecnologias de gaseificação de licor negro e concluiu que, apesar de eles ainda estarem em desenvolvimento, representavam potenciais benefícios em comparação com o ciclo de recuperação convencional e que os ciclos combinados com gaseificação integrada de licor negro (BLGCC, *black liquor gasification combined cycle*) tinham potencial para mudar as fábricas de celulose de importadoras de energia elétrica para exportadoras de energia elétrica.

2.3 PROPÓSITO DO ESQUEMA BLGCC

Embora a gaseificação de licor negro seja um processo ainda em desenvolvimento, a análise de ciclos BLGCC é de interesse para determinar as condições operacionais mais adequadas. O seu desenvolvimento é de grande importância para o setor de celulose e papel, porque esta tecnologia se destina a substituir, em um futuro próximo, a caldeira convencional Tomlinson, com um potencial aumento na eficiência de geração de energia. Os desafios são não apenas para a gaseificação de licor negro e a limpeza do gás de síntese, mas também para a tecnologia das turbinas a gás, que tem de ser adequadamente modificada para a queima de um combustível de baixa energia.

Na presente análise, um esquema de ciclo BLGCC é proposto, considerando a disponibilidade de licor negro, de casca de madeira e de resíduos, bem como aparas de madeira, de uma fábrica integrada de celulose e papel, para o qual é feita uma comparação. A distribuição de vapor e de energia elétrica para uma fábrica integrada de celulose e de papel que produz 1200 t/dia de celulose e 1000 t/dia de papel é apresentada na Figura 1 (MORAES, 2011). Neste caso, 220 t/h de vapor (a 6,0 MPa) é produzido por queima de 1740 t/dia de licor negro de uma caldeira Tomlinson e um adicional de 115 t/h de vapor de água é produzido na caldeira de biomassa (assumiu-se 530 kg/m³, como a massa específica de lascas de madeira, de acordo com Moraes, 2011). Vapor de alta pressão é expandido numa turbina de contrapressão e o vapor enviado para os processos (a 1,2 MPa e 0,4 MPa). Este esquema não produz energia elétrica para suprir a demanda total de 60 MW, e 22 MW são importados.

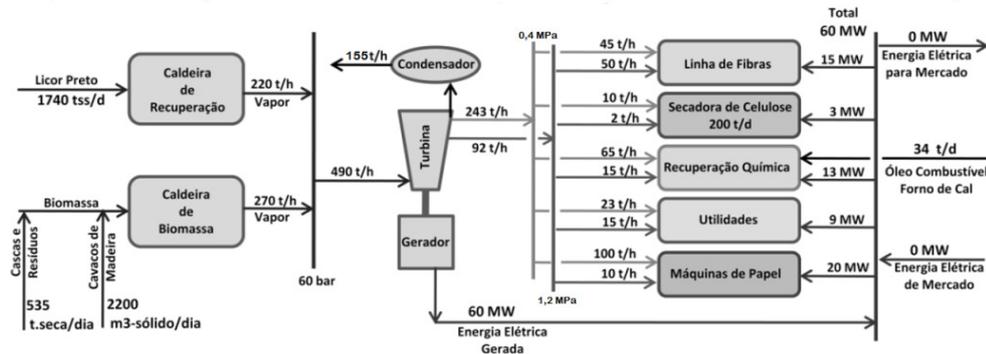
Figura 1: Esquema de uma instalação integrada de celulose e papel com cogeração de contrapressão/extração



Fonte: Adaptado de Moraes (2011)

Uma alternativa para o regime de contrapressão/extração convencional de cogeração é proposta por Moraes (2011), e consiste em apenas alterar a turbina a vapor para uma de condensação/extração, de acordo com a Figura 2. Para este novo conceito, a caldeira de biomassa necessita para queimar madeira, adicionar cavacos (*chips*) de madeira (que aumentam de 720 m³/dia para 2200 m³/dia) para a produção de 270 t/h de vapor, totalizando 490 t/h, sendo 155 t/h de condensação. Para o mesmo consumo de vapor de processos e demanda de eletricidade, sem excedente e nem importação de eletricidade.

Figura 2: Esquema de uma instalação integrada de celulose e papel com a cogeração de condensação/extração



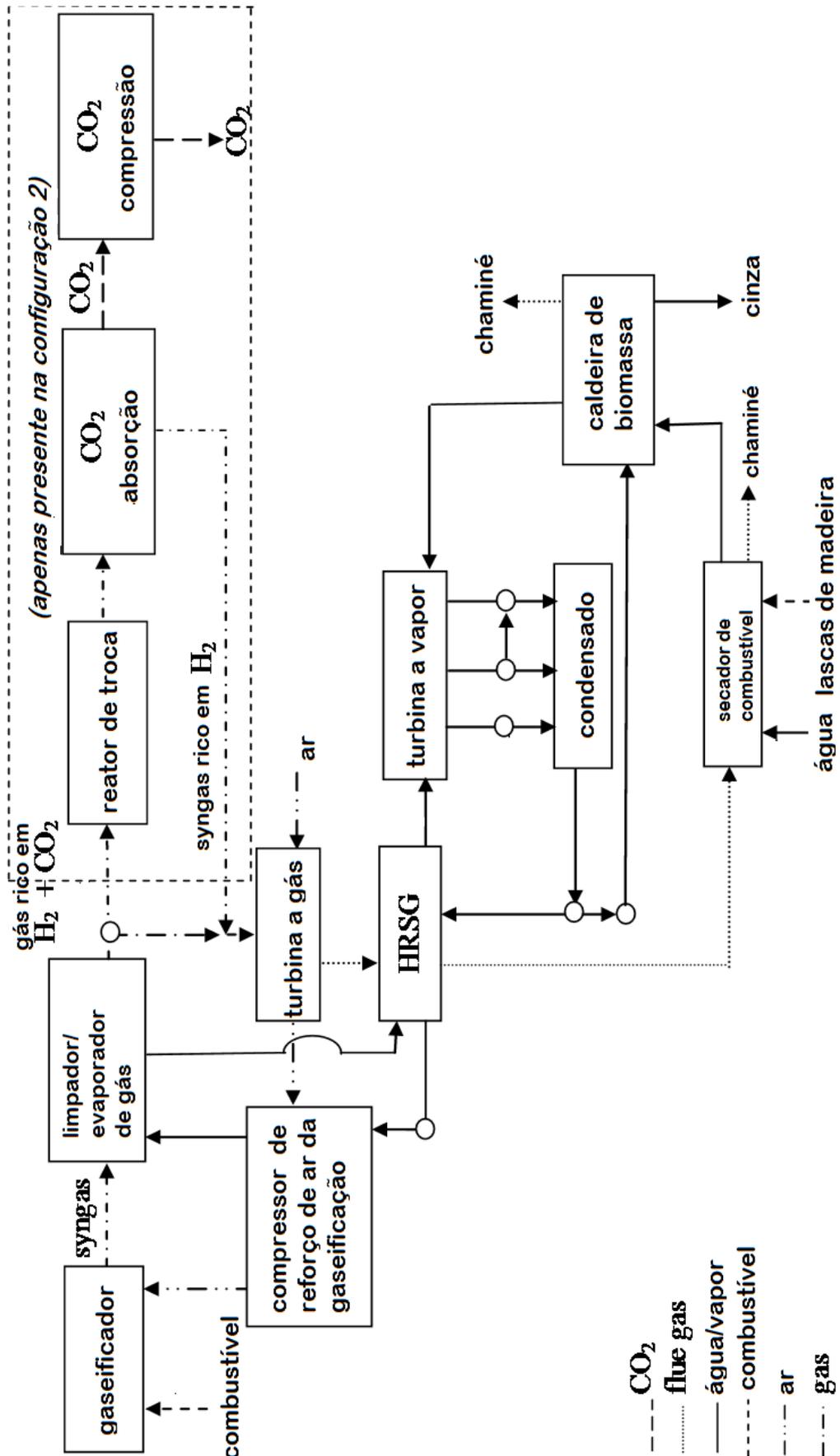
Fonte: Adaptado de Moraes (2011).

A análise de gaseificação pressurizada em ar de licor negro, integrada a um ciclo combinado e a avaliação da irreversibilidade exergética e eficiência é então desenvolvida. O esquema BLGCC proposto baseia-se na unidade de gaseificação (gaseificador e compressor de reforço de ar para a gaseificação), sistema de limpeza de gás, turbina a gás, unidade de recuperação de calor, unidade de turbina a vapor, unidade condensadora e a unidade com caldeira de biomassa com correspondente sistema de secador de combustível, semelhantes aos esquemas de Näsholm e Westermark (1997) e Larson et al. (2000). Para a presente análise o estado termodinâmico de equipamentos, em relação ao processo de gaseificação foi definido de acordo com os limites tecnológicos propostos por Larson et al. (2000), Silva (2000) e Santos (2007).

Um esquema simplificado do ciclo BLGCC proposto foi elaborado, como mostrado na Figura 3, com seus principais equipamentos. Na referida figura, o ciclo BLGCC é mostrado integrado com captura de CO₂ e na mesma o ciclo BLGCC sem captura de CO₂ pode ser identificado apenas excluindo o equipamento contido pela linha tracejada.

A Figura 4 ilustra o esquema BLGCC proposto, para uma fábrica integrada de celulose e papel. Nesta análise, a produção de vapor na caldeira de biomassa é mantida no mesmo patamar do ciclo a vapor de contrapressão para um destino final de resíduos de madeira produzidos durante o processo. O ciclo BLGCC foi modelado com o software comercial Cycle-Tempo (TU DELFT, 2007). Um gaseificador pressurizado a ar foi considerado na modelagem devido ao seu baixo custo em comparação com as outras opções de gaseificação. Os valores de entrada de licor negro para o gaseificador e de casca e de resíduos de madeira e cavacos de madeira para a caldeira de biomassa são os mesmos indicados no sistema de cogeração de contrapressão/extração da Figura 1. A caldeira de biomassa, neste caso, queima a mesma quantidade de aparas de madeira do esquema de contrapressão/de extração.

Figura 3: Esquema simplificado do ciclo BLGCC proposto, sem e com captura de CO₂.



Fonte: Adaptado de Ferreira e Balestieri (2015).

Como uma análise exérgica é apresentada para a modelagem de tal unidade de cogeração, conceitos energéticos e exérgicos são brevemente abordados para descrever as principais equações utilizadas para a análise. Na análise energética, a equação de conservação de massa é expressa pela Eq. (1), assumindo os processos em regime permanente. A primeira e segunda lei da termodinâmica são definidas pelas Eqs. (2) e (3) para regime permanente; os subscritos "e", "s" referem-se, respectivamente, à entrada, à saída, taxa de transferência de calor (\dot{Q}_{vc}), potência de eixo (\dot{W}_{vc}) e entropia gerada (\dot{S}) em termos de fluxo de massa (\dot{m}), a entalpia específica (h) e entropia (s) específica.

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{vc} = \sum \dot{m}_s h_s - \sum \dot{m}_e h_e + \dot{W}_{vc} \quad (2)$$

$$\dot{S}_{gerc} + \sum_j \left(\frac{\dot{Q}_j}{T_j} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s = 0 \quad (3)$$

Exergia cinética e potencial não serão consideradas na presente análise; exergia física e química específica são expressas, respectivamente, por Eqs. (5) e (6). O estado de referência foi definida como $P_0 = 100$ kPa e $T_0 = 298$ K ($h_0 = 104,9$ kJ/kg, $s_0 = 0,3672$ kJ/kgK).

$$\dot{E}x = \dot{E}x_c + \dot{E}x_p + \dot{E}x_f + \dot{E}x_q \quad (4)$$

$$ex_f = \frac{\dot{E}x_f}{\dot{m}} = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (5)$$

$$ex_q = \frac{\dot{E}x_q}{\dot{m}} = \sum_i x_i \bar{e}_i^0 + \bar{R}T_0 \sum_i x_i \ln x_i \quad (6)$$

A análise exérgica é desenvolvida considerando a irreversibilidade (exergia destruída) e eficiência exérgica, conforme definidas pelas Eqs. (7) e (8). Para a Eq. (8), a soma de saída exergia representa os produtos e a soma da entrada de exergia representa o "combustível" de cada componente em análise.

$$\dot{E}_d = \sum_j \left(1 - \frac{T_0}{T_j} \right) \dot{Q}_j - \dot{W}_{vc} + \sum_e \dot{m}_e ex_e - \sum_s \dot{m}_s ex_s \quad (7)$$

$$\eta_{II} = \frac{\sum \dot{E}x_s}{\sum \dot{E}x_e} \quad (8)$$

Dados termodinâmicos referentes à configuração BLGCC são apresentados na Tabela 1. A análise do ciclo BLGCC revelou que a energia elétrica bruta gerada é de 158,3 MW, com 100,6 MW na turbina a gás e 60,1 MW na turbina a vapor. Como a demanda total de fábrica de celulose e papel é de 60 MW, um excedente de 100,6 MW está disponível para ser comercializada para a rede, e isso melhora a atratividade econômica do investimento.

Os resultados energéticos do ciclo BLGCC proposto foram comparados com o ciclo de vapor convencional baseado na caldeira Tomlinson. Para o fornecimento de vapor para os processos de uma fábrica integrada de celulose e de papel que produz 1200 t/dia de celulose e 1000 t/dia de papel e exige 60 MW de energia elétrica, um excedente de 100,6 MW foi obtido para o ciclo BLGCC.

Para as mesmas premissas de projeto, um montante de 22 MW de energia elétrica deve ser importado da rede quando se emprega um ciclo de contrapressão/extração de uma turbina a vapor convencional, e uma auto-suficiência elétrica é obtida quando se emprega um ciclo condensação/extração da turbina a vapor convencional. Desta forma, a disponibilidade de uma energia excedente significativa para ser comercializada para a rede certamente melhora a atratividade econômica do investimento.

Tabela 1: Dados termodinâmicos da BLGCC.

Fluxo	Meio	Fluxo de massa [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Entalpia [kJ/kg]	Entropia [kJ/kg,K]	Exergia [kJ/kg]	Título [%]
1	Água/vapor	2,81	4,00	165,72	2,787,76	7,0116	768,95	100,00
2	Combustível	20,14	25,00	115,00	-7600,52	2,1038	15528,98	
3	Comb.	20,05	25,00	115,00	-7548,38	2,1046	15528,71	
4	Gás	54,54	25,00	950,00	-1837,00	8,6688	5614,25	
5	Gás	49,54	25,00	950,35	-1336,14	8,2241	5069,78	
6	Gás	54,63	25,00	948,85	-1833,35	8,6571	5661,34	
7	Gás	4,99	25,00	950,35	-6801,05	12,2740	11254,49	
8	Água/vapor	26,53	12,00	275,53	2933,27	6,9389	995,43	100,00
9	Gás	0,09	25,00	115,00	75,71	0,6935	34147,67	
10	Gás	54,54	23,50	948,85	-1838,67	8,6879	5607,05	
11	Gás	0,09	25,00	948,85	-1392,56	2,4046	34971,46	
12	Gás	54,54	23,50	500,00	-2463,18	8,0530	5165,50	
13	Gás	1,50	23,50	500,00	-147,97	6,2592	15525,10	
14	Gás	53,04	23,10	500,00	-2528,44	8,0761	4881,37	
15	Água/vapor	73,02	6,00	120,28	505,25	1,5305	65,85	0,00
16	Água/vapor	22,49	4,00	165,72	2787,76	7,0116	768,95	100,00
17	Água/vapor	26,53	12,00	275,79	2993,26	6,9388	995,43	100,00
18	Água/vapor	73,02	4,00	158,69	2722,29	6,9761	763,72	100,00
19	Água/vapor	2,81	4,00	165,72	2787,76	7,0116	768,95	100,00
20	Gás	205,50	1,01	15,00	-98,85	6,8652	0,15	
21	Gás	205,50	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
22	Gás	189,06	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
23	Gás	224,06	1,040	610,20	-1221,70	8,0471	350,06	
24	Água/vapor	26,53	12,00	275,73	2993,27	6,9389	995,43	100,00
25	Água/vapor	73,02	2,00	120,21	504,68	1,5301	65,38	0,00
26	Gás	224,06	1,040	143,00	-1742,26	7,2146	69,39	
27	Gás	16,44	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
28	Água/vapor	25,30	4,00	165,72	2787,76	7,0116	768,95	100,00
29	Gás	34,49	27,30	445,19	348,50	6,8608	448,76	
30	Água/vapor	1759,53	1,00	30,00	125,83	0,4368	1,58	0,00
31	Água/vapor	4413,15	1,00	39,01	163,49	0,5592	3,96	0,00
32	Água/vapor	0,00	1,00	15,00	63,08	0,2245	0,00	0,00
33	Água/vapor	0,00	1,00	15,00	63,08	0,2245	0,00	0,00
34	Gás	34,49	27,30	393,19	292,40	67,798	416,02	
35	Gás	207,62	21,70	1418,00	-341,49	8,0009	1387,16	
36	Água/vapor	1759,53	1,00	39,01	163,49	0,5592	3,96	0,00
37	Gás	224,06	21,70	1357,23	-286,66	7,9512	1312,71	
38	Gás	154,57	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
39	Gás	224,06	1,040	462,78	-1392,62	7,8355	240,10	
40	Gás	224,06	1,040	328,00	-1543,47	7,6092	154,45	
41	Água/vapor	102,36	4,010	135,00	567,82	1,6871	83,28	0,00
42	Água/vapor	51,83	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
43	Água/vapor	2,81	4,00	165,72	2787,76	7,0116	768,95	100,00
44	Água/vapor	73,02	2,00	151,55	2772,29	7,2885	673,72	100,00
45	Água/vapor	1759,53	2,00	30,01	125,97	0,4369	1,68	0,00
46	Água/vapor	26,53	2,00	260,94	2993,26	7,7516	761,23	100,00
47	Água/vapor	26,53	2,00	120,21	504,68	1,5301	65,38	0,00
48	Água/vapor	26,53	6,00	120,28	505,25	1,5305	65,85	0,00
49	Água/vapor	4413,15	1,00	30,00	125,83	0,4368	1,58	0,00
50	Água/vapor	4413,15	2,00	30,01	125,97	0,4369	1,68	0,00
51	Água/vapor	99,55	4,01	120,31	505,25	1,5310	65,69	0,00
52	Água/vapor	98,24	95,00	307,25	1443,83	3,4236	458,91	4,29
53	Água/vapor	73,02	4,00	158,69	2772,29	6,9761	763,72	100,00

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Tabela 1: Dados termodinâmicos da BLGCC (continuação).

Fluxo	Meio	Fluxo de massa [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Entalpia [kJ/kg]	Entropia [kJ/kg,K]	Exergia [kJ/kg]	Título [%]
54	Gás	34,89	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
55	Gás	34,89	22,20	397,59	297,13	6,8464	401,54	
56	Água/vapor	98,24	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
57	Água/vapor	98,24	95,00	307,25	1405,71	3,3579	439,72	1,70
58	Água/vapor	102,36	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
59	Água/vapor	51,83	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
60	Água/vapor	50,33	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
61	Água/vapor	51,83	95,00	295,00	1315,54	3,2013	394,69	0,00
62	Água/vapor	181,79	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
63	Água/vapor	83,56	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
64	Água/vapor	83,56	95,00	307,25	1790,53	4,0210	633,49	30,00
65	Água/vapor	353,81	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
66	Água/vapor	98,24	95,00	307,25	1790,53	4,0210	633,49	30,00
67	Água/vapor	51,83	95,00	307,24	2734,38	5,6471	1108,79	100,00
68	Água/vapor	51,83	90,00	534,36	3473,27	6,7689	1524,42	100,00
69	Água/vapor	98,24	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
70	Água/vapor	51,83	95,00	197,83	846,07	2,2980	185,49	0,00
71	Água/vapor	353,81	95,00	307,25	1655,69	3,7886	565,59	20,00
72	Água/vapor	50,53	95,00	307,24	2734,38	5,6471	1108,79	100,00
73	Gás	62,87	1,00	404,89	-3005,41	7,8047	625,37	
74	Gás	52,35	1,01	15,00	-98,85	6,8653	0,12	
75	Gás	52,35	1,04	18,21	-95,61	6,8681	2,57	
76	Gás	52,35	1,01	349,77	246,07	7,6570	116,90	
77	Comb.	10,60	1,01	15,00	-4065,65	1,6653	20167,07	
78	Gás	62,87	1,00	569,09	-2808,36	8,0633	747,90	
79	Água/vapor	50,33	90,00	518,96	3434,95	6,7210	1499,90	100,00
80	Gás	62,87	1,00	176,21	-3265,22	7,3384	499,94	
81	Gás	62,87	1,01	2273,82	-460,57	9,5621	2663,82	
82	Água/vapor	50,33	4,00	155,60	2765,40	6,9601	761,44	100,00
83	Gás	62,87	1,01	1008,12	-2245,35	8,5984	1156,72	
84	Água/vapor	50,33	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
85	Gás	62,87	1,01	177,75	-3263,53	7,3393	501,35	
86	Gás	0,077	1,01	1147,00	-4046,27	5,1996	1003,72	
87	Comb.	10,60	1,01	70,00	-4023,76	1,9278	20133,34	
88	Gás	4,00	0,100	15,00	-15908,52	3,7364	-0,09	
89	Gás	224,06	1,04	99,17	-1788,09	7,0982	57,09	
90	Gás	34,49	27,30	393,19	292,40	6,7798	416,02	
91	Gás	0,00	27,30	393,19	292,40	6,7798	416,02	
92	Gás	228,06	1,01	98,26	-1990,73	7,1905	57,51	
93	Gás	4,00	0,10	70,00	-13341,24	11,810	243,37	
94	Gás	228,06	1,01	93,41	-1992,68	7,1853	57,08	

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Nota: valores negativos de entalpia relativos aos combustíveis e gases de exaustão se devem à convenção assumida pelo Cycle Tempo, pelo qual um fluxo energético do sistema para o ambiente deve apresentar um sinal positivo, e vice-versa (TU DELFT, 2004).

2.4 TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO₂

O desenvolvimento de tecnologias de geração de energia com características ambientalmente favoráveis é uma das premissas para que as mesmas sejam consideradas “avançadas”: de acordo com Lior (1997), as tecnologias são ditas avançadas se apresentam, em relação às tecnologias atuais, melhor eficiência energética e/ou exergética, menores emissões de espécies químicas e/ou energia, menores custos de investimento, menores custos operacionais e/ou especializações requeridas para sua operação, e maior confiabilidade.

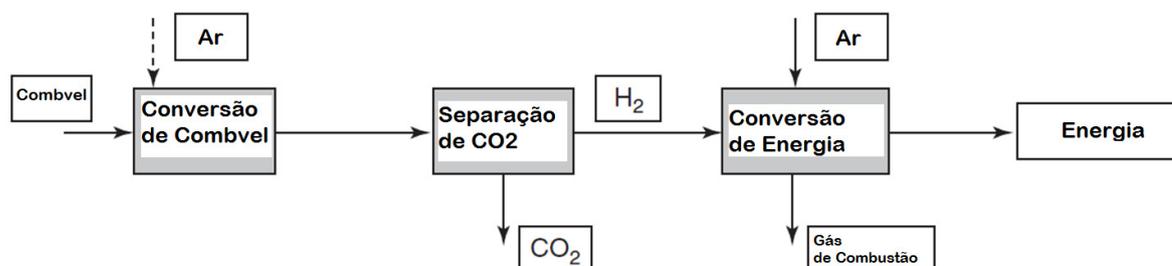
Nesse contexto, a avaliação da possibilidade de integrarem-se tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS) aos ciclos térmicos em análise nesta pesquisa, em termos técnicos e econômicos, representa uma busca por tecnologias avançadas, ao mesmo tempo em que se procura favorecer que os empreendimentos em escala empresarial ou municipal encontrem na questão ambiental um nicho de mercado para ampliar sua viabilidade.

Dentro do campo de captura e sequestro de carbono, uma variada gama de tecnologias que está atualmente em investigação e desenvolvimento e um número crescente de projetos de demonstração foram iniciados ou estão sendo planejados. Algumas tecnologias em que as condições locais ou projetos específicos as têm tornado economicamente viáveis já atingiram a fase de implantação, mas, para a maioria das tecnologias, mais trabalho de desenvolvimento é necessário para melhorar as capacidades técnicas e redução de custos (RACKLEY, 2010).

A captura de CO₂ pode ser dividida em:

- **Pré-combustão:** Consiste em três etapas consecutivas do processo: uma etapa de conversão de combustível que produz uma mistura de gás, que a partir da qual como a segunda etapa, CO₂ pode ser removido e o processo de conversão final de energia no qual a energia é produzida (Figura 5).

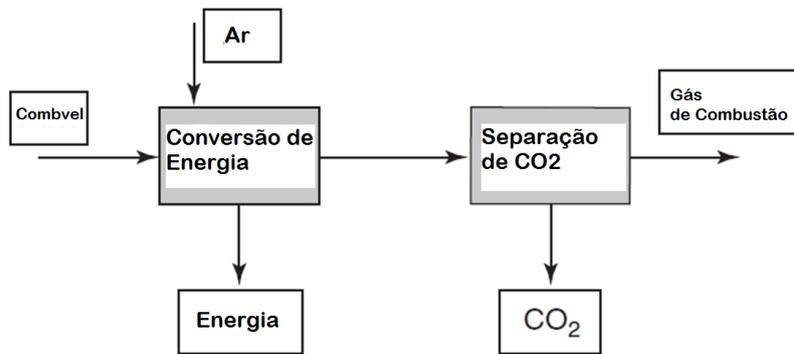
Figura 5: Esquema de captura de CO₂ por pré-combustão



Fonte: Feron e Hendriks (2005)

- **Pós-combustão:** Consiste em duas etapas do processo principais: um passo de conversão de energia durante o qual a energia é produzida, seguido de um processo de separação de CO_2 na qual uma corrente de CO_2 é produzida (Figura 6).

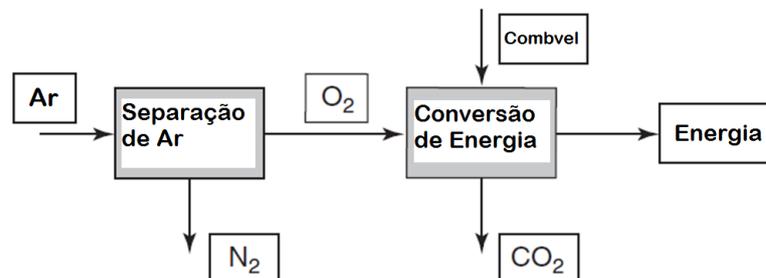
Figura 6: Esquema de captura de CO_2 por pós-combustão



Fonte: Feron e Hendriks (2005)

- **Oxi-combustão:** Consiste em duas etapas consecutivas do processo: uma etapa de separação de ar o que resulta numa corrente de oxigênio que é então utilizada em vez de ar no processo de conversão de energia. O gás de combustão resultante é, em seguida, um fluxo de CO_2 de alta pureza (Figura 7).

Figura 7: Esquema de captura de CO_2 por oxi-combustão



Fonte: Feron e Hendriks (2005).

Como tais tecnologias estão em fase experimental de aplicação, há a necessidade de se ponderarem as vantagens e desvantagens das opções de captura de CO_2 , que são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Vantagens e desvantagens das opções de captura de CO₂.

Opção de captura	Vantagens	Desvantagens
Pré-combustão	Baixa exigência de energia para captura e compressão do CO ₂	Problemas de temperatura e eficiência associados com o combustível rico em hidrogênio na turbina a gás
Pós-combustão	Tecnologia plena desenvolvida, implantada comercialmente em outros setores industriais	Exigência de elevada energia parasitária para a regeneração de solvente
	Oportunidade de modernização de uma instalação existente	Custo alto de capital e operação para o corrente sistema de absorção
Oxi-combustão	Tecnologias maduras de separação de ar disponíveis	Significativo impacto na instalação faz a modernização menos atraente

Fonte: Rackley (2010)

2.5 CUSTOS DA TECNOLOGIA DA CAPTURA DE CO₂

A captura e sequestro de carbono aplicada à geração de energia é uma tecnologia emergente. Dados técnico-econômicos para captura de CO₂ na geração de energia, portanto, permanecem incertos, um fato que é amplificado pela corrente de incertezas econômicas resultantes da crise financeira global de 2008. A maioria dos cenários de energia que analisa caminhos de mitigação das alterações climáticas espera que a captura de CO₂ contribuirá substancialmente para a redução das emissões de CO₂ global nas próximas décadas (IEA, 2011).

Dados de custo e desempenho são necessários tanto para a instalação sem captura (aqui considerada como planta de referência) e para a instalação com a captura. As decisões de investimento sobre instalações CCS individuais dependerão em várias condições de contorno específicas do caso, tais como (entre outros): quadro político nacional ou regional e regulamentar; mercados de emissão e potência, a experiência e perfil de risco do investidor, ou estruturas de financiamento disponível e incentivo. Além disso, o ambiente local, condições e qualidades de combustível disponíveis podem ter um forte impacto sobre a tecnologia de captura de escolha e sua viabilidade (IEA, 2011).

Há duas definições quanto ao custo de captura de CO₂ (CANADIAN CLEAN POWER COALITION, ca. 2008):

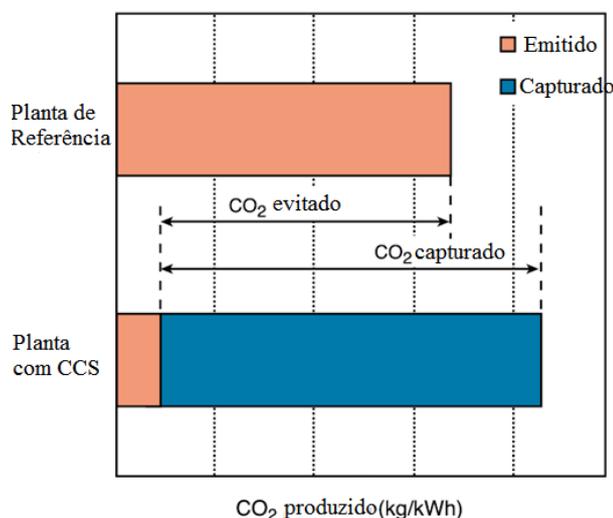
- Custo de captura;
- Custo de captura evitado.

Custo de captura é definido como o custo nivelado incremental de captura dividido pelo volume de CO₂ capturado para um determinado ano (corresponde ao *levelized cost*² da captura do CO₂). É geralmente expresso como a alteração no custo nivelado de energia durante um ano, entre o processo de captura e o processo de referência, dividida pelo volume de CO₂ capturado dentro de um ano.

Custo de captura evitado é o custo nivelado incremental de captura por ano dividido pela diferença nas intensidades entre os casos de referência e de captura multiplicado por MWh produzido no caso de captura.

Em geral, a captura, transporte e armazenamento de CO₂ requerem insumos energéticos. Para uma instalação de energia, isso significa que a quantidade de combustível que entra (e, portanto, as emissões de CO₂) aumenta por unidade de potência líquida. Como resultado, a quantidade de CO₂ produzida por unidade de produto (por exemplo, um kWh de eletricidade) é maior para a instalação com CCS que a instalação de referência, conforme Figura 8 (IPCC, 2005).

Figura 8: Captura e armazenagem de CO₂ de instalações



Fonte: IPCC (2005)

O custo total da captura de CO₂ inclui requisitos de capital adicional, além de custos adicionais de operação e manutenção incorridos para qualquer aplicação particular. Para as tecnologias atuais, uma porção substancial do custo global é devido a requisitos à energia para a captura e compressão. Por esta razão, os custos relatados de captura de CO₂ variam muito,

² *Levelized cost*, quando referido à eletricidade, corresponde ao custo da energia elétrica por kWh gerado que se obtém ao computar os custos de investimento, operação e manutenção da unidade de geração sobre a vida útil e considerando-se uma taxa de amortização do investimento.

mesmo para aplicações semelhantes. Os custos de captura de CO₂ para as operações de carga de base de uma nova central térmica que usa combustíveis fósseis (na faixa de tamanhos de 300-800 MW) empregando corrente tecnologia comercial, conforme Tabela 3 (IEA, 2011).

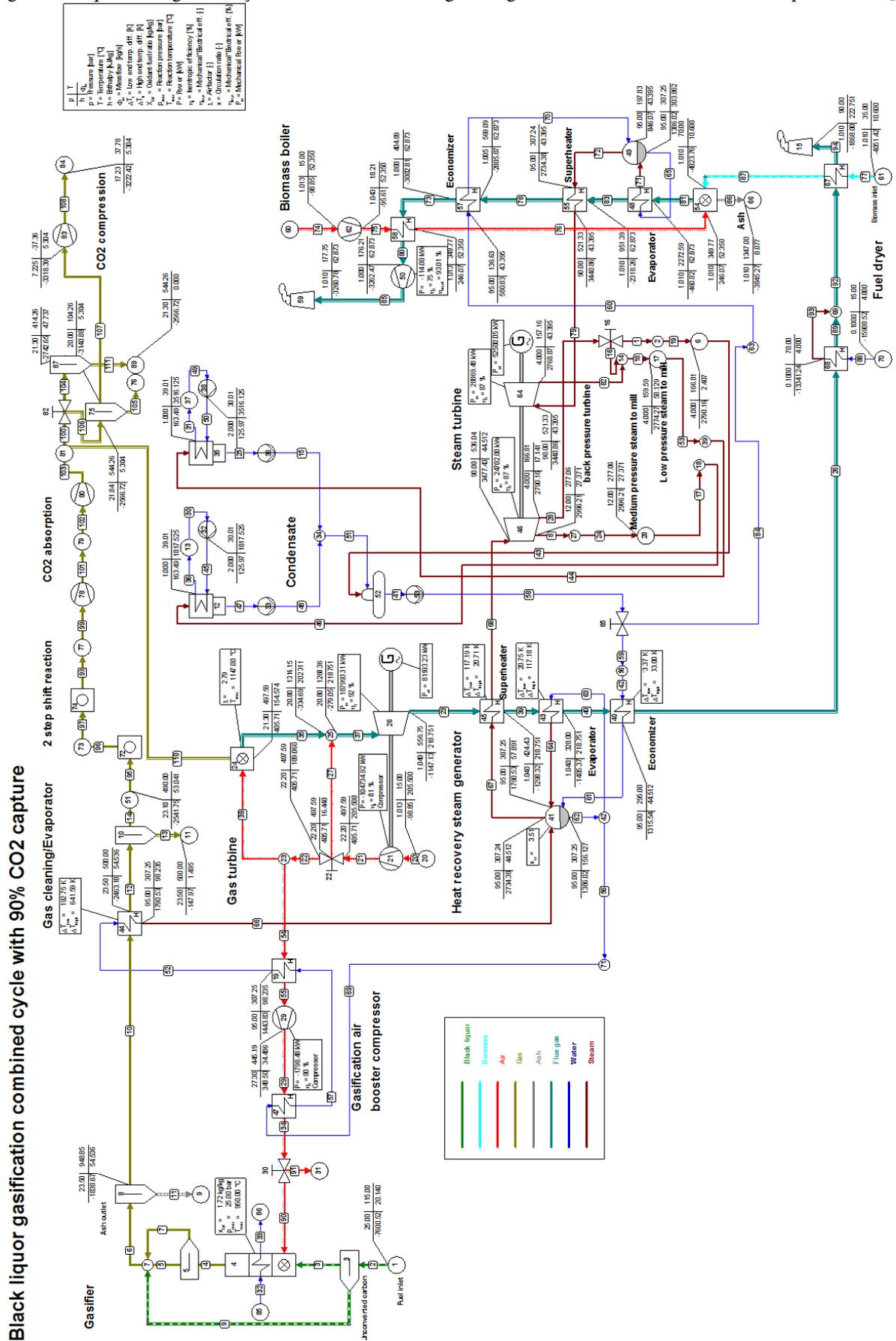
Tabela 3: Custos de captura de CO₂ para novas instalações

Medidas de Custo	Nova planta NGCC			Nova planta PC			Nova planta IGCC			Nova planta H2		
	Limite Baixo	Limite Alto	Valor rep.	Limite Baixo	Limite Alto	Valor rep.	Limite Baixo	Limite Alto	Valor rep.	Limite Baixo	Limite Alto	Valor rep.
Custo do CO ₂ capturado (US\$/tCO ₂)	33	57	44	23	35	29	11	32	20	2	39	12
Custo do CO ₂ evitado (US\$/tCO ₂)	37	74	53	29	51	41	13	37	23	2	56	15

Fonte: adaptada de IPCC (2005).

Uma concepção do ciclo BLGCC que utiliza um sistema de captura de CO₂ é apresentado na Figura 9. Dados termodinâmicos para esta configuração são apresentados na Tabela 4, que correspondem aos pontos com valores distintos aos obtidos para a configuração sem captura de CO₂.

Figura 9: Esquema de gaseificação *air-blown* de licor negro integrado ao ciclo combinado com a captura de CO₂



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4: Dados termodinâmicos da BLGCC com captura de CO₂.

Fluxo	meio	Fluxo de massa [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	entalpia [kJ/kg]	entropia [kJ/kg.K]	exergia [kJ/kg]	Título [%]
8	Água/vapor	27,37	12,00	277,06	2996,21	6,9442	996,83	100,00
15	Água/vapor	58,13	6,00	120,28	505,25	1,5305	65,85	0,00
16	Água/vapor	14,73	4,00	166,81	2790,16	7,0171	769,78	100,00
17	Água/vapor	27,37	12,00	277,06	2996,21	6,9442	996,83	100,00
18	Água/vapor	58,13	4,00	159,59	2774,27	6,9807	764,38	100,00
19	Água/vapor	2,41	4,00	166,81	2790,16	7,0171	769,78	100,00
23	Gás	218,75	1,040	556,75	-1147,13	7,9766	303,17	
24	Água/vapor	27,37	12,00	277,06	2996,21	6,9442	996,83	100,00
25	Água/vapor	58,13	2,00	120,21	504,68	1,5301	65,38	0,00
26	Gás	218,75	1,04	150,00	-1596,29	7,2370	67,12	
27	Gás	16,44	22,20	497,59	405,71	6,9973	466,65	
28	Água/vapor	17,14	4,00	166,81	2790,16	7,0171	769,78	100,00
30	Água/vapor	1817,53	1,00	30,00	125,83	0,4368	1,58	0,00
31	Água/vapor	3516,13	1,00	39,01	163,49	0,5592	3,96	0,00
35	Gás	202,31	20,80	1316,15	-334,69	7,9298	1264,92	
36	Água/vapor	1817,53	1,00	39,01	163,49	0,5592	3,96	0,00
37	Gás	218,75	20,80	1260,36	-279,05	7,8819	1198,54	
39	Gás	218,75	1,04	424,43	-1298,32	7,7793	209,13	
40	Gás	218,75	1,04	328,00	-1405,37	7,6132	149,66	
41	Água/vapor	88,91	4,01	135,00	567,82	1,6871	83,28	0,00
42	Água/vapor	44,51	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
43	Água/vapor	2,41	4,000	166,81	2790,16	7,0171	769,78	100,00
44	Água/vapor	58,13	2,000	152,51	2774,27	7,2931	674,36	100,00
45	Água/vapor	1817,53	2,000	30,01	125,97	0,4369	1,68	0,00
46	Água/vapor	27,31	2,000	262,40	2996,20	7,7571	762,59	100,00
47	Água/vapor	27,31	2,000	120,21	504,68	1,5301	65,38	0,00
48	Água/vapor	27,31	6,000	120,28	505,25	1,5305	65,85	0,00
49	Água/vapor	3516,13	1,000	30,00	125,83	0,4368	1,58	0,00
50	Água/vapor	3516,13	2,000	30,01	125,97	0,4369	1,68	0,00
51	Água/vapor	85,50	4,010	120,31	505,25	1,5310	65,69	0,00
53	Água/vapor	58,13	4,000	159,59	2774,27	6,9807	764,38	100,00
58	Água/vapor	87,91	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
59	Água/vapor	44,51	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
60	Água/vapor	43,40	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
61	Água/vapor	44,51	95,00	295,00	1315,54	3,2013	394,69	0,00
62	Água/vapor	156,13	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
63	Água/vapor	57,89	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
64	Água/vapor	57,89	95,00	307,25	1790,53	4,0210	633,49	30,00
65	Água/vapor	303,862	95,00	307,25	1386,02	3,3240	429,80	0,00
67	Água/vapor	44,51	95,00	307,24	2734,38	5,6471	1108,79	100,00
68	Água/vapor	44,51	90,00	536,04	3477,43	6,7740	1527,09	100,00
70	Água/vapor	43,40	95,00	197,83	846,07	2,2980	185,49	0,00
71	Água/vapor	303,86	95,00	307,25	1655,69	3,7886	565,59	20,00
72	Água/vapor	43,40	95,00	307,24	2734,38	5,6471	1108,79	100,00
79	Água/vapor	43,40	90,00	521,33	3440,86	6,7284	1503,66	100,00
82	Água/vapor	43,40	4,00	157,16	2768,87	6,9682	762,58	100,00
83	Gás	62,87	1,01	951,39	-2318,26	8,5399	1100,67	
84	Água/vapor	43,40	95,00	136,63	580,83	1,6951	94,00	0,00
86	Gás	0,08	1,01	1347,00	-3845,27	5,3320	1166,57	
88	Gás	4,00	0,10	15,00	-1908,52	3,7364	-0,09	
89	Gás	218,75	1,04	105,08	-1643,23	7,1198	53,97	
92	Gás	222,75	1,01	103,95	-1853,30	7,2142	54,37	

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo.

Tabela 4: Dados termodinâmicos da BLGCC com captura de CO₂ (continuação).

Fluxo	meio	Fluxo de massa [kg/s]	Pressão [bar]	temperatura [°C]	entalpia [kJ/kg]	entropia [kJ/kg.K]	exergia [kJ/kg]	Título [%]
93	Gás	4,00	0,10	70,00	-13341,24	11,8010	243,37	
94	Gás	222,75	1,01	90,00	-1868,00	7,1745	51,12	
95	Gás	53,04	23,10	490,00	-2541,75	8,0588	4873,06	
96	Gás	53,04	22,46	553,40	-2541,75	8,0820	4866,36	
97	Gás	53,04	22,46	543,40	-2555,46	8,0653	4857,46	
98	Gás	53,04	21,84	552,45	-2555,46	8,0697	4856,20	
99	Gás	53,04	21,84	542,45	-2569,20	8,0530	4847,29	
100	Gás	53,04	23,84	544,26	-2566,72	8,0268	4857,31	
101	Gás	53,04	22,84	553,59	-2553,89	8,0597	4861,52	
102	Gás	53,04	22,84	543,59	-2567,64	8,0399	4852,60	
103	Gás	53,04	23,84	544,26	-2552,97	8,0435	4866,24	
104	Gás	47,74	21,84	544,26	-2566,72	8,0560	4848,89	
105	Gás	0,00	21,84	544,26	-2566,72	8,0560	4848,89	
106	Gás	5,30	21,84	544,26	-2566,72	8,0560	4848,89	
107	Gás	5,30	20,00	104,26	-3140,88	7,0836	4554,91	
108	Gás	5,30	17,23	37,78	-3222,42	6,8959	4527,48	
110	Gás	47,74	21,30	414,26	-2742,65	7,8300	4738,07	
111	Gás	0,00	21,30	544,26	-2566,72	8,0643	4846,48	

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Nota: valores negativos de entalpia relativos aos combustíveis e gases de exaustão se devem à convenção assumida pelo Cycle Tempo, pelo qual um fluxo energético do sistema para o ambiente deve apresentar um sinal positivo, e vice-versa (TU DELFT, 2004).

Considerações finais do propósito representado pela comparação entre as configurações BLGCC sem e com a captura de CO₂, mostrado na Tabela 5.

Tabela 5: Comparação entre as configurações BLGCC sem e com a captura de CO₂.

Configurações	Potência líquida gerada (MW)	η_I (%)	η_{II} (%)
BLGCC NCC	158,3	34,13	30,07
BLGCC CCC	127,9	27,57	24,30

Fonte: elaboração própria.

Como se pode verificar, a análise técnica da configuração BLGCC sem a captura de CO₂ revelou que a sua eficiência térmica líquida é de 34,13% para uma potência bruta elétrica gerada de 162,6 MW (com 100,6 MW na turbina a gás e 62 MW na turbina a vapor) e um volume de energia de licor negro e resíduos de 464 MW. Como a demanda total de fábrica de celulose e papel é de 60 MW, um excedente de 100,6 MW está disponível para ser comercializado para a rede, o que melhora a atratividade econômica desse investimento. Por outro lado, a configuração BLGCC com a captura de CO₂ apresenta uma eficiência térmica de 27,57% e uma potência elétrica bruta gerada de 134,1 MW, com 81,6 MW na turbina a gás e 52,5 MW na turbina a vapor, com um excedente de 74,1 MW. A redução de 6,56% na

eficiência térmica (η_I) deve-se ao aumento no consumo de energia auxiliar do equipamento de captura de CO₂.

Como no setor de celulose e papel, outros setores industriais podem se beneficiar do uso de novas tecnologias de geração de energia em cogeração e no caso de se estabelecer um mercado de captura de CO₂, esta proposta se revela interessante para o setor industrial.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM NÍVEL MUNICIPAL

3.1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento populacional, com rápido incremento nos padrões de vida, também se verifica um aumento no volume de descarte do resíduo sólido urbano. O resíduo sólido urbano pode ser considerado uma biomassa válida para ser empregada em termelétricas de pequena e média capacidade, tendo por vantagens a eliminação de um sério passivo ambiental, a redução de poluentes e das emissões dos gases do efeito estufa (comparativamente ao emprego de combustíveis fósseis) não somente nas grandes cidades, mas também globalmente, além da redução de armazenagem de resíduos nos aterros sanitários.

Para solucionar as restrições ambientais impostas quanto à abertura de novos aterros sanitários, com custos de disposição que tendem a se elevar com o tempo, o que representa ocupação de espaço físico em áreas territoriais cada vez mais valorizadas, recorre-se a uma tecnologia consagrada no mundo, a incineração. Contudo, tal tecnologia não é a única e tampouco a mais recomendada para a geração distribuída em nível municipal a partir de resíduos sólidos urbanos, o que faz com que sejam tratados neste capítulo aspectos relativos às possíveis tecnologias para sua conversão.

Em termos de geração distribuída em nível municipal, neste capítulo será realizada uma avaliação comparativa de (a) um ciclo híbrido com incineração de resíduos sólidos urbanos, RSU (ou combustível derivado de resíduos, CDR), acoplados a conjuntos a gás acionados a gás natural (ou biogás de aterro) e (b) ciclos IGCC com gaseificação de RSU ou CDR. Tais tecnologias foram identificadas na revisão da literatura como sendo as mais recomendadas para a conversão energética de RSU, considerando-se as eficiências que podem ser alcançadas com as mesmas.

3.2 CONCEITOS

Consideram-se os resíduos sólidos urbanos (RSU), os termos da Lei Federal nº 12.305/10 (BRASIL, 2010) que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos, como oriundos das atividades domésticas em residências urbanas e também provenientes de limpeza urbana. A quantidade gerada de RSU depende de vários fatores, como os hábitos e costumes da sociedade. A título de comparação dos países desenvolvidos, a taxa de geração *per capita* de resíduos sólidos domiciliares em alguns países é apresentada na Tabela 6. Observa-se que

conforme aumenta o desenvolvimento econômico do país, maior é a taxa de geração de RSU. A Tabela 7 sinaliza para a geração média per capita de RSU em função do porte das cidades, ao passo que uma estimativa para as regiões brasileiras da geração *per capita* baseada no número de habitantes é apresentada na Tabela 8.

Tabela 6: Geração *per capita* de resíduo domiciliar para alguns países.

País	Geração <i>per capita</i> (kg/hab.dia)
Brasil	1,0
Holanda	1,3
Estados Unidos	3,2
Itália	1,5
Japão	1,1
Grécia	0,8
Portugal	0,6

Fonte: Adaptado de FEAM (2010).

Tabela 7: Geração média *per capita* de resíduos sólidos urbanos no Brasil.

Porte da cidade	População urbana (hab.)	Geração <i>per capita</i> (kg/hab.dia)
Pequena	Até 30 mil	0,50
Média	30 mil a 500 mil	0,50 a 0,80
Grande	500 mil a 5 milhões	0,80 a 1,00
Megalópole	> 5 milhões	> 1,00

Fonte: FEAM (2012).

Tabela 8: Quantidade de RSU gerado.

Regiões	2013		2014	
	RSU Gerado (t/dia)/ Índice (kg/hab./dia)	População Urbana (hab.)	RSU Gerado (t/dia)	Índice (kg/hab./dia)
Norte	15.169/0,892	17.261.983	15.413	0,893
Nordeste	53.465/0,958	56.186.190	55.177	0,982
Centro-	16.636/1,110	15.219.608	16.948	1,114
Sudeste	102.088/1,209	85.115.623	105.431	1,239
Sul	21.922/0,761	29.016.114	22.328	0,770
BRASIL	209.280/1,041	202.799.518	215.297	1,062

Fonte: ABRELPE (2014)

O RSU é composto de materiais orgânicos (de origem animal e vegetal) e de materiais inorgânicos (metais, vidro, borracha e plásticos). Nem todos os materiais possíveis de serem reciclados possuem mercado atualmente, seja por carência de tecnologia ou inviabilidade

econômica, e nem todo material orgânico é biodegradável. A Tabela 9 apresenta um levantamento recente da composição do lixo brasileiro, que sinaliza que matéria orgânica responde por mais de 50% de sua composição.

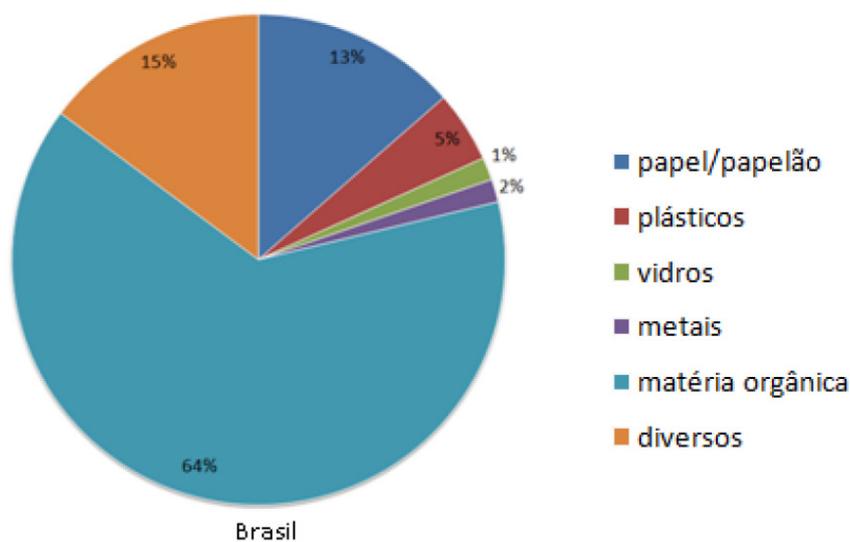
Tabela 9: Participação dos diferentes materiais na composição média dos resíduos no Brasil.

Material	Participação (%)	Quantidade (t/ano)
Metais	2,9	1.640.294
Papel, papelão e Tetrapak	13,1	7.409.603
Plástico	13,5	7.635.851
Vidro	2,4	1.357.484
Matéria Orgânica	51,4	29.072.794
Outros	16,7	9.446.890
Total	100,0	56.561.856

Fonte: ABRELPE (2012).

Enquanto o resíduo sólido urbano (RSU) apresenta diferentes materiais em sua composição, incluindo-se neles a fração potencialmente reciclável, o combustível derivado de resíduos (CDR) é produzido a partir da fração remanescente dos resíduos sólidos urbanos após processo de seleção e/ou classificação a fim de recuperar materiais recicláveis ou comercializáveis (como vidro, alumínio, papel e plásticos). A Figura 10 apresenta a composição gravimétrica dos RSU, definida como o percentual de cada componente em relação ao seu peso total desse resíduo gerado. Recomenda-se que na descrição do RSU seja feita em base gravimétrica, enquanto não houver uma norma específica no Brasil.

Figura 10: Composição gravimétrica dos RSU no Brasil



Fonte: FEAM (2012)

Tanto a composição gravimétrica dos RSU quanto seu poder calorífico podem ser influenciados por vários fatores, tais como o número de habitantes, poder aquisitivo, nível educacional, hábitos e costumes da população, condições climáticas e sazonais, mudanças na política econômica do país e na política nacional de resíduos sólidos (FEAM, 2012).

Para a solução da redução dos resíduos sólidos, o BNDES (2013) apresentou em seu relatório uma análise na forma de tratamento e deposição final de resíduos com tecnologias já transferidas e difundidas não apenas no país, mas também aplicadas em longa data em outros países compreendendo sistemas de triagem, tratamento biológico, incineração e aterro sanitário em diferentes níveis de evolução, tal como se apresenta na Tabela 10.

Com base no que foi apresentado para a solução da redução dos resíduos sólidos urbanos, tendo em vista as tecnologias apresentadas, destaca-se que o principal objetivo do estudo de tratamento de RSU nesta tese encontra-se centrado na análise do potencial de emprego de tecnologias de tratamento térmico dos resíduos sólidos urbanos com potencial recuperação energética.

Tabela 10: Evolução dos sistemas de tratamento dos resíduos sólidos urbanos (RSU).

Sistemas Básicos	Processos	Evolução	Produtos	Inovação
	Físico	Coleta Seletiva Tratamento Mecânico Biológico (MBT)	Matéria Prima para Reciclagem e Energia	<i>Waste to Resources</i> (WTR) <i>Waste to Energy</i>
Tratamento Biológico	Biodigestores Anaeróbios e Compostagem	Composto Orgânico e Energia		Agricultura e <i>Waste to Energy</i>
Incineração	Físico-Químico	Tratamento Térmico	Vapor e energia elétrica	<i>Waste to Energy</i>
Aterro Sanitário	Físico, Químico e Biológico	Reator Anaeróbio Tratamento da Matéria Orgânica	Biogás (Energia) e Lixiviado	<i>Waste to Energy</i> (WTE) Fertilizantes

Fonte: BNDES (2013)

3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS CICLOS TERMODINÂMICOS PARA O APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS

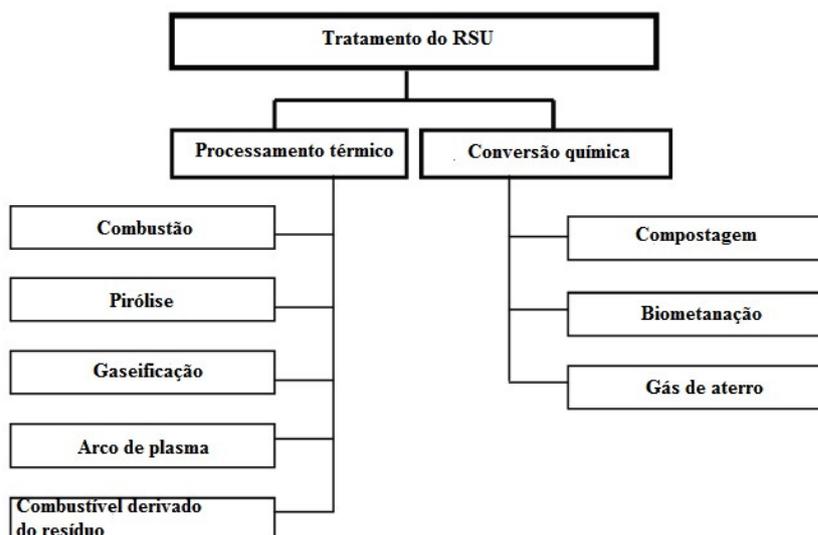
3.3.1 Tecnologias de tratamento térmico dos resíduos sólidos urbanos

O tratamento de térmico de resíduos sólidos urbanos consiste em processos que utilizam o calor como forma de recuperar, separar ou neutralizar determinadas substâncias presentes nos resíduos, ou de reduzir massa e volume, ou de modo a produzir energia elétrica

ou mecânica (FEAM, 2012). Segundo FEAM (2012), a Resolução CONAMA n. 316/2002, ao definir o tratamento térmico como todo e qualquer processo cuja operação seja realizada acima da temperatura mínima de 800 °C, não contemplou aqueles que ocorrem em temperaturas inferiores. Aplica-se o tratamento térmico a qualquer resíduo que contiver em sua composição química os elementos carbono e hidrogênio, podendo ser originários de atividades industriais, domésticas, comerciais e rurais. Uma composição mais completa dos RSU é relatada por Ryu (2010), que define uma composição química mais completa (em termos de C, H, O, N, S e Cl) em base úmida, que depois é recalculada para uma base seca livre de cinzas.

Para objeto deste estudo, há duas vertentes quanto ao aproveitamento energético dos resíduos sólidos urbanos, uma baseada em incineradores que queimam resíduos da forma como são recebidos, com um adequado poder calorífico para que a combustão possa ser processada, e outra baseada em biodigestores que tratam o resíduo úmido, controlando em ambiente fechado as bactérias nele presentes. As principais tecnologias de tratamento térmico de resíduos, com aproveitamento energético, são a incineração por combustão, a pirólise, a gaseificação e o arco de plasma, como apresentado na Figura 11, que constituem a ênfase da presente discussão.

Figura 11: Representação das opções de tratamento de RSU



Fonte: adaptado de Bhada (2007)

3.3.1.1 Incineração

Na incineração, os componentes presentes no resíduo sólido urbano passam por um processo de combustão controlada, reagindo com o oxigênio em temperatura superior 800°C,

como determina a resolução CONAMA n. 316 (2002). O incinerador pode ser classificado conforme o tipo de grelha, móvel com o combustor vertical ou móvel com o combustor horizontal (WASTE AUTHORITY, 2013).

Tecnologias de leito fluidizado podem ser aplicadas na incineração. Fluidização consiste no processo pelo qual um leito fixo de sólidos finos é transformado em um estado do tipo líquido através do contato com um gás que flui para cima, geralmente ar. A tecnologia para a combustão em leito fluidizado já é conhecida desde boa parte do século passado, embora os desenvolvimentos tecnológicos tenham se intensificado durante a década de 1970 em todo o mundo. Hoje em dia, é um processo bem estabelecido e comprovado para a conversão de energia, sendo que a combustão em leito fluidizado pode ser borbulhante ou circulante (WASTE AUTHORITY, 2013). As vantagens e desvantagens das tecnologias de incineração de RSU são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11: Vantagens e desvantagens das tecnologias de incineração de RSU.

Tecnologias	Vantagens	Desvantagens
Grelha Móvel	<p>Não requer pré-tratamento de RSU => aplicado amplamente para resíduos sólidos urbanos</p> <p>Equipamento testado e confiável</p> <p>Há muitas aplicações e em todo mundo</p> <p>Permite bons níveis de recuperação energética</p> <p>Resíduos adequados para tamanhos diferentes</p>	<p>Não é adequado para resíduo com alto PCI (>5000kcal/kg)</p> <p>Não é adequado para os resíduos em pó, a lama pastosa e líquido</p> <p>Viabilidade econômica restrita a tamanhos de sistema médio-alto</p>
Leito fluidizado	<p>Amplamente aplicada a RDF e lama</p> <p>Alta eficiência de combustão</p> <p>Baixo teor de não queimados na escória</p> <p>Altas cargas de calor específico => unidos compacto</p> <p>Tempo de inicialização rápido => possibilidade de operar em descontínuo devido ao menor tempo de ligar e desligar</p> <p>Poucas partes móveis</p> <p>Possibilidade de operar com baixo excesso de ar => melhor recuperação térmica e purificação mais compacta</p> <p>Redução parcial de gases ácidos (SO₂) para a combustão através da injeção de sorventes alcalinos</p> <p>Resíduos não queimados na escória, menor do que na grelha</p>	<p>Fenômeno de aglomeração => possível desfluidização do leito</p> <p>Necessário pequeno tamanho e homogeneidade => requer pré-tratamento, custos de gestão</p> <p>Necessária alta mistura transversal => vários pontos de alimentação e de velocidade de fluidização</p> <p>Dificuldade para tratamento de resíduos leves</p> <p>Experiências reduzidas de aplicação para sistemas com resíduo urbano</p> <p>Altas cargas de pó para a seção de captura de tratamento de gases de combustão</p>

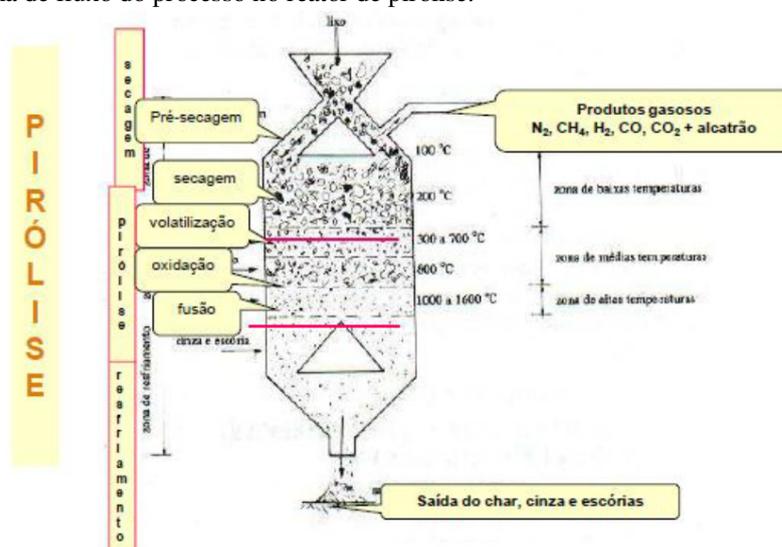
Fonte: Adaptado de Del Tedesco (2009).

3.3.1.2 Pirólise

A pirólise é o processo de aquecimento de um material orgânico, na ausência de oxigênio, por fonte externa de calor, que converte a matéria orgânica em diversos subprodutos. Nenhum outro material reagente é introduzido no sistema do reator.

O fracionamento das substâncias orgânicas ocorre de maneira gradual à medida que as mesmas passam pelas diversas zonas de calor de um reator vertical ou horizontal, onde ocorrem os processos de volatilização, oxidação e fusão (FEAM, 2012), como apresentado na Figura 12.

Figura 12: Diagrama de fluxo do processo no reator de pirólise.



Fonte: Lima (1995) apud FEAM (2012)³

3.3.1.3 Gaseificação

A gaseificação é um processo termoquímico de decomposição da matéria orgânica, de fluxo contínuo ou batelada, sendo a técnica mais comum a oxidação parcial utilizando um agente de gaseificação (oxigênio, ar ou vapor quente), geralmente em temperaturas que excedem 800°C, em quantidades inferiores à estequiométrica (mínimo teórico para combustão) para a produção de gás de síntese, cujos principais componentes são monóxido de carbono e hidrogênio, mas contêm também dióxido de carbono e, dependendo das condições, metano, hidrocarbonetos leves, nitrogênio e vapor de água em diferentes proporções (FEAM, 2012).

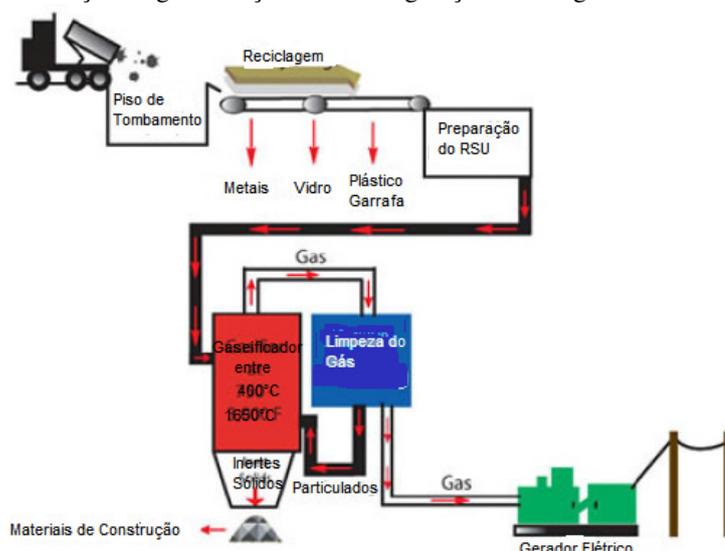
Para Zafar (2009), tipicamente o gás gerado pela gaseificação apresenta um valor de poder calorífico inferior na faixa de 4-10 MJ/Nm³. As instalações de gaseificação, baseadas

³ LIMA, Luiz Mário Queiroz. Lixo: tratamento e biorremediação. São Paulo: Hemus Editora Ltda., 1995. 265p. Apud: FEAM - Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: guia de orientações para governos municipais de Minas Gerais. Disponível em: <http://www.em.ufop.br/ceamb/petamb/cariboost_files/aproveitamento_20energ_c3_a9tico.pdf>, 2012, 163p. Acesso em: 27 jan. 2014.

na produção de gás de síntese, são relativamente de pequena escala, flexíveis para diferentes entradas e desenvolvimento modular. Ainda segundo Zafar (2009), a razão mais importante para o crescimento na popularidade dos processos térmicos para o tratamento dos resíduos sólidos tem sido o incremento técnico, ambiental e o descontentamento público com o desempenho dos processos de incineração convencional.

Para o uso da gaseificação ou outra tecnologia térmica, o grau de pré-processamento exigido na conversão de resíduos sólidos urbanos em matérias-primas adequadas é um critério importante. No caso de RSU não classificado, não é adequado para as tecnologias térmicas, devido à sua composição variável e ao tamanho de seus elementos constitutivos, materiais indesejáveis que podem atrapalhar o processo ou sistemas de controle de emissão, como ilustrado na Figura 13.

Figura 13: Esquema da instalação de gaseificação de RSU e geração de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de Zafar (2009)

Os gaseificadores já comercializados ou em fase de desenvolvimento são selecionados com base na qualidade do combustível disponível, faixa de capacidade e condições de qualidade do gás. Os principais reatores usados na gaseificação de RSU podem ser classificados segundo o tipo de leito utilizado, isto é, leito fixo e leito fluidizado.

Do ponto de vista de Zafar (2009), gaseificadores de maior capacidade são preferíveis para o tratamento de resíduos sólidos urbanos, porque permitem a variação de alimentação de combustível, temperaturas no processo uniforme devido ao fluxo altamente turbulento através do leito, boa interação entre gases e sólidos e altos níveis de conversão do carbono. Na Tabela 12 são apresentadas as faixas de capacidade térmica para os principais projetos de

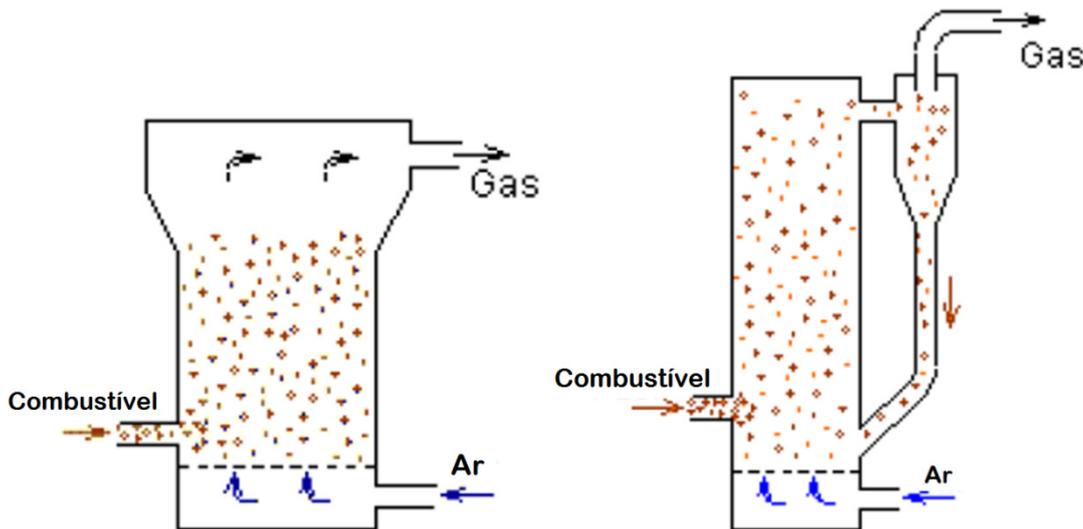
gaseificador. São ilustradas também, na Figura 14, representações do gaseificador com leito fluidizado borbulhante e do gaseificador com leito fluidizado circulante. As vantagens e desvantagens da gaseificação de RSU são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 12: Capacidade térmica de diferentes projetos de gaseificadores.

Projeto do gaseificador	Capacidade do combustível
Downdraft	1 kW- 1 MW
Updraft	1.1 MW-12 MW
Leito fluidizado borbulhante	1 MW-50 MW
Leito fluidizado circulante	10 MW-200 MW

Fonte: Zafar (2009)

Figura 14: Gaseificador com leito fluidizado borbulhante e com leito fluidizado circulante.



Fonte: Klein (2002).

Tabela 13: Vantagens e desvantagens da gaseificação de RSU.

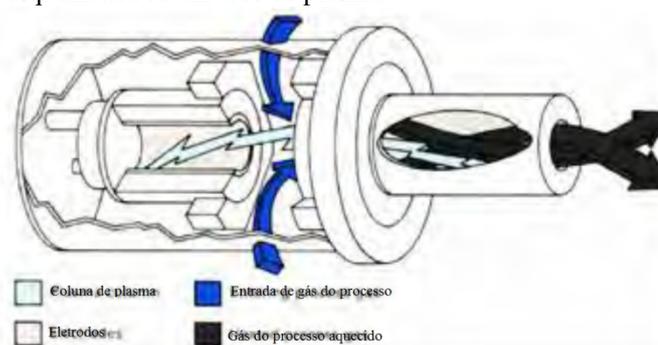
Vantagens	Desvantagens
Não incineração	Muitos sistemas exigem pré-tratamento do RSU para remoção de resíduo não orgânico e homogeneizar o material (similar a produção de CDR)
Eficiência na produção de energia através da combustão dos gases	Escala comercial para RSU não demonstrada
Temperaturas altas podem fazer o processo flexível para outros fluxos de resíduos	Permissão - Não há um caminho claro. A maioria dos estados não têm um quadro regulamentar adequado para permitir instalações de gaseificação que utilize resíduos como matéria-prima.
Reciclagem pode ser melhorada pela separação	Sistema pode ser sensível a suprimento não orgânico
Produção de combustíveis deve ser economicamente superior à geração de eletricidade	

Fonte: FOTH (2013).

3.3.1.4 Arco de plasma

O plasma é o estado ionizado da matéria, formado sempre que a matéria comum é aquecida acima de 5000°C, o que resulta em gases ou fluidos eletricamente carregados. Os arcos de plasma operam em temperaturas muito altas (entre 5000 °C e 100.000 °C) que podem processar todos os tipos de resíduos: sólidos urbanos, tóxicos, médicos, de risco biológico, industrial e nuclear, sem geração de cinzas à pressão atmosférica (QUIRÓS, 2004). Os resíduos inorgânicos são vitrificados em materiais de vidro sólido e os materiais orgânicos são convertidos em gás de síntese com valor calórico que apresenta as mesmas aplicações obtidas para a gaseificação, como combustível na geração de energia elétrica através de turbinas a gás (QUIRÓS, 2004), como ilustrado na Figura 15. As vantagens e desvantagens do arco de plasma são apresentadas na Tabela 14.

Figura 15: Representação esquemática de um arco de plasma.



Fonte: Waste Authority(2013).

Tabela 14: Vantagens e desvantagens do arco de plasma.

Vantagens	Desvantagens
Destruição térmica superior	Alto investimento inicial
Poluição limitada	Altas exigências de potência
Possibilidades de uso benéfico do gás e cinza produzido da destruição a plasma	Desempenho desconhecido Deve exigir resíduo pré-fragmentado para ajustar-se no reator de plasma
Potencial para expansão de fluxo de resíduo para incluir outros fluxos não RSU	Não há uma execução de tecnologia demonstrada

Fonte: FOTH (2013)

O resíduo sólido urbano pode ser considerado uma biomassa. Para Dutta et al. (2013), a combustão pode ser definida como uma oxidação completa de combustível. Teoricamente, a razão ar-combustível exigida para uma combustão completa da biomassa, definida como a

razão ar-combustível estequiométrica está entre 6:1 a 6,5:1. Tem como produto final CO_2 e H_2O . Para haver uma combustão completa da biomassa, excessos de ar de até 150% podem ser empregados. A gaseificação, que é um processo de combustão incompleta ou controlada da biomassa, que ocorre sob condições sub-estequiométricas, com razão ar-combustível entre 1,5:1 a 1,8:1 (DUTTA et al., 2013).

O resumo das principais aplicações das tecnologias de tratamento térmico de resíduos, envolvidas no processo de conversão térmica para a valorização energética do resíduo sólido urbano apresenta-se na Tabela 15.

Tabela 15: Características das principais tecnologias de conversão térmica.

	Pirólise	Gaseificação	Combustão	Tratamento a plasma
Objetivo	Maximizar a decomposição térmica do resíduo sólido em coque, gases e fases condensadas	Maximizar a conversão de resíduo em gás combustível de maior poder calorífico	Maximizar a conversão de resíduo em gases de alta temperatura	Maximizar a conversão de resíduo em gás combustível de maior poder calorífico e na fase de escória sólida
Temperatura (°C)	250-900	500-1800	800-1450	1200-2000
Pressão (MPa)	0,1	0,1-4,5	0,1	0,1
Atmosfera	Inerte/Nitrogênio	Agente de gaseificação: O_2 , H_2O	Ar	Agente de gaseificação: O_2 , H_2O Gás de plasma: O_2 , N_2 , Ar (Argônio)
Taxa estequiométrica	0	< 1	> 1	< 1
Produtos do processo:				
Fase gás	H_2 , CO , H_2O , N_2 , hidrocarbonetos	H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O , N_2		
Fase sólida	Cinza, coque	Escória, cinza	Cinza, escória	Escória, cinza
Fase líquida	Óleo de pirólise, água			

Fonte: Bosmans et al. (2013)

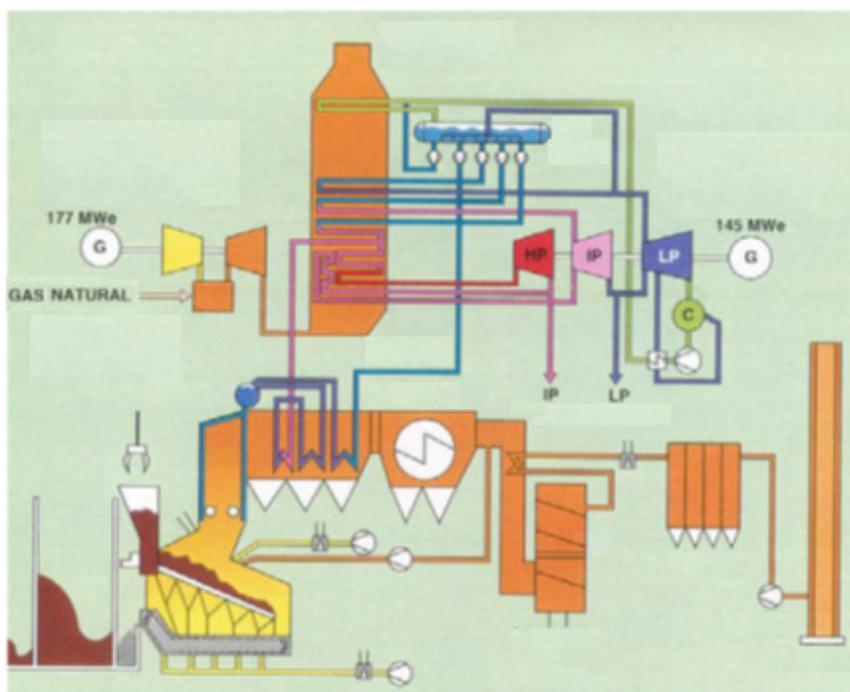
3.3.1.5 Ciclo híbrido

Em termos de centrais térmicas de geração, uma tecnologia que tem sido empregada em projetos recentes é o ciclo híbrido, com aplicação de um conjunto compressor/turbina a gás e caldeira de recuperação queimando gás natural e associado a uma caldeira de incineração para resíduo sólido urbano. Devido ao significativo insumo energético verificado na temperatura dos gases de escape da turbina a gás, o seu aproveitamento é usado para o superaquecimento do vapor que vem do incinerador, devido às limitações principalmente de temperatura (que

devem ficar abaixo de 400 °C para evitar problemas de corrosão dos tubos do evaporador), conforme Korobitsyn (1999). Desta tecnologia, encontra-se em funcionamento o ciclo híbrido apresentado em AZN (1997) comissionado em 1997, em Moerdijk, Holanda, como projeto de demonstração da tecnologia de ciclos híbridos, conforme Figura 16.

O ciclo híbrido em questão é composto por três conjuntos a gás (cada unidade com capacidade de 60 MW, queimando gás natural) e suas respectivas caldeiras de recuperação, e três caldeiras de incineração em paralelo, que produzem vapor a 10,0 MPa/400 °C, que é posteriormente elevado a 520 °C nas caldeiras de recuperação. As turbinas a vapor, com estágios de alta, média e baixa pressão, geram conjuntamente 145 MW (ele), operando na unidade inferior (*bottoming*) do ciclo combinado, sendo o vapor de média e baixa pressão oriundo das caldeiras de recuperação. A instalação processa 636.000 t/ano de resíduos, produzindo 270 t/h (75 kg/s) de vapor a partir da incineração de 80 t/h (22,2 kg/s) de resíduos com poder calorífico médio de 10450 kJ/kg. Sua eficiência térmica é estimada em 30%.

Figura 16 – Ciclo híbrido AZN, Holanda



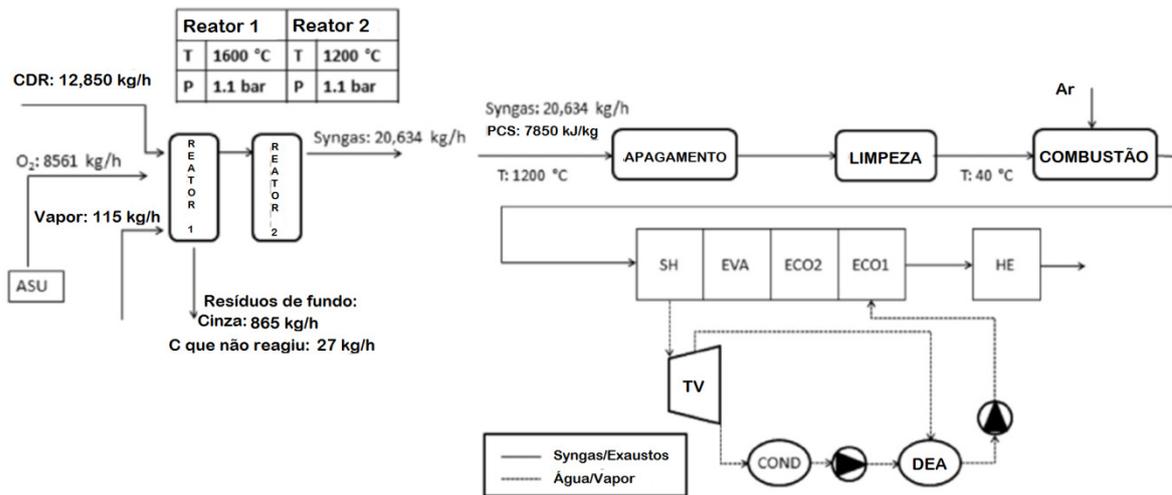
Fonte: AZN (1997)

3.3.1.6 Ciclo IGCC

Propostas de ciclos combinados gás/vapor com gaseificação de lixo urbano têm sido apresentadas como potencialmente superiores ao ciclo híbrido; na proposta de Lombardi et al. (2012), a Figura 17 apresenta uma concepção de ciclo combinado com gaseificação de

CDR e resfriamento recuperativo. O gás de síntese é processado e, após sua limpeza, 97% em massa é enviado para a câmara de combustão do conjunto a gás e o restante para uma unidade de combustão, sendo queimado a partir do conteúdo de oxigênio remanescente da exaustão da turbina a gás.

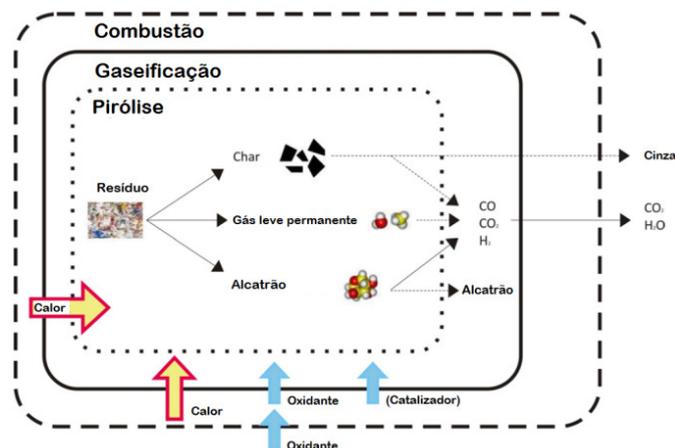
Figura 17: Ciclo Rankine com gaseificação de RDF e resfriamento recuperativo.



Fonte: Lombardi et al. (2012).

Arena (2012) propõe uma avaliação crítica da gaseificação de RSU, a partir de aspectos básicos do processo que inclui uma sequência de sucessivas etapas endotérmica e exotérmica com referência aos principais reagentes e produtos, como sugerido na Figura 18. Com esta análise, a gaseificação é uma opção tecnicamente viável para a conversão de resíduos sólidos. Do ponto de vista ambiental, é capaz de atender os limites de emissão existentes e pode ter um efeito notável sobre a redução da eliminação da opção aterro sanitário.

Figura 18: Representação esquemática dos estágios de pirólise, gaseificação e combustão.



Fonte: Arena (2012).

Na Tabela 16, apresenta-se o potencial da recuperação de energia de RSU. Todas as alternativas têm um impacto significativo sobre a quota total de energia elétrica. Além disso, o impacto do CO₂ dessas tecnologias é relativamente baixo, especialmente quando comparado às tecnologias de geração de energia convencionais com carvão e gás natural. Apresentando uma fração do gás natural no conceito de ciclo híbrido, traz melhoria no desempenho do mesmo (UDOMSRI et al., 2009).

Tabela 16: Recuperação de energia para vários tipos de tecnologia.

Material	Tecnologia	Eficiência (%)	Partes de Combustível (%RSU)	Impacto do CO ₂ (t/MWh)
RSU	Incineração convencional	22	100	0,578
RSU	Incineração com leito fluidizado	26	100	0,489
RSU/GN	Ciclo híbrido	32	75	0,397
RSU	Gaseificação	28	100	0,454
RSU	Gaseificação com ciclo combinado a turbina a gás	43	100	0,296

Fonte: Adaptado de Udomsri et al. (2009).

3.4 REVISÃO DA LITERATURA

Dada a relevância que assume o gerenciamento de resíduos sólidos urbanos, questões pertinentes à conservação de energia, à redução na emissão de CO₂ e à sustentabilidade da utilização energética do resíduo têm sido avaliadas, assim como são estudados o estado de arte da recuperação energética através da incineração do resíduo sólido municipal, em processos denominados *Waste to Energy*, ou energia a partir dos resíduos, e *Energy from Waste*, recuperação de energia a partir dos resíduos.

Korobitsyn et al. (1999) verificaram que a natureza agressiva dos gases de saída do incinerador não permite que a temperatura de vapor na caldeira seja elevada acima de 400 °C. Um incremento na temperatura de vapor pode ser alcançado por um superaquecedor externo e uma caldeira de recuperação de calor posicionada após a turbina a gás, quando então um vapor de conteúdo mais energético torna-se disponível para a produção de eletricidade. Os autores propuseram duas configurações. No primeiro caso, o vapor gerado na instalação WTE é superaquecido em uma instalação em um ciclo combinado que opera em paralelo. No

segundo caso, os gases de exaustão da instalação com turbina a gás são enviados para uma seção do superaquecedor da caldeira do incinerador de resíduo, fornecendo ar pré-aquecido para a combustão.

Uma análise foi realizada em duas configurações distintas em termos de eficiência, consumo de gás natural e a área da superfície da caldeira. Os resultados revelaram que opções integradas podem apresentar um incremento substancial na eficiência. Em uma das configurações foi introduzido um trocador de calor intermediário, permitindo uma solução mais efetiva, oferecendo uma menor área de superfície na caldeira com moderada taxa de consumo de gás natural.

Consonni et al. (2004), em continuidade ao trabalho de Macchi e Lozza (2003), analisaram o estudo da construção de um ciclo híbrido, suprido com resíduo sólido municipal integrado a um ciclo combinado com gás natural a ser utilizado na cidade de Milão, Itália, bem como realizaram uma análise crítica de uma série de sistemas alternativos para a construção de sistemas híbridos.

Consonni e Silva (2007) focaram sua atenção na operação *off-design* (fora de projeto) de um sistema WTE suprido com resíduo sólido municipal integrado com um ciclo combinado com gás natural. Duas situações que estimam o desempenho delimitado pela faixa de condição de operação foram estudadas:

- a) Instalação WTE na potência plena e a turbina a gás no ponto operacional inferior;
- b) Instalação WTE no ponto operacional inferior e a turbina a gás na potência plena.

Foram avaliadas duas instalações integradas com a mesma seção da WTE com a potência de combustão de 180 MW térmicos (com base no poder calorífico inferior), acopladas a ciclos combinados baseados em duas diferentes turbinas a gás *heavy-duty*, uma de 70 MW e outra de 250 MW.

Qiu e Hayden (2009) estimaram a viabilidade do uso de ciclo combinado híbrido e analisaram as vantagens termodinâmicas com ajuda de simulações computacionais. Mostrou-se que os ciclos combinados poderiam oferecer a mais alta eficiência em conversão de energia e uma praticidade no manuseio do RSU. Comparando a incineração convencional de RSU que fornece uma eficiência elétrica inferior e problemas de operação, o uso de ciclo combinado híbrido apresentou uma considerável redução das emissões de CO₂.

Udomsri et al. (2009) pesquisaram a atual prática de gerenciamento do resíduo sólido municipal com a situação de energia na Tailândia, o potencial de recuperação de energia do resíduo sólido municipal pela investigação dos vários tipos de tecnologia de incineração, em

particular o ciclo híbrido, o qual integra resíduo sólido municipal e combustíveis de alta qualidade como o gás natural, considerado ser uma solução promissora.

Udomsri et al. (2010) realizaram um estudo sobre a redução da geração de resíduo, com aplicação do conceito de termelétricas híbridas, com alta eficiência elétrica, comparando com concepções de termelétricas com combustível separado (ciclo combinado com gás natural no conjunto compressor/turbina a gás e incineração com RSU). Também fizeram uma avaliação econômica e uma análise de modelo de energia de diferentes tecnologias de conversão. Estes modelos de energia foram desenvolvidos para refinar ainda mais o potencial esperado da incineração de RSU com que diz respeito à recuperação energética e questões ambientais.

Poma et al. (2010) analisaram um ciclo híbrido integrando incinerador com ciclo combinado a gás projetado como possível opção futura para utilização térmica dos resíduos urbanos de uma parte do nordeste da província de Turim, Itália, fornecendo 160 MW para a rede elétrica e 50 MW para uma rede de aquecimento distrital em condição máxima.

Cheng e Hu (2010) fornecem uma visão geral sobre a indústria *Waste to Energy* (WTE), desafios e expansões na incineração WTE na China, sendo que 13% do RSU gerado está disposto em instalações WTE. A maioria das WTE em operação na China é baseada na incineração, vista como uma tecnologia madura como fonte de energia renovável quando comparada a outras tecnologias com significantes benefícios à qualidade ambiental, em relação à redução das emissões dos gases do efeito estufa, políticas governamentais e incentivos de financiamento. A indústria de incineração WTE passa por um esperado crescimento e representa maior contribuição no suprimento de energia renovável na China.

Ribeiro e Kimberlin (2010) propuseram uma nova configuração de uma termelétrica WTE, combinando resíduo sólido urbano e turbinas a gás ou turbinas a gás com uso de gás de aterro (biogás), tendo dois objetivos: incrementar a eficiência termodinâmica da instalação e evitar a corrosão na caldeira de incineração de resíduos, causada pelas altas temperaturas no metal do tubo. A diferença entre este conceito e outras configurações existentes, tomada como exemplo a instalação Zabalgardi em Bilbao, na Espanha, é o mais baixo consumo de gás natural, permitindo que 80% de energia gerada pelo resíduo seja exportado, com eficiências superiores às mais avançadas instalações WTE com menor custo de capital e de operação.

Udomsri et al. (2011) avaliaram o potencial da incineração de RSU para mitigação da mudança climática e promoção da produção de eletricidade baseada na biomassa levando a uma direção mais sustentável na Tailândia. Uma análise foi feita para saber o potencial da recuperação de energia do RSU, investigando vários tipos de tecnologias convencionais e

ciclos híbridos avançados (combinando RSU e gás natural como combustível) quanto à eficiência e emissões de CO₂.

O ciclo híbrido é uma combinação de uma instalação de incineração de resíduo e uma instalação com ciclo combinado, considerado uma solução promissora pelo conceito de incrementar a eficiência elétrica da incineração de RSU, evitando problemas de corrosão, pelo emprego de vapor superaquecido externo.

Becidan e Anantharaman (2012) compararam a baixa eficiência total das instalações de incineração de resíduos convencionais com as das termelétricas de combustível fóssil, discutindo os aspectos na melhoria da eficiência do incinerador de RSU pela integração com outro ciclo de potência, tipicamente utilizando turbina a gás.

Pasek et al. (2013), justificando o crescimento populacional e desenvolvimento econômico, também observaram problemas sanitários em algumas grandes cidades. Para a solução deste problema, foi proposto aplicar a tecnologia WTE para reduzir eficientemente o volume de RSU. Tendo em vista esta tecnologia, investigaram as características do resíduo gerados em Bandung, Indonésia, em termos de sua composição química e física através de padrões e testes e poder calorífico. Foi obtido um valor médio de 1500 kcal/kg no RSU, pré-tratado, de modo a ser usado diretamente como combustível em uma instalação WTE de pequeno porte para gerar 800 kW de eletricidade, com 50 toneladas por dia de RSU.

Bosmans et al. (2013) fizeram uma revisão das tecnologias termoquímicas (incineração, gaseificação, pirólise, tecnologias a plasma e combinações) para a valoração energética dos fluxos de calor de resíduos, focado no resíduo sólido municipal (RSU), possivelmente processado em combustível derivado de resíduo (CDR). Neste contexto, limitaram as tecnologias que foram comprovadas comercialmente em uma instalação em grande escala, ou que tenham ao menos demonstrado sua viabilidade através de testes da instalação piloto. Com esta abordagem tecnológica, para alguns processos específicos, com ênfase em novas tecnologias avançadas, tais como a tecnologia de plasma, uma comparação foi realizada entre as diferentes tecnologias no âmbito de fatores estressantes que afetam a sua aplicabilidade e adequação operacional. O critério adotado foi baseado no impacto ambiental, eficiência energética, recuperação de material e operação do sistema.

Balcazar et al. (2013) avaliaram, em seu estudo, como as cidades brasileiras estão considerando a possibilidade técnica e econômica de incineração de resíduos não recicláveis. Uma destas cidades, São José dos Campos, estava considerando a compostagem do resíduo orgânico para a produção de biogás e a incineração de resíduos não recicláveis. Considerando um estudo técnico e econômico como solução alternativa na deposição do resíduo sólido em

São José dos Campos, um sistema *Waste to Energy* baseado na integração de uma turbina a gás com o incinerador de RSU, ciclo híbrido combinado, para a produção de energia térmica e elétrica, revelou-se atrativa quando o crédito de carbono e a taxa de lixo estão incluídos na receita do projeto.

Arafat e Jijakli (2013) desenvolveram uma modelagem da gaseificação de RSU, cujos resultados foram comparados à incineração. A gaseificação apresenta distintas vantagens sobre a incineração: produz um produto multiuso (H_2 e CH_4), opera a baixas temperaturas, é geralmente mais eficiente que a incineração e volatiliza menos poluentes do que quando o resíduo é incinerado. Consideraram também importante a avaliação das tecnologias de recuperação energética. O custo total da incineração foi estimado em US\$115.000 por tonelada de resíduos por dia, que inclui o custo do capital amortizado na base da capacidade da instalação. Por outro lado, o custo da gaseificação foi estimado entre US\$86.000 e US\$97.000 por tonelada de resíduos por dia, tornando a gaseificação uma opção mais barata do que a incineração.

Bianchi et al. (2014a, 2014b) focaram as possibilidades de maximizar a conversão do resíduo através da integração de uma instalação WTE com uma turbina a gás para utilizar a saída de gases quentes para superaquecer o vapor que sai do gerador de vapor da WTE. Uma instalação convencional WTE tomada como referência foi modelada com a repotenciação com diferentes unidades comerciais de turbinas a gás, resultando em possibilidades de se criar uma nova termelétrica WTE-GT integrada avançada ou repotenciar instalações WTE existentes.

Leme et al. (2014) realizaram um estudo comparativo do ponto de vista técnico-econômico e ambiental, com diferentes alternativas no tocante à recuperação de energia do resíduo sólido urbano gerado nas cidades brasileiras. Uma análise ambiental foi empregada, obtendo como base dados coletados em Betim, cidade do estado de Minas Gerais, com 450.000 habitantes e que produz 200 t/dia de RSU. A melhor opção apresentada devido aos indicadores econômicos é a combustão direta do resíduo como combustível para a geração de eletricidade. Duas alternativas para a recuperação da energia do sólido foram analisadas: um aterro que usa biogás para gerar eletricidade e uma instalação WTE que gera eletricidade. Como resultado, observaram que os projetos de geração de energia que empregam biogás de aterro no Brasil são intensamente dependentes de um mercado de créditos de redução de emissões. Por outro lado, a WTE, devido ao custo alto de instalação, custo de operação e manutenção (O&M), são altamente dependentes da remuneração do tratamento do RSU.

Maier e Oliveira (2014) estabeleceram como objetivo de seu trabalho avaliar as implicações da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) no Brasil sobre a viabilidade econômica de diferentes instalações de tratamento energético de resíduos sólidos urbanos, apesar do mercado brasileiro de eliminação de resíduos sólidos urbanos continuar a ser dominada por deposição em aterro.

Luz et al. (2015) avaliaram a viabilidade técnico-econômica da gaseificação de RSU para a geração de eletricidade para os municípios brasileiros, que classificados de acordo com subgrupos populacionais, usando esse parâmetro como base para o cálculo dos resíduos sólidos urbanos produzidos, os custos do projeto e receitas. Diferentes despesas foram levadas em consideração, como equipamentos e custos de instalação, operação e manutenção e a taxa de juros do investimento. Com relação às receitas, elas são decorrentes da venda de energia elétrica, os rendimentos dos materiais recicláveis, as taxas pagas pelos municípios brasileiros para a eliminação de resíduos sólidos urbanos em aterros sanitários e os rendimentos pelos créditos de carbono. A viabilidade econômica foi avaliada utilizando-se o valor presente líquido e a taxa interna de retorno como indicadores econômicos.

Michele et al. (2015) focam na repotenciação das termelétricas WTE existentes subutilizadas com turbinas a gás, através de uma simulação termodinâmica completa usando diferentes configurações comerciais de turbinas a gás. Com a integração da turbina a gás ao sistema pode-se melhorar a utilização do resíduo, obtendo efeitos positivos de sinergia.

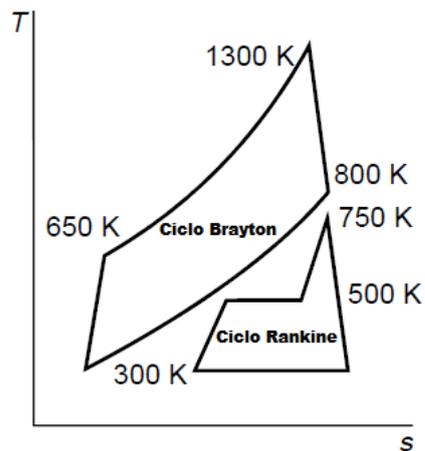
3.5 METODOLOGIA

As premissas de projeto adotadas nesta etapa do trabalho estão de acordo com o edital 014/2012 sobre arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração de energia elétrica a partir de biogás oriundo de resíduos e efluentes líquidos na matriz energética brasileira (ANEEL, 2012c). Para esta modelagem, parâmetros de concepção de um projeto de P&D para uma Mini-URE (unidade de recuperação de energia), proposto para a utilização de combustíveis como o biogás do aterro sanitário e do RSU foram empregados. Definiu-se que as tecnologias mais recomendadas para o projeto de uma instalação piloto seriam o ciclo IGCC (empregando resíduo sólido urbano gaseificado) e diferentes concepções de ciclos híbridos (incineração de resíduo urbano integrada a conjuntos a gás acionados com LFG ou gás natural).

Foi desenvolvida preliminarmente uma modelagem tomando como base uma instalação de incineração composta de um ciclo combinado, de acordo com o diagrama T-s da Figura 19, caracterizado pelo fornecimento de energia térmica dos gases de exaustão da turbina a gás

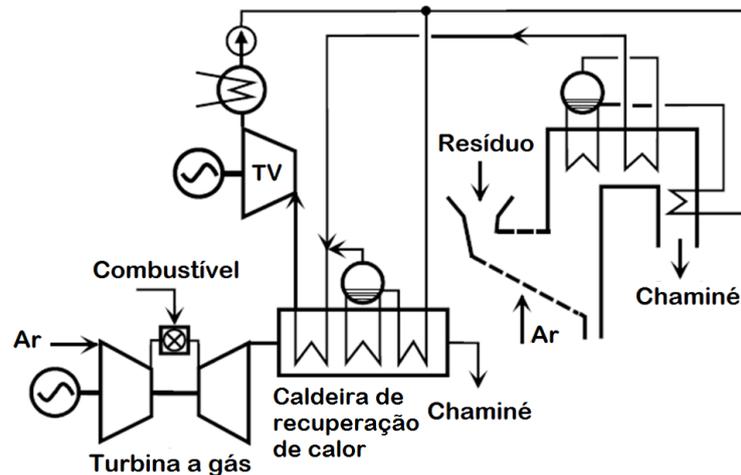
para o superaquecimento de vapor de uma turbina a vapor, acoplado a um incinerador; os mesmos são operados em paralelo, de modo a processar com eficiência os resíduos sólidos urbanos (RSU), de forma a obter a transformação dos resíduos em forma térmica para a produção de eletricidade, conforme a Figura 20.

Figura 19: Diagrama T-s para o Ciclo Combinado



Fonte: Adaptado de Korobitsyn (1998)

Figura 20: Configuração paralela de ciclo híbrido HRSG-Incinerador



Fonte: Adaptado de Korobitsyn (1998)

Por se tratar de uma instalação piloto, na análise comparativa das opções tecnológicas de aproveitamento do biogás oriundo de resíduos para geração de energia elétrica decidiu-se avaliar a queima consorciada de LFG e RSU, a despeito da incineração se revelar ambientalmente mais atrativa (ASSAMOI e LAWRYSHYN, 2012) e haver um conflito no emprego concomitante de ambos, uma vez que o LFG se origina da decomposição anaeróbica do RSU depositado em aterros sanitários.

Para a modelagem e simulação das configurações, foi empregado o software Cycle Tempo (TU DELFT, 2007) por disponibilizar os componentes necessários para as concepções pretendidas. Na simulação das configurações, balanços de massa e energia devem ser respeitados, bem como o rendimento exergético de cada componente deve se situar nos patamares adequados. Para as diferentes tecnologias abordadas, diversos parâmetros identificados na literatura foram adotados para a coerência das configurações propostas às leis da termodinâmica, bem como restrições de disponibilidade das fontes de energia:

- Adotado consumo de 150 t/dia (1,736 kg/s) de RSU e de 0,480 kg/s de biogás de aterro;
- Foi assumida a composição química do LFG na cidade de São Bernardo do Campo, SP, de acordo com dados da Tabela 17, e a composição do RSU coletado em Santo André, SP, de acordo com dados da Tabela 18; os correspondentes poderes caloríficos foram calculados a partir da equação de Mendeleev e estão dispostos nas mesmas tabelas;
- Foi adotado sistema de condensação a ar devido a restrições na disponibilidade de água.

Tabela 17: Composição do biogás

Componente	Fração Volumétrica
CH ₄	0,4769
CO ₂	0,3739
H ₂ S	0,0027
N ₂	0,0749
H ₂ O	0,0639
O ₂	0,0077
PCI (kJ/kg)	13804

Fonte: Comunicação interna.

Tabela 18: Resultados da análise elementar úmida para o RSU (1) da cidade de Santo André comparada a outras composições similares encontradas na literatura

Componentes	Análise Elementar (%massa)		
	RSU (1)	RSU (2)	RSU (3)
Carbono	26,70	20,11	35,50
Hidrogênio	3,37	2,92	5,10
Oxigênio	16,14	12,58	23,90
Nitrogênio	0,52	0,55	2,40
Cloro	-	0,18	-
Enxofre	0,11	0,80	0,50
Umidade	41,30	50,65	25,00
Cinzas	11,87	12,21	7,60
PCI (kJ/kg)	9743	7275	14112

Fontes: RSU (1) – Adaptado de Nordi et al. (2014); RSU (2) - Chang et al. (1998); RSU (3) - Ujam e Eboh (2012)

Este estudo avalia as técnicas de conversão de RSU através de uma análise termodinâmica que foi desenvolvida com as propostas tecnológicas associadas a um projeto de P&D de recuperação energética a partir de resíduos sólidos urbanos. Considerando-se que o presente doutorado se encontra associado a tal projeto de P&D, um de seus objetivos consiste em analisar diferentes concepções de ciclos térmicos que possam dar uma destinação de recuperação energética ao RSU em questão. Dessa forma, as análises que se seguem, propõem a estudar o processo de funcionamento de diferentes configurações de ciclos térmicos, desde a admissão do combustível até a produção de energia elétrica, estruturadas através de modelagem com o software Cycle-Tempo (TU DELFT, 2007).

Parâmetros de funcionamento encontrados na literatura foram adotados para que a modelagem apresentasse uma validação coerente às Leis da Termodinâmica. Foram realizados balanços de massa, energia e exergia. No balanço de massa das configurações, a vazão de combustível empregada é fixa, e dessa forma a vazão de água que é transformada em vapor varia em função da tecnologia empregada em cada caso. No balanço de energia, definem-se todas as potências envolvidas em máquinas e equipamentos térmicos a partir da potência térmica do combustível, determinada pela vazão de combustível fixada e o poder calorífico inferior do mesmo. Por seu lado, o balanço de exergia qualifica a energia que é transformada em trabalho útil. O conceito de exergia possibilita encontrar os pontos de baixa eficiência localizados na instalação, para uma posterior otimização – a cada simulação, são verificadas possíveis incongruências termodinâmicas decorrentes da avaliação exergética e, uma vez detectadas, são definidas mudanças nos parâmetros operacionais do ciclo térmico (dentro de faixas tecnologicamente recomendadas) de modo a eliminá-las.

Para decisão acerca da faixa de capacidade de geração elétrica das configurações a serem simuladas, foi buscado um equilíbrio entre o custo de investimento em equipamentos e a receita decorrente da venda da energia elétrica gerada através da taxa interna de retorno (TIR). Considerou-se que a TIR deveria ser superior a 10% a.a., com horizonte de simulação até 30% a.a., valores normalmente utilizados em análises econômicas; tais valores representam as taxas de juros anuais em seus valores mínimo e máximo considerados para um empreendimento em escala piloto. Assumiu-se vida útil de 20 anos, preço de venda da eletricidade a 77 US\$/kWh e 7000 h/ano de operação da instalação WTE, sendo que tais valores foram posteriormente variados em análises de sensibilidade. O custo de investimento do conjunto a gás (*GT package*) e da turbina a vapor de condensação foram baseados nas equações descritas em Khoshgoftar Manesh et al. (2013), considerando-se de forma simplificada que o custo da caldeira de recuperação corresponde a 11% do custo do conjunto

a gás (SILVA, 2004). Nessas condições, verificou-se que a faixa de capacidade das configurações a serem analisadas deveria se situar entre 4 MW e 11 MW, entendendo-se que tal faixa poderia ser ampliada na medida em que os parâmetros iniciais fossem alterados.

Foram avaliadas duas concepções de ciclo combinado identificadas na literatura, sendo a primeira um ciclo híbrido com turbina a gás queimando biogás de aterro e incinerador queimando resíduo sólido e a segunda um sistema de gaseificação do resíduo sólido para queima do gás de síntese em turbina a gás. Para cada configuração proposta, balanços de massa, energia e exergia foram realizados, considerando-se os parâmetros tecnológicos pertinentes. Um excesso de ar de 100% foi assumido como parâmetro de projeto do incinerador dos ciclos híbridos (CHANG e HUANG, 2001; KUNZ, 2009; KRANERT; CORD-LANDWEHR, 2010; RAYAPROLU, 2012). A temperatura dos gases de exaustão do aquecedor de ar dos incineradores foi fixada em 199°C, de acordo com Chang e Huang (2001) e Kranert e Cord-Landwehr (2010) e Rayaprolu (2012). Foi assumido rendimento isentrópico de 75% para as turbinas a vapor, valor compatível com a faixa de potência gerada nos quatro casos estudados.

No contexto de alguns parâmetros, para Bolland (2014) a turbina a gás opera tipicamente com excesso de ar na faixa de $\lambda = 2,2-3$ (220 a 300 % de excesso de ar), o que resulta em uma proporção entre 3 e 4% de CO₂ na combustão de produtos ou de gás de exaustão para a combustão de gás natural. Na modelagem de gaseificação de biomassa obtida por Elmegaard (1999), empregou-se como parâmetro a razão ar-combustível 1,67 (ou 167 % de excesso de ar) no gaseificador com a finalidade de encontrar-se um gás de síntese específico semelhante ao encontrado por Consonni e Larson (1996).

Segundo Tobiasen e Kamuk (2013), a eficiência térmica das instalações WTE voltadas à geração elétrica depende do tamanho da instalação, das temperaturas a serem respeitadas para evitar a corrosão dos tubos da caldeira de vapor, e do fato da conexão da configuração se realizar em cogeração (eletricidade e rede de aquecimento distrital) ou somente eletricidade. A Tabela 19 apresenta valores indicativos com respeito à eficiência térmica de instalações WTE.

Tabela 19: Rendimento térmico para instalações WTE

Instalação WTE	Tamanho	Eficiência térmica líquida
Somente eletricidade	Até 100 MWt	23-26 %
Somente eletricidade	> 100 MWt	Até 30 %
Calor e energia	Até 100 MWt	17-23 %
Calor e energia	> 100 MWt	Até 25 %

Fonte: Tobiasen e Kamuk (2013)

A fim de comparar o desempenho econômico de diferentes tecnologias, a eficiência térmica líquida, η_{el} , é definida como a razão entre a eletricidade exportada e a energia de entrada, mostrada na Equação 9.

$$\eta_{el} = \frac{\dot{E}_{el,exp}}{\dot{m} * PCI} \quad (9)$$

sendo:

$\dot{E}_{el,exp}$ - quantidade de energia exportada [kW];

\dot{m} - fluxo de massa [kg/s];

PCI - poder calorífico inferior [kJ/kg].

3.5.1 Alternativas tecnológicas avaliadas

3.5.1.1 Ciclo híbrido: caldeira de recuperação (Caso 1)

O ciclo híbrido modelado é composto de um ciclo Brayton a partir de uma turbina a gás não comercial queimando LFG; um ciclo Rankine, estruturado por um incinerador que queima RSU e fornece vapor superaquecido na temperatura de 400°C para uma turbina a vapor de condensação, com sistema de resfriamento a ar no condensador. O limite de temperatura do vapor foi estabelecido de acordo com Korobitsyn et al. (1999) em função da natureza agressiva dos gases de saída do incinerador.

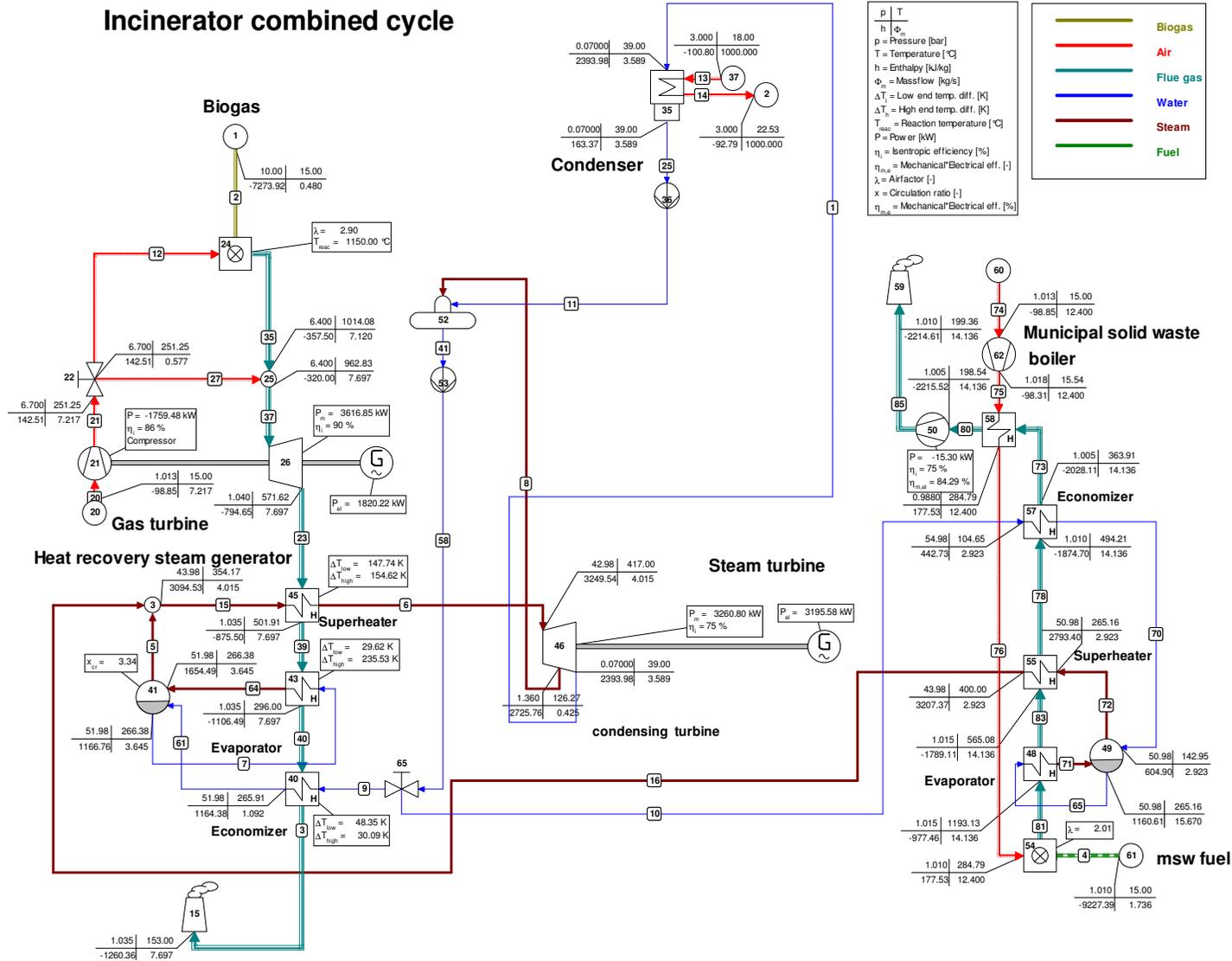
Os parâmetros preliminares tomados como referência para a modelagem da turbina a gás não comercial queimado LFG foram obtidos a partir do modelo OP16-3C da Optimal Radial Turbine (OPRA), cujos dados são dispostos na Tabela 20, e que foi desenvolvida para operar com combustíveis de baixo poder calorífico, tais como gás residual, gás de síntese, biogás, gás derivado de carvão, óleo de pirólise e etanol. As principais informações de referência do Caso 1 são apresentadas na Tabela 21. A Figura 21 ilustra a configuração proposta (Caso 1), que resultou em uma instalação com capacidade de 5016 kW.

Tabela 20: Dados de referência da turbina a gás modelo OP16-3C.

Configurações da turbina a gás	
Potência de saída no eixo (kW)	1850
<i>Heat Rate</i> (Btu/kWh)	14053
Relação de pressão	6,7
Fluxo de massa dos gases (kg/s)	8,7
Temperatura de exaustão dos gases (°C)	573

Fonte: OPRA (s.d.)

Figura 21: Caso 1- ciclo híbrido, vapor superaquecido saindo do incinerador de RSU a 400°C



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 21: Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 1 (temperatura do vapor: 400°C)

Configurações do ciclo híbrido - Caso 1	
Potência bruta condições de referência [kW]	5016
Consumo interno [kW]	61
Potência líquida [kW]	4962
Potência de eixo da turbina a gás [kW]	1820
Potência de eixo da turbina a vapor [kW]	3196
<i>Heat Rate</i> Global [kJ/kWh] (PCI)	17102
Rendimento térmico [%]	21,05

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

3.5.1.2 Ciclo híbrido: trocador de calor para superaquecimento externo (Caso 2)

Segundo Malkow (2002), a empresa Kubota Corporation of Japan desenvolveu uma tecnologia de processamento de resíduos no qual o ciclo híbrido não apresenta caldeira de recuperação, mas conta com um trocador de calor que se utiliza da elevada temperatura dos gases de escape da turbina a gás (próximo de 580°C) para elevar a temperatura do vapor que sai da caldeira do incinerador de RSU de 400°C para 417°C. Korobitsyn et al. (1999) denomina-a configuração *hot windbox* com superaquecimento externo, justificando que oferece alta eficiência, juntamente com um menor consumo de gás natural, menor área de transferência de calor e maior rendimento térmico comparativamente às demais propostas de ciclo híbrido.

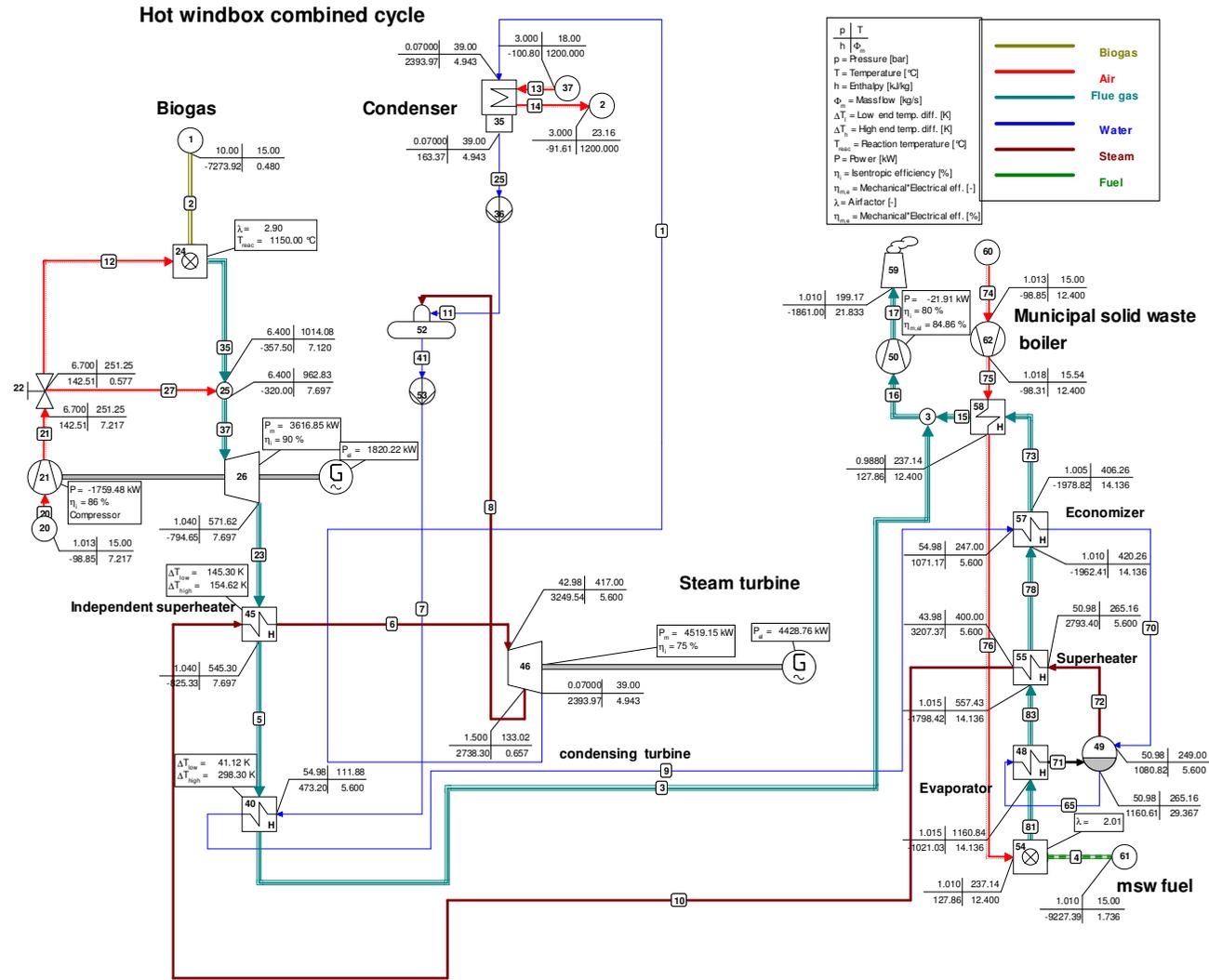
Para avaliar possível melhoria na concepção original do ciclo híbrido, uma nova concepção empregando o Cycle-Tempo foi modelada, tendo LFG como combustível na turbina a gás e a queima do RSU na caldeira de incineração no processo de combustão do incinerador, referida como Caso 2. A caldeira de recuperação de calor foi substituída por trocadores de calor, que aproveitam a temperatura de saída dos gases da turbina a gás para aumentar a temperatura do vapor enviado à turbina a vapor. Foram modelados equipamentos não comerciais para esta configuração, apresentada na Figura 22, sendo mantidos os parâmetros térmicos do ciclo híbrido do Caso 1. A Tabela 22 apresenta parâmetros de referência para esta configuração, e confirmam as expectativas de melhoria no rendimento térmico do ciclo.

Tabela 22: Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 2 (temperatura do vapor: 400°C)

Configurações do ciclo híbrido - Caso 2	
Potência bruta condições de referência [kW]	6249
Potência líquida [kW]	6176
Potência de eixo da turbina a gás [kW]	1820
Potência de eixo da turbina a vapor [kW]	4429
<i>Heat Rate</i> global [kJ/kWh] (PCI)	13740
Rendimento térmico [%]	26,20

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Figura 22: Caso 2 - ciclo combinado *hot windbox*, vapor saindo do incinerador de RSU a 400°C



Fonte: Elaboração própria.

3.5.1.3 Ciclo híbrido: trocador de calor para superaquecimento externo modificado

(Caso 3)

O Caso 3 corresponde ao ciclo híbrido na concepção ciclo combinado *hot windbox* com melhorias sinalizadas na literatura em termos de recuperação térmica dos gases, incluindo-se um trocador de calor adicional entre o condensador e o desaerador (GHASEMI, 2014; UDOMSRI et al., 2011; PETROV, 2003); foram simuladas as mesmas condições dos casos anteriores, com destaque para o fato de se manter a temperatura do vapor na saída do incinerador a 400 °C.

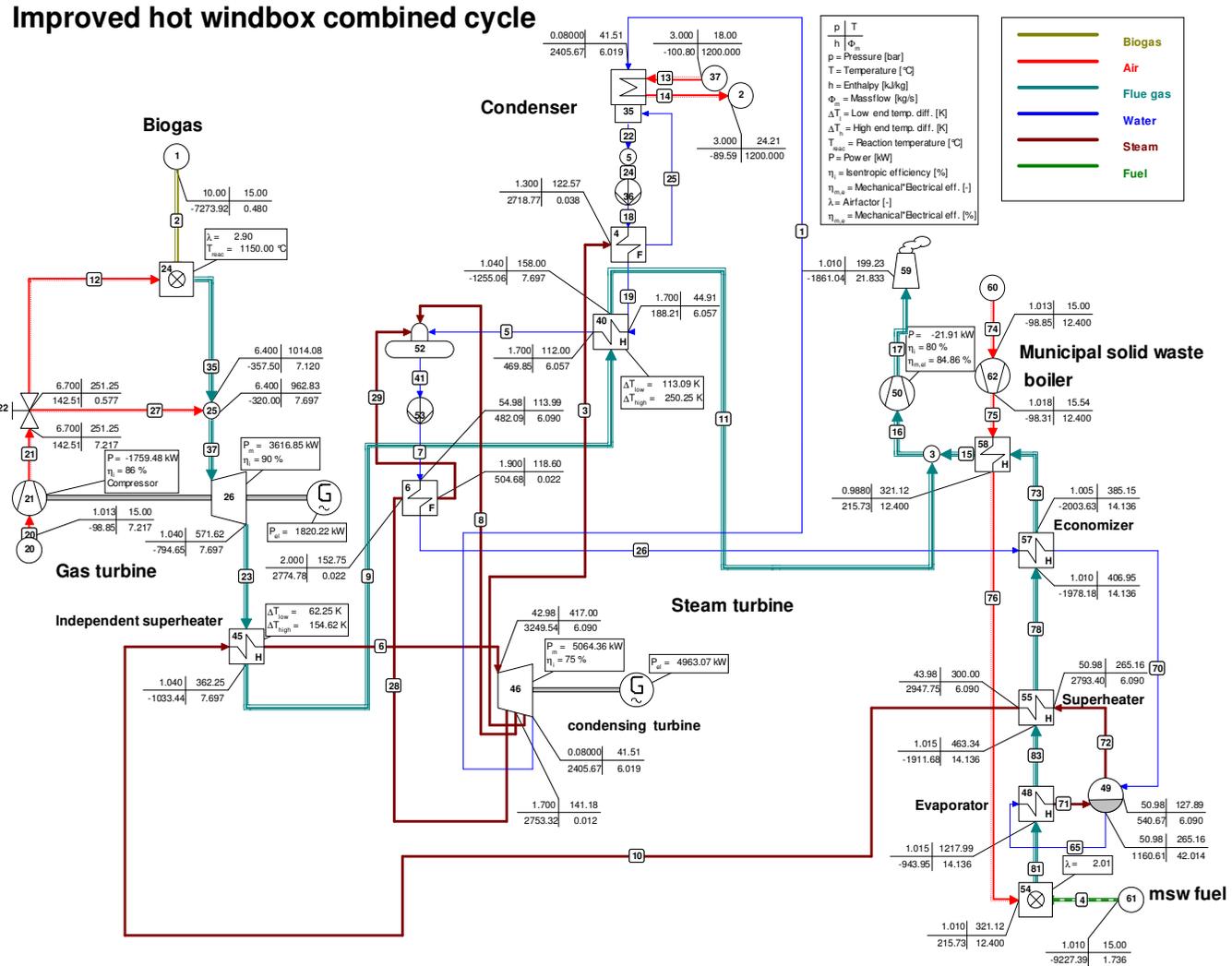
Nessas condições, comuns aos casos anteriores, a configuração proposta não atende aos balanços de massa e energia; por tal motivo, a temperatura do vapor superaquecido na saída do incinerador foi reduzida para 300°C, com isto garantindo-se a necessária proteção contra a corrosão nas seções em que o vapor superaquecido encontra-se na temperatura máxima, pautado em estudos de Branchini (2012) e Carrara (2014). Esta configuração está ilustrada na Figura 23, tendo os valores de referência da mesma apresentada na Tabela 23.

Tabela 23: Parâmetros de referência do ciclo híbrido – Caso 3 (temperatura do vapor: 300°C)

Configurações do ciclo híbrido - Caso 3	
Potência bruta condições de referência [kW]	6783
Potência líquida [kW]	6706
Potência de eixo da turbina a gás [kW]	1820
Potência de eixo da turbina a vapor [kW]	4963
<i>Heat Rate</i> Global [kJ/kWh] (PCI)	12654
Rendimento térmico [%]	28,45

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Figura 23: Caso 3 – ciclo combinado *improved hot box*, vapor saindo do incinerador a 300°C



Fonte: Elaboração própria.

3.5.1.4 Ciclo IGCC

A configuração composta com um IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) é composto de um gaseificador que processa RSU para gerar gás de síntese que será queimado em uma turbina a gás, cujos parâmetros preliminares tomados como referência para a modelagem da unidade não comercial queimando gás de síntese foram obtidos a partir do modelo Solar Mars 100 (Tabela 24). O ciclo térmico conta ainda com uma caldeira de recuperação de calor que aproveita a temperatura de saída dos gases da turbina a gás para fornecer energia térmica a um ciclo a vapor com turbina de condensação; um sistema de resfriamento a ar no condensador e um sistema de limpeza do gás de síntese.

Tabela 24: Dados de referência da turbina a gás modelo SOLAR MARS 100

Configurações da turbina a gás	
Potência líquida condição ISO (kW)	11350
<i>Heat rate</i> (kW/kWh)	10935
Relação de pressão	17,7
Vazão em massa dos gases (kg/s)	41,6
Rotação da turbina (rpm)	8570
Temperatura de exaustão dos gases (°C)	485

Fonte: Solar Mars (s.d.)

Segundo Zafar (2009), gaseificadores de maior capacidade são preferíveis para o tratamento de resíduos sólidos urbanos, porque admitem maiores variações na vazão de combustível, apresentam temperaturas uniformes no processo, devido ao fluxo altamente turbulento através do leito, boa interação entre gases e sólidos e altos níveis de conversão do carbono. Na Tabela 25 são apresentadas as faixas de capacidade térmica para os principais projetos de gaseificadores. Para a presente modelagem, a capacidade térmica de 16 MW recomenda o emprego de um gaseificador de leito fluidizado.

Tabela 25: Capacidade térmica de diferentes projetos de gaseificadores.

Projeto do gaseificador	Capacidade do combustível
<i>Downdraft</i>	1,0 kW - 1,0 MW
<i>Updraft</i>	1,1 MW - 12,0 MW
Leito fluidizado borbulhante	1,0 MW - 50,0 MW
Leito fluidizado circulante	10,0 MW - 200,0 MW

Fonte: Zafar (2009)

Segundo Tan et al. (2015), a temperatura da queima de resíduos em um incinerador se encontra na faixa de 850°C a 1100°C, sendo a faixa de 790 °C a 1650 °C recomendada para o

processo de gaseificação. Para Zafar (2009), processos de gaseificação que envolvem a reação de matéria-prima carbonácea com um reagente contendo oxigênio, ar, vapor ou dióxido de carbono geralmente ocorrem com temperaturas superiores a 800 °C. Desse modo, a temperatura para gaseificação no presente estudo foi definida em 850 °C, valor considerado adequado do ponto de vista ambiental, uma vez que as dioxinas liberadas no processo de incineração dos RSU são destruídas e/ou decompostas em temperaturas superiores a 800°C (SUN et al., 2015).

Para a modelagem técnica do gaseificador, considerou-se ainda uma pressão de 1,4 MPa e um fator ar/combustível de 1,60, baseando-se em Elmegaard (1999). A Figura 24 ilustra o ciclo IGCC, identificando-o como Caso 4, tendo os valores de referência desta configuração apresentadas na Tabela 26.

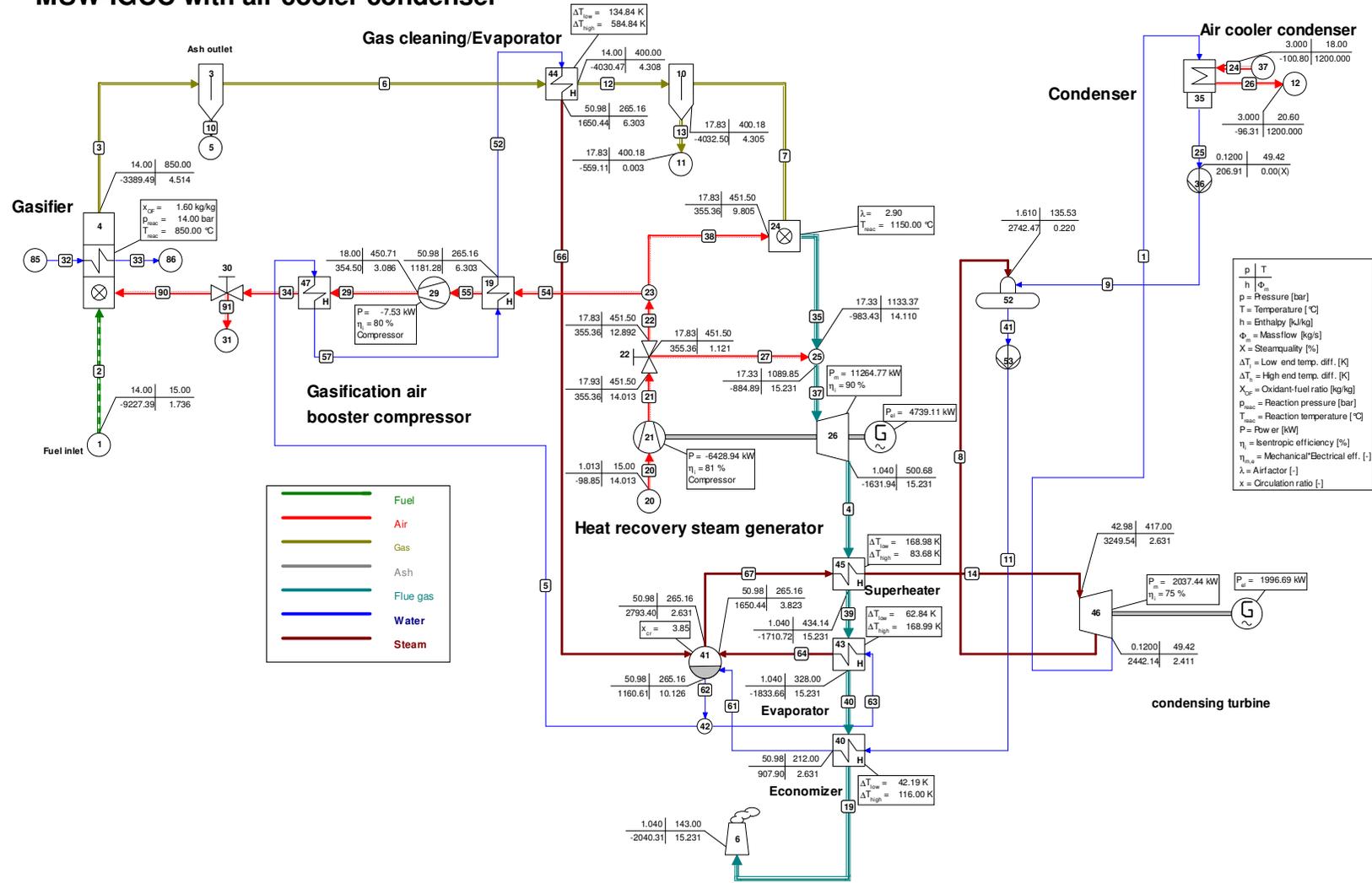
Tabela 26: Dados referentes ao ciclo IGCC – Caso 4

Configurações do ciclo IGCC – Caso 4	
Potência bruta condições de referência [kW]	6736
Potência líquida [kW]	6708
Potência de eixo da turbina a gás	4739
Potência de eixo da turbina a vapor	1997
Heat Rate Global [kJ/kWh] (PCI)	9078
Rendimento térmico [%]	39,66

Fonte: elaboração própria, a partir de valores simulados no Cycle Tempo

Figura 24: Caso 4 - ciclo IGCC

MSW-IGCC with air cooler condenser



Fonte: Elaboração própria.

3.6 DISCUSSÃO TÉCNICA DOS RESULTADOS

Na análise comparativa entre as configurações propostas, o ciclo IGCC (Caso 4) revelou ser tecnicamente mais atraente do que o ciclo híbrido integrado à incineração devido à alta eficiência térmica para geração elétrica, considerando-se as premissas inicialmente definidas, muito embora a tecnologia de incineração se encontre mais bem dominada, e em consequência, apresente maior número de fornecedores de equipamentos.

Considerando-se o fato de que a composição do RSU pode sofrer variações sazonais, julgou-se importante avaliar a variabilidade dos parâmetros técnicos empregados nessas condições. Para a avaliação com relação à robustez de cada configuração à variabilidade da composição do RSU, os quatro casos foram simulados com três diferentes composições de RSU (apresentadas na Tabela 18), sendo que os resultados da avaliação técnica realizada se encontram na Tabela 28. Deve-se ressaltar que as configurações de ciclos híbridos (Casos 1 a 3) foram concebidas para operar com resíduo sólido urbano na caldeira de incineração e biogás na turbina a gás (cuja composição é apresentada na Tabela 17), ao passo que a configuração IGCC (Caso 4) que emprega as mesmas composições de resíduo sólido urbano na gaseificação, gerando um gás de síntese para aproveitamento no ciclo combinado.

Os dados da Tabela 27 revelam que os ciclos híbridos apresentam pequena variabilidade na potência líquida devido à pequena variação na potência das bombas (0,15% a 0,22%) e grande variabilidade no rendimento térmico (*e heat rate*), da ordem de 45% a 50%. O ciclo IGCC, por sua vez, apresenta menor variabilidade do rendimento térmico (22%), mas se revela bastante sensível à variabilidade da potência líquida, que alcançou 93%. Para o estabelecimento de tais variações, em todos os casos e para cada resíduo e cada parâmetro, considerou-se a diferença entre o maior e o menor valor do parâmetro em análise dividida pelo parâmetro correspondente ao resíduo RSU 1.

Tabela 27: Comparação entre as configurações, relativamente aos parâmetros que apresentaram variação com a mudança da composição do RSU

Configurações Composição RSU	Caso 1			Caso 2			Caso 3			Caso 4		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
W_{liq} (kW)	4962	4966	4955	6176	6180	6169	6706	6710	6700	6708	4314	10612
W_{TV} (kW)	3196	3196	3196	4429	4429	4429	4963	4963	4963	1997	1405	2947
W_{TG} (kW)	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	4739	2931	7703
η_t (%)	21,05	25,75	15,91	26,20	32,41	19,80	28,45	34,79	21,51	39,66	34,16	43,01
$P_{saída\ inc}$ (bar)	43,98	43,98	43,98	43,98	43,98	43,98	43,98	43,98	43,98	-	-	-
$T_{saída\ inc}$ (°C)	400	400	400	400	400	400	300	300	300	-	-	-
<i>Heat Rate</i>	17151	14395	21697	13780	11568	17425	12690	10653	16047	9116	11016	7873
$\dot{m}_{entr\ TG}$ (kg/s)	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	4,305	4,287	4,372
$\dot{m}_{entr\ TV}$ (kg/s)	4,015	4,015	4,015	5,600	5,600	5,600	6,090	6,090	6,090	2,631	1,851	3,883

Fonte: Elaboração própria.

3.7 AVALIAÇÃO ECONÔMICA E DISCUSSÃO DAS CONFIGURAÇÕES DA PLANTA

Para a avaliação econômica de uma configuração de recuperação térmica de resíduos sólidos urbanos, URE, unidade de recuperação energética, será definido o custo capital de investimento através de parâmetros de comparação com instalações de referência que Amoo e Fagbenle (2013) aplicaram em seu trabalho, conforme Equação 10.

$$C_{cp} = C_{cp \text{ referência}} \left[\frac{M_{MSW \text{ efetiva}}}{M_{MSW \text{ referência}}} \right]^{0,7} \quad (10)$$

sendo:

C_{cp} = custo capital fixo efetivo;

$C_{cp \text{ referência}}$ = custo capital fixo referência;

$M_{MSW \text{ efetiva}}$ = capacidade efetiva [tonelada/ano];

$M_{MSW \text{ referência}}$ = capacidade referência [tonelada/ano].

Para os ciclos híbridos (Casos 1 a 3), foi assumida a capacidade de 150 toneladas por dia de RSU, o que equivale a 52500 toneladas por ano de resíduo sólido urbano assumindo-se uma operação de 8410 horas/ano e a composição do resíduo RSU 1, correspondente ao local possível de se implantar a instalação de recuperação energética. Os valores apresentados na Tabela 28 correspondem aos valores de referência correspondentes a uma instalação de incineração de RSU, de acordo com Amoo e Fagbenle (2013).

No ciclo IGCC (Caso 4), os parâmetros de capacidade e horas de operação por ano são assumidos como os mesmos valores dos ciclos híbridos. O custo de investimento para uma instalação de gaseificação de RSU, segundo Klein e Themelis (2003), é estimado que se situe entre 86.000 e 97.000 US\$ por tonelada de resíduo por dia. No ciclo IGCC em estudo, assumiu-se o valor médio de 91500 US\$ por tonelada de resíduo por dia para a análise.

Tabela 28: Parâmetros de referência para uma instalação de incineração de RSU (capacidade de instalação e seu respectivo investimento de capital)

Capacidade da instalação de referência (t/ano)	Investimento de capital (10^6 US\$)
62500	21,2
703000	41,4

Fonte: Amoo e Fagbenle (2013)

Com estes dados, pode-se estimar o custo de investimento das configurações estudadas. Aplicando a Equação (10), o CAPEX foi estimado no valor de 18764257 US\$ para os ciclos híbridos, sendo que para o ciclo IGCC o CAPEX foi estimado em 13725000 US\$ para as

condições do local de implantação do empreendimento. É necessário considerar, porém, que tais valores podem sofrer significativas variações, como apresentado a seguir:

- Para Greater London Authority (2008), o custo de investimento para a tecnologia de incineração está entre 400 a 550 £/tpa, resultando para a configuração do Caso 1, com composição RSU de menor poder calorífico (RSU 2), um CAPEX de 7530 US\$/kW, e com a composição RSU de maior poder calorífico (RSU 3) o CAPEX chegaria a 7550 US\$/kW;
- Na gaseificação, Yap e Dixon (2015) estimaram para a Inglaterra que o custo de investimento se encontra na faixa de 620 a 850 US\$/tpa, resultando para configuração do Caso 4, com composição RSU de menor poder calorífico um CAPEX na ordem de 8945 US\$/kW e de composição RSU de maior poder calorífico um CAPEX na ordem de 3636 US\$/kW;
- Para Arafat e Jijakli (2013), o investimento de capital para uma instalação de gaseificação de RSU é estimada entre 86000 e 97000 US\$ por tonelada de resíduo por dia. Na instalação do projeto URE de uma IGCC estimou-se um valor médio de 91500 US\$ por tonelada de resíduo por dia;
- Para Klein e Themelis (2003), que compararam duas configurações de gaseificação (cerca de 2200 US\$/kW) com duas configurações WTE (cerca de 3500 US\$/kW), a “regra de ouro” do custo de capital de instalações a carvão (cerca de 1000 US\$/kW) deve servir como balizamento para a análise. Há que se levar em consideração o fato de que a unidade de gaseificação e as instalações WTE servem à finalidade adicional de disposição de resíduos. No entanto, a diferença de custo de capital a partir de instalações a carvão oferece um vislumbre de potencial benefício do que o de maior desenvolvimento da tecnologia WTE;
- Segundo Cuberos Balda et al. (2016), o custo de capital para modelar as tecnologias de gaseificação e de incineração são, respectivamente, 2730 US\$/kW e 2609 US\$/kW.

Na Tabela 29 são apresentados, para cada um dos quatro casos analisados, os principais parâmetros econômicos, bem como o custo da venda da energia elétrica e o custo médio da energia. As análises econômicas ali apresentadas são baseadas apenas na simulação de cada um dos casos considerando resíduo urbano de composição RSU 1, que corresponde à condição real da instalação proposta a ser construída, e para o cenário base, que foi

estabelecido com 12 % de juros anuais. Observa-se que apenas o Caso 4 (ciclo IGCC) apresenta grande variação de CAPEX, em decorrência da grande variação na potência líquida gerada com três diferentes composições de resíduos, o que se reflete em todos os parâmetros econômicos.

Tabela 29: Viabilidade econômica de um projeto de instalação de uma URE para 8410 horas de operação por ano e 12 % de taxa de juros anuais

Configurações Composição	Caso 1			Caso 2			Caso 3			Caso 4		
	RSU 1	RSU 2	RSU 3									
CAPEX (US\$/kW)	3741	3741	3741	3003	3003	3003	2766	2766	2766	2038	3165	1289
Investimento (MUS\$)	18,76	18,76	18,76	18,76	18,76	18,76	18,76	18,76	18,76	13,73	13,73	13,73
TIR (%)	12,04	12,45	11,65	15,56	16,04	15,11	17,04	17,55	16,56	23,01	14,53	35,81
Payback (ano)	7,45	7,26	7,64	6,07	5,92	6,22	5,62	5,47	5,76	4,28	6,43	2,79
Receita (US\$)	3545949	3644717	3453611	4413839	4536244	4299930	4792507	4925152	4669909	4791140	3164577	7392910
Despesa (US\$)	2278938	2312519	2247543	2574021	2615638	2535292	2702768	2747867	2661085	2496932	1943901	3381534
LCOE (US\$/MWh) @ 12% a.a.	59,55	59,55	59,55	47,80	47,80	47,80	44,04	44,04	44,04	32,44	50,39	20,52
(PEE-LCOE)/PEE %	23,83	23,83	23,83	38,86	38,86	38,86	43,67	43,67	43,67	58,51	35,55	73,75

Fonte: Elaboração própria.

O custo nivelado de energia (LCOE, *levelized cost of energy*) corresponde ao custo de geração da energia elétrica produzida pelo ciclo térmico em análise (em US\$/kWh) considerando-se o custo de investimento da tecnologia empregada, anualizado pelo fator de recuperação de capital (CRF, *capital recovery factor*) em relação ao seu fator de capacidade, (CF, *capacity factor*), que corresponde a 96% de disponibilidade operacional, e ao tempo de operação anual da instalação (YH=hr/yr, *yearly hours*), como descrito na Equação (11), segundo Masters (2004).

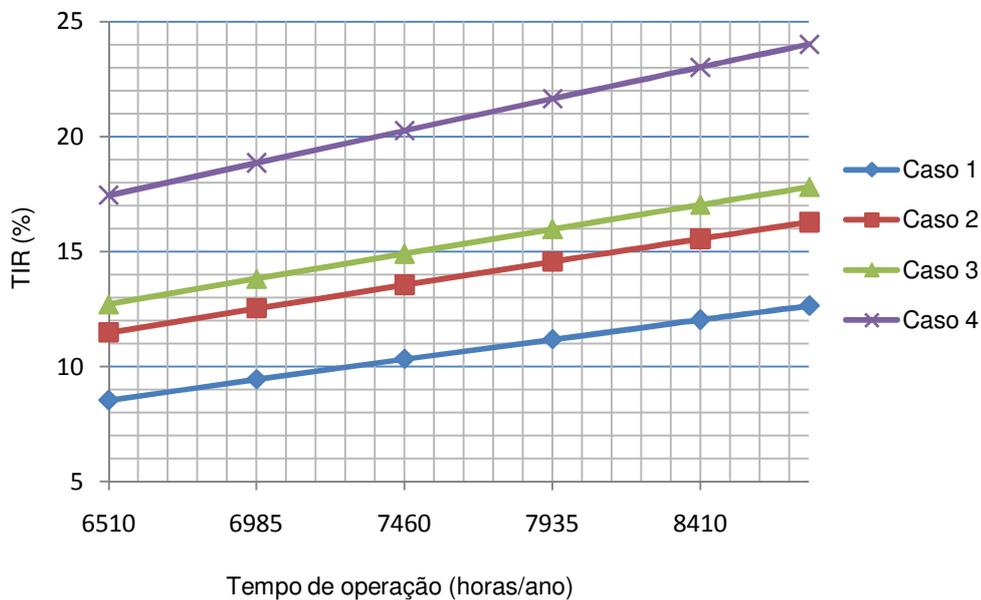
$$LCOE = \frac{IC*CRF}{YH*CF} \quad (11)$$

Um patamar para o preço de venda de energia elétrica (PEE) da concessionária foi estabelecido de acordo com dados disponibilizados pela Empresa Elétrica Bragantina SA (TRADE ENERGY, 2013), correspondente a 78,18 US\$/MWh (FEAM, 2010a, 2010b), considerando-se o câmbio da moeda americana US\$ 1,00=R\$ 2,20 naquela oportunidade. Observam-se nos Casos 3 e 4 as maiores diferenças percentuais entre o preço de venda de energia elétrica e o custo da energia elétrica gerada, respectivamente o ciclo híbrido com maior desenvolvimento para aumento de eficiência e o ciclo IGCC.

A taxa de atratividade econômica (TIR) apresentada na Figura 25 ilustra a variação deste parâmetro econômico em relação ao tempo anual de utilização das instalações de recuperação energética em estudo, variando de 6510 a 8760 horas por ano. O tempo de retorno do investimento ou *payback* é apresentado na Figura 26 para uma condição desejável da economia brasileira, sendo que os Casos 3 e 4 apresentam, novamente, os melhores resultados, apresentando valores de 5,5 anos e 4 anos, respectivamente.

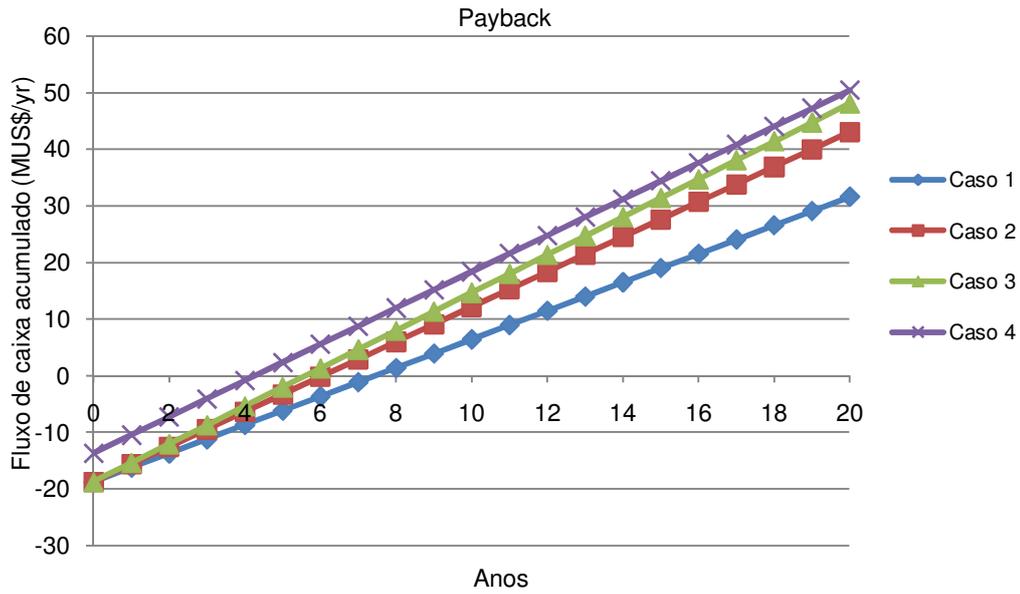
Para uma análise de sensibilidade em relação à variabilidade da taxa de juros e preço da eletricidade vendida à rede, três cenários foram compostos. O cenário otimista é dirigido a uma condição econômica favorável ao Brasil em termos de taxa de juros (8% ao ano) e um aumento das receitas devidas ao melhor preço de venda de energia elétrica (0,10 US \$ / kWh), o cenário de base é o estado real (12 % ao ano e 0,08 US \$ / kWh) e o cenário pessimista expressa a pior condição (16% ao ano e 0,06 US \$ / kWh). A receita, a despesa, custo de venda da energia elétrica e custo médio da energia (COE – *Cost of Energy*) para as taxas de juros de 8% a.a., 12% a.a. e 16% a.a..

Figura 25: TIR conforme a capacidade (horas de operação da instalação por ano)



Fonte: Elaboração própria.

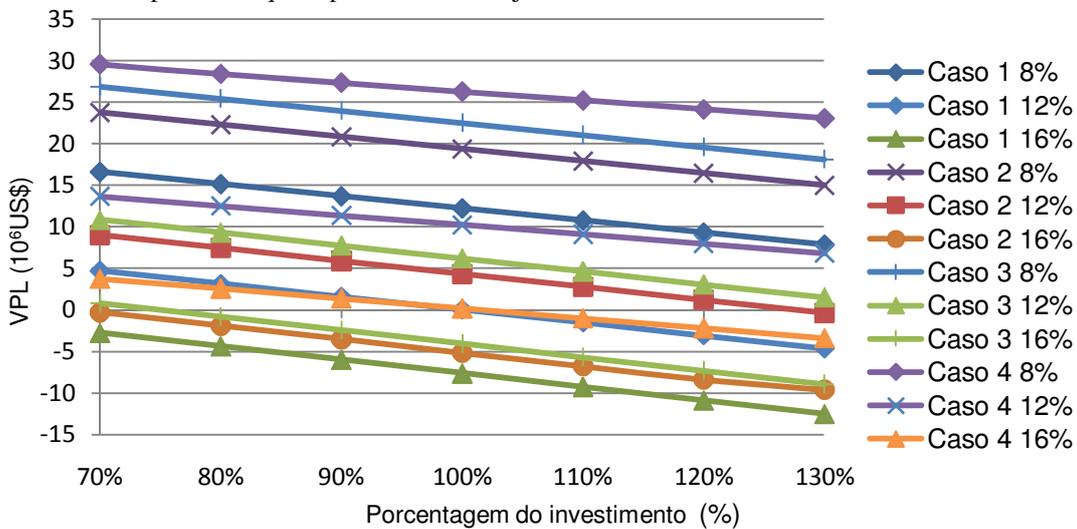
Figura 26: Payback para 12 % a.a. de juros



Fonte: Elaboração própria.

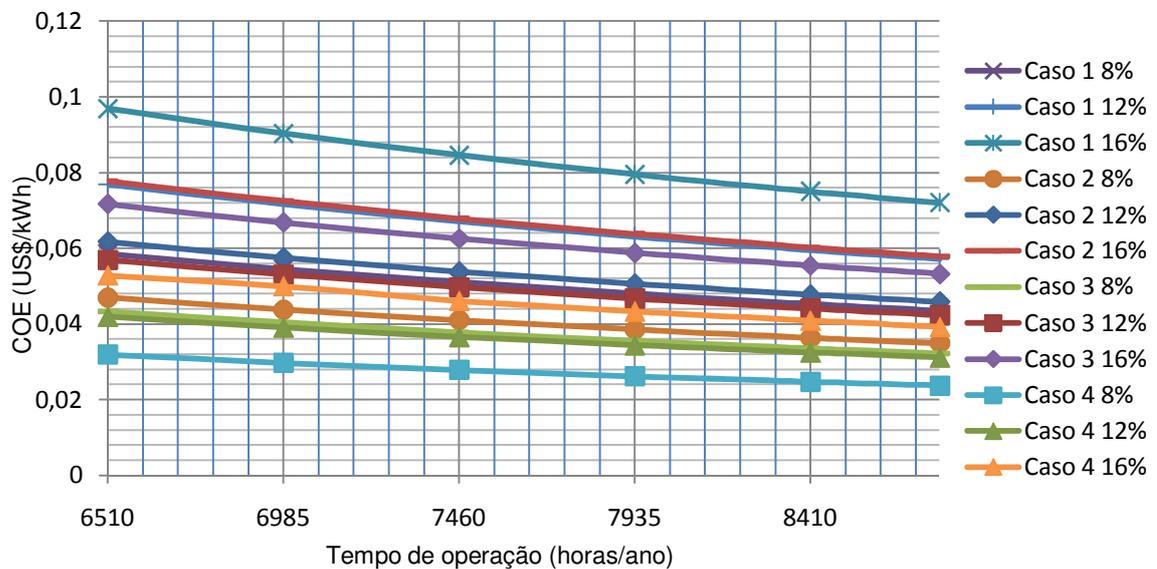
A Figura 27 apresenta o valor presente líquido variando a percentagem do capital de investimento de 70% a 130%, em termos do cenário base, condição real de 12% de juros anuais. Tal avaliação relativa à variação da percentagem de capital de investimento tomado por empréstimo se deve ao fato de que normalmente pelo menos 50 % do capital de uma instalação desse porte é oriundo de empréstimo devido às obrigações fiscais das empresas e seus investimentos (WORLD BANK, 1999). A Figura 28 apresenta o custo da eletricidade gerada conforme o número de horas de operação da instalação por ano.

Figura 27: Valor presente líquido para 12 % a.a de juros



Fonte: Elaboração própria.

Figura 28: Custo da eletricidade conforme a capacidade (horas de operação da instalação por ano).



Fonte: Elaboração própria.

A recuperação de energia através da incineração de resíduos sólidos urbanos é uma tecnologia bem aceita em diversos países, além de ser uma forma racional de solução do passivo ambiental por eles representado, e análises que auxiliem a tornar tal tecnologia técnica e economicamente viável devem ser incentivadas. A disponibilidade de múltiplas configurações, tais como as apresentadas no presente trabalho, permite aos que pretendam realizar a geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário escolher as concepções que melhor se adequam aos critérios estabelecidos para o empreendimento, com níveis diferenciados de rendimento térmico.

A partir dos resultados técnicos obtidos, verificou-se que a configuração com gaseificação dos resíduos sólidos urbanos apresentou eficiência térmica em nível significativamente superior aos ciclos híbridos analisados (43,01% do ciclo IGCC contra 34,79% do ciclo híbrido mais eficiente). Isto em parte se explica pelo fato do ciclo IGCC queimar o gás de síntese obtido da gaseificação do resíduo sólido urbano, ao passo que o ciclo híbrido foi concebido com a queima do biogás de aterro sanitário de modo concomitante com a incineração do resíduo sólido urbano. Do ponto de vista econômico – embora a análise realizada tenha sido preliminar – ficou evidenciado que o custo da energia elétrica do ciclo com gaseificação é inferior ao do ciclo híbrido, sendo que esse fato pode ser evidenciado pela melhor eficiência de conversão energética do resíduo sólido urbano.

3.8 ESTUDO PRELIMINAR PARA A ANÁLISE DE CONFIGURAÇÕES DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA DE MÉDIO E GRANDE PORTE, TOMANDO POR CENÁRIOS MUNICÍPIOS COM 500.000 HABITANTES E 1.200.000 HABITANTES.

Neste estudo, é realizada uma análise preliminar de configurações de recuperação térmica de na escala de médio e de grande porte, tomando por cenários municípios com 500.000 habitantes e 1.200.000 habitantes. As configurações adotadas para esta etapa do estudo são: o ciclo híbrido de elaboração própria, com uma modificação, adotando-se a composição de gás natural nacional (BRIZI et al., 2014), Tabela 30, como combustível em substituição ao biogás e o ciclo IGCC. Para isto foram utilizados como combustível o RSU coletado na cidade de Santo André-SP (NORDI et al., 2014), denominado RSU(A) e uma adaptação do RSU coletado na cidade de São Paulo (BALCAZAR, 2013), denominado RSU(B), cujas composições químicas constam da Tabela 31. A modelagem é estruturada com o software Cycle-Tempo (TU DELFT, 2007).

Tabela 30: Composição do gás natural nacional

Componentes	(% Volume)
CH ₄	89,35
CO ₂	0,48
C ₂ H ₆	8,03
C ₃ H ₈	0,78
C ₄ H ₁₀	0,07
C ₅ H ₁₂	0,01
N ₂	1,28

Fonte: Brizi et al. (2014)

Tabela 31: Análise elementar das composições com a graduação do PCI

Componentes	RSU(A)	RSU(B)
	Base Úmida	Base Úmida
Carbono	26,70	52,26
Hidrogênio	3,37	6,68
Oxigênio	16,14	27,41
Nitrogênio	0,52	2,33
Cloro	-	-
Enxofre	0,11	0,17
Umidade	41,30	11,15
Cinzas	11,87	-
PCI (kJ/kg)	9743	21642

Fonte: RSU(A) – Nordi et al. (2014); RSU(B) – Adaptado de Balcazar et al. (2013)

A análise gravimétrica da composição do RSU(A) é comparada com a análise gravimétrica da composição do RSU(B), conforme é apresentado na Tabela 32.

Tabela 32: Análises gravimétricas das composições RSU(A) e RSU(B)

Componentes (%) em peso	RSU(A)	RSU(B)
Metal	1,98	1,90
Plástico	18,65	22,90
Papel	12,73	12,00
Vidro	1,07	1,50
Madeira	0,89	1,30
Matéria Orgânica	56,46	49,50
Outros	8,22	0,20

Fonte: RSU(A) – Nordi et al. (2014); RSU(B) – Adaptado de Balcazar et al. (2013)

Como se pode notar da análise da Tabela 33, comparativamente as composições gravimétricas do RSU(A) e do RSU(B) se assemelham. O fato do poder calorífico inferior da composição RSU(A) ser de um valor menor que o poder calorífico inferior da composição RSU(B) deve-se à maior quantidade de umidade em massa, sendo no RSU(A) de 41,30% e no RSU(B) de 11,15%.

A geração de RSU para os municípios com 500.000 e 1.200.000 de habitantes pode ser apresentada através da Eq. 12.

$$\text{Capacidade} = \text{População urbana} \times \text{geração per capita} \quad (12)$$

sendo:

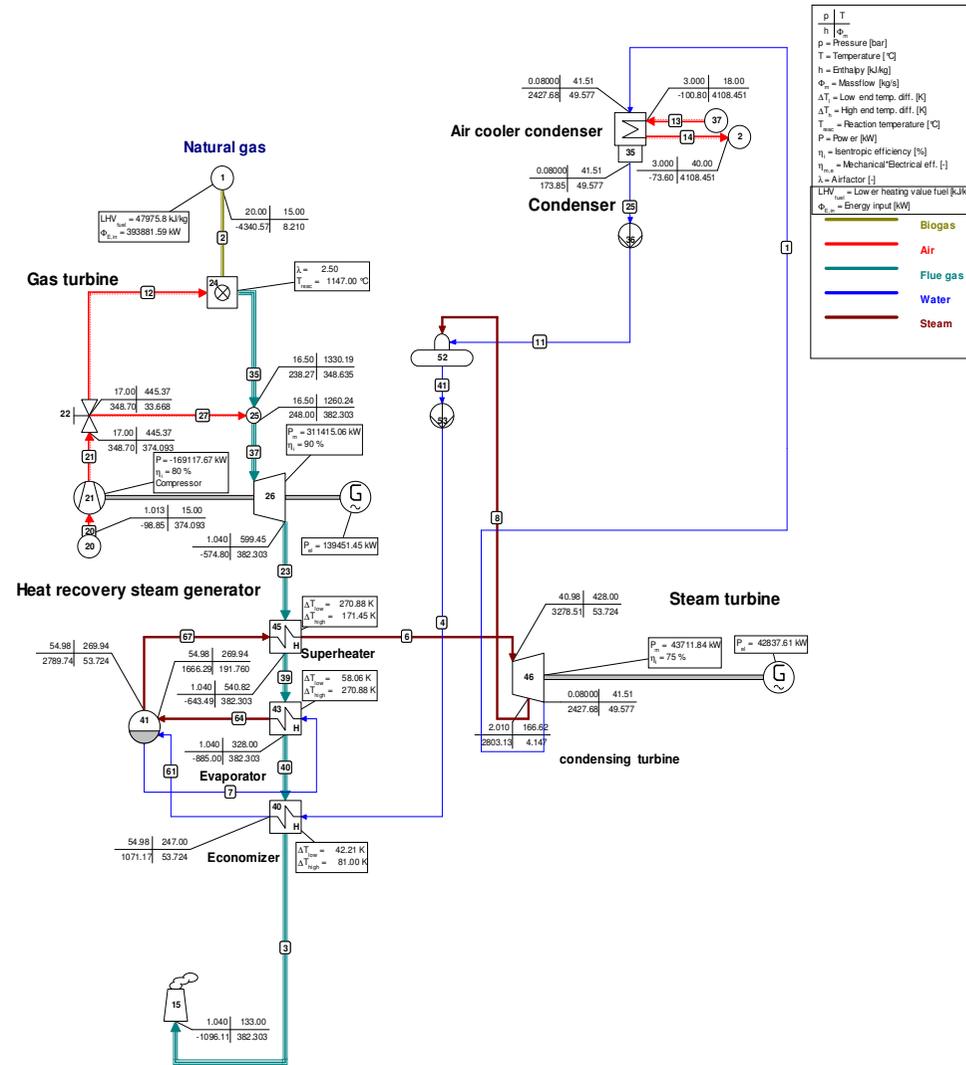
Capacidade= geração de RSU por dia = kg por dia
 População urbana= número de habitantes;
 geração *per capita* = kg/(hab.dia).

De acordo com Luz et al. (2015), a geração *per capita* média de RSU do brasileiro é de 1,22 kg/(hab.dia). Para um município com população de 500.000 habitantes, a capacidade de geração de RSU é de aproximadamente 503 toneladas por dia ou 5,822 kg/s (LUZ et al., 2015). Para um município com população de 1.200.000 habitantes, estima-se a geração de aproximadamente 1030 toneladas por dia ou 11,921 kg/s de RSU (LUZ et al., 2015). O guia WTE (2016) apresenta a quantidade de resíduos necessária entre 150.000 a 200.000 toneladas por ano.

Como referência a este estudo, uma modelagem de ciclo combinado queimando gás natural, ciclo NGCC, apresentado na Figura 29, é empregada para comparar com os parâmetros gerados nas modelagens das configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC de grande porte.

Figura 29: Ciclo combinado com queima de gás natural, ciclo NGCC - Referência

Natural gas combined cycle



Fonte: Elaboração própria.

3.8.1 Ciclo híbrido com trocador de calor para superaquecimento externo modificado

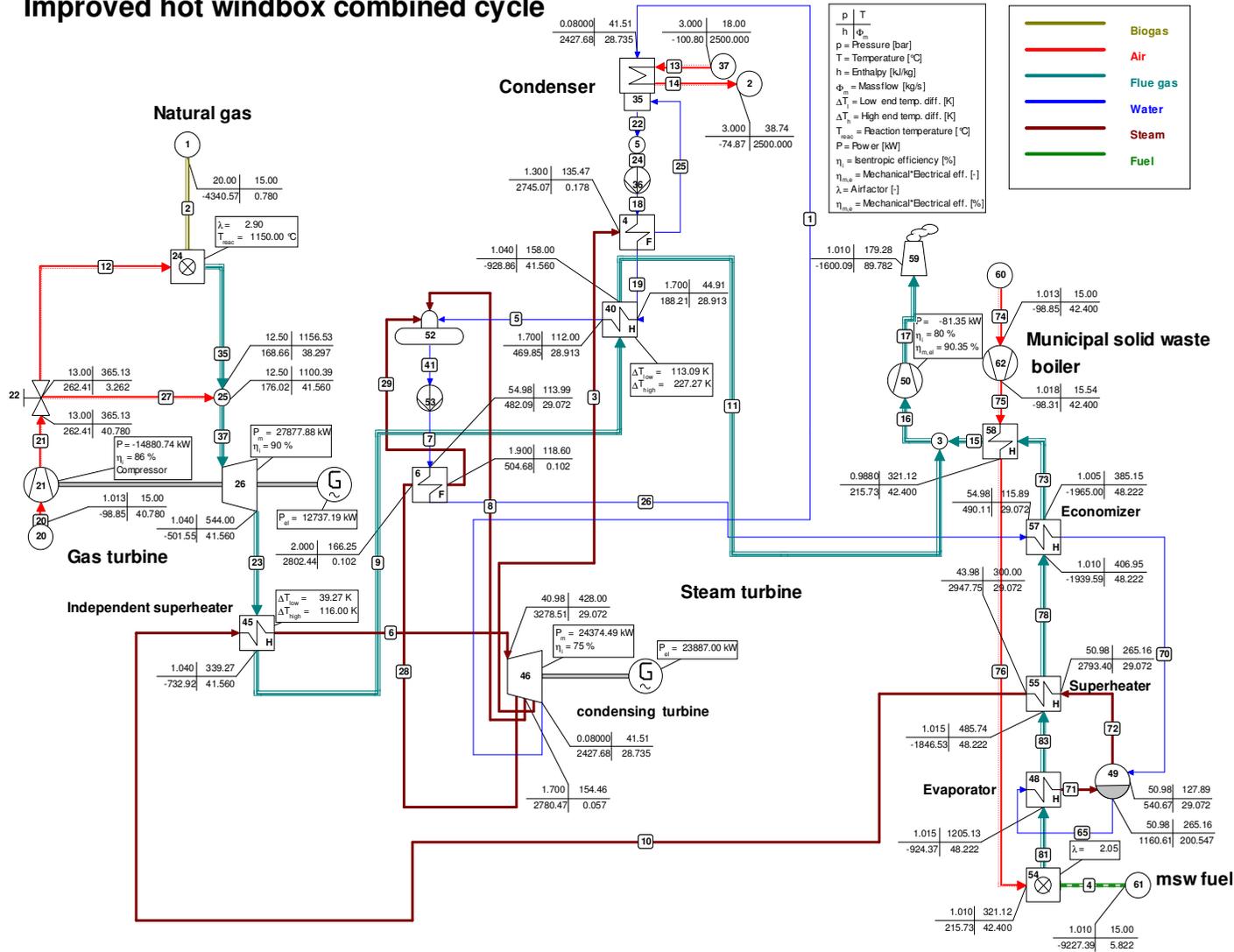
A análise dos ciclos híbridos para a planta piloto revelou que a configuração com trocador de calor para superaquecimento externo modificado – naquela oportunidade denominada “Caso 3” – foi a que apresentou os melhores resultados para este tipo de concepção de projeto. Deste modo, ela foi selecionada para ser avaliada em termos de seu potencial de expansão de capacidade para o atendimento de municípios com 500.000 e com 1.200.000 habitantes.

Para esta configuração, são adotados os parâmetros de modelagem do incinerador, sendo a pressão de saída de vapor de 4,398 MPa e a temperatura de saída de vapor de 300 °C. A partir da simulação das configurações com o emprego do software Cycle Tempo, sua estrutura e os valores termodinâmicos obtidos com a modelagem são apresentados na sequência: a Figura 30 corresponde aos resultados da análise da configuração de médio porte de um ciclo híbrido, para um município de 500.000 habitantes com uso da composição de RSU denominado RSU(A), ao passo que a Figura 31 ilustra os resultados obtidos para a mesma configuração referida ao uso da composição de RSU denominada RSU(B).

Análise semelhante foi realizada para configurações de grande porte referidas a um município com 1.200.000 habitantes, representadas nas Figuras 32 e 33, respectivamente, para as composições RSU(A) e RSU(B).

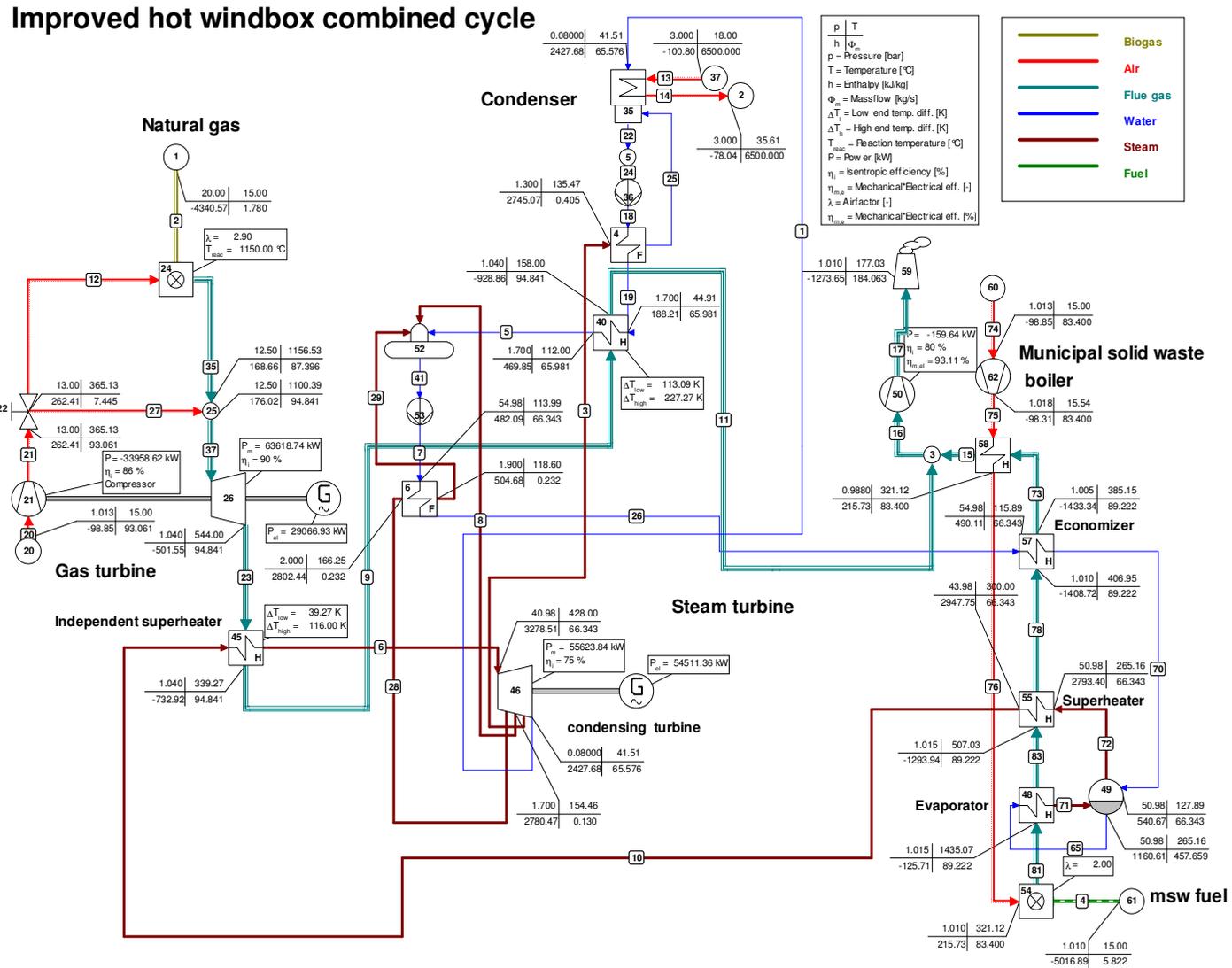
Figura 30: Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes

Improved hot windbox combined cycle



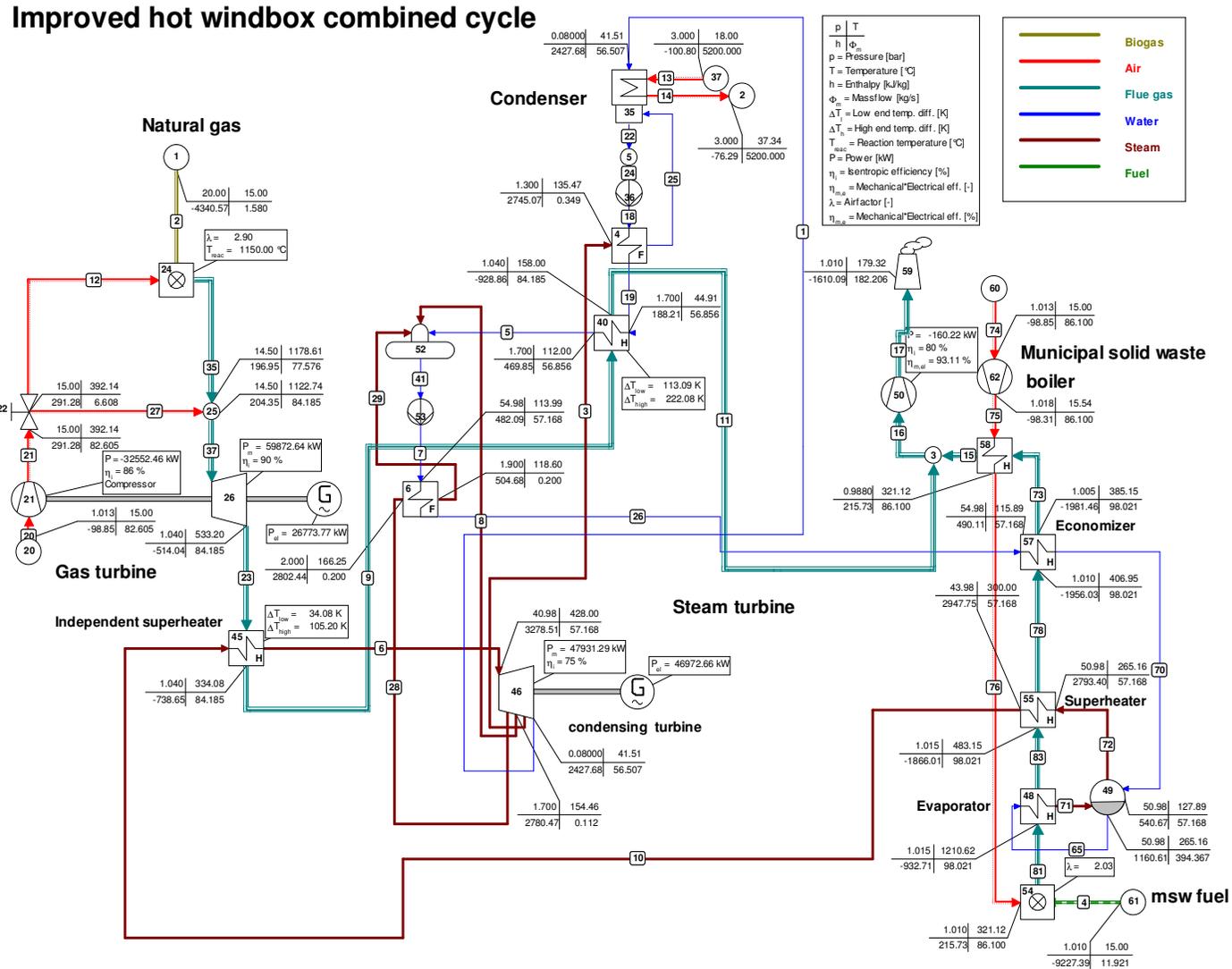
Fonte: Elaboração própria

Figura 31: Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes



Fonte: Elaboração própria

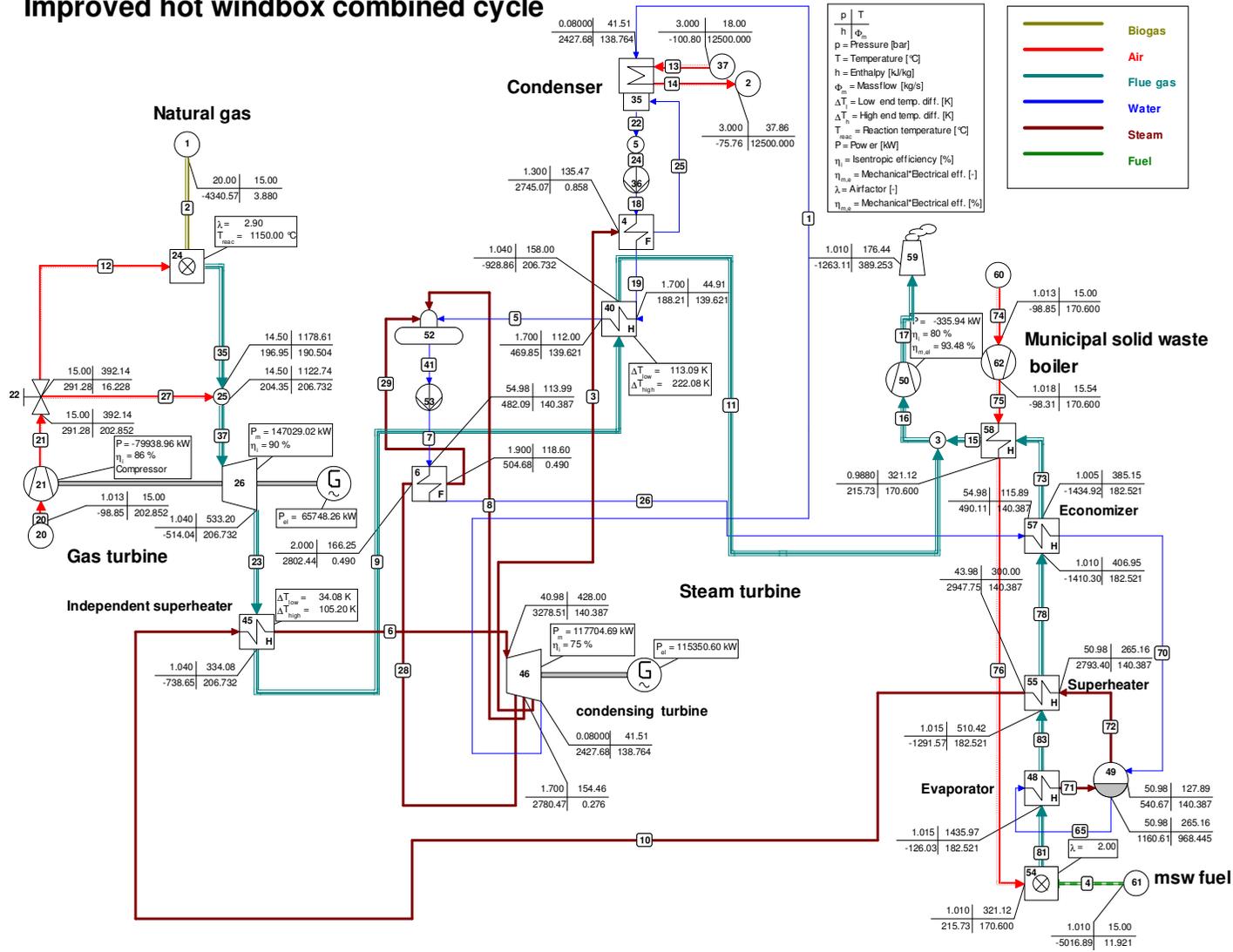
Figura 32: Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes



Fonte: Elaboração própria

Figura 33: Ciclo híbrido de elaboração própria usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes

Improved hot windbox combined cycle



Fonte: Elaboração própria

3.8.2 Ciclo IGCC

Para a modelagem da configuração que emprega o ciclo IGCC, os parâmetros de modelagem do gaseificador foram mantidos com relação ao ciclo IGCC modelado para a planta piloto, isto é, a pressão de reação do gaseificador foi fixada em 1,4 MPa e a temperatura de reação em 850 °C.

São apresentadas as configurações de médio porte do ciclo IGCC para um município de 500.000 habitantes com o uso da composição de RSU denominada RSU(A), conforme a Figura 34, e da composição do RSU denominado RSU(B), conforme a Figura 35, para determinar a melhor recuperação energética. Nas configurações de grande porte do ciclo IGCC, para um município com 1.200.000 habitantes, representadas nas Figuras 36 e 37, respectivamente, modelaram-se as composições de RSU denominadas RSU(A) e RSU(B).

Na Tabela 33 apresentam-se os resultados da análise técnica dos ciclos considerados para a análise de expansão da planta piloto em escala de 500.000 e 1.200.000 habitantes; um ciclo NGCC, queimando gás natural, tomado como referência, apresenta parâmetros de geração de energia elétrica líquida de 181,9 MW e eficiência elétrica líquida de 46,18%, resultados estes que são comparados às configurações de médio e grande porte de um ciclo híbrido, assim como às configurações de médio e grande porte de um ciclo IGCC, com o uso das composições RSU(A) e RSU(B).

Tabela 33: Comparação entre as configurações do ciclo híbrido e do ciclo IGCC.

Configurações	Ciclo NGCC	Ciclo híbrido 500.000 hab.		Ciclo híbrido 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 500.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	Gás Natural	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)
W_{liq} (kW)	181874	36289	82842	73086	179557	22470	53538	46043	114758
W_{TV} (kW)	42838	23887	54511	46973	115351	6508	13515	13310	29364
W_{TG} (kW)	139452	12737	29067	26774	65748	16157	40905	33105	86226
η_l (%)	46,18	38,55	39,19	38,08	40,43	39,96	42,49	39,64	44,48
<i>Heat Rate</i> (kJ/kWh)	7796	9339	9186	9454	8904	9009	8043	9082	8094
$\dot{m}_{entr\ CCTG}$ (kg/s)	8,21	0,78	1,78	1,58	3,88	14,44	15,12	29,56	30,96
$\dot{m}_{entr\ TV}$ (kg/s)	53,72	29,07	66,34	66,92	140,39	8,58	17,81	17,54	38,69

Fonte: Elaboração própria

Para se determinar a melhor concepção para a recuperação energética tomando-se por base as as configurações em análise, deve-se ter em mente o que foi pontuado por Klein e Themelis (2003) com respeito ao fato de as instalações WTE servirem prioritariamente à finalidade de disposição de resíduos, diversamente ao que se observaria para um ciclo NGCC tomado por referência.

Figura 35: Ciclo IGCC usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 500.000 habitantes

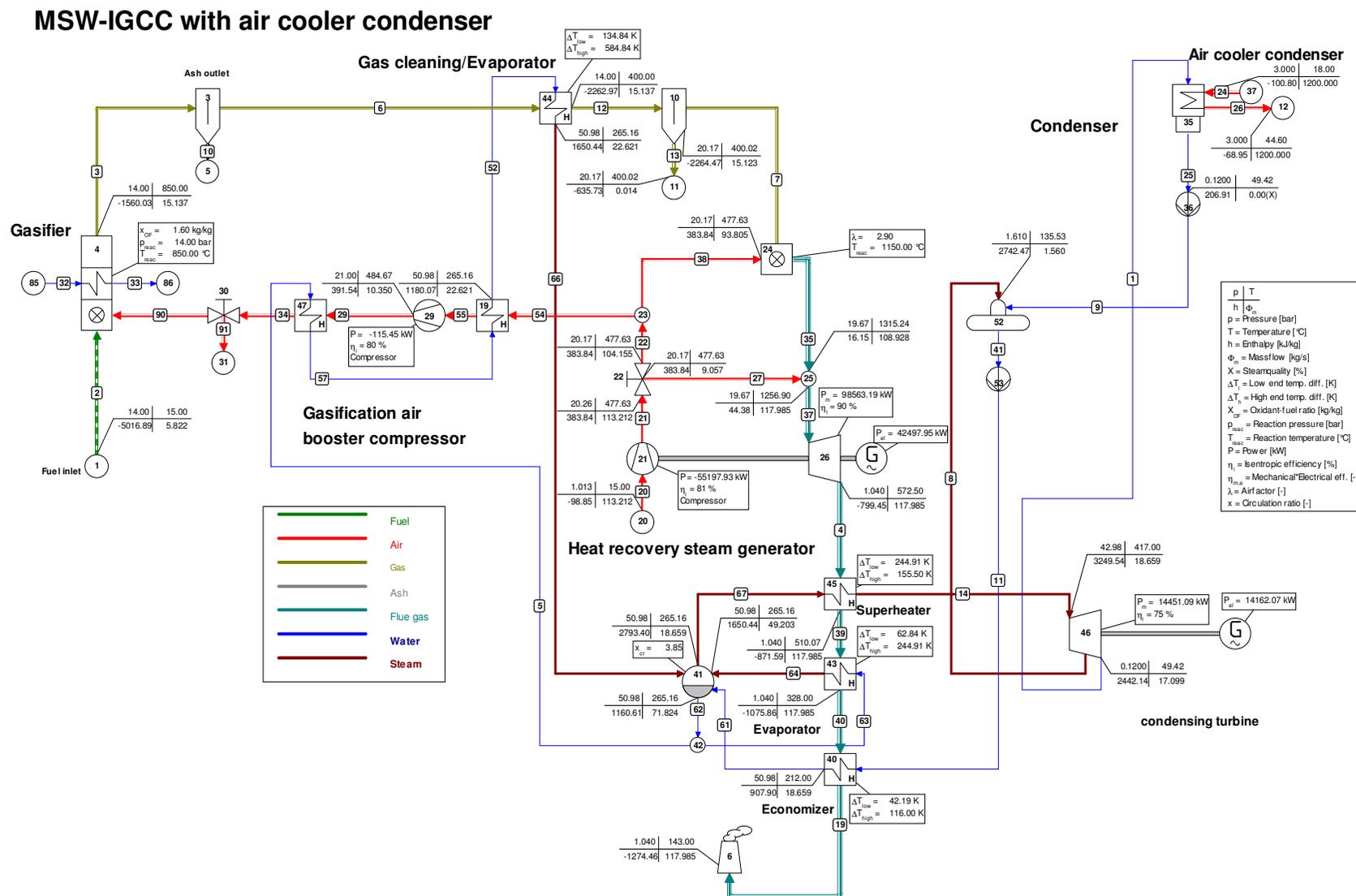


Figura 36: Ciclo IGCC usando a composição RSU(A) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes

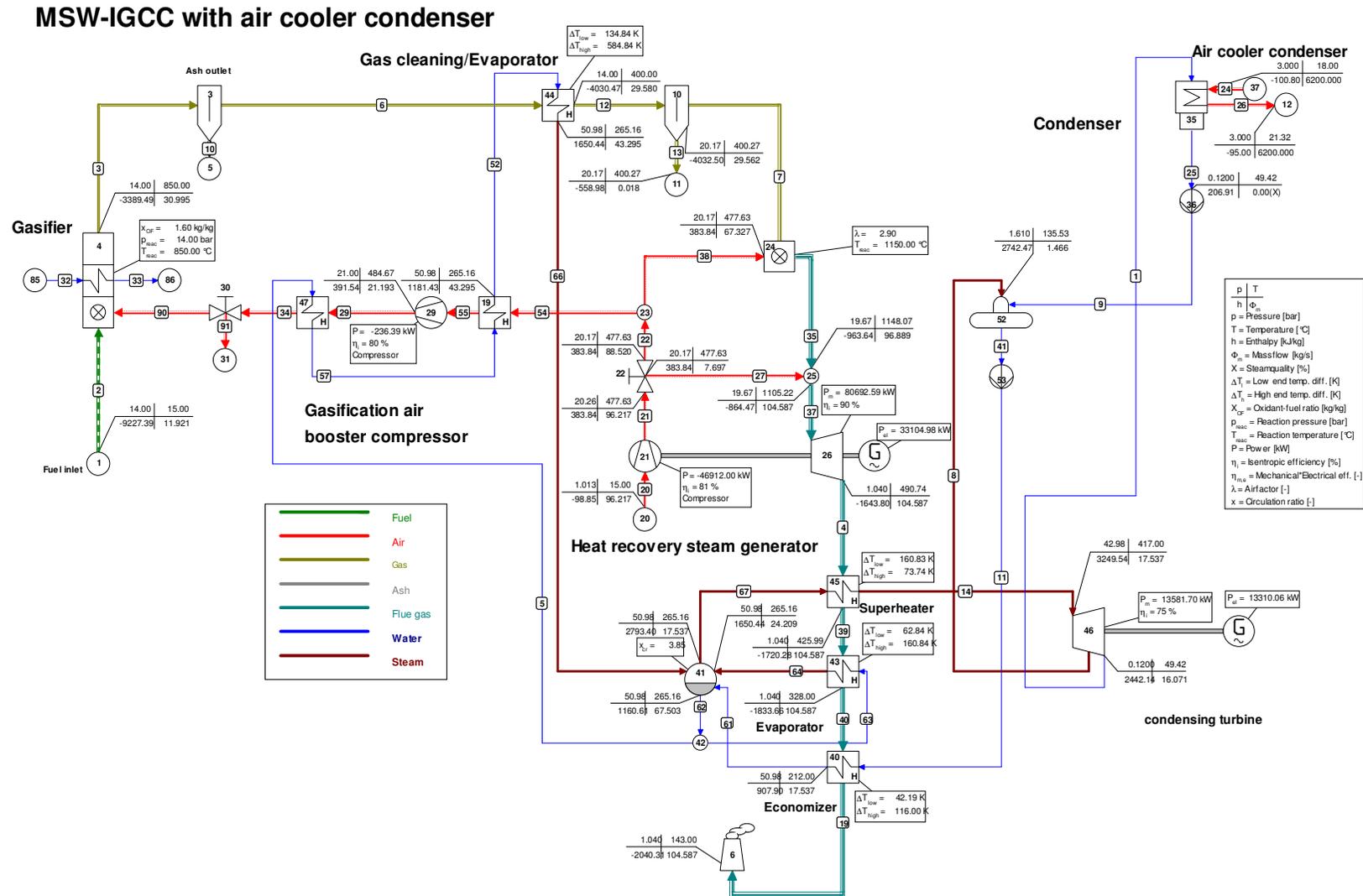
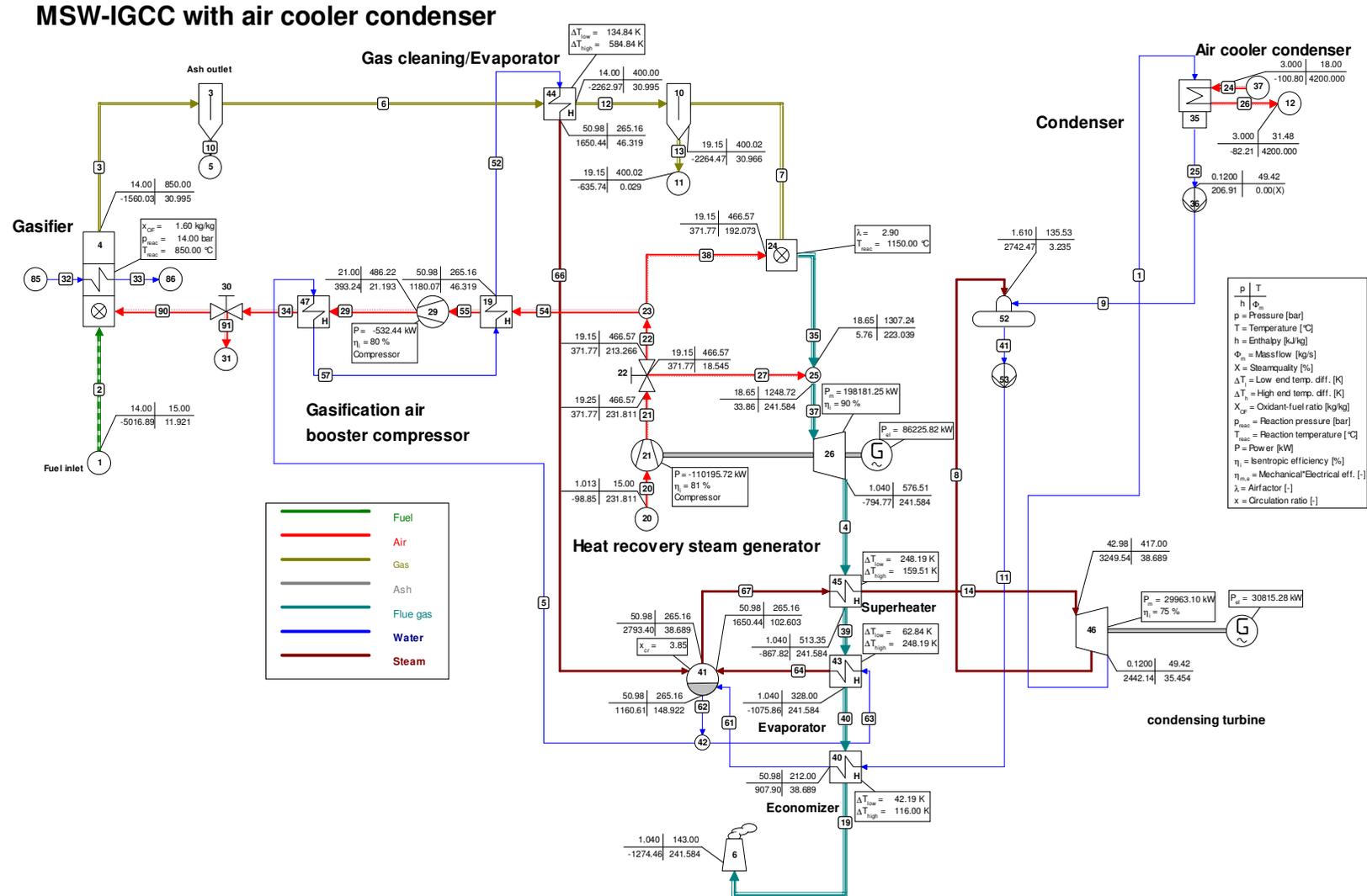


Figura 37: Ciclo IGCC usando a composição RSU(B) visando uma melhoria na recuperação energética, para um município de 1.200.000 habitantes



Fonte: Elaboração própria

3.9 DISCUSSÃO TÉCNICA PARA AS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC

A análise comparativa entre as configurações propostas demonstrou que o ciclo IGCC revelou ser tecnicamente mais atraente do que o ciclo híbrido integrado à incineração devido a seu mais elevado rendimento térmico para geração elétrica.

Para a avaliação com relação à robustez de cada configuração, observou-se que nos ciclos híbridos as vazões de entrada, na turbina a gás, referem-se ao gás natural e nos ciclos IGCC as vazões de entrada referem-se ao gás de síntese, respectivamente. Os valores adotados de pressão no gaseificador devem-se à modelagem de uma turbina a gás não comercial queimando gás de síntese.

As configurações de ciclos híbridos de médio e grande porte foram concebidas para operar com resíduo sólido urbano na caldeira de incineração e gás natural na turbina a gás (cuja composição é apresentada na Tabela 31), e a configuração IGCC emprega o resíduo sólido urbano gaseificado (gás de síntese) na turbina a gás. O ciclo IGCC apresentou maior variabilidade em termos de rendimento térmico e potência líquida gerada.

3.10 AVALIAÇÃO ECONÔMICA NAS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC

Para a avaliação econômica, foram estimados os custos de investimento, CAPEX, taxa de atratividade econômica (TIR), *payback* e patamares de preços de venda de energia elétrica (PEE). Dados obtidos da Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE, 2016), correspondentes ao ano de 2014, sinalizam para um valor médio de 276,58 US\$/MWh para o preço da energia elétrica (câmbio da moeda americana US\$ 1,00= R\$ 2,35); para o ano de 2015, o preço da energia elétrica foi praticado em valor médio a 86,49 US\$/MWh, com câmbio da moeda americana a US\$ 1,00=R\$ 3,33, revelando-se economicamente inviáveis, com base na TIR, para este patamar de preço de venda de energia elétrica (PEE).

O teto alcançado em anos recentes foi de 649,96 R\$/MWh e atualmente encontra-se em 30,25 R\$/MWh (CCEE, 2016); desse modo, para uma análise pontual, um valor médio de PEE foi adotado em 325 R\$/MWh e apresentado na Tabela 34. Na Tabela 34, o termo (PEE-LCOE)/PEE representa o diferencial de viabilidade econômica entre o Preço da Energia Elétrica comercializada nos submercados (PEE) e o preço da energia elétrica gerada pela instalação (LCOE).

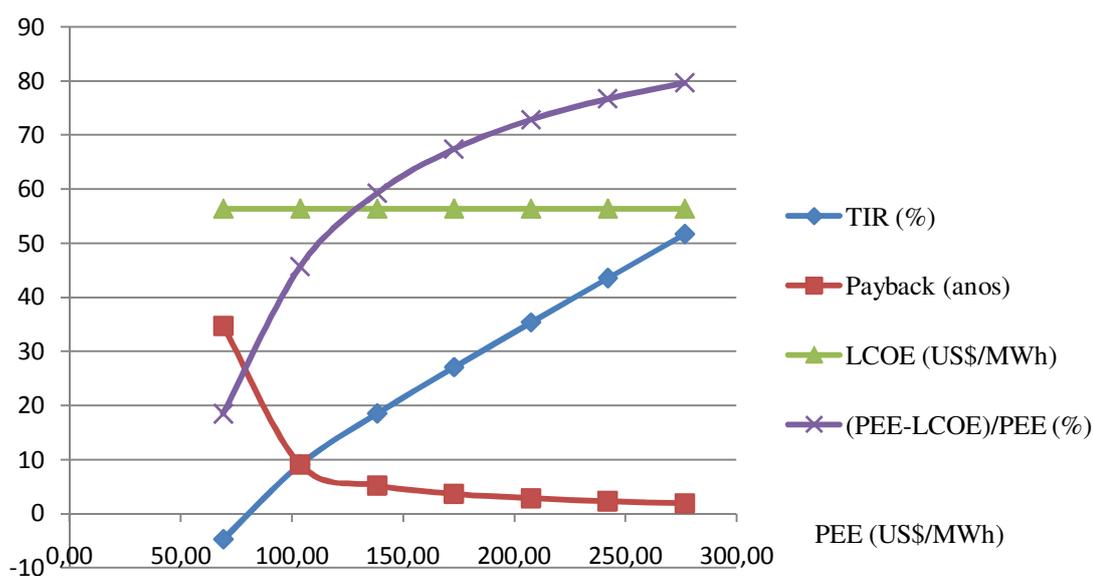
Tabela 34: Comparação da viabilidade econômica entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC para o ano de 2014 com PEE médio de 138,30 US\$/MWh (325 R\$/MWh)

Configurações	Ciclo híbrido (elab. própria) 500.000 hab.		Ciclo híbrido (elab. própria) 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 500.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)
CAPEX (US\$/kW)	3542	3621	3220	3507	2215	2315	2274	2295
Investimento (MUS\$)	129,72	302,65	237,49	635,18	50,18	126,00	105,56	265,28
TIR (%)	18,51	17,75	21,98	22,29	38,62	35,96	37,28	36,86
Payback (ano)	5,22	5,42	4,46	4,41	2,59	2,78	2,68	2,71
Receita (US\$)	42207568	96352296	85005238	208840584	26134232	62269250	53551928	133473670
Despesa (US\$)	17367051	40518022	31795058	64694017	6720444	16868405	14132101	35515606
LCOE (US\$/MWh) @ 12% a.a.	56,38	57,64	51,26	42,48	35,26	36,86	36,20	37,87
(PEE-LCOE)/PEE (%)	59,23	58,32	62,94	69,28	74,50	73,35	73,82	73,59

Fonte: Elaboração própria

Por conta da expressiva variação, faz-se necessário avaliar a atratividade econômica do empreendimento dentro da referida faixa, assumindo-se 8410 h de operação por ano e 12% de taxa de juros anuais. A Figura 38 apresenta os resultados referentes ao ciclo híbrido para cidades de médio porte (500.000 habitantes) com emprego do RSU denominado RSU(A). Para este caso, observa-se que o custo nivelado da energia elétrica permanece aproximadamente constante para uma ampla variação do preço da energia elétrica no mercado (PEE), o que faz com que para PEE acima de 138,30 US\$/MWh haja atratividade desta configuração.

Figura 38: Ciclo híbrido de médio porte usando combustível RSU(A)



Fonte: Elaboração própria

No Apêndice A apresenta-se um detalhamento para as demais configurações, para o qual são apresentados a TIR, *payback*, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE nos ciclos híbridos de médio porte e de grande porte, e ciclos IGCC de médio porte e grande porte, para os combustíveis de composição RSU(A) e RSU(B). A Tabela 36 resume, para as configurações em análise, os valores de PEE, TIR e *payback* a partir dos quais $PEE \geq LCOE$. A informação apresentada na Tabela 35 é importante para a situação em que se faça oferta pública de energia a partir de biomassa oriunda de RSU em leilões de energia elétrica, de modo a que sejam respeitados os valores mínimos de custos nivelados de energia elétrica em termos de lances a serem praticados.

Tabela 35: Parâmetros para análise de um processo em se faça oferta pública de energia a partir de biomassa oriunda de RSU em leilões de energia elétrica

Configurações Composição	Ciclo híbrido 500.000 hab.		Ciclo híbrido 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 500.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)	RSU (A)	RSU (B)
Valor do PEE a partir do qual $PEE \geq LCOE$ (US\$/MWh)	138,30	138,30	138,30	103,72	103,72	103,72	103,72	103,72
TIR a partir da qual $PEE \geq LCOE$ (%)	18,51	17,75	21,98	22,29	25,38	23,32	24,35	24,02
Payback a partir do qual $PEE \geq LCOE$ (anos)	5,22	5,42	4,46	6,91	3,90	4,22	4,05	4,11

Fonte: Elaboração própria

3.11 SISTEMA DE CAPTURA DE CO₂ PARA AS CONFIGURAÇÕES DE CICLO HÍBRIDO E DE CICLO IGCC DE GRANDE PORTE PARA MUNICÍPIOS DE 1.200.000 HABITANTES

Também foi elaborada a modelagem com o sistema de captura de CO₂ para as configurações de ciclo híbrido (Figura 39) e ciclo IGCC (Figura 40) de grande porte para municípios com 1.200.000 habitantes.

Nas plantas de grande porte simuladas usando o combustível RSU de maior poder calorífico, tal como apresentado na Tabela 36, a configuração com gaseificação de RSU demonstrou maior eficiência térmica, 44,48% do ciclo IGCC, frente a 40,43% do ciclo híbrido de maior geração de potência líquida sem a tecnologia de captura de CO₂. Com a tecnologia de captura de CO₂, a eficiência térmica do ciclo IGCC é significativamente superior (42,91% frente a 32,29% do ciclo híbrido de maior geração de potência líquida). Na Tabela 36, são comparadas as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC de grande porte sem e com a tecnologia de captura de CO₂.

Tabela 36: Comparação entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC de grande porte, sem e com a tecnologia de captura de CO₂

Configurações	Ciclo híbrido 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	RSU(B) sem CCS	RSU(B) com CCS	RSU(B) sem CCS	RSU(B) com CCS
W _{liq} (kW)	179557	145406	114758	110722
W _{TV} (kW)	115351	115351	29364	28666
W _{TG} (kW)	65748	65748	86226	84595
η _t (%)	40,43	32,74	44,48	42,91
Heat Rate (kJ/kWh)	8904	10996	8094	8390
$\dot{m}_{entr\ CCTG}$ (kg/s)	3,88	3,88	30,97	24,95
$\dot{m}_{entr\ TV}$ (kg/s)	40,39	140,39	38,69	37,77

Fonte: Elaboração própria

Para um melhor entendimento da Tabela 37, no Apêndice B, encontra-se um melhor detalhamento, no qual são apresentados a TIR, *payback*, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE nos ciclos híbridos de grande porte com captura de CO₂, Figura B1 e nos ciclos IGCC de grande porte com captura de CO₂, Figura B2, respectivamente para os combustíveis de composição RSU(B).

Tabela 37: Comparação da viabilidade econômica entre as configurações de ciclo híbrido e de ciclo IGCC, sem e com a tecnologia de captura de CO₂, para o ano de 2014 com PEE médio de 138,30 US\$/MWh (325 R\$/MWh)

Configurações	Ciclo híbrido (elab. própria) 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	RSU (B) sem CCS	RSU (B) com CCS	RSU (B) sem CCS	RSU (B) com CCS
	CAPEX (US\$/kW)	3507	4805	2295
Investimento (MUSS)	635,18	870,19	265,28	348,13
TIR (%)	22,29	9,40	36,86	21,88
Payback (ano)	4,41	8,87	2,71	4,48
Receita (US\$)	208840584	179587679	133473670	128778760
Despesa (US\$)	64694017	81518364	3551560	51113964
LCOE (US\$/MWh) @ 12% a.a.	42,48	80,52	36,53	54,89
(PEE-LCOE)/PEE (%)	74,50	41,78	73,59	60,31

Fonte: elaboração própria

A Tabela 38 apresenta valores do PEE, a TIR e o *payback* a partir do qual $PEE \geq LCOE$ para ciclo híbrido e IGCC com e sem emprego de sistema de captura e sequestro de carbono para o combustível RSU(B), com as mesmas pretensões da análise anterior, isto é, avaliar os valores a serem praticados em termos de custo de geração nivelado comparativamente a preços de oferta de energia elétrica em leilões de energia a partir de biomassa.

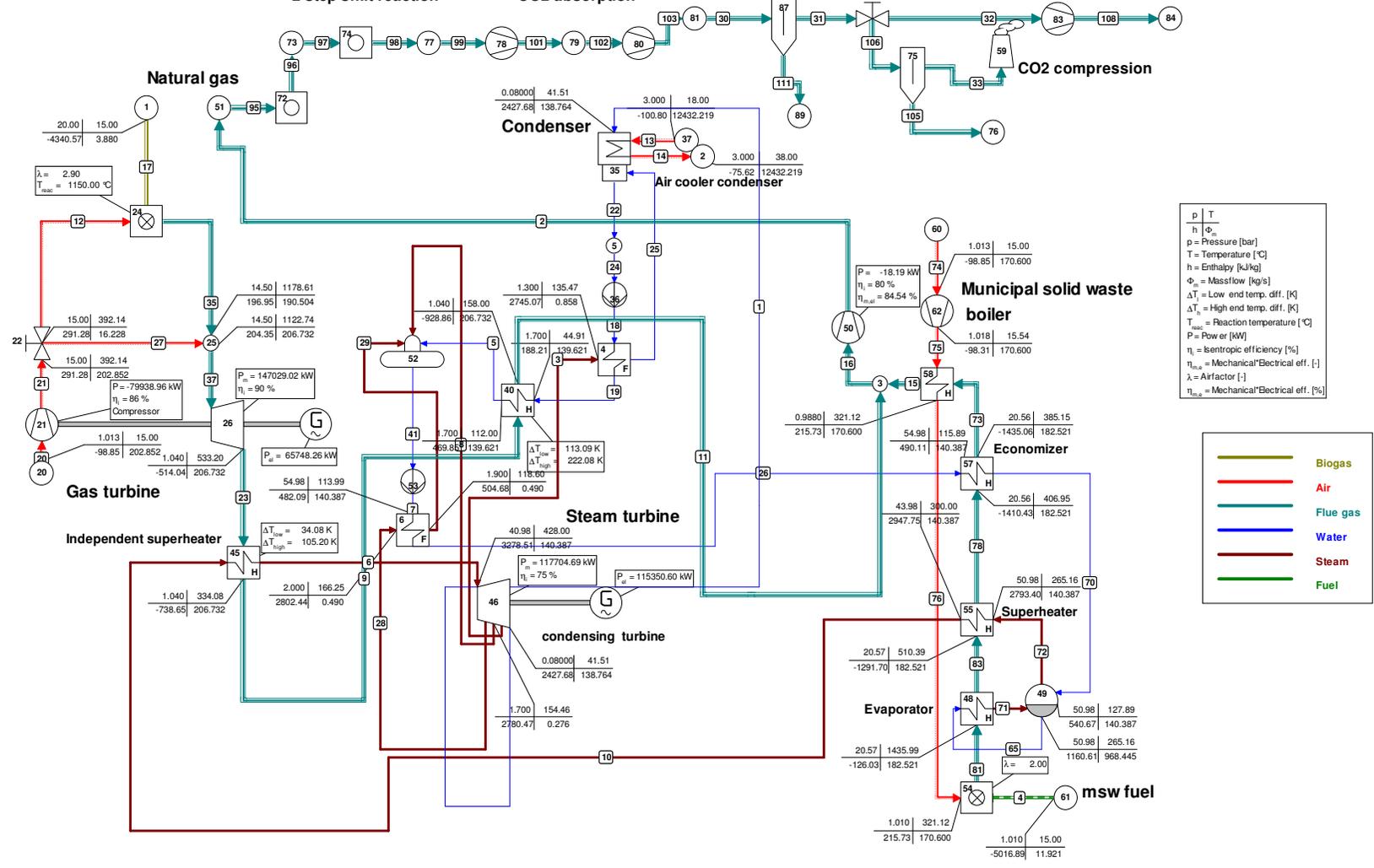
Tabela 38: Parâmetros para análise de um processo em se faça oferta pública de energia a partir de biomassa oriunda de RSU em leilões de energia elétrica

Configurações Composição	Ciclo híbrido 1.200.000 hab.		Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	
	RSU(B) sem CCS	RSU(B) com CCS	RSU(B) sem CCS	RSU(B) com CCS
Valor do PEE a partir do qual $PEE \geq LCOE$ (US\$/MWh)	103,72	172,87	103,72	138,50
TIR a partir da qual $mPEE \geq LCOE$ (%)	13,28	15,54	24,02	21,88
Payback a partir do qual $PEE \geq LCOE$ (anos)	6,91	6,08	4,11	4,48

Fonte: Elaboração própria

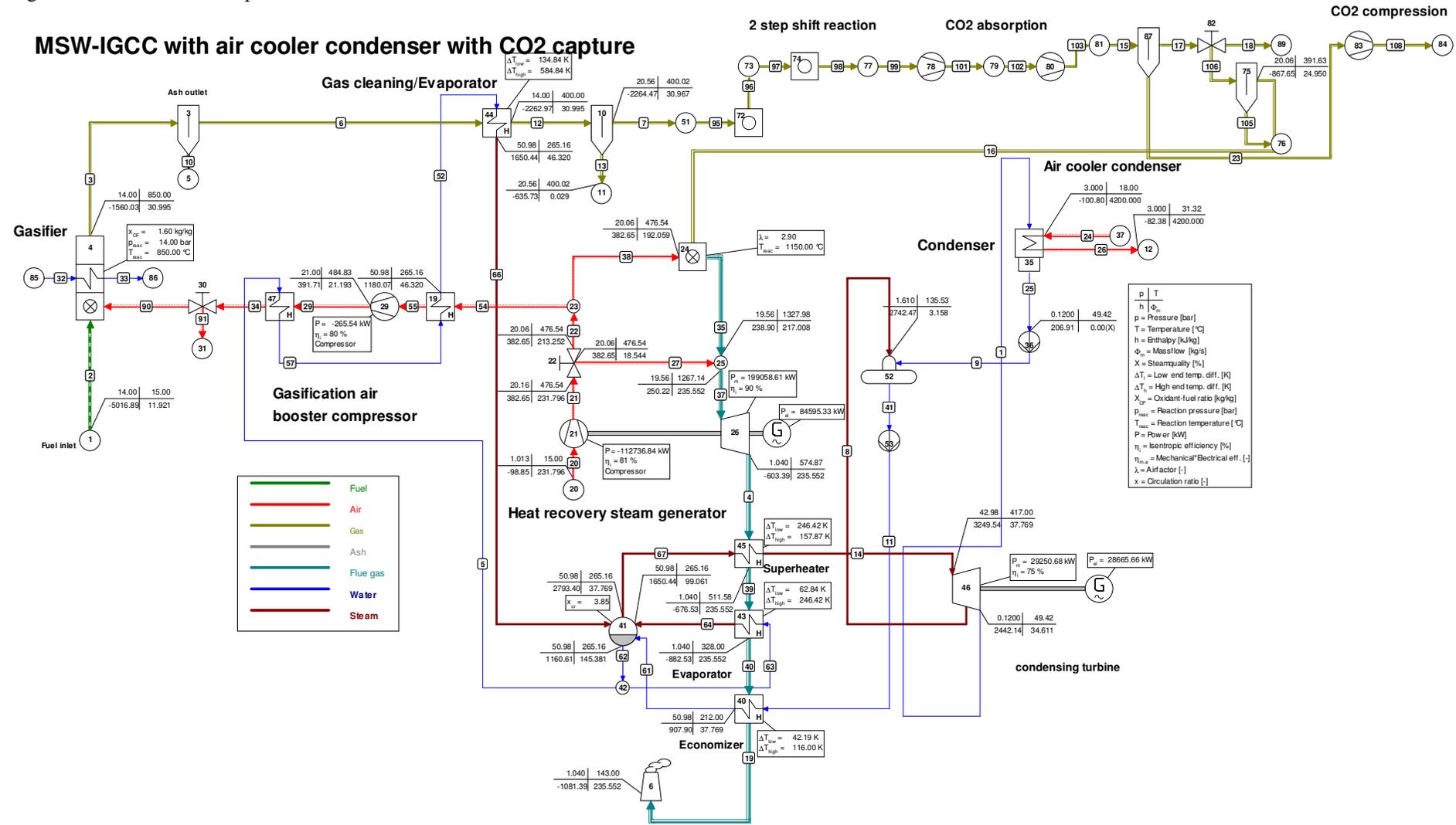
Figura 39: Ciclo híbrido com pós-combustão

Improved hot windbox combined cycle with CO2 capture post-combustion



Fonte: Elaboração própria

Figura 40: Ciclo IGCC com pré-combustão



Fonte: Elaboração própria

4 GERAÇÃO CENTRALIZADA EM NÍVEL NACIONAL

4.1 INTRODUÇÃO

A geração termelétrica a carvão é uma das formas mais utilizadas de geração de energia elétrica, embora seu emprego no Brasil seja bastante limitado em relação à capacidade instalada – o banco de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica registra treze centrais termelétricas que empregam carvão mineral (BRASIL, 2016).

Conforme o DoE (2010), em 2007 a previsão de geração a carvão foi responsável por 42% do fornecimento de eletricidade do mundo; para 2035 sua participação deverá aumentar ligeiramente, para 43%. Em termos de Planejamento Energético, não se pode deixar de avaliar opções energéticas que possam vir, no futuro, a serem necessárias para a composição da matriz energética de um país; desse modo, na hipótese de os preços para o petróleo e o gás natural alcançarem elevados patamares, a geração a carvão tenderá a se revelar atrativa economicamente, particularmente em nações que são ricas em recursos de carvão, incluindo a China e a Índia. Como as centrais termelétricas queimam grandes quantidades de combustíveis fósseis, necessitam de atenção especial para que possam ter melhores eficiências térmicas e menores emissões de poluentes para a atmosfera (MARRECO, 2006).

A reserva de carvão mineral é a maior do mundo dentre os combustíveis fósseis. Diferentemente do petróleo e do gás natural, as reservas de carvão apresentam uma distribuição geográfica no mundo mais uniforme. Os Estados Unidos possuem 27% das reservas, a Rússia possui 17% e a China possui 13% (ENERGIA PGA, 2010).

O estudo realizado neste capítulo se propõe a estabelecer o estado de arte do emprego de ciclos IGCC com carvão mineral e co-gaseificação do mesmo com resíduos sólidos urbanos, de modo a completar a análise desenvolvida nos capítulos precedentes com vistas à geração descentralizada de energia.

A tecnologia de co-gaseificação de resíduo sólido urbano e carvão é uma forma alternativa eficiente de geração de energia frente às tecnologias convencionais, como a incineração e aterro sanitário para o tratamento de materiais residuais. Contudo, outro argumento positivo para co-gaseificação de carvão e resíduos ou co-gaseificação de biomassa e resíduos é que isso permite que menos resíduos a serem desviados para os já lotados aterros e fazer um uso mais construtivo dos resíduos (SHAH, 2015).

4.2 CONCEITOS

4.2.1 Carvão

Substâncias complexas compõem o carvão, que são geologicamente formadas de antigas vegetações pela combinação de tempo, pressão e calor do planeta ao longo de várias eras. Dependendo de como a matéria vegetal foi sujeita a determinadas condições, o carvão resultante assume várias propriedades. O carvão mais antigo, submetido a altas pressões, teria convertido praticamente toda matéria vegetal em carbono fixo (CF); já o carvão mais jovem, sob menores pressões, está ainda substancialmente lenhoso e contém muito mais matéria volátil (MV) que carbono fixo.

4.2.1.1 Classificação do carvão

Há várias classificações para o carvão. Uma é feita baseada na qualidade (*rank*), no grau de carbonificação, outra em carvão rígido e carvão marrom. A Tabela 39 apresenta a classificação do carvão segundo a norma ASTM D388 (SPEIGHT, 2013).

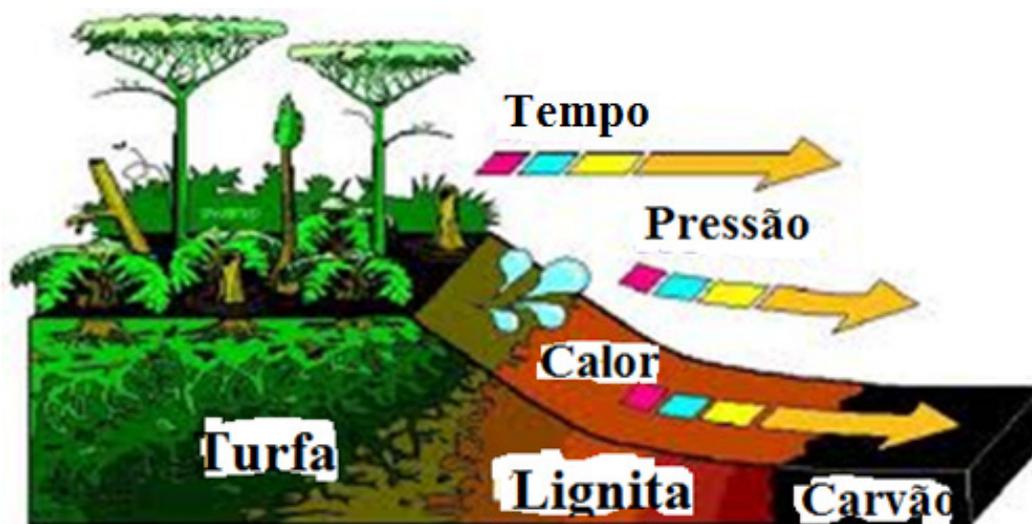
Tabela 39: Classificação do carvão de acordo com o *rank*.

Classe e Grupo	Carbono Fixo (%)	Matéria Volátil (%)	Poder Calorífico (kJ/kg)
Antracito	>98	<2	-
1 Meta-Antracito	92-98	2-8	-
2 Antracito	86-92	8-14	-
3 Semiantracito			
Betuminoso			
1 Betuminoso volátil Baixo	78-86	14-22	>32564
2 Betuminoso volátil Médio	69-78	22-31	30238-32564
3 Betuminoso volátil A Alto	<69	>31	24423-30238
4 Betuminoso volátil B Alto	-	-	
5 Betuminoso volátil C Alto	-	-	
Sub-betuminoso			
1 Sub-betuminoso A	-	-	24423-26749
2 Sub-betuminoso B	-	-	22097-24423
3 Sub-betuminoso C	-	-	19306-22097
Linhito			
1 Linhito A	-	-	14654-19306
2 Linhito B	-	-	<14654

Fonte: Adaptado de ASTM D388

A carbonificação, como pode ser observada na Figura 41, é um processo geoquímico que transforma o material da planta em carvão. A mesma consiste mais detalhadamente de três processos: degradação biológica da celulose do material inicial da planta, a conversão da lignina das plantas em substâncias húmicas e a condensação dessas substâncias húmicas em grandes moléculas de carvão (MILLER, 2005). A Tabela 40 apresenta as características principais das formas de carvão existentes.

Figura 41: Esquema do processo de carbonificação



Fonte: Bauder (2003)

Tabela 40: O processo de carbonificação

Materiais	Processos parciais	Reações químicas principais
Decaimento Vegetação	Formação da turfa	Ciclos de vida com fungos e bactérias
Turfa	Formação da lignita	Oxidação do ar, pela descarboxilação e desidratação
Linhito	Formação do carvão betuminoso	Descarboxilação e hidrogênio desproporcional
Carvão betuminoso	Formação do semi-antracito	Condensação e sistemas com pequenos anéis aromáticos
Semi-antracito	Formação do antracito	Condensação e sistemas com pequenos anéis aromáticos e não hidrogenação
Antracito	Formação do grafite	Carbonificação completa

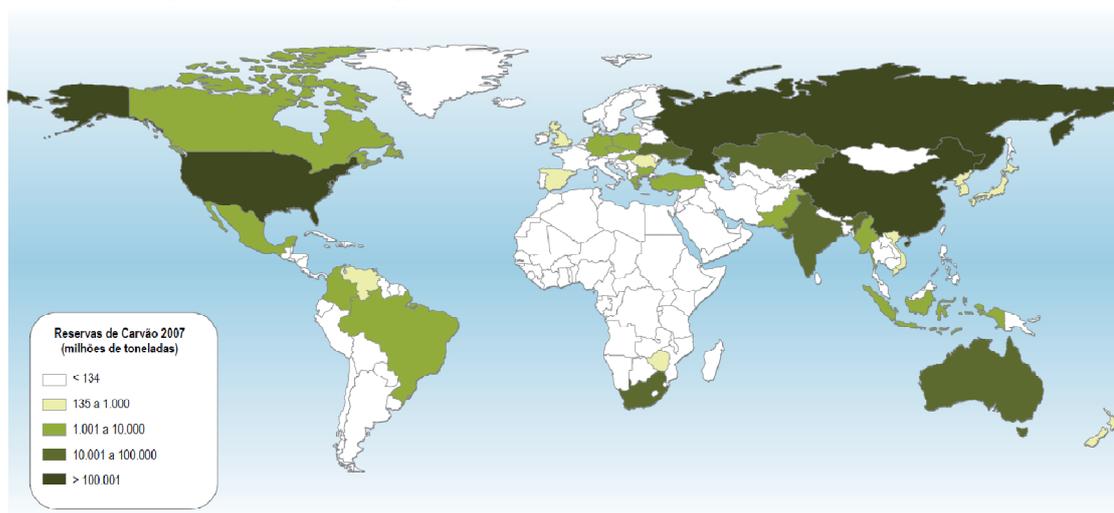
Fonte: Miller (2005).

4.2.1.2 Reservas mundiais de carvão

O carvão é o combustível fóssil com a maior disponibilidade do mundo. As reservas totalizam 847,5 bilhões de toneladas, quantidade suficiente para atender a produção atual por 130 anos. Além disso, ao contrário do que ocorre com petróleo e gás natural, elas não estão concentradas em poucas regiões. Como se pode observar na Figura 42, as reservas estão bem distribuídas pelos continentes, com ênfase maior no hemisfério norte. Na verdade, são encontradas em quantidades expressivas em 75 países, sendo que três deles – Estados Unidos, Rússia e China – concentram mais de 60% do volume total (ANEEL, 2007).

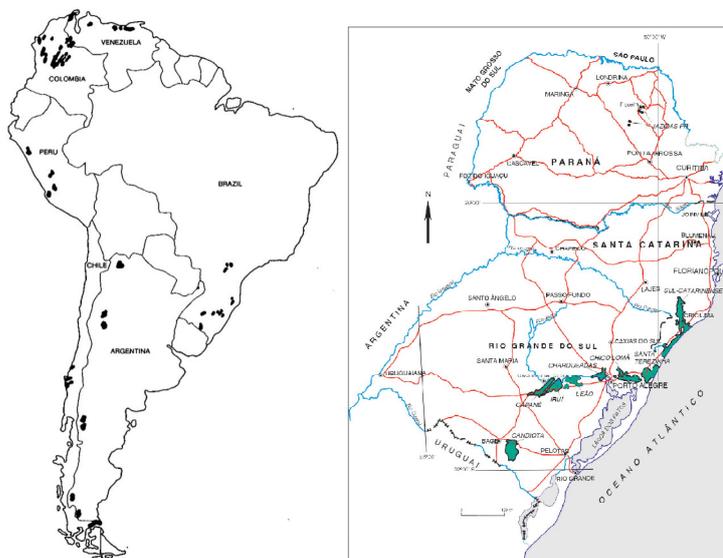
O principal depósito de carvão do Brasil explorado e desenvolvido se estende do Sul de São Paulo, através dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul na fronteira com o Uruguai. As camadas são finas de formação plana, distribuídas conforme indicado nas Figura 43a e Figura 43b (SINGER, 1981; GOMES et al., 2003). O carvão é classificado como betuminoso, mas apresenta “*rank*” inferior por causa do seu alto teor de cinzas. Não é facilmente separado da parte do xisto e deve ser triturado em pequeno tamanho para fazer uma lavagem efetiva. Na Tabela 41 são fornecidas algumas análises de amostras de carvões linhito e sub-betuminoso das minas brasileiras (HACKLEY et al., 2006).

Figura 42: Distribuição das reservas recuperáveis de carvão no mundo



Fonte: ANEEL, 2007.

Figura 43: a) Mapa das jazidas de carvão na América do Sul e b) localização das principais jazidas de carvão da Bacia do Paraná (RS, SC e PR)



Fonte: a) Singer (1981)
b) Gomes et al. 2003

Tabela 41: Análise de amostras de carvões do Brasil

Número do campo	Como recebido				PCI MJ/kg
	Cinza(%)	Umidade(%)	MV(%)	S(%)	
99-163	36,61	4,89	23,19	0,43	17
99-182	36,46	1,39	20,82	2,21	19
99-224	27,11	11,60	28,78	3,07	19
99-225	20,46	14,29	27,71	1,30	21
02-296	47,90	2,10	12,68	2,53	17
02-298	45,30	1,52	23,55	2,17	18
02-300	27,78	1,22	28,85	9,22	24
02-302	24,46	1,48	27,62	2,18	26
02-420	39,27	1,28	13,44	1,61	20
02-429	25,72	4,13	27,95	5,17	23

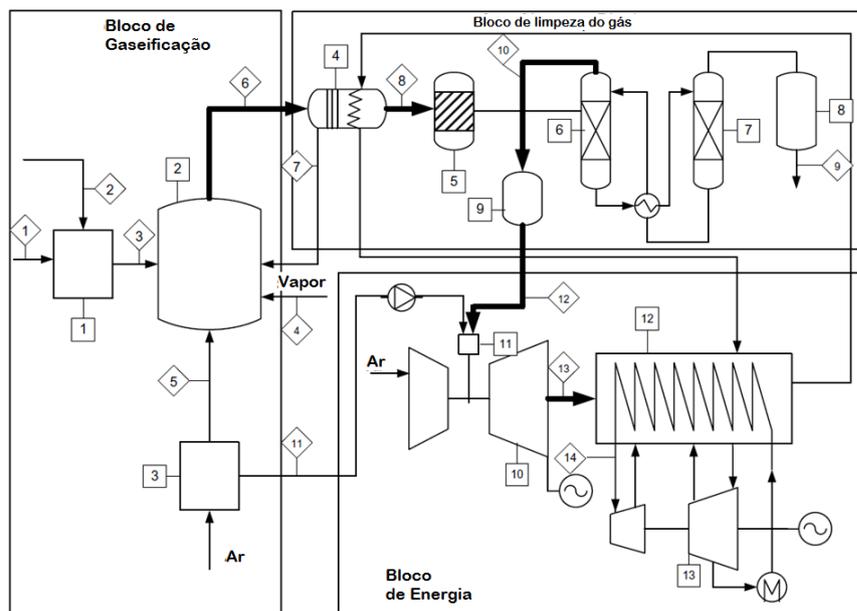
Fonte: Hackley et al. (2006)

4.3 CARACTERIZAÇÃO DO CICLO TERMODINÂMICO DE CO-GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO E RESÍDUO SÓLIDO URBANO PARA A MITIGAÇÃO DOS GASES DO EFEITO ESTUFA

4.3.1 Ciclo IGCC com co-gaseificação de carvão e resíduo sólido urbano

O estudo de Koukouzas et al. (2008) aplica técnicas de co-gaseificação existentes disponíveis e projetos para os resíduos de carvão e de sólidos e a viabilidade técnico-econômica, relativa à instalação e operação de uma instalação de co-gaseificação de 30 MWe baseado na gaseificação integrada a um ciclo combinado (IGCC), utilizando linhito e combustível derivado de resíduo (CDR), Figura 44.

Figura 44: Ciclo IGCC com co-gaseificação de resíduo sólido e linhito.



Fonte: Koukouzas et al. (2008).

4.4 REVISÃO DA LITERATURA

Ricketts et al. (2002) examinam que o carvão pode ser co-gaseificado com o lixo ou biomassa pelas razões ambientais, técnicas ou comerciais. Com o uso do carvão como matéria-prima, melhora-se a viabilidade técnica e comercial de processamento de resíduos e gaseificação de biomassa.

Nesta abordagem, a co-gaseificação fornece economias de escala que deverá reduzir os custos operacionais e melhorar a eficiência do processo para permitir uma melhor utilização de resíduos ou biomassa do que seria o caso em menores, processos dedicados. Apresentam uma avaliação comparativa da geração de energia em grande escala e projetos de incineração “*mass burn*”, juntamente com projetos de co-gaseificação em várias escalas de 5 MW para 400 MW.

Valero e Usón (2006) utilizaram um modelo de gaseificador *entrained-flow* validado, que é utilizado para estudar a co-gaseificação de carvão, coque de petróleo ou superior a 10% de vários tipos de biomassa. Como resultado, a influência da variação na eficiência gaseificador de combustível, modificações na operação devem ser feitas na oxi-co-gaseificação.

Em uma planta IGCC, oxi-gaseificação ou gaseificação *oxygen-blown*, é uma forma eficiente e ambientalmente amigável de usar carvão para produzir eletricidade, o que abre o

caminho para capturar CO₂ antes da combustão. A oxi-co-gaseificação com biomassa implica na utilização de um recurso renovável e a redução adicional de CO₂.

No estudo de Phillips (2006), na tecnologia de um gaseificador *entrained-flow*, carvão finamente moído é injetado no fluxo de co-corrente com o oxidante. O carvão aquece-se rapidamente e reage com o oxidante. O tempo de residência de um gaseificador *entrained-flow* é da ordem de um segundo ou dezenas de segundos. Devido ao tempo de residência curto, gaseificadores *entrained-flow* devem operar a temperaturas elevadas para conseguir a alta conversão de carbono. Conseqüentemente, gaseificadores *entrained-flow* usam o oxigênio em vez de ar e operaram acima da temperatura da escória do carvão.

Long e Wang (2011) centram-se na discussão de questões relacionadas com a co-gaseificação de carvão/biomassa, bem como uma investigação sobre o efeito da adição de diferentes quantidades de biomassa até 50% em peso, sobre o desempenho de uma configuração IGCC de 250 MW, embora uma configuração menor de 75 MW utilizando 100% de biomassa esteja também incluída para comparação.

Cormos (2013) avaliou uma modelagem sobre a co-gaseificação em um gaseificador tipo *entrained flow*, para poligeração de energia e combustíveis, com o uso de vários combustíveis de baixo teor energético (carvão, biomassa e resíduo sólido), além do uso da tecnologia de captura de CO₂ pré-combustão. No gaseificador *entrained-flow* modelado para as condições de trabalho são a pressão de 4 MPa e temperatura na faixa de 1400°C a 1600°C. Com estes parâmetros as configurações de ciclo IGCC alcançam potência de saída na ordem de mais de 400 MW.

Sofia et al. (2014) utilizam uma modelagem de uma central de gaseificação integrada a um ciclo combinado (IGCC) em que o gaseificador *entrained-flow* de plantas IGCC permite o uso combinado de outros combustíveis de menor custo (biomassa e resíduos), juntamente com o carvão.

Testes de co-gaseificação com dois tipos de biomassa de resíduos agrícolas, ou seja, 2% e 4% em peso de casca de azeitona e farinha de semente de uva, na instalação IGCC de 335 MW de Puertollano (Espanha) são relatados. Como também nenhuma mudança significativa na composição tanto do gás de síntese bruto e quanto no observado no gás de síntese limpo.

A viabilidade técnica e econômica foi utilizada no processo de co-queima do conteúdo de biomassa com elevada porcentagem em peso, resultando em diminuição das emissões de CO₂, mas com uma perda na potência útil, sem causar significativa alteração na eficiência útil da planta. O custo de mitigação (o custo adicional de eletricidade por tonelada de CO₂

evitado) é significativamente dependente do preço do custo da biomassa quando comparado com o preço do combustível fóssil.

Thallam Thattai et al. (2016) demonstram que o uso de biomassa com elevada percentagem (70%) na co-gaseificação em plantas IGCC de grande escala, apresenta os resultados experimentais obtidos com um modelo detalhado e validado estado termodinâmico estacionário, desenvolvido como uma ajuda para avaliar as operações da planta futuras. O modelo validado também é utilizado para prever o desempenho da planta, envolvendo co-gaseificação de 70% com duas misturas de combustíveis de pellets de madeira torrificada desde a potência desejada de 230 MW não poderia ser alcançada com “*steam-exploded*” pellets de madeira.

O teste de demonstração de elevada percentagem de biomassa na co-gaseificação em uma planta de grande escala é de vital importância para o desenvolvimento de plantas de energia neutra de baixa emissão/carbono. Os dados de testes apresentados também servem como uma fonte de dados confiável e privilegiado para estudos de uma modelagem. Os modelos validados poderiam servir como uma forte plataforma para planejar a operação da planta real com vários biocombustíveis e realizar estudos que envolvem integração da nova tecnologia, adaptação e otimização da planta.

4.5 ESTUDO PRELIMINAR DA CO-GASEIFICAÇÃO DE RESÍDUO SÓLIDO URBANO COM O USO DE CARVÃO MINERAL

Também para estas configurações, os parâmetros de modelagem do gaseificador serão mantidos em relação às configurações previamente modeladas, a pressão de reação em 1,4 MPa e a temperatura de reação de 850°C.

A tecnologia de co-gaseificação com o carvão mineral o torna mais aceitável ecologicamente e permite compensação das deficiências encontradas em um tipo de combustível pela associação com outro combustível. A tecnologia de co-gaseificação pode resultar em instalações muito limpas usando uma grande variedade de combustíveis sólidos (KOUKOUZAS et al. 2008). Para Shah (2015), os gaseificadores podem lidar com uma ampla faixa de matérias-primas, como resíduos sólidos, madeira, lodo de celulose, RDF, palha de milho, carvões com alto teor de cinzas, com pressões na faixa de 0,1 a 3,3 MPa e faixa de temperatura média do reator de 725°C a 1400°C.

Para este estudo, uma modelagem de uma configuração de ciclo IGCC para uma escala de médio e grande porte, tomando por cenários por municípios com 500.000 habitantes e 1.200.000 habitantes, adotando a seguinte composição de resíduo sólido urbano em base seca

RSU(BS) de Balcazar et al. (2013) e também adotando a composição de carvão colombiano IGM 1238 de Hackley et al. (2006), Tabela 42. A alimentação no gaseificador está na proporção 75/25% conforme Koukouzas et al. (2008), respectivamente para os combustíveis de composições RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238.

Tabela 42: Análise elementar das composições RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238

Componentes	RSU(BS) Base Seca	IGM 1238 Base como recebido
Carbono	58,82	61,64
Hidrogênio	7,52	4,54
Oxigênio	30,85	16,10
Nitrogênio	2,62	1,41
Cloro	-	-
Enxofre	0,19	0,58
Umidade	-	12,81
Cinzas	-	2,92
PCI (kJ/kg)	24359	23136

Fonte: RSU(BS) – Adaptado de Balcazar et al. (2013)

IGM 1238 – Adaptado de Hackley et al. (2006)

4.5.1 Ciclo IGCC com co-gaseificação resíduo sólido e carvão

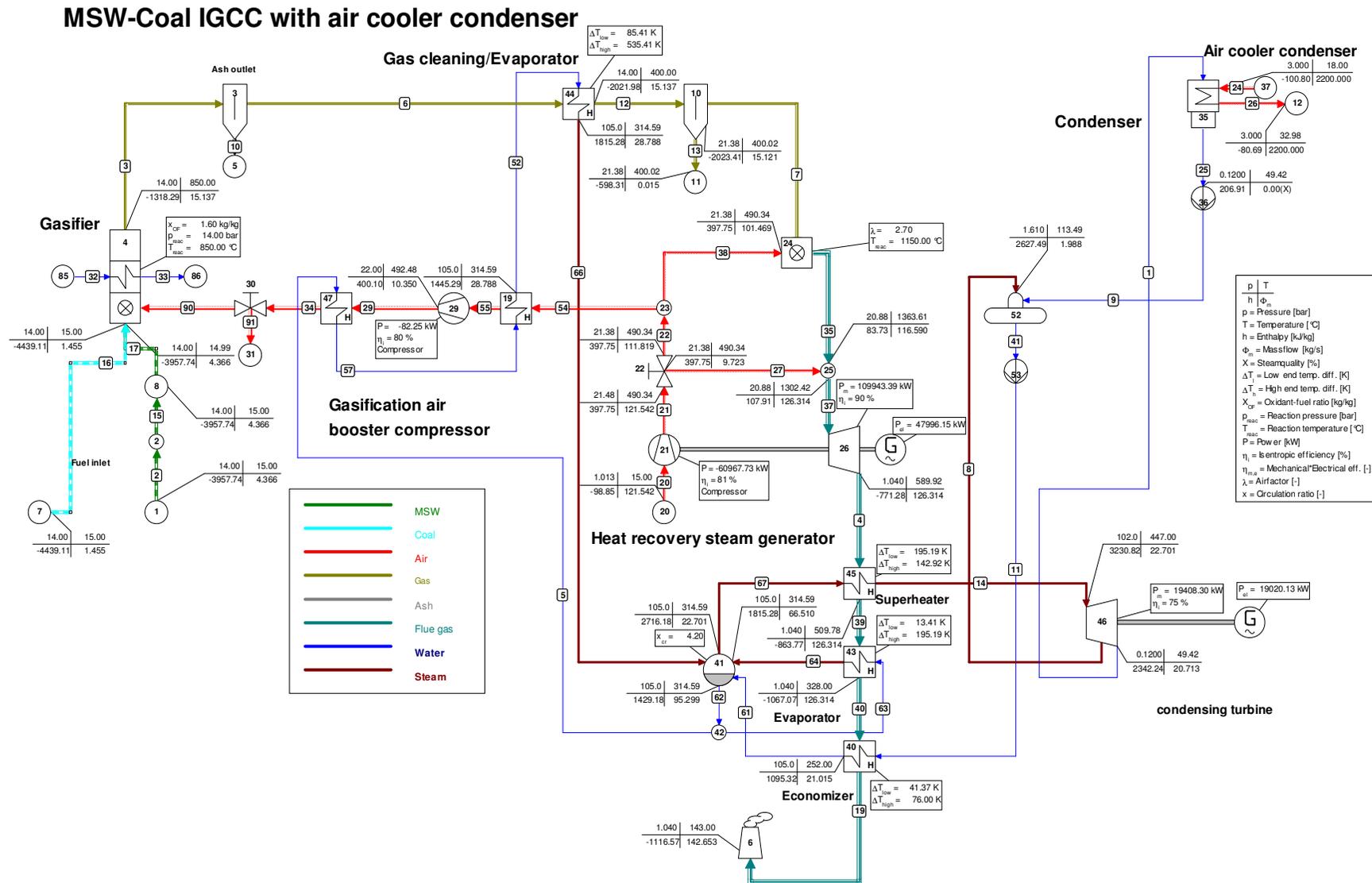
É apresentada a configuração de médio porte de um ciclo IGCC com co-gaseificação, para um município de 500.000 habitantes com o seguinte uso das composições, RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238, representada na Figura 45.

A configuração de grande porte um ciclo IGCC com co-gaseificação, para um município com 1.200.000 habitantes, é representada na Figura 46, para as composições, RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238; tais modelagens correspondem à melhor recuperação energética para estas configurações.

4.5.2 Ciclo IGCC avançado com co-gaseificação resíduo sólido e carvão, utilizando *oxygen blown* e captura de CO₂ pré-combustão

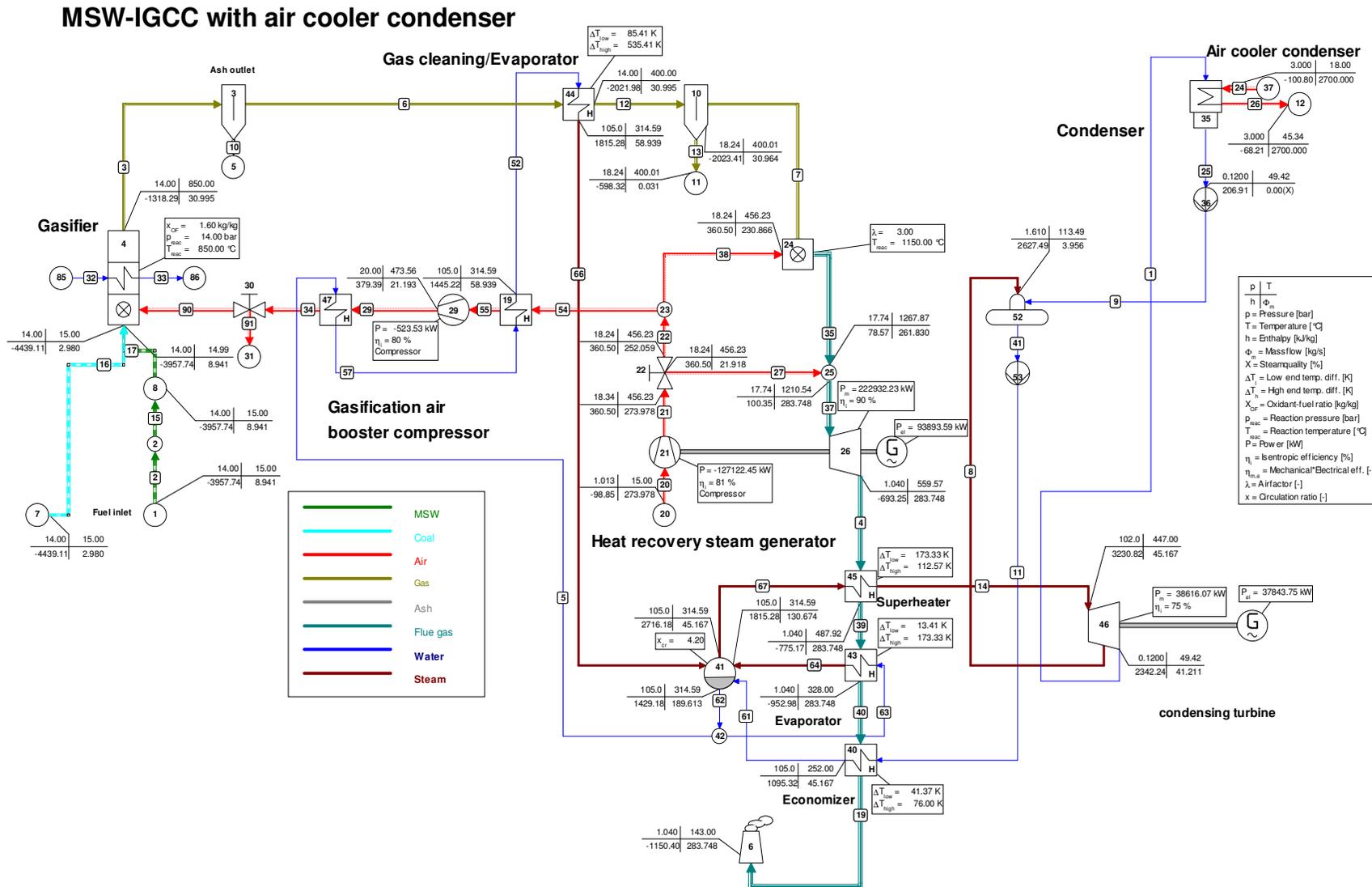
Uma configuração de um ciclo IGCC com co-gaseificação, foi modelada como proposto por Cormos (2013), utilizando a tecnologia de um gaseificador *entrained-flow* (Figura 47), *oxygen blown* e captura de CO₂ pré-combustão. Esta concepção corresponde a um ciclo termelétrico para uma cidade com mais de dois milhões e meio de habitantes, e portanto com uma capacidade próxima de uma unidade de geração termelétrica centralizada.

Figura 45: Ciclo IGCC com co-gaseificação para município de médio porte

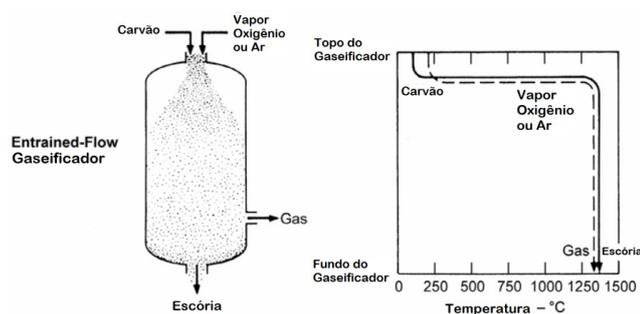


Fonte: Elaboração própria

Figura 46: Ciclo IGCC com co-gaseificação para município de grande porte



Fonte: Elaboração própria

Figura 47: Diagrama de um gaseificador genérico *entrained-flow*.

Fonte: Phillips (2006).

Os parâmetros adotados para o gaseificador *entrained-flow* são a pressão de 4,0 MPa, temperatura de 1450°C e a vazão de entrada da mistura de combustível de 165,7 kg/h (CORMOS, 2013; BAUKAL JR, 2013), como apresentado na Figura 48. Em seu estudo, Na et al. (2003) empregaram o parâmetro da relação O_2 /resíduo que atua em um gaseificador de leito fixo *oxygen-blown* para uma concentração máxima de CO na faixa de 0,35 a 0,45. Um valor da relação O_2 /resíduo foi adotado 0,45, devido às restrições na eficiência exérgica encontrada no gaseificador da modelagem.

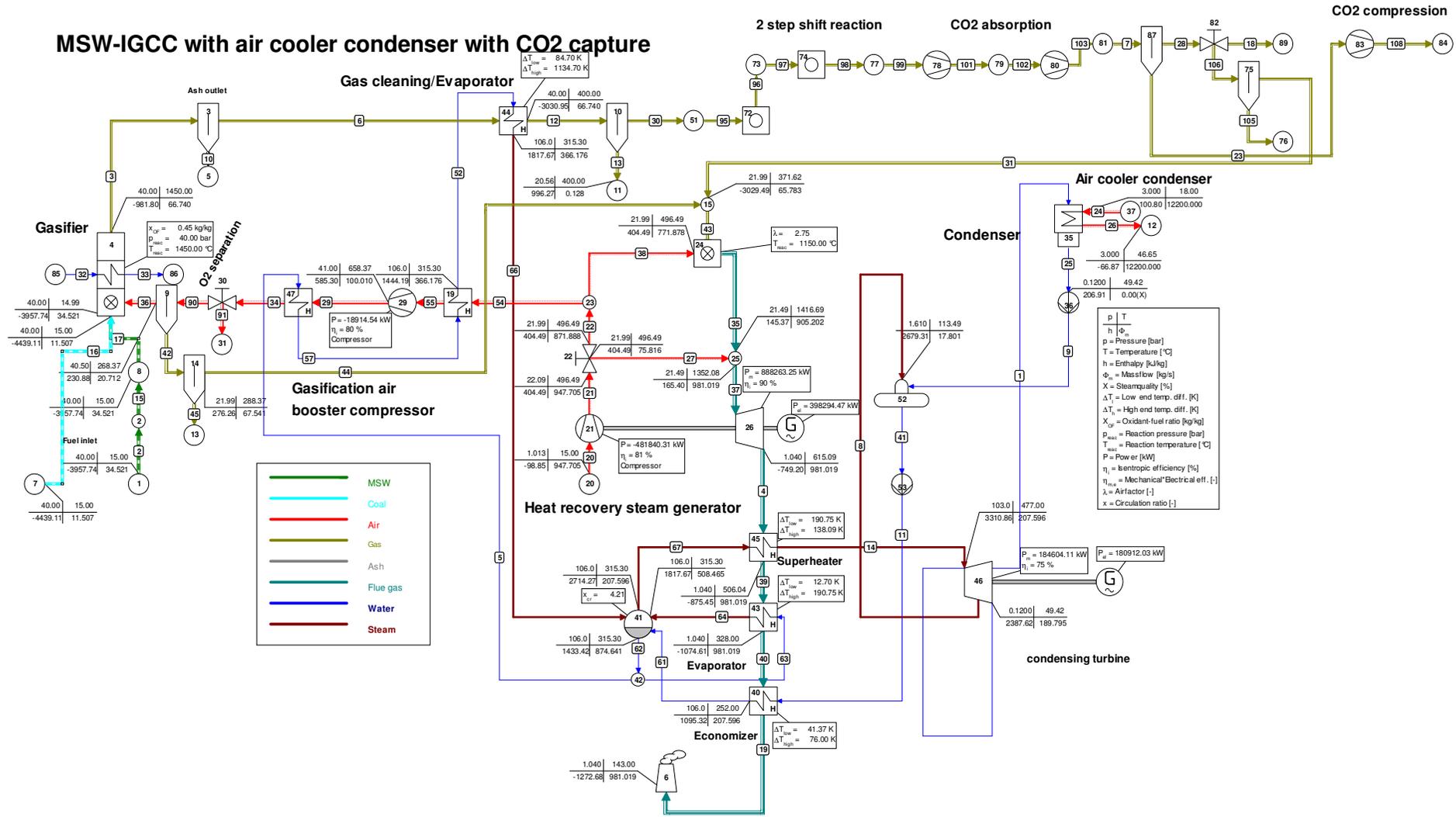
Em um contexto de uma análise comparativa da configuração de ciclo IGCC com co-gaseificação e sem captura de CO_2 pré-combustão, tanto nos cenários de municípios de médio e de grande porte, demonstrou-se ser a mesma tecnicamente viável por apresentar um maior rendimento térmico para a geração elétrica, muito próximo ao de uma instalação de ciclo IGCC com co-gaseificação em um gaseificador *entrained-flow*, *oxygen blown* e captura de CO_2 pré-combustão de maior porte, utilizando os mesmos combustíveis, RSU(BS) e carvão colombiano IGM 1238, conforme Tabela 43.

Tabela 43: Comparação entre as configurações de IGCC com co-gaseificação para cenários de municípios de 500.000 hab. e de 1200.000 hab com uma configuração de ciclo IGCC com co-gaseificação em um gaseificador *entrained-flow*, *oxygen blown* e captura de CO_2 pré-combustão

Configurações	Ciclo IGCC 500.000 hab.	Ciclo IGCC 1.200.000 hab.	Ciclo IGCC >400 MW
Composição	RSU (BS) +Carvão	RSU (BS) +Carvão	RSU (BS) +Carvão
W_{liq} (kW)	66587	130523	554049
W_{TV} (kW)	19020	37344	180912
W_{TG} (kW)	47996	93894	398294
η_t (%)	47,55	45,52	50,04
$\dot{m}_{entr TG}$ (kg/s)	15,12	30,96	65,78
$\dot{m}_{entr TV}$ (kg/s)	22,70	45,16	207,60

Fonte: Elaboração própria.

Figura 48: Ciclo IGCC com co-gaseificação em um gaseificador *entrained-flow*, *oxygen blown* e captura de CO₂ pré-combustão para configurações acima de 400 MW



Fonte: Elaboração própria

5 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma análise de centrais termelétricas, embora o Brasil apresente uma matriz elétrica com grande participação da geração hidrelétrica, fortemente centrada na produção centralizada. Alternativas tecnológicas devem ser contempladas na expansão do parque gerador nacional abrindo espaço a ofertas de diferentes biomassas e tecnologias de conversão de energia habilitando empreendimentos tanto em geração distribuída quanto em geração centralizada de pequena e média capacidade aos agentes do mercado de energia elétrica envolvidos na sua comercialização, uma vez que os aproveitamentos hídricos ainda disponíveis vão se tornando cada vez mais escassos e distantes dos grandes centros de consumo. De modo geral, neste estudo, observa-se que os atores envolvidos na geração de energia elétrica contribuem paralelamente, cada um em sua área de atividade.

Na geração distribuída em nível industrial foi realizada análise acerca do setor de papel de celulose, que tem na conversão da madeira um subproduto o licor negro, biomassa como forte presença de lignina, na realidade um sério passivo ambiental, que demonstra poder ser mais bem aproveitado ao se passar por um processo de gaseificação sem e com a tecnologia de captura de CO₂, antes da queima em um ciclo combinado em sistema de cogeração. Como no setor de celulose e papel, outros setores industriais podem se beneficiar do uso de novas tecnologias de geração de energia em cogeração e no caso de se estabelecer um mercado de captura de CO₂, esta proposta se revela interessante para o setor industrial.

Na geração distribuída em nível municipal, foram analisadas configurações que operem empreendimentos que envolvem interesses municipais e/ou metropolitanos para a geração de eletricidade pela combustão e gaseificação do resíduo sólido urbano. Nos estudos preliminares um projeto de uma planta piloto de uma unidade de recuperação energética (URE); definiu-se que as tecnologias mais recomendadas para o projeto de uma instalação piloto seriam o ciclo IGCC (empregando resíduo sólido urbano gaseificado) e diferentes concepções de ciclos híbridos (incineração de resíduo urbano integrada a conjuntos a gás acionados com biogás de aterro sanitário ou gás natural).

Na análise comparativa entre as configurações propostas, o ciclo IGCC (Caso 4) revelou ser tecnicamente mais atraente do que o ciclo híbrido integrado à incineração devido à alta eficiência térmica para geração elétrica, considerando-se as premissas inicialmente definidas, muito embora a tecnologia de incineração se encontre mais bem dominada, e em consequência, apresente maior número de fornecedores de equipamentos.

Para decisão acerca da faixa de capacidade de geração elétrica das configurações a serem simuladas para a instalação piloto, foi buscado um equilíbrio entre o custo de investimento em equipamentos e a receita decorrente da venda da energia elétrica gerada através da taxa interna de retorno (TIR). Os resultados obtidos para a instalação de planta piloto foram a base para estudos de configurações expandidas para outras escalas de produção de energia elétrica, com avaliações para cidades de médio (500.000 habitantes) e grande porte (1.200.000 habitantes), testando-se a robustez dos resultados a partir da variabilidade da composição do RSU, bem como a inclusão de sistemas de captura e sequestro de carbono. Para tais condições, foram avaliados parâmetros técnicos e econômicos de modo a permitir melhor discernimento em termos da seleção das concepções em situações diversas.

No âmbito da geração centralizada em nível nacional, das configurações estudadas anteriormente, empregaram-se centrais de escala de grande porte que são usualmente encontradas na literatura. Nesta parte do estudo verificou-se a utilização do ciclo IGCC com a aplicação da tecnologia de co-gaseificação de resíduo sólido urbano e carvão, como forma alternativa eficiente de geração de energia frente às tecnologias convencionais, como a incineração e aterro sanitário para o tratamento de materiais residuais. Para este estudo adotou-se tecnologia de um gaseificador *entrained-flow*, sistema de ASU (*Air Separation Unit*), *oxygen-blown* e captura de CO₂ pré-combustão, gerando um gás de síntese, com maior poder calorífico, gerando energia elétrica em equipamentos de grande escala que atenda municípios ou regiões metropolitanas de maior porte.

Para todas as análises econômicas realizadas, não foi avaliado o preço de mercado para a captura e sequestro de CO₂ – desse modo, as análises econômicas não contemplam a receita que pode ser recebida pelos empreendimentos (industriais, em nível municipal ou nacional) que se dispuserem a realizar este serviço ambiental.

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se desenvolver análise do mercado para a captura e sequestro de CO₂ visando estabelecer a condição mínima de atratividade econômica para o emprego dos ciclos avançados com essa tecnologia, no contexto de um novo mercado de geração de energia que premie as tecnologias ambientalmente corretas e penalize aquelas que impactam o meio ambiente.

REFERÊNCIAS

- ABRELPE – Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais, 2012, Panorama dos Resíduos Sólidos do Brasil. Disponível em: <http://www.abrelpe.org.br>. Acesso em: 09 out. 2013.
- ABRELPE – Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais, 2014, Panorama dos Resíduos Sólidos do Brasil. Disponível em: <http://www.abrelpe.org.br>. Acesso em: 31 jul. 2015.
- ALJUNDI, I. H. Energy and exergy analysis of a steam power plant in Jordan. **Applied Thermal Engineering**, v. 29, n. 2-3, p. 324–328, 2009.
- AMOO, O. M.; FAGBENLE, R. L. Renewable municipal solid waste pathways for energy generation and sustainable development in the Nigerian context. Disponível em: <http://www.journal-ijeee.com/content/pdf/2251-6832-4-42.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2014.
- ANEEL. Carvão Mineral. Brasil, 2007. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par3_cap9.pdf. Acesso em 24 mai 2016.
- ARAFAT, H. A.; JIJAKLI, K. Modeling and comparative assessment of municipal solid waste gasification for energy production. **Waste management (New York, N.Y.)**, v. 33, n. 8, p. 1704–13, 2013.
- ARENA, U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review. **Waste management (New York, N.Y.)**, v. 32, n. 4, p. 625–39, 2012
- ASSAMOI, B.; LAWRYSHYN, Y. The environmental comparison of landfilling vs. incineration of MSW accounting for waste diversion. **Waste Management**, v. 32, n. 5, p. 1019–1030, 2012.
- AZN - AFVALVERBRANDING ZUID-NEDERLAND. Combination of a Waste incineration plant and a combined cycle power plant 1. Aim of the project. 1997. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/renewables/bioenergy/doc/insineration/02bm_349_1993.pdf. Acesso em: 07 ago. 2013.
- BALCAZAR, J. G. C.; DIAS, R. A.; BALESTIERI, J. A. P. Analysis of hybrid waste-to-energy for medium-sized cities. **Energy**, v. 55, p. 728–741, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213001047>>. Acesso em: 04 dez. 2015.
- BAUDER, J. **MSU extension water quality program**. Disponível em: <http://waterquality.motana.edu/docs/posterandPres/CBM/HelenaEdConfCBM.pdf>, 2003, 54p. Acesso em: 26 jun. 2013.
- BAUKAL JR, Charles E. (Ed.). **Oxygen-enhanced combustion**. CRC press, 2013.
- BECIDAN, M.; ANANTHARAMAN, R. Dual-fuel cycles to increase the efficiency of WtE installations. *Chemical Engineering Transactions* 29: 727-732, 2012. Disponível em:

www.aidic.it/cet/12/29/122.pdf. Acesso em: 30 mar. 2014.

BEÉR, J. M. Combustion technology developments in power generation in response to environmental challenges. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 26, n. 4-6, p. 301–327, 2000. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128500000071>>. Acesso em: 13 mar. 2016.

BEÉR, J. M. High efficiency electric power generation: The environmental role. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 33, n. 2, p. 107–134, 2007. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128506000347>>. Acesso em: 29 jan. 2016.

BENSON, S. M.; Jr., F. M. O. Carbon dioxide capture and storage, **MRS Bulletin**, v. 33, 303-306, 2008.

BERGLIN, N.; BERNTSSON, T. CHP in the pulp industry using black liquor gasification: thermodynamic analysis, *Applied Thermal Engineering* 18(1998) 947-961.

BHADA, P., Feasibility analysis of waste-to-energy as key component of integrated solid waste management in Mumbai, India. Master of Science in Earth Resources Engineering, Columbia University, 2007.

BIANCHI, M.; BRANCHINI, L.; PASCALE, A. DE; FALCHETTI, M.; FIORE, P. Advanced waste-to-energy steam cycles, **Energy Procedia**, 45, 1205-1214, 2014a.

BIANCHI, M.; BRANCHINI, L.; PASCALE, A. DE. Combining waste-to-energy steam cycle with gas turbine units, **Applied Energy**, 130, 764-773, 2014b.

BIANCHI, M.; BRANCHINI, L.; CESARI, S.; PASCALE, A. DE; MELINO, F. Repowering existing under-utilized WTE power plant with gas turbines. **Applied Energy**, v. 160, p. 902–911, 2015.

BLUM, R; KJAER S.; BUGGE J. Development of a pf fired high efficiency power plant (AD700). Disponível em:

http://www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608-69_80.pdf, 2007, 12p. Acesso em: 29 jun. 2013.

BNDES – Análise das Diversas Tecnologias de Tratamento e Disposição Final de Resíduos Sólidos no Brasil, Europa, Estados Unidos e Japão. Disponível em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produos/download/chamada_publica_residuos_solidos_Rel_Aval_tecnica_eco.pdf, 2013, 241 p. Acesso em: 08 nov. 2014.

BOLLAND, O. Thermal power generation. Disponível em:

http://folk.ntnu.no/obolland/pdf/kompendium_power_Bolland.pdf, 2014, 176p. Acesso em: 12 jan. 2015.

BOSMANS, A.; VANDERREYDT, I.; GEYSEN, D.; HELSEN, L. The crucial role of waste-to-energy technologies in enhanced landfill mining: a technology review, **Journal of Cleaner Production**, v. 55, p. 10-23, 2013.

BRANCHINI, L. Advanced waste-to-energy cycles. Tese de Doutorado. Universidade de Bologna. Disponível em: http://amsdottorato.unibo.it/4696/1/Tesi_Dottorato_Branchini.pdf, 2012, 279p. Acesso em: 14 nov. 2015.

BRANCO, F. P. Análise termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado. 2005. 179 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade Engenharia do Campus de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Casa Civil. **LEI Nº 12.305, DE 2 DE AGOSTO DE 2010**: Política Nacional de Resíduos Sólidos. 2010. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=636>>. Acesso em: 01 ago. 2012.

BRASIL. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: ANEEL; 2012a.

BRASIL. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 517**, de 11 de dezembro de 2012: Altera a Resolução Normativa n_ 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília: ANEEL; 2012b.

BRASIL. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada Nº 014/2012 – projeto estratégico: “arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração de energia elétrica a partir de biogás oriundo de resíduos e efluentes líquidos na matriz energética brasileira”. Brasília, 2012c. Available at: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD-2012-Chamada%20PE%2014_23-07-12.pdf. Acess: 12 ago. 2014.

BRASIL. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de informações de geração – capacidade de geração do Brasil. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 29.Mai.2016.

BRATT, M.S.; RAJKUMAR, N. Performance enhancement in coal fired thermal power plants, part II: steam turbines, **International Journal of Energy Research**, 23, 489–515, 1999.

BUGGE, J.; KJÆR, S.; BLUM, R. High-efficiency coal-fired power plants development and perspectives. *Energy*, v. 31, p. 1437-1445, 2006.

CANADIAN CLEAN POWER COALITION. Capture Costs Definitions. Disponível em: <http://www.canadiancleanpowercoalition.com/files/4713/0180/2978/Capture%20Costs%20Definitions%20Fact%20Sheet.pdf>. [ca. 2008] . Acesso em: 15 jun. 2015.

CARRARA, A. Gestione rifiuti e termovalorizzazione. Disponível em: <http://www00.unibg.it/dati/corsi/37021/68561-Impianti%20di%20Termovalorizzazione%20%2816-11-2014%29%20parte%202.pdf>, 2014, 116p. Acesso em: 14 nov. 2015.

CCEE. Preço médio da CCEE (R\$/MWh). Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=1303265085587194#%40%3F_afLoop%3D1303265085587194%26_adf.ctrl-state%3Dbn6nfigd_141. Acesso em: 9 mar 2016.

CHAI, D.S.; WEN, J.Z.; NATHWANI, J. Simulation of cogeneration within the concept of smart energy networks. **Energy Conversion and Management**, v. 75, p. 453-465, 2013.

CHANG, Y.-H.; CHANG, N.-B.; CHEN, W. C. Systematic Evaluation and Uncertainty Analysis of the Refuse-Derived Fuel Process in Taiwan. **Journal of the Air & Waste Management Association**, v. 48, n. 6, p. 537-544, 1998.

CHANG, M. B.; HUANG, C. K. Characteristics of energy flow in municipal solid waste incinerator. **Journal of environmental engineering**, v. 127, n. 1, p. 78-81, 2001.

CHENG, H.; HU, Y. Municipal solid waste (MSW) as a renewable source of energy Current and future practices in China, **Bioresource Technology**, v. 101, p. 3816-3824, 2010.

CONSONNI, S.; LARSON, E. D. Biomass gasifier/aeroderivative gas turbine cycles: part B. **Journal of Gas Turbines and Power**, v. 118, p. 516-525, 1996.

CONSONNI S.; LARSON, E.D.; KREUTZ, T.G.; BERGLIN, N. Black liquor gasifier/gas turbine cogeneration, ASME Journal of Engineering for Gas Turbine and Power v. 120, p. 442-449, 1998.

CONSONNI, S.; SILVA, P. Off-design performance of integrated waste-to-energy, combined cycle plants. **Applied Thermal Engineering**, v. 27, n. 4, p. 712-721, 2007.

CORMOS, C. C. Assessment of flexible energy vectors poly-generation based on coal and biomass/solid wastes co-gasification with carbon capture. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 19, p. 7855-7866, 2013.

CUBEROS BALDA, M.; FURUBAYASHI, T.; NAKATA, T. Integration of WTE technologies into the electrical system for low-carbon growth in Venezuela. **Renewable Energy**, v. 86, p. 1247-1255, 2016.

DEL TEDESCO, S. Incenerimento dei rifiuti solidi urbani con recupero energetic. Disponível em: http://www.progettodighe.it/main/IMG/pdf/Tesi_Incenerimento_dei_rifiuti_solidi_urbani_con_recupero_energetico.pdf, 2009. Dissertação, 83 p. Acesso em: 16 mai. 2014.

DEMIRBAŞ, A. Pyrolysis and steam gasification processes of black liquor, **Energy Conversion and Management** v. 43, p. 877-884, 2002.

DINCER, I.; AL-MUSLIM, H. Thermodynamic analysis of reheat cycle steam power plant, **International Journal of Energy Research**, v. 25, n. 4, 727–739, 2001.

DoE - DEPARTMENT OF ENERGY. Methodology for Allocating Municipal Solid Waste to Biogenic and Non-Biogenic Energy. **Energy Information Administration: Office of Coal**, n. May, p. 1–18, 2007.

DoE - Department of Energy. Ano 2010. **EIA-0484 international energy outlook 2010**. U.S. Department of Energy, Washington.

DUTTA, P. P.; PANDEI, V.; SEM, S.; DAS, A. R.; NATH, A.; BARUAH, D. C. Fuel characteristics of some indigenous plants, 2013. Disponível em: http://www.ijetae.com/files/Conference%20ICERTSD-013/IJETAE_ICERTSD_0213_87.pdf. Acesso em: 10 jan. 2015.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International statistics & analysis. 2012. Disponível em: <https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=82&aid=12&cid=ww.&syid=2008&eyid=2012&unit=BKWH>. Acesso em: 29. Jan.2016.

ELMEGAARD, B. Simulation of boiler dynamics, 1999. Disponível em: https://www.etde.org/etdeweb/details_open.jsp?osti_id=20041051. Acesso em: 29 jun. 2012.

ENERGIA PGA: **June 2010** Disponível em: http://energiapga.blogspot.com.br/2010_06_01_archive.html.>. Acesso em: 03 jun. 2012.

ERDEM, H. H.; AKKAYA, A. V.; CETIN, B.; DAGDAS, A.; SEVILGEN, S. H.; SAHIN, B.; TEKE, I.; GUNGOR, C.; ATAS, S. Comparative energetic and exergetic performance analyses for coal-fired thermal power plants in Turkey. **International Journal of Thermal Sciences**, v. 48, n. 11, p. 2179–2186, 2009.

FEAM - Estado da arte do tratamento térmico de resíduos sólidos urbanos com geração de energia elétrica 2ª edição – Relatório 1. Belo Horizonte: Fundação Estadual do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.feam.br/images/stories/fean/relatorio%201%20%20estado%20da%20arte%20do%20tratamento%20termico.pdf>, 2010a, 174p. Acesso em: 17 mar. 2013.

FEAM - Avaliação técnica, econômica e ambiental da implantação de uma usina de tratamento térmico de resíduos sólidos urbanos em Minas Gerais 2ª edição – Relatório 2. Belo Horizonte: Fundação Estadual do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2013/engebio-feam-02.pdf>, 2010b, 147p. Acesso em: 16 mar. 2013.

FEAM - Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: guia de orientações para governos municipais de Minas Gerais. Disponível em: http://www.em.ufop.br/ceamb/petamb/cariboost_files/aproveitamento_20energ_c3_a9tico.pdf, 2012, 163p. Acesso em: 27 jan. 2014.

FERON, P. H. M.; HENDRIKS, C. A. CO2 capture process principles and costs. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, n. 3, p. 451–459, 2005.Feron; Hendriks (2005)

FERREIRA, E. T. F.; BALESTIERI, J. A. P. Black liquor gasification combined cycle with CO₂ capture – Technical and economic analysis. **Applied Thermal Engineering**, vol. n. 75, pp 371-383, 2015.

FOTH – Alternative Technologies for Municipal Solid Waste. Disponível em: http://www.co.ramsey.mn.us/NR/rdonlyres/C9000BB9-1C1A-43F5-8E1D-80A0A7E6AF35/34261/foth_alternative_technologies_for_msw1.pdf, 2013, 145p. Acesso em: 11 mai. 2014.

GALLEGO, A.G. Modelagem computacional e análise termodinâmica de sistemas de geração de potencia utilizando gaseificação de licor negro. 2004. 202 f. Tese de Doutorado. (Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

GHASEMI, M. Parallel-powered hybrid cycle with superheating “partially” by gas turbine exhaust. Tese de doutorado, Royal Institute of Technology, Suécia. Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:703366/FULLTEXT01.pdf>, 2014, 70p. Acesso em: 31mar. 2014.

GOMES, A. J. P.; CRUZ, P. R.; BORGES, L. P. **Recursos Minerais Energéticos** : Carvão e Urânio. CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. cap. 11b, p. 602–628.

GREATER LONDON AUTHORITY. Costs of incineration and non-incineration energy from waste technologies. Disponível em: <http://legacy.london.gov.uk/mayor/environment/waste/docs/efwtechnologiesreport.pdf>, 2008, 85p. Acesso em: 12 jan. 2016.

HACKLEY, B. P. C.; FINKELMAN, R. B.; BROOKS, W. E.; GONZÁLES, E. World Coal Quality Inventory : Brazil. **USGS Science for a changing world**, v. 1241, p. 186–228, 2006.

HARVEY, S.; FACCHINI, B. Predicting black liquor gasification combined cycle powerhouse performance accounting for off-design gas turbine operation, **Applied Thermal Engineering**, vol. 24, p. 111-126, 2004.

IDB - **Inter-american development bank**. Disponível em: http://www.seas.columbia.edu/earth/wtert/WTEGuidebook_IDB.pdf , 2013, 275p. Acesso em: 15 abr. 2014.

IEA – International energy agency. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/5kgggn8wk051.pdf>, 2011, 51p. Acesso em: 22 ago. 2013.

IPCC - **Intergovernmental panel on climate change**. Disponível em: http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf, 2005, 443p. Acesso em: 28 ago. 2013.

KAUSHIK, S. C.; REDDY, V. S.; TYAGY, S. K. Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 1857-1872, 2011.

KHOSHGOFTAR MANESH; M. H.; NAVID, P.; BLANCO MARIGORTA, A. M., AMIDPOUR, M. New procedure for optimal design and evaluation of cogeneration system based on advanced exergoeconomic and exergoenvironmental analyses, **Energy**, v. 50, p. 314-333, 2013.

KLEIN, A. Gasification: an alternative process for energy recovery and disposal of municipal solid wastes. Disponível em:

<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Coal/energy%20systems/gasification/gasification-alternative-process-energy-recovery-2002.pdf>, 2002, 50p. Acesso em: 21jan. 2015.

KLEIN, A.; THEMELIS, N. J. Energy recovery from municipal solid wastes by gasification. Disponível em:

<http://www.seas.columbia.edu/earth/wtert/sofos/NAWTEC-gasification-klein.pdf>, 2003, 13p. Acesso em: 22 jan. 2015.

KLIMANTOS, P.; KOUKOZAS, N.; KATSIADAKIS, A.; KAKARAS, E. Air-blown biomass gasification combined cycles (BGCC): system analysis and economic assessment, **Energy**, vol. 34, p. 708-714, 2009.

KOROBITSYN, M. A. New and advanced energy conversion technologies. Analysis of cogeneration combined and integrated cycles. Disponível em:

<http://doc.utwente.nl/32032/1/t0000006.pdf>, 1998, 155p. Acesso em: 23 set. 2014.

KOROBITSYN, M. A.; JELLEMA, P.; HIRS, G. G. Possibilities for gas turbine and waste incinerator integration, **Energy**, v. 24, p. 783-793, 1999.

KOUKOUZAS, N.; KATSIADAKIS, A.; KARLOPOULOS, E.; KAKARAS, E. Co-gasification of solid waste and lignite - A case study for Western Macedonia. **Waste Management**, v. 28, n. 7, p. 1263–1275, 2008.

KRANERT, M., CORD-LANDWEHR, K. **Einführung in die abfallwirtschaft**, 4 Auflage. Vieweg+Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2010.

KUNZ, R. G. **Environmental calculations** – A multimedia approach. Wiley, 2009.

LAKO, P. Coal-fired power technologies. Disponível em:

<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04076.pdf>, 2004, 38p. Acesso em: 30 jun. 2013.

LARSON, E. D.; MCDONALD, G. W.; YANG, W.; FREDERICK, W. M. J.; IISA, K.; KREUTZ, T. G.; MALCOLM, E. W.; BROWN, C. A. A cost–benefit assessment of BLGCC technology, *Tappi Journal* June, vol. 83 no. 6, p. 2-16, 2000.

LARSON, E. D.; CONSONNI, S.; KATOFSKY, R. E.; IISA, K.; FREDERICK JR., W. J. Gasification-based biorefining at kraft pulp and paper mills in the United States, *International Chemical Recovery Conference* 29 May – 1 June 2007, Quebec City, Canada.

LEME, M. M. V.; ROCHA, M. H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J.; LOPES, B. M.; FERREIRA, C. H. Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil, **Resources, Conservation and Recycling**, 87, p. 8-20, 2014.

- LI, Y.; LIU, L. Exergy Analysis of 300MW Coal-Fired Power Plant, **Energy Procedia**, v. 17, p. 926-932, 2012.
- LIOR, N. Advanced energy conversion to power. **Energy Conversion and Management**, v.38, p. 941-955, 1997.
- LOMBARDI, L.; CARNEVALE, E.; CORTI, A. Analysis of energy recovery potential using innovative technologies of waste gasification. **Waste Management**, v. 32, n. 4, p. 640–52, 2012.
- LONG, H. A.; WANG, T. Case studies for biomass/coal co-gasification in IGCC applications. In: ASME 2011 Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition. American Society of Mechanical Engineers, 2011. p. 547-561.
- LUZ, F. C.; ROCHA, M. H.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J.; ANDRADE, R. V.; LEME, M. M. V.; del OLMO, O. A. Techno-economic analysis of municipal solid waste gasification for electricity generation in Brazil. **Energy Conversion and Management**, v. 103, p. 321–337, 2015.
- MAIER, S.; OLIVEIRA, L. B., Economic feasibility of energy recovery from solid waste in the light of Brazil's waste policy: The case of Rio de Janeiro, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 35, p. 484-498, 2014.
- MARRECO, J. M.; Jr, A. M.; TAVARES, M. E. Perspectivas para a geração termelétrica a carvão. *Revista Brasileira de Energia*, v. 12, nº 02, p. 1-10, 2006.
- MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. Wiley-Interscience, 2004.
- MILLER, B.G. **Coal energy systems**. Elsevier Academic Press, 2005.
- MORAES, F. A. B. Utilização da biomassa de eucalipto para a produção de energia na indústria de celulose e papel. 2011. 45f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro Universitário de Araraquara, Araraquara, 2011.
- NA, J. I.; PARK, S. J.; KIM, Y. K.; LEE, J. G.; KIM, J. H. Characteristics of oxygen-blown gasification for combustible waste in a fixed-bed gasifier. **Applied Energy**, v. 75, n. 3-4, p. 275–285, 2003.
- NÄSHOLM A.-S.; WESTERMARK, M. Energy studies of different cogeneration systems for black liquor gasification, **Energy Conversion and Management**, vol. 38, p. 1655-1663, 1997.
- NAQVI, M.; YAN, J.; DAHLQUIST, E. Black liquor gasification integrated in pulp and paper mills: A critical review, **Bioresource Technology**, vol. 101, p. 8001-8015, 2010.
- NORDI, G. H.; PALACIOS-BERECHE, R.; GALLEGO, A. G.; NEBRA, S. A. Energetic analysis of electricity production in Rankine cycles from municipal solid waste in Brazil. Disponível em:
http://www.academia.edu/8433280/ENERGETIC_ANALYSIS_OF_ELECTRICITY_PRODUCTION_IN_RANKINE_CYCLES_FROM_MUNICIPAL_SOLID_WASTE_IN_BRAZIL, 2012, 15p. Acesso em: 13 jun 2015.

OPRA OP16-3C. s.d. Disponível em: <http://www.opraturbines.com/en/NEWS/>. Acesso em: 01 jan. 2016.

OTA – OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT ARCHIVES. Industrial and commercial cogeneration. Relatório NTIS order #PB83-180547, Fevereiro, 1983. Disponível em: <http://ota.fas.org/reports/8311.pdf>. Acesso em: 04.Mai.2016.

PASEK, A. D.; GULTOM, K. W.; SUWONO, A. Feasibility of recovering energy from municipal solid waste to generate electricity, **Journal of Engineering and Technological Sciences**, 45, n° 3, p. 241-256, 2013.

PETROV, M. P. Biomass and natural gas hybrid combined cycles. Licentiate Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden. Disponível em: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:7598/FULLTEXT01.pdf>, 2003, 100p. Acesso em: 30 mar. 2014.

PHILLIPS, J. Different types of gasifiers and their integration with gas turbines. **The Gas Turbine Handbook**, p. 67–77, 2006.

POMA, C.; VERDA, V.; CONSONNI, S., Design and performance evaluation of a waste-to-energy plant integrated with a combined cycle, **Energy**, v. 35, p. 786-793, 2010.

QUIRÓS, E. L. Plasma processing of municipal solid waste. **Brazilian Journal of Physics**, v. 34, n. 4B, p. 1587-1593, 2004.

QIU, K.; HAYDEN, A. C. S. Performance analysis and modeling of energy from waste combined cycles. **Applied Thermal Engineering**, v. 29, p. 3049-3055, 2009.

RACKLEY, S. A. **Carbon capture and storage**, Butterworth-Heinemann, 2010.

RAYAPROLU, K. **Boilers for power and process**. CRC Press, Boca Raton, 2009.

RESTREPO, A.; MIYAKE, R.; KLEVESTON, F.; BAZZO, E. Exergetic and environmental analysis of a pulverized coal power plant. **Energy**, v. 45, n. 1, p. 195–202, 2012.

RIBEIRO, S. G.; KIMBERLIN, T., High efficiency waste to energy power plants combining municipal solid waste and natural gas or ethanol. Disponível em: http://www.wtert.com.br/home2010/arquivo/publicacoes/paper_nawtec18-ciclo_combinado_otimizado-solucao_ideal_para_o_lixo_brasileiro.pdf, 2010, 07p. Acesso em: 02 mai. 2014.

RICKETTS, B; HOTCHKISS, R.; LIVINGSTON, B.; HALL, M. Technology status review of waste/biomass co-gasification with coal. In: **ICHEME Fifth European Gasification Conference**. 2002. p. 8-10.

RYU, C. Potential of Municipal Solid Waste for Renewable Energy Production and Reduction of Greenhouse Gas Emissions in South Korea. **Journal of the Air & Waste Management Association**, v. 60, n. 2, p. 176–183, 2010.

ROSEN, M. A.; DINCER, I. Exergoeconomic analysis of power plants operating on various fuels. **Applied Thermal Engineering**, v. 23, p. 643-658, 2003.

ROSEN, M. A.; DINCER, I. Thermoeconomic analysis of power plants: an application to a coal fired electrical station, **Energy Conversion and Management**, 44, 2743–2761, 2003.

SANTOS, P. R. **Análise Termodinâmica de um Sistema de Cogeração com Gaseificação de Licor Negro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Faculdade de Engenharia Química, Universidade de Campinas, 2007.

SANTOS, V.E.N.; ELY, R.N.; SZKLO, A.S.; MAGRINI, A. Chemicals, electricity and fuels from biorefineries processing Brazil's sugarcane bagasse: Production recipes and minimum selling prices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1443-1458, 2016.

SHABBIR, Z.; TAY, D.H.S; NG, D.K.S. A hybrid optimisation model for the synthesis of sustainable gasification-based integrated biorefinery. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 90, p. 1568-1581, 2012.

SHAH, Y. T. **Energy and fuel systems integration**, Taylor & Francis Group, 2015.

SINGER J. G. Combustion fossil power systems, **Combustion Engineering, Inc.**, 1981.

SILVA, M. M. **Repotenciamento em Sistemas de Geração de Potência na Indústria Siderúrgica Utilizando Análise Termoeconômica**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Estadual de Campinas, 2004.

SOFIA, D.; COCA LLANO, P.; GIULIANO, A.; IBORRA HERNÁNDEZ, M.; GARCÍA PEÑA, F.; BARLETTA, D. Co-gasification of coal-petcoke and biomass in the Puertollano IGCC power plant. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 92, n. 8, p. 1428–1440, 2014.

SOLAR MARS 100. S.d. Disponível em:
<http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10550139>. Acesso em: 23 mar. 2014.

SPEIGHT, J. G. **The chemistry and technology of coal**. CRC Press, 2012.

SUN, R.; ISMAIL, T. M.; REN, X.; ABD EL-SALAM, M. Numerical simulation of gas concentration and dioxin formation for MSW combustion in a fixed bed. **Journal of Environmental Management**, v. 157, p. 111–7, 2015.

TAN, S. T.; HO, W. S.; HASHIM, H.; LEE, C. T.; TAIB, M. R.; HO, C. S. Energy, economic and environmental (3E) analysis of waste-to-energy (WTE) strategies for municipal solid waste (MSW) management in Malaysia. **Energy Conversion and Management**, v. 102, p. 111–120, 2015.

THALLAM THATTAI, A.; OLDENBROEK, V.; SCHOENMAKERS, L.; WOULDSTRA, T.; ARAVIND, P. V. Experimental model validation and thermodynamic assessment on high percentage (up to 70%) biomass co-gasification at the 253 MWe integrated gasification combined cycle power plant in Buggenum, The Netherlands. **Applied Energy**, v. 168, p. 381–393, 2016.

TOBIASEN, L.; KAMUK, B. Waste to energy (WTE) systems for district heating. p. 120-145. KLINGHOFFER, N. B., CASTALDI, M. J. (Edt.) Waste to energy conversion technology. Woodhead Publishing Limited, Cambridge, UK, 2013. DOI: 10.1533/9780857096364.2.120

TRADE ENERGY – Preço de empate. Disponível em:
<http://www.tradeenergy.com.br/comunicacao-imprensa.php>. Acesso em: 08 nov. 2013.

TU DELFT. 2004. **Cycle Tempo technical notes** - a program for thermodynamic modeling and optimization of energy conversion systems, Delft University of Technology, 2004.

TU DELFT. 2007. Cycle-Tempo version 5.0 (Build 481). Copyright 1980-2007. Delft University of Technology.

UDOMSRI, S.; MARTIN, A. R.; FRANSSON, T. H. Municipal solid waste management and waste to energy alternatives in Thailand. Disponível em:
http://inpact.inp-toulouse.fr/archives/WasteEng05/FullText_C/198_seksan_05_02_09.pdf, 2009, 08p. Acesso em: 11 mai. 2014.

UDOMSRI, S.; MARTIN, A. R.; FRANSSON, T. H. Economic assessment and energy model scenarios of municipal solid waste incineration and gas turbine hybrid dual-fueled cycles in Thailand. **Waste Management**, v. 30, p. 1414-1422, 2010.

UDOMSRI, S.; PETROV, M. P.; MARTIN, A. R.; FRANSSON, T. H. Clean energy conversion from municipal solid waste and climate change mitigation in Thailand Waste management and thermodynamic evaluation. **Energy for Sustainable Development**, v. 15, p. 355-364, 2011.

UJAM, A. J.; EBOH, F. Flue gas analysis of a small-scale municipal solid waste-fired generator. Disponível em:
http://www.ijceronline.com/papers/Vol2_issue8/B028008020.pdf, 2012, 11p. Acesso em: 17 dez. 2014.

VALERO, A.; USÓN, S. Oxy-co-gasification of coal and biomass in an integrated gasification combined cycle (IGCC) power plant. **Energy**, v. 31, n. 10-11, p. 1643-1655, 2006.

WASTE AUTHORITY. W2E_Technical_Report_Stage_Two_2013. Disponível em :
http://www.wasteauthority.wa.gov.au/media/files/documents/W2E_Technical_Report_Stage_Two_2013.pdf, 2013, 195p. Acesso em: 16 jun. 2014.

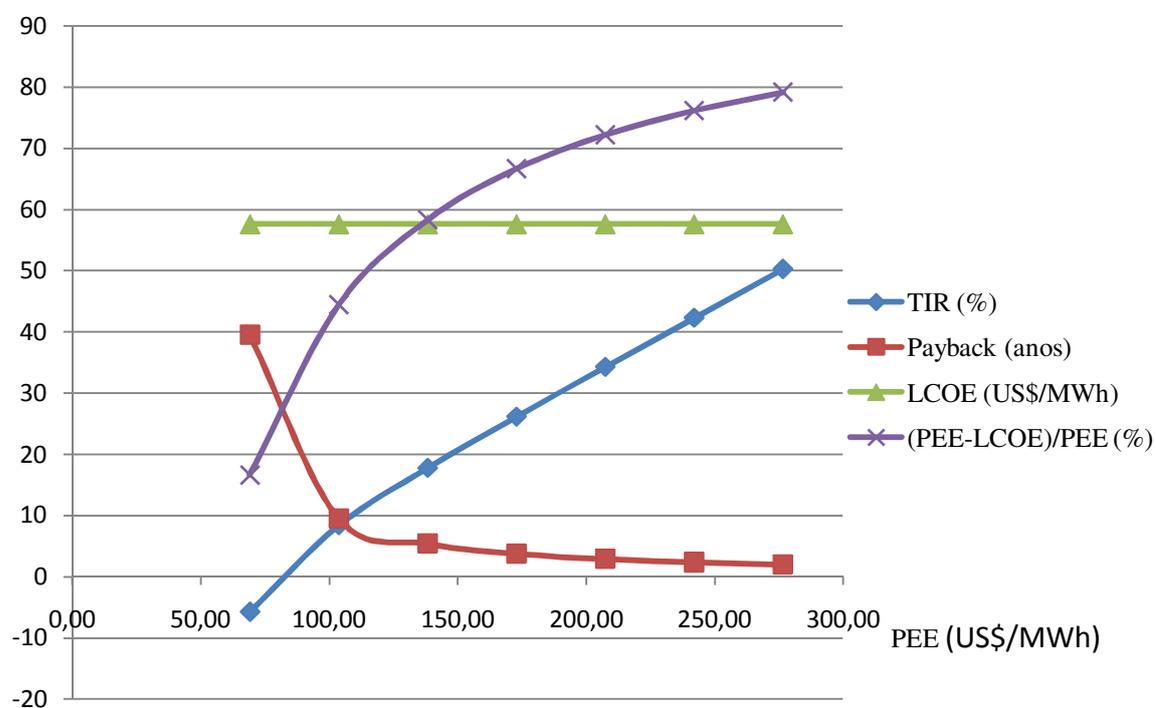
WORLD BANK. Municipal solid waste incineration: Technical Guidance Report. Washington, DC: Clearance Center, 1999. 111 p. Disponível em:
http://www.worldbank.org/urban/solid_wm/erm/CWG%20folder/Waste%20Incineration.pdf. Acesso em: 10 set. 2010.

YAP, H. Y.; NIXON, J. D. A multi-criteria analysis of options for energy recovery from municipal solid waste in India and the UK. **Waste Management**, v. 46, p. 265-277, 2015.

ZAFAR, S. Gasification of municipal solid waste. Disponível em:
<http://www.ewp.rpi.edu/hartford/~ernesto/S2014/SHWPCE/Papers/SW-Incineration-Gasification/Zafar2009-MSWGasification..pdf> , 2009, 8p. Acesso em: 20 jan. 2015.

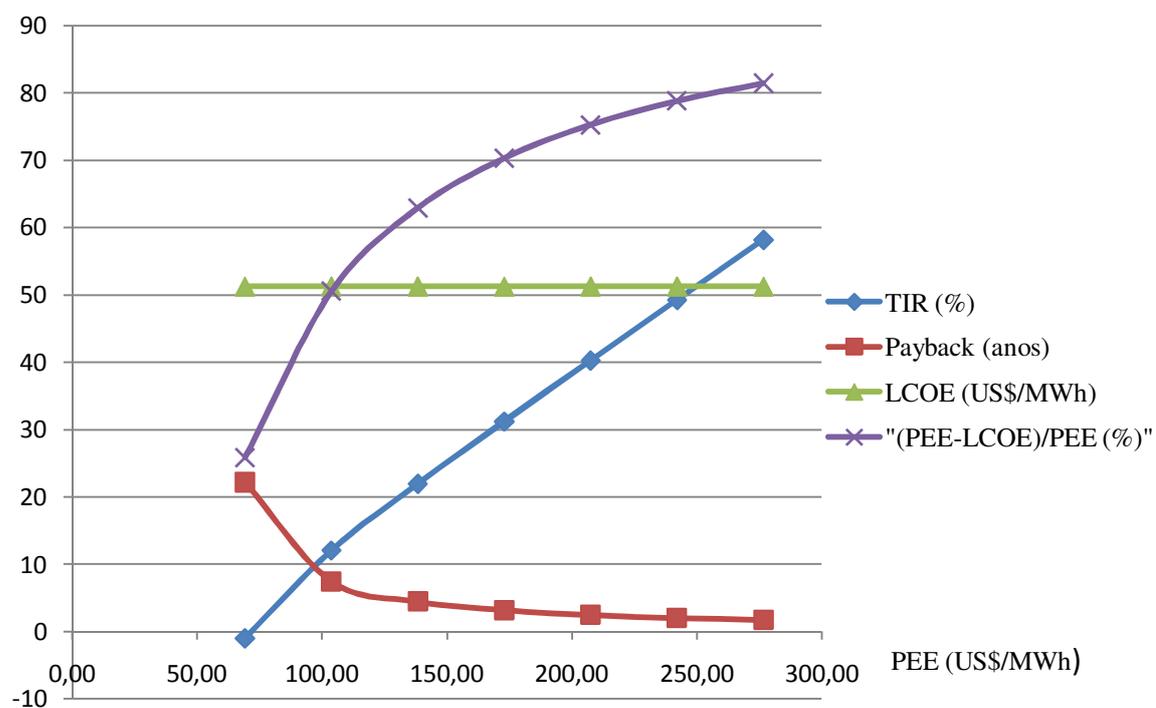
APÊNDICE A: Figuras representativas para TIR, *payback*, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE

Figura A1: Ciclo híbrido de médio porte usando combustível RSU(B)



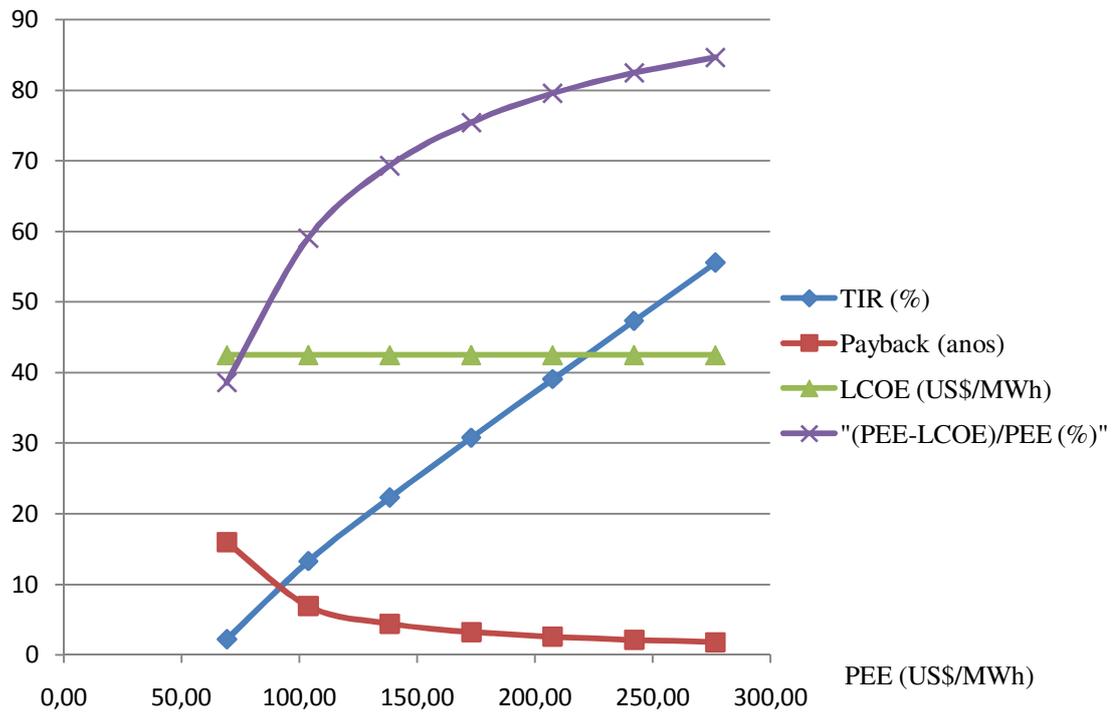
Fonte: elaboração própria

Figura A2: Ciclo híbrido de grande porte usando combustível RSU(A)



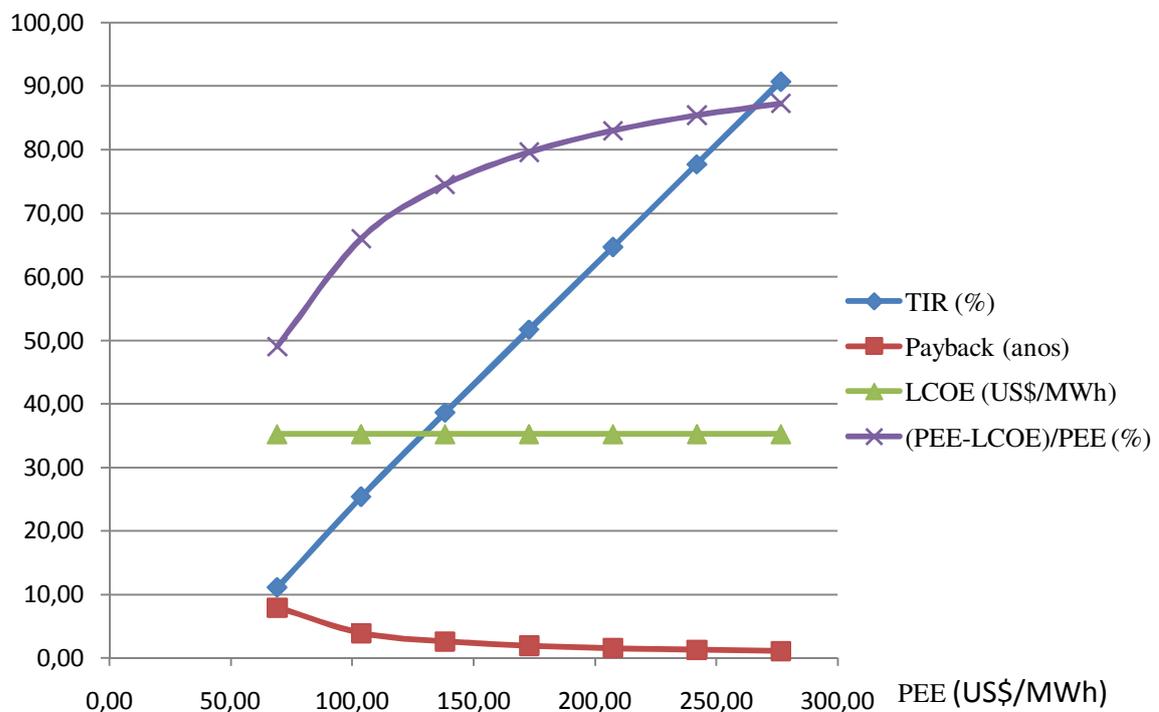
Fonte: elaboração própria

Figura A3: Ciclo híbrido de grande porte usando combustível RSU(B)



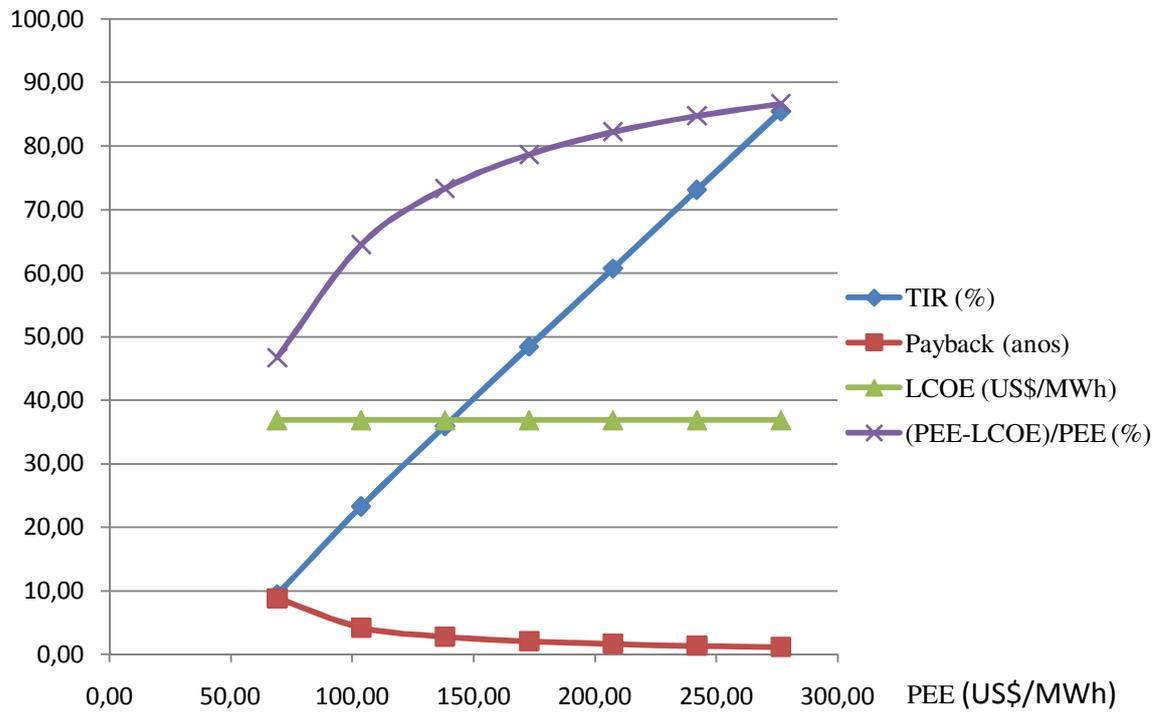
Fonte: elaboração própria

Figura A4: Ciclo IGCC de médio porte usando combustível RSU(A)



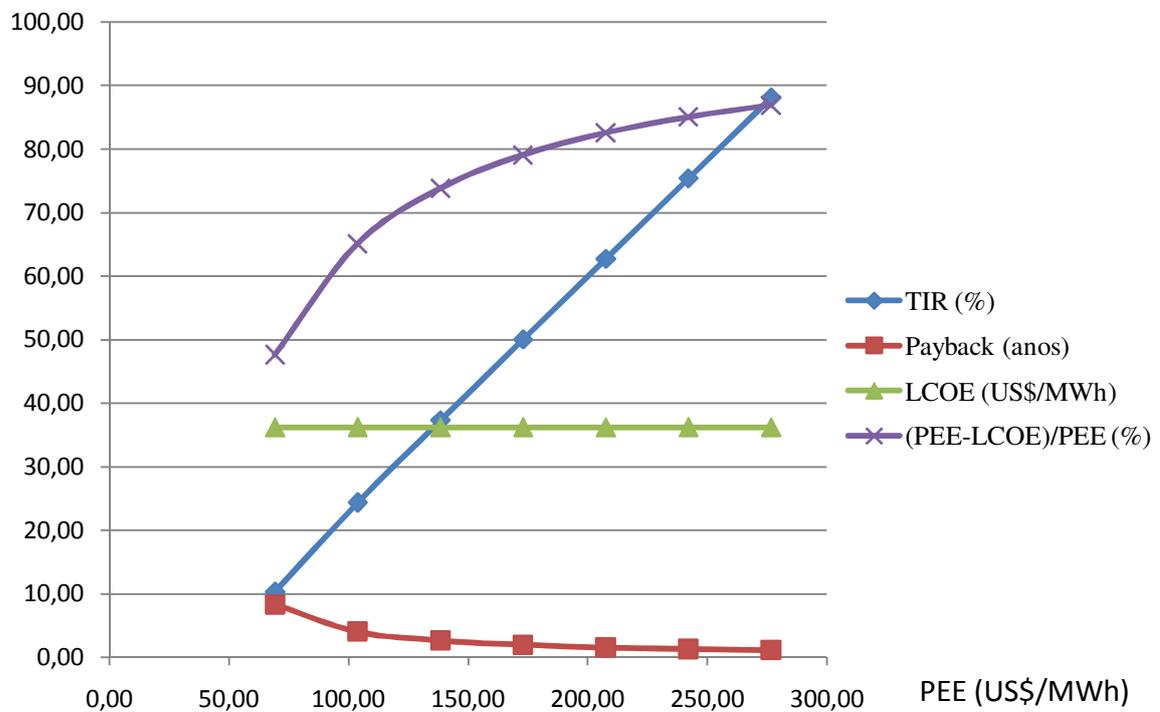
Fonte: elaboração própria

Figura A5: Ciclo IGCC de médio porte usando combustível RSU(B)



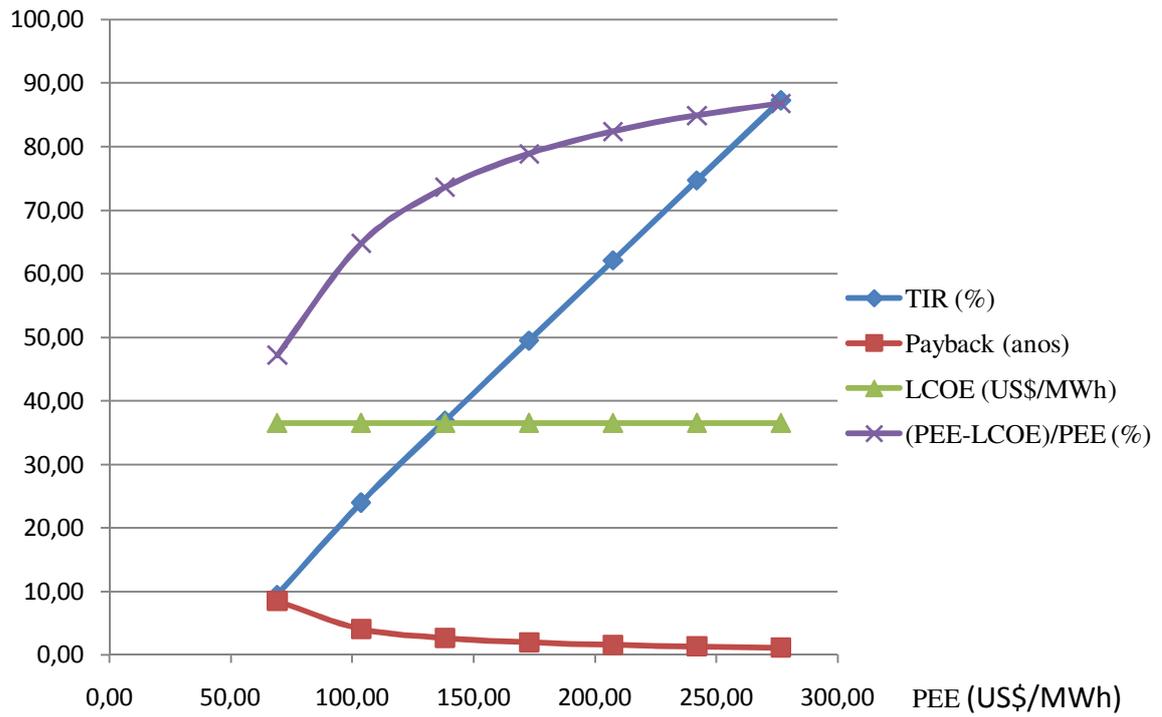
Fonte: elaboração própria

Figura A6: Ciclo IGCC de grande porte usando combustível RSU(A)



Fonte: elaboração própria

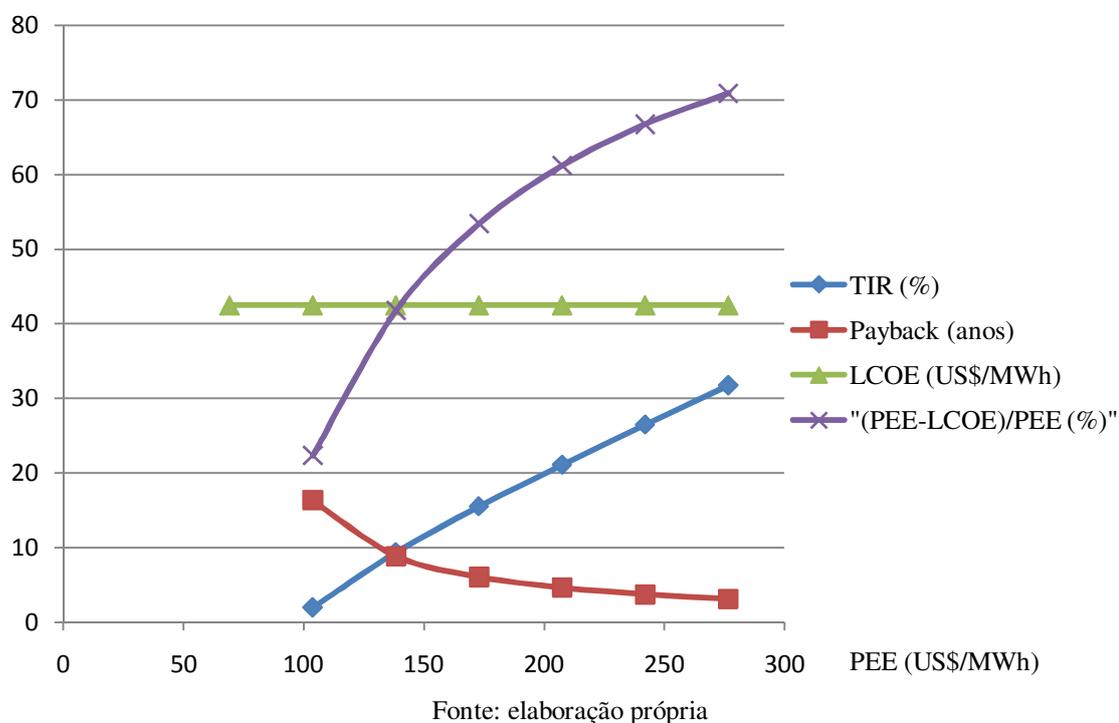
Figura A7: Ciclo IGCC de grande porte usando combustível RSU(B)



Fonte: elaboração própria

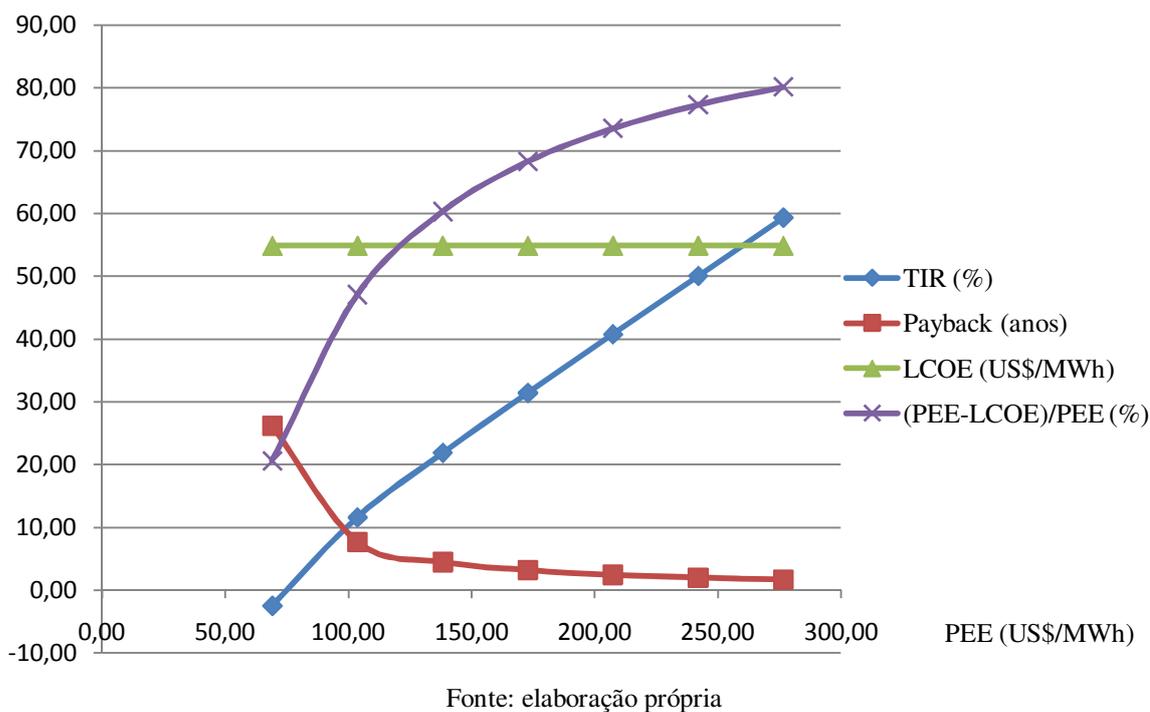
APÊNDICE B: Figuras representativas para TIR, payback, LCOE e (PEE-LCOE)/PEE

Figura B1: Ciclo híbrido de grande porte com captura de CO₂.



Esta figura deve ser comparada com a Figura A3.

Figura B2: Ciclo IGCC de grande porte com captura de CO₂



Esta figura deve ser comparada com a Figura A7.